



*Autorità per l'energia elettrica e il gas*

**RESOCONTO  
DELL'ATTIVITÀ CONOSCITIVA IN ORDINE ALLA  
INTERRUZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICO  
VERIFICATASI IL GIORNO 28 SETTEMBRE 2003**

9 giugno 2004

*Il presente documento fornisce il resoconto delle attività conoscitive svolte dal nucleo Piani di difesa delle grandi reti elettriche interconnesse costituito dal Direttore generale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) con determinazione 10 ottobre 2003, n. 89/03, nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva avviata dall'Autorità con deliberazione 29 settembre 2003, n. 112/03, ai fini della ricostruzione degli eventi che, il giorno 28 settembre 2003, hanno portato alla diffusione di una interruzione del servizio alla quasi totalità del sistema elettrico nazionale, nonché riguardo alle modalità con cui il sistema elettrico è stato ripristinato.*

*L'analisi degli eventi che hanno determinato la separazione del sistema elettrico nazionale dal resto della rete UCTE è stata oggetto dell'indagine che l'Autorità, nell'ambito della predetta istruttoria conoscitiva, ha svolto congiuntamente con la Commission de régulation de l'énergie (CRE, Francia). A tal riguardo, il presente documento tiene conto, in conseguenza di quanto disposto dall'Autorità con deliberazione 23 aprile 2004, n. 61/04, delle conclusioni dell'indagine congiunta della medesima Autorità e della CRE delineate nel documento "Report on the events of September 28<sup>th</sup>, 2003 culminating in the separation of Italian power system from the other UCTE networks".*

*L'istruttoria conoscitiva è stata condotta con il supporto tecnico del Politecnico di Milano (Dipartimento di Elettrotecnica).*

*Il presente documento viene pubblicato ai sensi della deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2004, n. 83/04, a chiusura della predetta istruttoria conoscitiva.*

## INDICE

Capitolo 1 Premessa.....	4
Capitolo 2 Esiti .....	6
Capitolo 3 Spunti per ulteriori approfondimenti.....	13
ANALISI TECNICA .....	18
PARTE 1 ANALISI DEGLI EVENTI SINO ALLA SEPARAZIONE DAL SISTEMA UCTE.....	19
Capitolo 4 Current set of rules and Procedures for Securing Operation of the Interconnected Power Systems .....	20
Capitolo 5 Analysis of planned and real operation .....	30
A. Day-ahead security assessment and operational planning .....	31
B. State of the interconnected grids at 03:00.....	34
C. Real time operation .....	38
D. Separation of the Italian power system from the UCTE network.....	43
PARTE 2 DIFFUSIONE DELLA INTERRUZIONE E RIPRISTINO DEL SERVIZIO .....	44
SEZIONE A SICUREZZA E ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ELETTRICO.....	45
Capitolo 6 Adeguatezza e sicurezza: affidabilità del sistema elettrico:.....	46
Capitolo 7 Sicurezza del sistema elettrico: quadro normativo.....	50
SEZIONE B DIFFUSIONE DELL' INTERRUZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICO.....	54
Capitolo 8 Analisi della gestione del sistema elettrico nazionale.....	55
A. Piano di difesa per il mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale .....	55
B. Programmazione dell'esercizio del sistema elettrico nazionale e condizione di funzionamento il 28 settembre 2003 .....	60
C. Gestione in tempo reale del sistema elettrico nazionale il 28 settembre 2003 .....	66
Capitolo 9 Diffusione dell'interruzione del servizio sul territorio nazionale .....	73
A. Transitorio di spegnimento del sistema elettrico nazionale in seguito alla separazione dalla rete UCTE .....	73
B. Funzionamento delle unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale .....	78
C. Funzionamento delle unità di produzione connesse alle reti elettriche di distribuzione .....	84
D. Funzionamento dei sistemi di alleggerimento automatico del carico .....	85
SEZIONE C RIPRISTINO DEL SERVIZIO ELETTRICO .....	91
Capitolo 10 Generalità in merito al ripristino del servizio elettrico .....	92
Capitolo 11 Prestazioni relative al ripristino del servizio elettrico.....	97
Capitolo 12 Comportamento delle unità di produzione termoelettriche in merito al rifiuto di carico.....	98
Capitolo 13 Gestione del ripristino del servizio elettrico .....	100
SEZIONE D TUTELA DEGLI UTENTI NELLE INTERRUZIONI GENERALIZZATE DEL SERVIZIO.....	107
Capitolo 14 Effetti del black-out sull'utenza .....	108
SEZIONE E INTERRUZIONI DEL SERVIZIO A CONFRONTO .....	113
Capitolo 15 Confronto tra i principali eventi di interruzione del servizio .....	114
SEZIONE F APPENDICI .....	116

## CAPITOLO 1

### PREMESSA

Durante la notte tra il 27 e il 28 settembre 2003 si sono verificati, nel sistema elettrico interconnesso europeo, una serie di malfunzionamenti, generati da guasti su linee elettriche della rete di trasmissione della Svizzera, che hanno determinato la separazione del sistema elettrico italiano dal resto della rete interconnessa UCTE<sup>1</sup>. In seguito a tale separazione, si è verificata una interruzione del servizio elettrico estesa alla quasi totalità del sistema elettrico nazionale (ad esclusione della Sardegna) e, in parte, del sistema elettrico svizzero (area del Ticino).

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), con deliberazione 29 settembre 2003, n. 112/03, ha avviato un'istruttoria conoscitiva in merito alla suddetta interruzione del servizio elettrico. Detta deliberazione ha stabilito che, per quanto riguarda gli eventi che hanno portato alla separazione del sistema elettrico italiano dal resto della rete UCTE, l'istruttoria conoscitiva dovesse essere svolta, ove possibile, in collaborazione con le autorità preposte alla regolazione dei sistemi elettrici dei paesi confinanti ed interessati dall'evento, vale a dire con Francia e Svizzera.

Le attività conoscitive svolte nell'ambito della predetta istruttoria conoscitiva sono state articolate nelle seguenti fasi:

- a) analisi degli eventi che hanno portato alla separazione del sistema elettrico nazionale dal resto della rete interconnessa europea, ivi incluso l'esame delle condizioni del sistema elettrico interconnesso nella circostanza antecedente l'origine degli eventi perturbanti;
- b) analisi degli eventi che hanno determinato la diffusione della interruzione del servizio sul territorio nazionale;
- c) analisi delle procedure adottate e dei risultati riscontrati durante la fase di ripristino del servizio.

Con solo riferimento agli eventi che hanno portato alla separazione del sistema elettrico nazionale della rete UCTE (cfr. sub a)), in data 6 ottobre 2003, l'Autorità, la *Commission de régulation de l'énergie* (l'autorità di regolazione francese, di seguito: CRE) e l'Ufficio Federale dell'Energia della Svizzera (un dipartimento del governo federale svizzero, di seguito: UFE) hanno assunto la decisione di realizzare una indagine congiunta in relazione al funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi, allo scopo di ricostruire gli eventi che hanno determinato la separazione del sistema elettrico italiano dalla rete europea.

L'indagine congiunta è stata avviata il 15 ottobre 2003. In tale occasione è stata concordata l'elaborazione e l'invio di un questionario ai gestori di rete coinvolti, finalizzato alla raccolta di informazioni inerenti l'interpretazione e l'applicazione delle regole e delle procedure relative alla previsione di funzionamento e alla gestione in tempo reale dei sistemi elettrici interconnessi, nonché il funzionamento di detti sistemi e la natura delle informazioni scambiate fra i soggetti coinvolti durante gli eventi verificatisi la notte del 28 settembre 2003.

Successivamente, UFE ha comunicato di non poter garantire il reperimento di alcuna informazione tra quelle concordate; di converso, ha proposto l'assunzione del rapporto preliminare UCTE, pubblicato il 27 ottobre 2003, come unica fonte di informazione da parte svizzera e di prevedere il coinvolgimento nell'indagine congiunta dei gestori di rete (ivi incluse le imprese elettriche della Svizzera). L'Autorità e CRE hanno ritenuto di non aderire a detta proposta in quanto ritenuta incompatibile con la necessaria indipendenza dell'indagine. A ciò si è aggiunto il fatto che, in data 20 novembre 2003, UFE ha pubblicato, autonomamente ed unilateralmente, un documento recante

---

<sup>1</sup> UCTE è la *Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité*.

“Rapporto sul Black-out in Italia del 28 settembre 2003” [13], senza alcuna consultazione preliminare con l’Autorità e la CRE.

Pertanto, l’Autorità e CRE hanno assunto la decisione di proseguire l’indagine congiunta senza il coinvolgimento di UFE e, con propria nota in data 1 dicembre 2003, hanno invitato le imprese elettriche svizzere a fornire direttamente le stesse informazioni già richieste ai gestori di rete italiano e francese.

Con lettera in data 23 dicembre 2003, le imprese elettriche svizzere associate in *Swiss Electric* hanno ritenuto di non aderire a detta richiesta evidenziando che tutte le informazioni di parte svizzera riguardanti gli eventi del 28 settembre 2003 erano già state rese note nell’ambito di altre indagini (indagine UCTE, indagine UFE e indagine del Governo italiano).

Nonostante la mancanza di dati e di informazioni da parte delle imprese elettriche svizzere, la quantità e la qualità delle informazioni ottenute dai gestori di rete italiano e francese hanno comunque permesso all’Autorità e a CRE di raggiungere una soddisfacente comprensione degli eventi e delle procedure operative adottate dai gestori di rete coinvolti negli eventi verificatisi la notte del 28 settembre 2003.

Quanto alle fasi di cui alle precedenti lettere b) e c), le attività conoscitive sono state dirette alla ricostruzione delle procedure seguite in rapporto alla vigente disciplina anche al fine di evidenziare l’adeguatezza della stessa.

Inoltre, in aggiunta a quanto appena richiamato, sono state condotte le seguenti analisi riguardanti:

- a) il quadro normativo relativo alla gestione in sicurezza dei sistemi elettrici interconnessi al fine di verificarne l’adeguatezza e giungere alla formulazione di osservazioni e proposte per l’incremento dell’efficacia delle misure volte alla predetta gestione in sicurezza;
- b) le procedure attualmente adottate dai gestori di rete nell’ambito della gestione coordinata dei sistemi elettrici interconnessi al fine di valutare l’opportunità di definire eventuali direttive verso i predetti gestori di rete;
- c) le interazioni tra la gestione dei sistemi elettrici, il quadro regolatorio e l’assetto di mercato vigenti;
- d) misure a protezione degli interessi di utenti e consumatori.

## CAPITOLO 2

### ESITI

Nel presente paragrafo vengono esposti, in forma sintetica, con rinvio per il dettaglio alla successiva parte di analisi tecnica, gli esiti delle attività conoscitive svolte dal Nucleo “Piani di difesa delle Grandi Reti elettriche interCOonnesse” (PIGRECO) ai fini della ricostruzione della sequenza di eventi che sono stati causa determinante, singolarmente o congiuntamente, della diffusione dell’interruzione sul territorio nazionale e della sua durata.

Gli esiti di cui si dà conto traggono fondamento dalle dichiarazioni rese, ovvero dai documenti trasmessi, dagli esercenti.

Gli elementi di cui sopra non consentono, invece, di tracciare un quadro conclusivo in ordine ad eventuali responsabilità nei limiti in cui tale approfondimento rientra nelle funzioni dell’Autorità, ossia nei limiti dell’accertamento di condotte che possano integrare il presupposto per l’adozione di provvedimenti ripristinatorii nella competenza della stessa Autorità. A tale fine risultano necessari approfondimenti ulteriori volti alla ricostruzione puntuale delle condotte individuali al fine di ponderarne l’effettiva patologia in rapporto sia alla disciplina, sia alla sua concreta attuazione sul piano delle modalità di adempimento ai vincoli funzionali alla sicurezza del sistema. E’ emblematica in tal senso la situazione riscontrata nei rapporti tra il GRTN ed i soggetti titolari di porzioni di rete di trasmissione nazionale, quanto al profilo delle cosiddette “consegne autonome”, ossia della intestazione al proprietario della infrastruttura di rete del vincolo a gestire in autonomia azioni necessarie alla gestione del ripristino del servizio: le dichiarazioni rese da detti soggetti in ordine a tale profilo sono discordanti, ciò che non consente allo stato di delineare ipotesi consistenti sul piano delle possibili responsabilità.

Al riguardo, in considerazione del fatto che le conoscenze fin qui consolidate in esito alle attività conoscitive costituiscono ragionevole evidenza di possibili ipotesi di condotta rilevanti ai fini della doverosa adozione di misure prescrittive o sanzionatorie nella competenza dell’Autorità ai sensi della legge n. 481/95, si ritiene preferibile proporre, ai fini dell’acclaramento definitivo e della conseguente contestazione di responsabilità amministrativa, l’avvio di istruttorie formali individuali volte alla eventuale assunzione di dette misure.

In questo modo, assicurando ai soggetti le più ampie garanzie di contraddittorio nei termini imposti dalla disciplina dei procedimenti per l’adozione di provvedimenti individuali di competenza dell’Autorità di cui al decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244/01, si procederà in piena aderenza al principio di economicità dell’azione amministrativa. Infatti, il prolungamento dell’istruttoria conoscitiva al fine di delineare più analiticamente le posizioni individuali non esimerebbe l’Autorità, a fronte delle ipotesi eventualmente acclamate, dall’avvio di procedimenti individuali nei quali sottoporre dette ipotesi al contraddittorio esteso, secondo le previsioni del richiamato decreto presidenziale, ad ogni soggetto interessato.

#### *Dall’origine della perturbazione alla separazione dalla rete UCTE*

**E1. Il 28 settembre 2003, la gestione della rete svizzera è stata carente in termini di predisposizione di misure preventive atte a mantenere la sicurezza di funzionamento del servizio elettrico. Ciò ha determinato una situazione di rischio per la sicurezza del servizio elettrico nei sistemi interconnessi europei.**

Le regole per la gestione delle reti di trasmissione svizzere prevedono che le linee elettriche siano progettate per una temperatura *standard* di esercizio pari a 40°C. Durante la notte tra il 27 e il 28 settembre 2003, le linee elettriche in altissima tensione delle reti di trasmissione della Svizzera erano esercite ad una temperatura molto superiore rispetto al predetto *standard*. Tale situazione di funzionamento consentirebbe comunque una gestione del sistema elettrico in condizioni di sicurezza, con particolare riferimento alle problematiche di guasti verso terra, a condizione che siano effettuate opportune verifiche finalizzate all'accertamento di eventuali condizioni di rischio indotte da tale situazione.

Gli elementi acquisiti nel corso dell'attività conoscitiva pongono in evidenza che la differenza tra gli angoli di fase<sup>2</sup> agli estremi della linea del Lucomagno dopo la sua apertura (differenza che ha impedito la richiusura di tale linea) era prevedibile e avrebbe dovuto essere considerata in sede di programmazione del funzionamento in sicurezza che viene, di norma, definita il giorno prima a quello a cui l'esercizio si riferisce.

Con riferimento a tale fenomeno, l'indagine congiunta ha rivelato carenza di predisposizione di adeguate risorse da parte dei gestori di rete della Svizzera con riferimento sia a risorse interne al sistema elettrico svizzero che a risorse che avrebbero potuto essere reperite all'esterno di detto sistema. Detta carenza, oltre a compromettere la sicurezza di funzionamento della rete svizzera, nonché dei sistemi interconnessi, costituisce una violazione delle regole UCTE.

**E2. Il 28 settembre 2003, le imprese elettriche svizzere non hanno rispettato quanto previsto dalle regole dell'UCTE.**

Nell'ambito delle regole UCTE, la cosiddetta regola N-1 è considerata uno dei più importanti requisiti per il funzionamento in sicurezza dei sistemi elettrici interconnessi. Con riferimento agli eventi verificatisi il 28 settembre 2003, il rapporto preliminare UCTE [12] giunge alla conclusione che la regola N-1 era rispettata tenendo conto di risorse esterne al sistema elettrico svizzero. Tale conclusione non tiene in considerazione quanto esplicitamente previsto nelle regole UCTE relativamente agli accordi che devono essere conclusi preventivamente tra i gestori di rete al fine dell'utilizzo di risorse per la sicurezza esterne al proprio sistema, qualora questo risulti affetto da eventi che ne pregiudichino la sicurezza di funzionamento.

Dalle informazioni acquisite nel corso dell'attività conoscitiva non risulta la conclusione di accordi tra il GRTN<sup>3</sup> e le imprese elettriche svizzere inerenti l'utilizzo della modulabilità dei prelievi degli impianti idroelettrici di pompaggio in Italia al fine di fronteggiare una situazione di emergenza della rete di trasmissione della Svizzera.

**E3. Il 28 settembre 2003, l'insufficiente predisposizione di misure preventive da parte dei gestori di rete svizzeri ha portato, in seguito al fuori servizio della linea a 380 kV Mettlen-Lavorgo (linea del Lucomagno), alla perdita della linea a 380 kV Sils-Soazza (linea del San Bernardino) con il conseguente verificarsi di una condizione N-2 non contemplata nella programmazione della gestione dei sistemi elettrici interconnessi.**

L'indagine congiunta ha evidenziato che, prima del guasto sulla linea del Lucomagno, la condizione di funzionamento delle reti di interconnessione e il volume di energia elettrica importata in Italia

<sup>2</sup> Nel caso in cui si debba effettuare la chiusura di un estremo di una linea è necessario verificare la differenza tra le tensioni (modulo e fase) e la differenza tra le frequenze tra tale estremo e il punto del sistema elettrico in cui avviene detta chiusura.

<sup>3</sup> GRTN è la società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa.

erano coerenti con la situazione prevista nella fasi di programmazione dell'esercizio dei sistemi elettrici interconnessi.

Per quanto riguarda le azioni intraprese dai gestori di rete svizzeri dopo la perdita della linea del Lucomagno, indipendentemente dal contenuto della conversazione telefonica delle 03:10:47 intercorsa tra GRTN ed ETRANS<sup>4</sup>, la sequenza degli eventi pubblicata dall'UCTE [12] e successivamente confermata da UFE [13] indica che i medesimi gestori di rete hanno informato i gestori delle reti confinanti con eccessivo ritardo, in maniera non corretta, sottostimando la gravità degli eventi.

Dalle informazioni acquisite si evince che la prima serie di contromisure adottate dalle imprese elettriche svizzere, finalizzate alla richiusura della linea del Lucomagno, è stata inappropriata ed inefficace e ha comportato un ritardo di 9 minuti nella richiesta al GRTN di riduzione del livello delle importazioni di 300 MW. Tale contromisura, per altro, si è rivelata insufficiente per il ripristino di un normale flusso sulla linea del San Bernardino.

Le contromisure adottate nella gestione in tempo reale dalle imprese elettriche svizzere non sono state coerenti con quanto previsto nelle regole UCTE<sup>5</sup> [1], nella procedura tri-laterale concordata tra GRTN, RTE<sup>6</sup> ed ETRANS e nelle procedure per la sicurezza predisposte dalle imprese svizzere descritte nel rapporto preliminare dell'UCTE. L'assunzione delle predette contromisure non è stata sufficiente a riportare il funzionamento delle reti di trasmissione in condizioni di sicurezza, ciò che ha determinato la successiva perdita della linea del San Bernardino. La perdita di tale linea ha posto la rete di interconnessione in una condizione di funzionamento estremamente rischiosa (condizione N-2), in quanto non contemplata nelle procedure per la programmazione del funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi.

#### **E4. La mancata adozione delle previste contromisure ha comportato l'inefficacia delle logiche di controllo delle sezioni critiche poste a difesa dell'integrità della rete di interconnessione con l'estero.**

Al fine di fronteggiare eventi poco probabili, ma di particolare criticità per la sicurezza di funzionamento della rete di interconnessione con l'estero e, di conseguenza, per l'intero sistema elettrico nazionale, è stato adottato in Italia, già prima dell'avvio del processo di liberalizzazione del settore elettrico del 1999, un piano di difesa consistente nel controllo continuo in automatico dello stato di funzionamento di un insieme di linee elettriche di interconnessione a 380 kV (tale insieme è denominato "sezione critica"). Lo stato di funzionamento della sezione critica viene confrontato con una condizione di riferimento (in termini di numero di linee in servizio e flussi di potenza su tali linee), tale per cui la riduzione del numero di linee in servizio e l'incremento, oltre una soglia predeterminata, dei flussi di potenza sulle linee ancora collegate, determina l'attivazione di una logica di controllo per la quale, in corrispondenza di una eventuale apertura di una linea elettrica della sezione critica, è effettuato un distacco automatico e mirato dei prelievi di energia elettrica dell'utenza diffusa così da ridurre il flusso di potenza complessivamente transitante sulla sezione critica.

<sup>4</sup> ETRANS è il coordinatore di sistema nella rete di trasmissione svizzera.

<sup>5</sup> UCTE [12] ha indicato che "in caso di perdita della linea Mettlen-Lavorgo, l'operatore chiami il GRTN, informi il GRTN della perdita della linea, richieda che i pompaggi siano disattivati e che la produzione in Italia sia incrementata".

<sup>6</sup> RTE è *Gestionnaire du réseau de transport de l'électricité* – Il gestore indipendente della rete elettrica di trasmissione della Francia.



Il 28 settembre 2003, la mancata adozione delle previste contromisure ha determinato lo stabilirsi di eventi verso i quali, le logiche di controllo automatiche della sezione critica Rondissone-Albertville e della sezione critica Estero, poste a difesa dell'integrità della rete di interconnessione con l'estero, si sono rivelate inefficaci.

**E5. La separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE è stata caratterizzata da fenomeni di instabilità transitoria del sistema elettrico italiano rispetto alla rete UCTE.**

L'analisi dell'andamento nel tempo dei flussi di potenza sulle linee di interconnessione in seguito alla perdita della linea del San Bernardino, porta a concludere che il sistema elettrico nazionale abbia probabilmente subito una perdita di passo<sup>7</sup> rispetto al sistema interconnesso dell'Europa continentale. La perdita della linea del San Bernardino (successiva alla perdita della linea del Lucomagno) ha innescato ulteriori rapide aperture di linee e un successivo fenomeno di instabilità transitoria comportando l'intervento dei sistemi posti a protezione delle rimanenti linee elettriche di interconnessione.

La diffusione dell'interruzione in Italia

**E6. In seguito alla separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE, la diffusione dell'interruzione del servizio elettrico nel territorio nazionale è stata causata da una serie di eventi concomitanti tra i quali rilevano, primariamente, il distacco anticipato di unità di produzione rispetto ai termini prescritti e, in seconda battuta, una non efficace reazione del sistema di alleggerimento automatico del carico.**

La perdita della rete di interconnessione equivalente alla separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE ha comportato una situazione di *deficit* istantaneo di potenza (venendo a mancare circa il 24% della potenza necessaria a coprire il fabbisogno di quell'istante) tale da innescare un brusco decadimento del valore di frequenza nell'intero sistema nazionale. Ad esso si è accompagnato un transitorio di tensione molto marcato nell'area Nord-Ovest del sistema elettrico, probabilmente associato al verificarsi della predetta condizione di perdita di passo.

Tale condizione di *deficit* è stata aggravata dal fatto che, in un tempo di circa 2,5 minuti, è venuto a mancare l'apporto di produzione di energia elettrica stimabile in circa il 16% del fabbisogno in conseguenza del distacco intempestivo delle unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale<sup>8</sup> (ammontare che sale al 22% se si considerano anche i distacchi delle unità di produzione connesse alle reti di distribuzione). L'ammancio di risorse a copertura istantanea del fabbisogno è corrisposto, quindi, a 40÷45% del medesimo fabbisogno<sup>9</sup>.

Le azioni di alleggerimento automatico dei prelievi di energia elettrica (utenza diffusa) hanno comportato una riduzione del carico pari a circa il 28% del fabbisogno che sale al 40%, se si

<sup>7</sup> Fenomeno per il quale si ha la perdita di sincronismo di un'area rispetto ad un'altra. Tale fenomeno si ripercuote in maniera molto sensibile sul funzionamento del sistema elettrico causando oscillazioni molto marcate dei flussi di potenza sulle linee e delle tensioni nei nodi della rete.

<sup>8</sup> La rete di trasmissione nazionale è la rete gestita dal GRTN il cui ambito è stato stabilito con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 giugno 2000 come modificato dal decreto del Ministro delle attività produttive in data 23 dicembre 2002.

<sup>9</sup> Se si trascura, in prima approssimazione, l'effetto della variazione dei prelievi di energia elettrica con la frequenza e con la tensione.

includono le azioni di disconnessione automatica (per minima frequenza) degli impianti di pompaggio.

Le azioni di alleggerimento automatico del carico non sono quindi state sufficienti a fronteggiare la perdita di risorse per la copertura istantanea del fabbisogno. Ciò ha determinato il mancato arresto del decadimento della frequenza e, con esso, la diffusione dell'interruzione del servizio elettrico causato dal distacco dalle reti (alla frequenza di 47,5 Hz) di tutte le unità di produzione ancora connesse alle medesime reti.

Più in particolare:

**E7. Durante la fase di diffusione dell'interruzione del servizio il comportamento di 21 gruppi di produzione è stato apparentemente difforme da quanto stabilito nelle Regole tecniche di connessione alla rete di trasmissione nazionale.**

Il paragrafo 5.10 delle Regole tecniche di connessione stabilisce che ciascun gruppo di produzione di energia elettrica deve essere dotato di un regolatore di velocità in grado di garantire il funzionamento stabile del gruppo, per un tempo indefinito, per qualunque frequenza compresa fra 47,5 Hz e 51,5 Hz e in qualunque condizione di carico compresa fra il carico dei servizi ausiliari e la potenza massima del gruppo, nonché di garantire, per tempi limitati (qualche secondo), il corretto funzionamento del gruppo per qualunque frequenza compresa fra 46,0 Hz e 47,5 Hz.

Le informazioni acquisite nel corso dell'attività conoscitiva hanno evidenziato come 21 gruppi di produzione connessi alla rete di trasmissione nazionale si siano distaccati dalla medesima rete prima che la frequenza raggiungesse il valore di 47,5 Hz. Il mancato apporto di potenza da parte di tali gruppi alla copertura del fabbisogno è stato determinante nella formazione delle condizioni di *deficit* che hanno causato il decadimento della frequenza e, conseguentemente, la diffusione dell'interruzione.

Pertanto, su richiesta dei soggetti responsabili di unità di produzione e per motivate esigenze, il GRTN può accordare deroghe all'applicazione alle Regole tecniche di connessione<sup>10</sup>, che debbono essere comunicate all'Autorità.

Tali deroghe devono essere riportate in un apposito registro predisposto dal Gestore ai sensi dell'art. 16, comma 6 della deliberazione n. 52/00 dell'Autorità.

Alla data non risultano evidenze formali di riconoscimento di deroghe pur essendo stato acclarato che 29 gruppi di produzione termoelettrici dei 140 connessi alla rete di trasmissione nazionale sono dotati di dispositivi di protezione di minima frequenza le cui soglie di intervento sono difformi da quanto stabilito nelle Regole tecniche di connessione (soglia di frequenza superiore a 47,5 Hz).

**E8. L'azione complessiva di alleggerimento automatico del carico non ha raggiunto i livelli previsti nelle Regole tecniche di connessione. Inoltre, è stato riscontrato che un certo numero di imprese distributrici connesse alla rete di trasmissione nazionale non è dotata di dispositivi di alleggerimento automatico del carico.**

Le Regole tecniche di connessione stabiliscono che le azioni di alleggerimento del carico devono essere tali da consentire un distacco di carico fino ad una misura massima pari al 60% del fabbisogno complessivo. A tal fine, il GRTN può richiedere l'installazione di dispositivi di alleggerimento automatico del carico a soggetti direttamente connessi alla rete di trasmissione

<sup>10</sup> Approvate con deliberazione dell'Autorità 28 febbraio 2001, n. 39/01.

nazionale, ovvero all'interno delle reti di distribuzione. L'azione di alleggerimento del carico rilevata in occasione degli eventi verificatisi il 28 settembre 2003, ha dato luogo ad un distacco complessivo, includendo gli effetti del distacco della totalità dei prelievi degli impianti idroelettrici di pompaggio, pari a circa il 40% del complessivo fabbisogno di energia elettrica<sup>11</sup>. Il tasso di intervento medio dei dispositivi di alleggerimento automatico del carico predisposto dalle imprese distributrici è stato pari circa all'85%.

A tale riguardo, risulta, altresì, che oltre i ¾ delle imprese distributrici con almeno un punto di interconnessione alla rete di trasmissione nazionale non risultano essere dotate di dispositivi per l'alleggerimento del carico.

**E9. Il tasso di insuccesso della attuazione delle azioni di rifiuto di carico<sup>12</sup> dei gruppi di produzione è stato molto elevato. Ciò ha compromesso gravemente il ripristino del servizio elettrico.**

Le Regole tecniche di connessione prescrivono che i titolari delle unità di produzione sono tenuti a dichiarare le caratteristiche dell'impianto ivi inclusa l'attitudine a sopportare il rifiuto di carico. Dalle informazioni acquisite nel corso dell'attività conoscitiva non risultano evidenze formali di dichiarazioni di non attitudine a sopportare dette azioni. Per contro è stato riscontrato un elevato tasso di insuccesso dell'attuazione delle medesime azioni.

Giova ricordare che l'attuazione con successo delle azioni di rifiuto di carico è di basilare importanza per la riduzione dei tempi necessari al ripristino del servizio elettrico in seguito a disservizi estesi.

*Il ripristino del servizio*

**E10. Nella maggior parte dei casi non si è verificato l'avvio autonomo delle unità di prima riaccensione. Il GRTN ha gestito il ripristino del servizio mediante le sole direttrici di rialimentazione a partire dal Nord. Ciò ha causato il notevole ritardo del ripristino del servizio elettrico nelle regioni del Centro e del Sud.**

Dagli elementi acquisiti nel corso dell'attività conoscitiva, emerge, nella maggior parte dei casi, il mancato avvio autonomo delle unità di produzione di prima riaccensione<sup>13</sup>. Ciò ha determinato l'impossibilità di attivare le direttrici di riaccensione secondo quanto stabilito dal Piano di riaccensione predisposto dal GRTN. Il ripristino del servizio elettrico è stato direttamente gestito dal GRTN tramite l'utilizzo delle direttrici di rialimentazione previste dal Piano di riaccensione e, principalmente, tramite la rialimentazione del Centro e del Sud a partire dalle aree già ripristinate del Nord.

---

<sup>11</sup> Ciò, probabilmente, è da mettere in relazione al ridotto livello di consumi caratteristici delle condizioni di funzionamento notturne festive.

<sup>12</sup> Per azioni di rifiuto di carico si intende l'insieme di procedure che devono essere attivate qualora un gruppo di produzione si disconnetta dalla rete elettrica in maniera improvvisa affinché detto gruppo riduca velocemente l'entità della sua produzione fino a mantenersi in servizio stabile sui propri servizi ausiliari. Tali procedure, se eseguite con successo, evitano lo spegnimento del gruppo e consentono al medesimo di essere in condizioni di potersi riconnettere in tempi brevi alla rete elettrica.

<sup>13</sup> Denominate anche "centrali di black start", sono unità di produzione, di norma idroelettriche o turbogas, in grado di avviarsi senza l'ausilio di risorse esterne e, quindi, anche in condizioni di interruzione del servizio elettrico.

**E11. Durante le fasi di ripristino del servizio elettrico, i sistemi di telecomunicazione per il controllo in remoto degli organi di manovra degli elementi della rete di trasmissione nazionale hanno subito fenomeni di instabilità e saturazione. Inoltre, il sistema di alimentazione in emergenza di detti sistemi di telecomunicazione si è rivelato inadeguato.**

Durante le fasi del ripristino del servizio elettrico il comportamento dei sistemi di telecomunicazione e dei sistemi per il controllo automatico (in remoto) degli organi di manovra degli elementi della rete di trasmissione nazionale hanno subito rilevanti fenomeni di instabilità. Dalle ore 08:00 alle ore 14:40, non è stato possibile utilizzare il predetto sistema di controllo automatico a causa di mancanza di alimentazione (dovuto a non adeguatezza dei sistemi di alimentazione di emergenza) dei sistemi di telecomunicazione utilizzati a tale fine. Ciò ha comportato la necessità di utilizzo del sistema di telecomunicazione satellitare e di attuazione in manuale delle manovre necessarie a ripristinare la rete di trasmissione nazionale, inficiando il pronto ripristino del servizio.

\*\*\*

**In conclusione, gli eventi a più elevata incidenza causale nella generazione e configurazione del disservizio del 28 settembre 2003 potrebbero essere individuati nei seguenti:**

- a) **carenze di misure preventive in Svizzera (E1);**
- b) **mancato rispetto delle regole UCTE (E2);**
- c) **adozione di misure correttive non adeguate nella gestione in emergenza (E3);**
- d) **distacco anticipato di unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale (E6 e E7);**
- e) **mancata attuazione delle azioni di rifiuto di carico di unità di produzione (E9);**
- f) **mancato avviamento di unità di produzione di prima riaccensione (E10);**
- g) **inefficacia dell'attuazione di alcune procedure di ripristino e probabili inadempimenti del quadro normativo afferente alla trasmissione nella fase di ripristino del servizio (E11).**

### CAPITOLO 3

#### SPUNTI PER ULTERIORI APPROFONDIMENTI

In questo paragrafo vengono portate all'attenzione dell'Autorità le possibili azioni o misure che, traendo spunto dalle conoscenze acquisite, possono essere ipotizzate quale stimolo o contributo al miglioramento dell'impianto organizzativo e regolatorio del settore elettrico nazionale e sopranazionale per la più efficace gestione di disservizi quale quello analizzato.

**S1. Le regole UCTE necessitano di essere maggiormente dettagliate; il loro rispetto potrebbe essere reso vincolante, verificato e controllato in maniera indipendente dai soggetti coinvolti nell'applicazione di dette regole.**

Le divergenti interpretazioni circa la conformità alle regole UCTE dell'operato dei gestori di rete durante la notte del 28 settembre 2003, evidenziano la necessità che tali regole siano riviste, ovvero che siano prodotte delle interpretazioni al fine di una univoca definizione delle prescrizioni tecniche e di una univoca attribuzione di responsabilità riguardo l'applicazione di dette prescrizioni.

Inoltre, l'applicazione delle regole UCTE si basa su un accordo volontario e nessun organo indipendente è formalmente responsabile della verifica e del controllo. La corretta applicazione delle regole UCTE è lasciata all'autonomia di ciascun gestore di rete. Le analisi svolte riguardo gli eventi del 28 settembre 2003 evidenziano che l'assenza di un controllo indipendente della corretta applicazione delle regole UCTE incide negativamente sulla sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi e sulla sicurezza degli approvvigionamenti di energia elettrica in Europa. Ciò è reso ancora più evidente dalla contestuale presenza di sistemi elettrici liberalizzati e sistemi verticalmente integrati, non sottoposti ad una azione di regolazione indipendente.

È necessaria la revisione dei contenuti di tali regole. Stante il ruolo svolto dalle autorità di regolazione in merito alla definizione di modalità e condizioni per l'accesso alle reti elettriche, nonché in merito al controllo dell'accesso alle reti di interconnessione, andrebbe valutata la possibilità che alle medesime autorità sia intestata, nelle forme appropriate, la responsabilità dei controlli e delle verifiche citate.

**S2. Ai fini di una corretta gestione dei sistemi elettrici interconnessi sia in fase di programmazione che nel tempo reale, sarebbe opportuno incrementare il grado di coordinamento tra gestori di rete.**

Le analisi condotte hanno evidenziato che le cause degli eventi che hanno portato alla separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE la notte del 28 settembre 2003 non possono essere individuate nell'incremento del volume dell'energia elettrica transitante sulle reti di interconnessione né tantomeno nella variabilità nel tempo di tali scambi di energia elettrica. Tuttavia, detta variabilità induce a ritenere che l'esigenza di una corretta gestione dei sistemi elettrici interconnessi debba comportare la necessità di adottare procedure operative che portino ad un incremento del grado di coordinamento dei gestori di rete di detti sistemi.

Tali procedure non potranno, comunque, determinare l'annullamento delle differenze tra i programmi commerciali di scambio di energia elettrica alle frontiere e gli scambi fisici. Tale differenza sarà comunque sempre presente, essendo determinata dalle leggi della fisica quanto ai flussi di energia elettrica nelle reti magliate. L'adozione delle citate procedure dovrà piuttosto determinare una situazione per la quale i gestori di rete siano in grado di controllare lo stato di

funzionamento della rete di interconnessione indotta dalla realizzazione di tali programmi commerciali. Quanto detto richiede che, in via multilaterale, siano conclusi accordi e stabilite procedure relative alla assegnazione della capacità di trasporto e all'attività di previsione dello stato di funzionamento della rete di interconnessione in analogia a quanto parzialmente proposto dall'ETSO<sup>14</sup>.

Qualora adeguatamente approntate, le predette procedure consentiranno la riduzione dei costi di esercizio e un maggior sfruttamento della capacità di trasporto sull'interconnessione mantenendo, al contempo, un adeguato livello di sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi. A tal fine, dette procedure potrebbero prevedere l'istituzione di una sede comune per l'approvvigionamento di risorse per la sicurezza (risorse per la riserva e per azioni di bilanciamento) con ciò consentendo l'ordinato utilizzo, da parte di ciascun gestore di rete, di risorse esterne al proprio sistema elettrico.

### **S3. Gioverebbe alla sicurezza di funzionamento a livello europeo se in Svizzera fosse adottato un quadro normativo e regolatorio coerente con i principi di cui alle direttive adottate nell'ambito dell'Unione europea.**

L'indagine condotta mette in evidenza l'opportunità di adottare nuove regole di gestione delle reti interconnesse che includano, anche per le imprese elettriche svizzere, il necessario scambio di informazioni teso alla verifica della avvenuta gestione in sicurezza delle reti elettriche.

Gli eventi verificatisi il 28 settembre 2003 mettono in luce, inoltre, le problematiche inerenti la sicurezza di funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi in presenza di imprese elettriche ancora verticalmente integrate operanti in un contesto liberalizzato basato sulla separazione funzionale delle attività della filiera elettrica.

Infine, gli eventi del 28 settembre 2003, evidenziano le problematiche connesse alla qualità e al controllo delle attività di gestione e di manutenzione delle reti elettriche in assenza di un gestore di rete indipendente. In assenza di un adeguato assetto normativo le imprese elettriche possono agire nella direzione di sfruttare oltremodo la capacità di trasporto delle reti di trasmissione gestite dalle medesime imprese non fornendo, al contempo, alcuna risorsa per la sicurezza di funzionamento e riducendo il più possibile i propri costi operativi a discapito della sicurezza anche dei sistemi elettrici ad esse interconnessi.

L'indagine congiunta ha, quindi, mostrato che, ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico interconnesso europeo, è opportuno che in Svizzera sia adottato un quadro normativo coerente con i principi di cui alle normative in materia di liberalizzazione dei sistemi elettrici nell'ambito dell'Unione europea. Tale quadro normativo dovrebbe consistere:

- nell'obbligo ad effettuare la separazione tra l'attività di gestione delle reti e le attività di produzione o di *trading* dell'energia elettrica;
- nell'obbligo ad istituire un gestore di rete effettivamente indipendente da imprese elettriche coinvolte in attività di produzione e di *trading* dell'energia elettrica e a cui sia intestata la responsabilità per la gestione in sicurezza del sistema elettrico di trasmissione;
- nella istituzione di un organismo che abbia potere di accedere alle informazioni necessarie al fine di monitorare e controllare il rispetto delle regole relative alla sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, delle regole relative alla separazione delle diverse

---

<sup>14</sup> ETSO è l'associazione internazionale *European transmission system operators*.

attività del settore elettrico, nonché delle regole relative alla libertà di accesso alle reti da parte di terzi e, se necessario, al fine di comminare sanzioni.

**S4. Occorrerebbe rivedere la definizione delle sezioni critiche riguardanti la rete di interconnessione con l'estero e delle logiche di controllo delle medesime sezioni.**

Le ragioni dell'inefficacia delle logiche di controllo delle sezioni critiche rendono necessario un irrobustimento di tali logiche che contemplino la rilevazione non solo di condizioni di sovraccarico in relazione al numero di linee elettriche in servizio, bensì anche all'andamento nel tempo dei flussi di potenza sulle linee elettriche costituenti le predette sezioni. La struttura delle sezioni critiche riguardanti la rete di interconnessione con l'estero dovrebbe essere rivista valutando l'opportunità di includere il controllo anche della linea elettrica di interconnessione a 380 kV con la Slovenia Redipiuglia-Divaccia.

Infine, è opportuno che il controllo delle predette sezioni critiche sia esteso anche a linee elettriche estere direttamente collegate alle linee di interconnessione e rilevanti per lo stato di funzionamento della rete di interconnessione.

**S5. Sarebbe opportuno valutare la possibilità di sottoporre anche il distacco delle unità di produzione idroelettriche in funzionamento di pompaggio alle azioni automatiche derivanti dal controllo delle sezioni critiche della rete di interconnessione con l'estero.**

Le analisi condotte riguardanti gli eventi del 28 settembre 2003 che hanno portato alla separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE hanno evidenziato che durante tali eventi sussistevano condizioni di funzionamento della rete di interconnessione e di prelievo di energia elettrica da parte di impianti idroelettrici di pompaggio tali da poter determinare univocamente delle azioni di distacco dalla rete di detti impianti mirati a ridurre in tempi molto brevi le condizioni di criticità di funzionamento della rete di interconnessione.

Inoltre, tale contromisura, basandosi sul distacco controllato di un insieme ridotto di punti di prelievo, offre la possibilità di poter attuare logiche di controllo adattative e, quindi, più avanzate rispetto a quelle esistenti.

**S6. La filosofia delle azioni di controllo in emergenza (controllo delle sezioni critiche), basata sul concetto di "massima solidarietà" di tutte le porzioni di rete in emergenza, meriterebbe di essere rivista alla luce della possibilità di adottare sistemi di controllo in emergenza di tipo adattativo che prevedano la suddivisione controllata del sistema elettrico in isole di carico indipendenti.**

La logica di controllo della sezioni critiche per la rete di interconnessione con l'estero è riprodotta anche per le sezioni critiche all'interno del sistema elettrico nazionale tra l'area Nord e l'area Centro e tra la Sicilia e il Continente.

Le azioni di controllo delle sezioni critiche agiscono al fine di mantenere solidarmente il collegamento elettrico tra le varie porzioni di sistema elettrico nazionale in condizioni di emergenza, quali quelle indotte da grandi perturbazioni. Tali azioni di controllo, progettate negli anni '80, sono state implementate nei primi anni '90.

È in discussione la filosofia della “massima solidarietà” in emergenza in quanto, nel caso di grandi perturbazioni, potrebbe rivelarsi più efficace tentare di confinare gli effetti del disservizio in aree ben limitate e separate da altre aree del sistema elettrico che potrebbero vedersi salvaguardate da interruzioni diffuse utilizzando alcune misure preventive su di esse.

È opportuno, quindi, analizzare l’adeguatezza delle finalità dell’attuale piano di difesa (mantenimento del collegamento elettrico della rete di trasmissione nazionale) prendendo, al contempo, in considerazione l’eventualità di ricorrere ad azioni di controllo in emergenza che prevedano la suddivisione controllata e adattativa del sistema elettrico nazionale in sottosistemi tra loro disconnessi.

**S7. Il fenomeno di instabilità transitoria che ha portato alla separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE, pone l’attenzione sull’opportunità di valutare eventuali sviluppi della rete di interconnessione con l’estero che contemplino la realizzazione di linee di trasmissione in corrente continua.**

La situazione di funzionamento della rete di interconnessione è caratterizzata da un costante e consistente caricamento dovuto all’esecuzione di transazioni commerciali che tendono a sfruttare il differenziale di prezzo tra i Paesi dell’Europa continentale.

L’esecuzione di dette transazioni, in presenza di particolari condizioni topologiche della rete di trasporto, quali ad esempio il fuori servizio di linee di trasmissione rilevanti per il comportamento elettrico della rete di interconnessione, come rappresentato nel rapporto UCTE relativamente alla notte del 28 settembre 2003, comporta un funzionamento della medesima rete che, sebbene rientrante nei limiti imposti dai criteri statici di sicurezza vigenti in ambito europeo, è caratterizzato da condizioni di potenziale pericolosità dal punto di vista della stabilità transitoria.

Si sottolinea la necessità di approfondire le opportunità offerte dalla realizzazione di linee di interconnessione in corrente continua: infatti, il grado di sviluppo tecnologico raggiunto negli anni recenti unitamente alle caratteristiche tecniche di realizzazione e controllo (specialmente in relazione a problemi di stabilità transitoria tra sistemi elettrici interconnessi) sembrano offrire, ad una prima analisi, un contributo alla soluzione delle problematiche riscontrate.

**S8. Sarebbe opportuno che i criteri di gestione e le regole tecniche di connessione di unità di produzione alle reti di distribuzione (*embedded generation*) siano riviste alla luce del potenziale incremento di connessioni di unità di produzione di energia elettrica alle predette reti.**

Sebbene il comportamento delle unità di produzione connesse alle reti di distribuzione sia stato coerente in generale con quanto indicato nelle regole tecniche di connessione a dette reti, l’effetto del distacco di tale capacità produttiva ha influito in maniera consistente alla formazione del *deficit* di potenza che ha portato al decremento della frequenza.

Il potenziale incremento della connessione di unità di produzione a reti di distribuzione, derivante da una sempre crescente installazione di impianti di produzione diffusa di energia elettrica, potrebbe determinare una rilevanza considerevole di tale produzione nella copertura del fabbisogno di energia elettrica.

Pertanto, è opportuno che i criteri di gestione e le regole tecniche di connessione delle reti di distribuzione siano rivisti anche alla luce di quanto predetto.



**S9. Ove non vi siano impedimenti di natura tecnica che rendano impossibile l'attuazione di azioni di alleggerimento del carico, sarebbe opportuno che tutte le imprese di distribuzione contribuiscano a dette azioni. L'azione complessiva di alleggerimento automatico del carico merita di essere rivista in termini di modalità applicative e in termini di quantità di carico sottoposto alle azioni alleggerimento.**

Da quanto rilevato in merito all'azione complessiva dell'alleggerimento automatico del carico emerge la necessità che detta azione sia rivista in termini di modalità applicative e in termini di quantità di carico sottoposto alle azioni alleggerimento.

# **ANALISI TECNICA**

**PARTE 1**  
**ANALISI DEGLI EVENTI SINO ALLA SEPARAZIONE DAL SISTEMA**  
**UCTE**

*(in lingua inglese)*

## CAPITOLO 4

### CURRENT SET OF RULES AND PROCEDURES FOR SECURING OPERATION OF THE INTERCONNECTED POWER SYSTEMS

**Outline**

- The rules and procedures adopted by the transmission system operators and electric utilities to ensure the secure operation of interconnected power systems, if properly interpreted and applied, would have been consistent with the aim of ensuring secure operation of the Italy-France-Switzerland interconnection in the context of the night of September 28<sup>th</sup>.
- The practice of the integrated Swiss electricity companies concerning tree trimming and maximum current on the transmission lines could not be assessed exhaustively, due to the refusal by these companies to provide CRE and AEEG with information. The practice observed during the night of September 28<sup>th</sup>, however, raises strong suspicions that the Swiss transmission grids are operated above their design values and that this endangers the security of electricity supply.
- A mandatory legal framework needs to be established at European level in order to ensure that all technical prescriptions and responsibilities are defined completely and unambiguously. This framework shall include an independent party formally responsible for verifying that TSOs comply with the mandatory prescriptions.
- In addition, a higher degree of co-ordination between TSOs shall be introduced in order to achieve a common procedure for day-ahead grid operation planning and acceptance of day-ahead nominations. This includes the definition of a common framework for assessing the influence of cross border nominations on the grids of the other TSOs, the implementation of common and complete load flows in day-ahead and of a framework for cross border balancing energy exchanges in real time, with the aim of increasing the security of operation through cross border redispatching.

1.1. N-1 Security criterion

Due to the unique features of electric power systems, the events occurring in interconnected power systems (such as the loss of a line) can spread to the entire interconnected transmission grid very quickly and lead to cascade events. Such events can lead to a deterioration in the operating condition of the networks causing, in the most serious cases, the loss of portions of the power system or even the loss of the entire power system.

This implies that adequate defensive strategies must be prepared, assuming that any network element has the possibility of tripping unexpectedly at any time. These considerations led to the worldwide adoption of the so-called “N-1 criterion”, which involves operating the system such that it remains under secure conditions, even when contingencies (pre-determined and one at a time) occur. Secure conditions refer to operating conditions where the load is satisfied without any constraint violations (current limits on lines and transformers, minimum and maximum voltages at busses, etc.).

The general framework for N-1 security criterion implementation can be represented in figure 1.1.

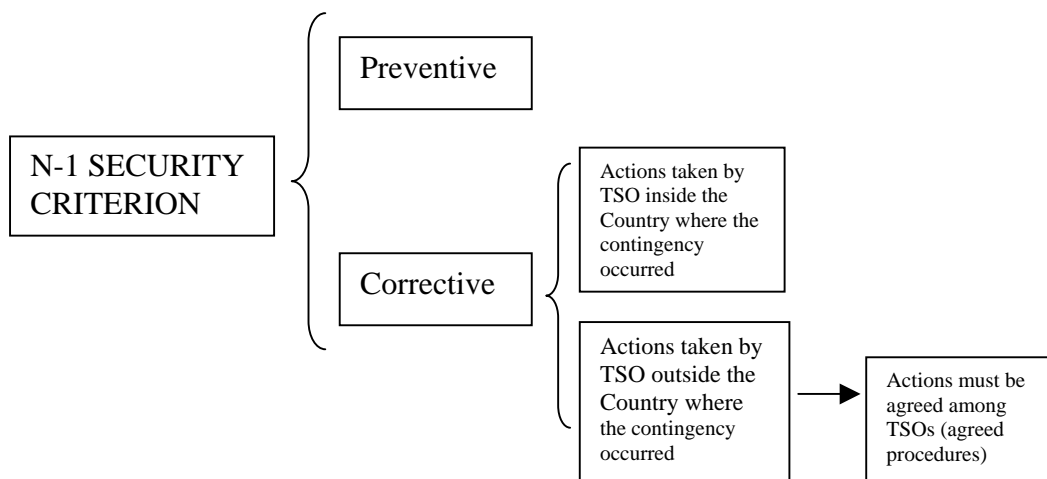


Figure 1.1 – N-1 security criterion general framework

This diagram shows that the N-1 security criterion can be implemented either in a preventive or in a corrective way. According to the *preventive* method, the system can face any credible contingency (loss of a single network element) whilst continuing to operate in a secure state (without any constraint violation) for an indefinite period, provided another contingency does not occur. The latter is commonly referenced to as N secure operating state. It is good practice (as is also stated in the UCTE rules [1]) to act to re-establish the N-1 secure state “as soon as possible”. According to the *corrective* method, some constraint violations are permitted following an initial credible contingency (N secure operating state not verified), provided the TSO acts to re-establish the N security condition within a period of time that is normally pre-determined (for instance, 20 minutes). Such actions must be specified in advance and properly prepared by the TSO (N-1 security with post-contingency control movements - [9], [10], [11] and [19]). Under both methods, after a contingency the TSO should re-establish the N-1 security state as quickly as possible.

In some power systems (for example NERC<sup>15</sup>, Nordel<sup>16</sup> and UCTE<sup>17</sup>), the above mentioned process led to the definition of a set of detailed rules. For example, in North America, NERC recently issued an operating manual [15] with a specific policy devoted to transmission operations (Policy 2A). In Nordel's system, these issues are addressed in the document on Reliability standards and system operating practices [16] where some detailed reliability criteria regarding the management of N-1 conditions have been addressed. In the UCTE system, this process led to the adoption of the so-called "UCTE rules" [1] in the non-binding form of recommendations, which, although they are not perfectly complete and detailed, adopt the corrective method.

### 1.2. Rules applicable to the events of September 28<sup>th</sup>

The events of September 28<sup>th</sup>, which led to the separation of the Italian power system from the UCTE network, mainly concerned the Italian, French and Swiss interconnected networks. For these interconnected systems the following rules on secure operation of networks apply :

- the UCTE security and reliability standards that are expressed by a set of recommendations (UCTE rules [1]) agreed by all TSOs and electric utilities; UCTE rules are not mandatory guidelines: under these recommendations, each national framework for planning, constructing and operating the transmission grids shall voluntarily enforce the UCTE rules;
- the *tri-lateral procedure* [20], implemented in 2001 by common agreement between the system operators in Italy, France and Switzerland for the secure operation of the network interconnecting the three countries;
- the Day Ahead Congestion Forecast (DACF) procedure implemented by most of the members of UCTE, including the Italian, French system operators and Swiss utilities.

Other rules and procedures applicable to secure the operation of interconnected power systems concern the calculation of the total transfer capacity (TTC) and the definition of the transmission reliability margin (TRM), the conditions for controlling planned energy exchanges between countries and maintenance practices for overhead lines.

### 1.3. N-1 security criterion according to the UCTE rules

The definition of the N-1 security criterion is given in the *Summary of the current operating principles of the UCPTÉ*<sup>18</sup> [1], approved by the UCPTÉ steering committee in 1998. According to this document, *"under all operating conditions, the loss of any given element (line, transformer, generating unit, compensation facility etc.) will not lead to operating constraints in adjoining operating zones (as a result of limit values being exceeded for current, voltage, stability, etc.) and, by the same token, will not cause interruptions in supply. Although, under these conditions, it will not be necessary to interrupt network operation as a result of the loss of one element, the structure of the system concerned will need to be reorganised in order to comply again with the N-1 criterion within the shortest possible time. In the intervening time, the loss of a further element might indeed jeopardise continuity of operation"*.

This document also states that *"the N-1 criterion may be kept with the support of a neighbouring system, subject to the prior agreement of the latter. This presupposes that scheduled outages for*

<sup>15</sup> NERC is the North American Electric Reliability Council. Its mission is to ensure that the bulk electric system in North America is reliable, adequate and secure. <http://www.nerc.com/>

<sup>16</sup> Nordel is a body for co-operation between the transmission system operators (TSOs) in the Nordic countries (Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden), whose primary objective is to create the conditions for, and to develop further, an efficient and harmonised Nordic electricity market. <http://www.nordel.org/>

<sup>17</sup> UCTE is the Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité. It is the association of transmission system operators in continental Europe, providing a reliable market base by efficient and secure electric "power highways". <http://www.ucte.org/>

<sup>18</sup> UCPTÉ used to be Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité, nowadays UCTE.

*the performance of work affecting adjoining systems have been agreed beforehand by the members concerned [...] and that these members will exchange all the information and data required for the completion of real time and forecast calculations for network security”.*

As far as the operation of interconnections is concerned, the *Summary of the current operating principles of the UCPTTE* [1] also specifies that “*the entire network, including cross-border tie-lines, must be operated in such a way that sufficient transmission capacity will be available for the delivery of reserve primary control power to the areas which may be affected by an incident.*” In addition, the *Measures to counteract major disruptions in interconnected operation and to re-establish normal operating conditions* [2], approved in 1991, state that “*the necessary measures must be taken in the internal network to ensure that there are no bottlenecks liable to adversely affect interconnected operation*”.

The *Measures to counteract major disruptions in interconnected operation and to re-establish normal operating conditions* [2] define the actions to be taken in case of contingency. “*As overload situations can occur here, it is important that the load dispatching system has the facility to promptly reduce the overload, either by running up or calling on reserve generating capacity, or by changing the distribution conditions in the network, without however interrupting the power supply*”. “*If a situation arises in the network of a partner which could endanger the reliability of the internal or international transmission, the partner must inform the other partners concerned without delay*”. “*Based on the results of fault analyses and network reliability calculations, suitable remedial measures to prevent major disruptions must be agreed between the partners. System faults must therefore be analysed systematically. It is recommended that these analyses are not limited to the interconnecting lines to the neighbouring networks, but are expanded to cover the complete network consortium affected by the fault, taking into account the various possible combinations*”.

It therefore results from the UCTE rules that following a disturbance, the TSO of the country where the disturbance occurred, must act to reschedule generation or to modify network topology, in principle within its own internal system, without load shedding. A TSO can however adopt corrective actions relying on other countries’ resources, provided such actions have previously been agreed between the TSOs and the appropriate and preventive information process is implemented.

Under the corrective approach to the N-1 security criterion, in addition to corrective actions, proper scheduled operating procedures (including information exchange procedures) should be prepared.

Compared to the definitions of the N-1 criteria adopted by other associations, the UCTE rules do not specify the maximum time interval for corrective measures to be implemented. Indeed, they state that the N-1 operating conditions must be restored as soon as possible. For security reasons, the overload period shall however not be longer than the maximum permissible duration of overload for lines and transformers, which, normally, is assumed to be 20 minutes, as it is the case in Italy and France.

On the contrary, the other associations are much more detailed: they impose a maximum period within which N security conditions must be restored. For example, NERC states that “*Following a contingency or other event that results in an operating security limit violation, the control area shall return its transmission system to within operating security limits as soon as possible, but no longer than 30 minutes*”[15], while Nordel [16] states that “*Following a disturbance on the N-1 level, the system shall within 15 minutes resume operation within normal limits of transmission capacity and frequency deviation.*”.

Finally, the UCTE rules lack a clear definition of the management of countermeasures to be adopted in the event of a threat to the secure operation of interconnections. Moreover, in such cases, the process to be followed when exchanging relevant information is not clearly defined.

UCTE rules, in defining N-1 security criterion:

- give the prescription to re-establish the N-1 secure state as soon as possible;
- do not define clearly what information should be exchanged, the preferred method of exchange (fax, recorded phone call, etc.) and the relevant time constraints.

#### 1.4. Additional procedure regarding the real-time operation of the grid interconnecting Italy, France and Switzerland (tri-lateral procedure)

The Italian, French and Swiss TSOs agreed on a procedure (*Procédure d'urgence Suisse-Italie-France* [20] or tri-lateral procedure) to be followed in the event of a technical constraint being breached on a line close to a border, which could result in insecure operating conditions for the systems managed by the same TSOs. This procedure is intended as a response to emergency situations, defined as follows: *“On considère que la situation est tendue dans un pays lorsque les règles de sûreté en N ou N-k ne sont pas respectées, et ce, malgré la sollicitation de tous les moyens (topologie et plan de production) susceptibles de résoudre la contrainte”*. It shall therefore not be considered by the TSOs as a regular countermeasure, when dealing with operational planning or day ahead schedules.

In particular, the tri-lateral procedure establishes the following process :

- *“Un des GRT a détecté une situation tendue sur son territoire, et en a informé les 2 GRT voisins par l'envoi d'un fax d'information”;*
- *“Chacun des GRT voisins étudie alors l'impact sur son territoire des conséquences potentielles liées à la contrainte détectée. ... Si cet impact génère sur son territoire un non-respect des règles de sûreté, il en informe les deux GRT voisins, en précisant le critère à atteindre pour retrouver un domaine de sûreté (transit maximal aux frontières)”;*
- *“Une action est à engager si le non-respect des règles de sûreté dans un des pays entraîne une situation non maîtrisée dans un pays voisin. On compare alors les transits aux frontières avec les transits commerciaux: la priorité est donnée aux changements de topologie et aux aménagements de production dans chacun des pays concernés, afin de se rapprocher des transits commerciaux. Chaque GRT s'engage à mettre en œuvre les changements de topologie et les aménagements de production nécessaires pour retrouver une situation dans laquelle le non-respect des règles de sûreté dans un des pays n'entraîne aucune conséquence, ou des conséquences maîtrisées par des parades, dans les autres pays”*.

According to the tri-lateral procedure, each TSO must study the effects of contingencies occurring in its own system and concerning the Italian, French and Swiss interconnected systems.

Whenever a contingency threatening security occurs, the TSO concerned must:

- promptly inform the other two TSOs by sending a fax so that the neighbouring operators can study the impact of the disruption on their systems;
- take necessary corrective actions inside its own system, in co-ordination with the measures taken by the neighbouring TSOs.

The tri-lateral procedure completes, at least for the real-time operation of the Italy-France-Switzerland interconnecting grid, the outline on transmission security set out by the UCTE rules. It establishes additional rules regarding co-ordination between TSOs, for managing particular conditions that are considered dangerous with respect to the secure operation of the interconnected power systems.

The set of UCTE rules and tri-lateral procedure, if properly interpreted and applied, would have been consistent with the aim of ensuring the secure operation of the Italy-France-Switzerland interconnection in the context of the night of September 28<sup>th</sup>.

#### 1.5. Day-Ahead-Congestion-Forecast procedure (DA CF)



The goal of the DACF procedure is to inform all the TSOs involved about the state of the other members' grids (topology, injections and loads, etc.) so that they can compute the physical flows corresponding to the commercial nominations and to the topology and injection pattern planned in the day ahead. This aims at ensuring more effectively that each area of the UCTE system is operated according to the security criteria.

The DACF procedure establishes that, at predefined time intervals, detailed information on the forecast scenarios (typical peak and off peak hours) for the transmission systems of each UCTE country are exchanged between TSOs. The information exchanged allows each TSO to investigate the physical state of its own network (running a power flow study), including the state of the interconnection. The main principles on which the DACF procedure is based are obligation and reciprocity. Indeed, each country must provide all other countries with a complete set of forecast load-flow data for its grid, and each TSO can obtain the data from other TSOs only if it agrees to provide the same type of information (in terms of quality and scenarios) to all the UCTE TSOs.

On September 27<sup>th</sup>, the DACF procedure operated only to a certain extent [22]. In particular, for Italy, Switzerland and France, according to the agreed procedure, data were posted on a daily basis (daily posting of information) with reference to the 10:30 scenario and on a weekly basis (weekly posting of information) with reference to the 03:30 scenario. At that time, according to GRTN, it also elaborated daily 03:30 forecast scenarios and posted them on the DACF data base.

On September 28<sup>th</sup>, thanks to the DACF procedure, each TSO was in a position to:

- retrieve data sent by each TSO on its grid's topology and on the availability of transmission lines and generation units ;
- run security calculations on its own network, adopting at least a proper equivalent for foreign countries;
- check that these calculations were consistent with the data posted by other TSOs.

#### 1.6. Yearly Total Transfer Capacity (TTC) and Net Transfer Capacity (NTC) evaluation

On a yearly basis, the TSOs of Italy, France, Austria and Slovenia, along with the integrated Swiss electricity companies, jointly carry out studies in order to establish the maximum transfer capacities available to import electric energy into Italy, whilst preserving the secure operation of the overall interconnection. These transfer capacities are differentiated between summer and winter, as the lower ambient temperature in winter enables the lines to carry higher flows than in summer. For September 28<sup>th</sup>, 2003, the values of NTC agreed for each electrical border of Northern Italy [4], [5], [6], [7] and [21] were the following:

- France – Italy: 2400 MW (summer<sup>19</sup> value), raised by common agreement<sup>20</sup> to 2650 MW (winter<sup>21</sup> value);
- Switzerland – Italy: 2500 MW (summer value), raised by the same agreement to 3050 MW (winter value) ;
- Austria – Italy: 200 MW (summer value), raised by the same agreement to 220 MW (winter value);
- Slovenia – Italy: 300 MW (summer value), raised by the same agreement to 380 MW (winter value) and additional not firm capacity of 100 MW.

This leads to a total NTC of 6300 MW (increased to 6400 MW when taking into account the not firm assignable capacity right on the border between Italy and Slovenia), which, considering a TRM

---

<sup>19</sup> Summer period are the months from May to September with exception of August for which different figures are defined.

<sup>20</sup> As published by GRTN on its website on September 24<sup>th</sup>, 2003.

<sup>21</sup> Winter period are the months from October to March.

of 500 MW, corresponds to a TTC of 6800 MW (increased to 6900 MW when taking into account the above mentioned not firm assignable capacity right).

The TRM (namely, the Transmission Reliability Margin (TRM) equal to 500 MW, constant during the year) copes, according to ETSO “with uncertainties on the computed TTC values arising from:

- unintended deviations of physical flows during operation due to the physical functioning of load-frequency regulation (see paragraph 1.7),
- emergency exchanges between TSOs to cope with unexpected unbalanced situations in real time,
- inaccuracies, e. g. in data collection and measurements”.

The above TTC and NTC figures for September 2003 on Italy’s Northern border were commonly agreed by all the TSOs involved. They include a Transmission Reliability Margin of 500 MW, not allocated for commercial transactions and intended to cope with the usual and unavoidable fluctuations of physical exchanges in real time.

### 1.7. Frequency Control in the UCTE

Since there is no practical way of storing electrical energy, load and generation must be balanced in real-time. Even if load forecast studies ensure a rough balance on a day-ahead basis, small variations in production must be controlled in real-time, in order to deal with forecast errors or with generation hazards. This is the aim of automatic frequency control in the UCTE system [3], which is characterized by two hierarchical levels:

#### 1.7.1 *Primary frequency control*

The goal of primary frequency control is to modify very quickly the power of generators, in order to follow load variations in real-time. The main difficulty lies in sharing the generation control between numerous generators, all connected to the UCTE network. Actually, in the event of a disruption in load or generation, a steady state is reached around ten seconds after the event. The steady state is characterised by:

- a frequency slightly different from the rated value;
- a variation of the power exchange between countries, because all the generators in the interconnected UCTE system participate in primary frequency control.

#### 1.7.2 *Secondary frequency control (also called f/P control)*

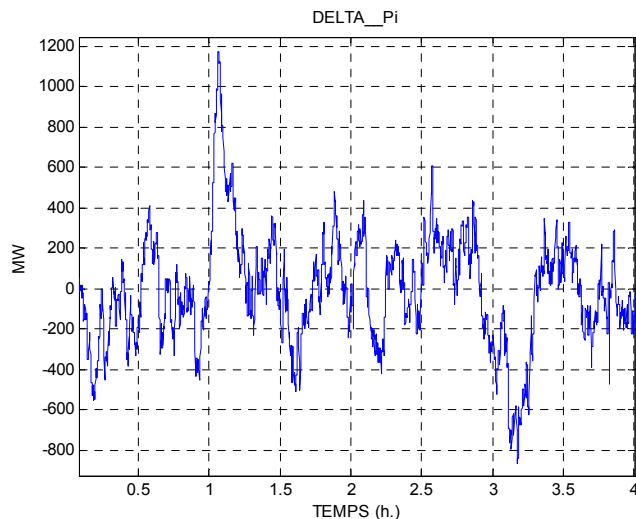
Primary control is very rapid and limits the effects of unexpected load or generation variations, but it does not ensure a frequency value exactly equal to the rated value. Moreover, it does not preserve the scheduled exchanges between countries. The goals of secondary frequency control are thus:

- to eliminate the frequency error inherent to primary frequency control;
- to bring power exchanges back to the scheduled programms.

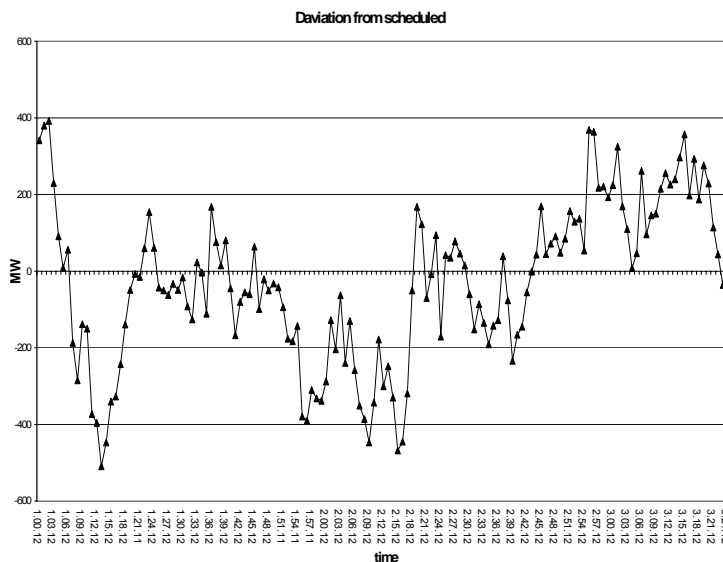
Automatic secondary frequency control is much slower than primary frequency control. Typically the action of the f/p control lasts from 30 seconds to 15 minutes, compatible with the operation of thermal power plants. It is, in particular, able to control the exchanges of power among control areas (countries) in a time frame of several minutes.

It is therefore normal for unavoidable real time behaviour of the system (or for disruptions) to cause instantaneous deviations from the scheduled exchanges. In fact, due to the time constants of secondary frequency control, differences between the sum of actual power flows in the interconnection lines of a country and the sum of the scheduled power exchanges can often reach

values up to 300 MW and even much more, positive or negative. Figure 1.2 shows an example (relevant to September 27<sup>th</sup>, 2003) of power difference between actual French exports and scheduled programs; figure 1.3 shows the same difference on the Northern border for the night of September 28<sup>th</sup>, 2003. Such differences are usually accepted and have to be considered in the security assessment by means of an adequate amount of power margins on the interconnections between Countries (TRM). Automatic f/P control corrects the above mentioned deviations in real-time in such a way that the mean value of the exchanges is equal to the program.



**Figure 1.2 : example of power difference at the frontiers of the French system between actual flows and scheduled ones between 27/09/03 (00:00) and 27/09/03 (04:00) (source : RTE)**



**Figure 1.3 : power difference at the Northern border of the Italian system between actual flows and scheduled ones between 28/09/03 (01:00) and 28/09/03 (03:24) (source : GRTN)**

It is absolutely normal and unavoidable to observe an instantaneous difference between scheduled programmes and actual imports or exports. This difference may reach several hundred MW for a country like France or Italy. Only a non-zero mean value on a significant time interval of this instantaneous difference would mean that the country in question is not exchanging energy with its neighbours according to the programmes.

1.8. *Maximum current on overhead lines and tree trimming practices*

When power flows in a transmission line, the current generates electric losses which increase the operating temperature of the line. Because of this thermal effect, the line sag increases and faults between conductors and the ground (or trees) are more likely to appear. The possibility of flashovers between conductors and trees is significantly limited if an adequate distance is considered when the line is designed and the same minimum distance is guaranteed by proper tree trimming practices. For security reasons, transmission lines must therefore be properly designed and maintained, and every line operated within its maximum capacity.

In practice, thermal effects being quite slow, it is possible to accept an overload current for a given period of time. Of course, the higher the current, the shorter the possible overload time interval. Above a given value of current, the tripping of the line has to be instantaneous. The definition of possible overload time intervals (typically between 5 minutes and 20 minutes) is very useful for system operators who can take advantage of these periods, to introduce a predetermined set of control actions for eliminating an overload.

The thermal effects due to an overload depend greatly on climatic conditions, and particularly on the ambient temperature. For this reason, the maximum capability of a line could be redefined in real-time, depending on the actual climatic conditions and subject to adequate tree trimming practices, as the permissible current is directly influenced by the distance between conductors and trees.

Of course, a real-time setting would mean that the system could be operated very close to its physical limits. Nevertheless, such a strategy is risky and difficult to implement. Current limits are therefore usually determined for long periods: for instance, a current limit per season. This practice, which forms part of a prudent approach to operating power systems, is widespread in Europe (see following table 1.1).

Country	Number of periods
Belgium	4
UK	5
France	5
Italy	2
Switzerland	not available
Scandinavia	2

Table 1.1 : Periods used to calculate the current limits used by grid operators

In France and Italy, the corresponding maximum capacities are also taken into account in day-ahead and real-time N-1 security studies and are used to define the transfer capacities available for cross border transactions.

Given that the integrated Swiss electricity companies refused to co-operate in the independent CRE/AEEG investigation, no information (besides the report [8] by the Federal Inspectorate for Heavy Current Installations, FIHCI) has been made available to the CRE/AEEG investigation regarding the methods used in Switzerland.

However, according to the legislation governing the construction and operation of electricity supply lines in Switzerland, as described by FIHCI [8], the maximum anticipated conductor sag is determined on the basis of a conductor temperature of 40°C. The Swiss legislation also authorizes operation of the lines above 40°C, up to 80°C according to the *Principes directeurs d'Electrosuisse* quoted by [8]. Thus, the minimum vertical distance between trees and uncovered conductors is not defined considering the actual operating conditions. FIHCI notes this discrepancy and concludes that an in-depth analysis is needed to assess “*whether the assumptions adopted in Article 47 of the Ordinance on Electricity Supply Lines for calculating the maximum anticipated degree of sag of a conductor are still correct*” : “*conductor temperatures need to be re-specified, and in the event that these should significantly exceed 40° C in normal operation, the permissible degree of sag at critical points will need to be re-assessed*”.

Indeed, although the transmission lines can be operated at temperatures above 40°C, clearances should never fall below a reasonable security threshold. TSOs should consider this when operating the systems, bearing in mind the characteristics of each system. In the case of the night of September 28<sup>th</sup>, at the time of the trip of the Lukmanier line (Mettlen-Lavorgo), the conductor temperature was 72°C<sup>22</sup> in the area of Ingenbohl where the first flashover took place. As a consequence, according to FIHCI, the sag of the line was 27,54 m, to be compared to a maximum sag of 25,90 m under the design conditions (40°C).

Furthermore, FIHCI states that the inspections of the 52-kilometer section between Mettlen and Amsteg of the Lukmanier line, which had been carried out between June 30<sup>th</sup> and July 11<sup>th</sup>, 2003 in order to check whether the vertical distances between trees and uncovered cables of overhead high-voltage lines met legal requirements, had highlighted that “*trees needed to be cut back or lopped at a variety of locations. This also applies to the section between pylons 9482 and 9483 affected by the incident. [...] This work was scheduled to be carried out in the period from November 2003 to February 2004*”. This fact should have been taken properly into account when permitting a high current on this line.

As far as the San Bernardino line (Sils-Soazza) is concerned, the problem raised above is even more dramatic. Indeed, the temperature of the conductor reached 103°C just before it tripped, far above the maximum temperature which is constantly permitted on this line: 80°C. The sag therefore reached 20,86 m, as compared with a maximum of 17,90 m under the design conditions.

On the basis of information provided by FIHCI [8] and real-time data provided by UCTE [12], there are strong doubts that the procedures for designing and maintaining the EHV lines in Switzerland are coherent with the operating practices of the integrated Swiss electricity companies. There is therefore strong suspicion that the Swiss transmission grids are operated above their design values and that this endangers the security of electricity supply.

---

<sup>22</sup> According to FIHCI

## CAPITOLO 5

### ANALYSIS OF PLANNED AND REAL OPERATION

#### Outline

- This chapter analyses the operation of the interconnected grids before (planning operation) and during the events (real time operation) which led to the separation of Italian peninsula from the UCTE network.
- At 03:00 on September 28<sup>th</sup>, although the state of the grid just before the first contingency was in line with the forecasts available to all TSOs members of the UCTE, the Swiss transmission grids were not N-1 secure. Indeed, the countermeasures described in the UCTE report could not be considered as acceptable countermeasures, in view of the applicable rules. Furthermore, no data available to the regulators provide evidence that the integrated Swiss electricity companies had properly carried out a security assessment of their grids and prepared efficient countermeasures in case of the loss of the Lukmanier line.
- Although the consequences of this contingency were easy to forecast, and a very similar contingency had severely endangered the security of the UCTE grid in 2000, the real time reaction of the integrated Swiss electricity companies reveals a lack of preparation. They lacked the minimum precautions and successively took many inappropriate operational decisions which contributed to a deterioration in the situation.
- RTE and GRTN's real time reactions were consistent with the UCTE rules and appropriate.
- Moreover, although the analysis by UCTE of a very similar contingency in 2000 had shown the importance of immediate and efficient communication among TSOs, the integrated Swiss electricity companies did not follow the agreed information procedure with GRTN and RTE.

## A. Day-ahead security assessment and operational planning

According to the UCTE rules [1], it is up to each TSO to assess and ensure that the interconnected system will remain in a secure state, in the event that any element of its network is lost. For this purpose, the TSOs notably have access to data on the neighbouring grids, which are posted on the DACF on a day-ahead basis by the corresponding TSOs. Following this security analysis, each TSO is required to report any leak or congestion on its grid to the other TSOs.

For the night of September 28<sup>th</sup>, according to RTE, GRTN and FIHCI, the DACF procedure was conducted normally. Each TSO was therefore in a position to run its own N-1 security analysis for its network, either by applying the schedules on the expected network status or by checking the schedules against a comparable previous network status. GRTN and RTE confirmed that their security assessment was successfully performed, but, as the integrated Swiss electricity companies refused to participate in CRE and AEEG's inquiry, it has not been possible to verify this in their respect. However, the UCTE interim report [12] considers that it was the case, as it does not mention any difficulty in this process and even seems to confirm that it was successfully performed when it states that *"the system was complying with the N-1 rule, ETRANS taking into account countermeasures available outside Switzerland"*. Furthermore, according to RTE and GRTN, no communication was delivered by ETRANS; according to the UCTE rules, this means that the integrated Swiss electricity companies had judged that the forecast power flows on their grids fulfilled the N-1 criterion.

However, the real time operations showed that, after the trip of the Lukmanier line, the integrated Swiss electricity companies did not succeed in restoring the Swiss system's security. This raises questions as to whether they effectively complied with the N-1 security criterion. Two main points must be examined in this respect:

- the impossibility of re-closing the Lukmanier line,
- the use of external resources to restore secure conditions.

### 5.A.1 Lukmanier line re-closure

One reason put forward by UCTE [12] and by SFOE [13], is that *"the operators did not succeed in reconnecting the line because an automatic device refused to switch the breakers, based on the criterion that the phase angle difference over the line exceeded 30°"*. Indeed, ETRANS then spent around 10 minutes in an unsuccessful attempt to re-close the line. They then decided to call the Italian operator GRTN to ask for the Italian import to be decreased by 300 MW.

Line re-closure after tripping is a standard procedure: it allows a tripped line to be put back in service in the event of a non-permanent fault. When a line is connected to the grid at one of its ends and opened at the other end, a phase lag appears between the two poles of the breaker (figure 2.1)

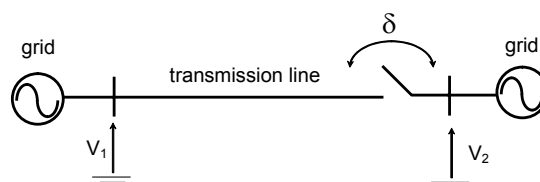


Figure 2.1: opening a line makes a phase lag  $\delta$  appear between the line voltage and the grid voltage

The re-closure of a line where the phase angle  $\delta$  is non-zero creates a transient which can be dangerous for the grid and for the generators: the higher  $\delta$  is, the more violent the transient. This is the reason why system operators do not allow the breaker to close if the phase angle  $\delta$  is greater than a given limit  $\delta_{lim}$ .

The value of  $30^\circ$  given by ETRANS is therefore not universal<sup>23</sup>. The setting of blocking devices preventing the automatic re-closure of tripped lines has to be based on an analysis of the network's topology and the location of generators. Knowledge of the setting procedure used by the integrated Swiss electricity companies could help to determine the actual severity of the situation after the Lukmanier line was tripped. It could also help provide a better picture of the appropriateness of the blocking procedure.

Furthermore, the permanent opening of the Mettlen – Lavorgo is an event that should have been considered in the integrated Swiss electricity companies' day-ahead security assessment. Corrective actions should therefore have been prepared to bring the system back to N-1 security levels, whilst the difficulties in re-closing the Lukmanier line should have been identified by the integrated Swiss electricity companies in their day-ahead security assessment.

#### 5.A.2 Use of external resources

Another reason put forward by UCTE [12] for the failure to restore system security after the incident on the Lukmanier line is that, in the case of this specific event, the integrated Swiss electricity companies needed "*as corrective measures which are necessary to comply with the N-1 rule, also action to be undertaken in the Italian system*". Indeed, "*shutting down the pumps of the pumping storage plants in Italy was, from a technical point of view, the appropriate way of fulfilling the N-1 rule and restoring N-1 safety after the loss of the line*"[12]. The UCTE interim report further states that the measure taken by GRTN (in accordance with the request from ETRANS) after the loss of the Lukmanier line was "*clearly insufficient to return the system to a new N-1 state*".

However, the UCTE rules state that "*the N-1 criterion may be kept with the support of a neighbouring system, subject to the prior agreement of the latter*" and the UCTE interim report further specifies that "*there is no official procedure or special agreement established between ETRANS and GRTN, apart from the operational practice (which was demonstrated in previous cases) to shut down the pumps in mutual support, when requested under emergency conditions by ETRANS*".

According to the UCTE rules, shutting down the pumps in Italy can therefore not be considered as a countermeasure that can be taken into account in the N-1 security assessment of the interconnected transmission grids, unless there is evidence that it had previously been agreed with GRTN.

The integrated Swiss electricity companies were unable to provide evidence that they had designed efficient and available countermeasures for a contingency likely to be critical for the interconnected grids, which was predictable and whose consequences for the state of the interconnected grids were easy to estimate in advance. On the other hand, the events showed that either they did not implement such measures or the countermeasures were not efficient.

For these reasons, it cannot be claimed that, before the Lukmanier line was tripped, the Swiss power system was N-1 secure.

<sup>23</sup> E.g. in the case of RTE, the value of  $\delta_{im}$  varies from  $20^\circ$  to  $60^\circ$  depending on the impedances of the network and the proximity of generators



### 5.A.3 Similarities between the contingencies of September 28th, 2003 and those of September 8th, 2000

During the night of September 8<sup>th</sup> – 9<sup>th</sup>, 2000 two successive incidents on the Lukmanier line (at 21:46) and on the San Bernardino line (25 minutes later, at 22:11) provoked a N-2 situation on the Swiss transmission grid. These line trips led to overloads, particularly on lines from France to Italy, which reached their 20 minute overload protection threshold, or even their 10 minute overload protection threshold. Although the UCTE system was not prepared for such a N-2 contingency, the event did not lead to the separation of the Italian peninsula in the context of the night of September 8<sup>th</sup> – 9<sup>th</sup>, 2000. Indeed, the Italian TSO reacted in order to restore the security of the system without network separation: Italy increased its production by 1800 MW.

However, according to UCTE [17], *“it was not possible to implement a sufficiently rapid reduction of nearly 1500 MW in exchange programmes between Italy and Switzerland. For these reasons, the UCTE network frequency rose to 50,15 Hz”*. Furthermore, when the reduction of the exchange programmes could be agreed, from 24:00 onwards, it was, according to UCTE [17], *“firstly with France - who were able to react immediately – and subsequently with Switzerland, although reductions in exchange programmes with the latter were not sufficient to rectify the situation.”*

Although the grid situations were not identical, the similarity between the contingencies of September 28<sup>th</sup>, 2003 and those of September 8<sup>th</sup>, 2000 reinforces the conclusions of the previous analysis. In particular, it highlights the need to consider cautiously the consequences of the loss of the Lukmanier line in the integrated Swiss electricity companies' security assessment and operational planning; this assessment should have meant that relevant corrective actions were prepared (an immediate reduction of exchanges on the Swiss-Italian border). It also stresses the importance of efficient communications between dispatchers in real time, in the event of a contingency. Accordingly, the UCTE 2000 annual report states that, as a result of the events, RTE, GRTN and the integrated Swiss electricity companies *“have agreed a joint procedure for the improvement of communications and the implementation of arrangements for the modification of exchange programmes in case of emergency”*.

There are strong similarities between the events which occurred in the night of September 8<sup>th</sup>, 2000 and the events which occurred in the night of September 28<sup>th</sup>, 2003.

The accidents occurred in the night of September 8<sup>th</sup>, 2000 had clearly demonstrated the correlation between the loss of the Lukmanier line and the loss of the San Bernardino lines.

They had also demonstrated:

- the need to consider cautiously the consequences of the loss of the Lukmanier line in the security assessment and in the ability to react promptly to such a contingency by reducing the exchange programmes;
- the importance of efficient communications between system operators in real-time.

## B. State of the interconnected grids at 03:00

### 5.B.1 State of the Italian transmission grid

At 03:00 on September 28<sup>th</sup>, all transmission lines on the Italian transmission grid were in service, except for the following:

*Outages planned for maintenance purposes:*

- 380 kV Rondissone – Turbigio line
- 380 kV Candia – Rosara line
- 220 kV Soverzene – Scorzè line
- 220 kV Treviso Sud – Salgareda
- 200 kV line SA.CO.I. (Direct Current link with Corsica and Sardinia)

*Outages planned for operational purposes:*

- 380 kV Latina – Garigliano
- 380 kV Montalto – Suvereto 1
- 220 kV Avise – Villeneuve,
- 220 kV Lambrate – Porta Venezia
- 220 kV Magenta – Baggio,

All the above mentioned outages have been considered for the day ahead N-1 security assessment and operation planning.

### 5.B.2 State of the French transmission grid

At 03:00 on September 28<sup>th</sup>, all transmission lines of the French transmission grid were in service, except the following:

- Phase shifting transformer of La Praz, at the electrical border between France and Italy (maintenance works scheduled from August 30<sup>th</sup> to October 11<sup>th</sup>),
- 400 kV Chevalet-Gavrelle line (North of France)
- 400 kV Gaudière-Rueyres line (South-West of France)
- 400 kV Manuel-Tourbe (North-West of France)
- 400 kV Chesnoy-Tabarderie 1 line (Supply of Paris region)

All these outages had been previously reported to all TSOs of the UCTE, notably via the DACF. Furthermore, except for the phase shifting transformer of La Praz, they were all electrically very remote from the French-Italian electrical border and could therefore not significantly influence the flows in this part of the UCTE grid.

As far as the phase shifting transformer of La Praz is concerned, the maintenance work had been previously reported by RTE to GRTN and the Swiss integrated electricity companies. In any case, since its role is to balance the flows between the two 400 kV lines between Albertville and Rondissone and the 400 kV line between Venaus and Villarodin, it could not significantly contribute to restoring secure operation of the UCTE grid after the loss of the Lukmanier line.

As far as the French generation units are concerned, the only disconnection which occurred during the night of September 28<sup>th</sup> was Cruas 3's, which occurred at 22:53, for scheduled works. In any case, this unit is electrically very remote from the French-Italian electrical border.

5.B.3 State of the Swiss transmission grids

No information was made available to AEEG and CRE by the integrated Swiss electricity companies.

5.B.4 Commercial cross border transactions

The commercial transactions relating to imports into Italy for the time period between 03:00 and 04:00 on September 28<sup>th</sup> are shown in the table 2.1.

	France	Switzerland	Austria	Slovenia	Total
<b>Allocable capacity</b>					
Summer NTC (from May to September)	2400	2500	200	300	5400
Non firm capacity	0	0	0	100	100
<i>Total Summer</i>	<i>2400</i>	<i>2500</i>	<i>200</i>	<i>400</i>	<i>5500</i>
Winter NTC (from October to March)	2650	3050	220	380	6300
Non firm capacity	0	0	0	100	100
<i>Total Winter</i>	<i>2650</i>	<i>3050</i>	<i>220</i>	<i>480</i>	<i>6400</i>
<b>Commercial nominations September 28th, 2003</b>					
<i>yearly rights</i>	<i>2409</i>	<i>3050</i>	<i>220</i>	<i>365</i>	<i>6044</i>
<i>daily allocated (September 27th, 2003)</i>	<i>238</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>238</i>
<i>energy exchange recovery – losses provision (TSOs agreements)</i>	<i>3</i>	<i>-7</i>	<i>3</i>	<i>2</i>	<i>1</i>
<i>Spot allocation</i>	<i>0</i>	<i>15</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>15</i>
<i>Non firm capacity</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>100</i>	<i>100</i>
<b>Planned commercial exchanges</b>	<b>2650</b>	<b>3058</b>	<b>223</b>	<b>467</b>	<b>6398</b>

Table 2.1 – Planned commercial exchanges for the night of September 28<sup>th</sup>, 2003 (made available by GRTN)

Compared with the agreed NTCs (see § 1.6), there is therefore an excess import of 8 MW on the Swiss electrical border due to a spot allocation carried out by GRTN and the integrated Swiss electricity companies deriving from the daily allocation of capacities on the border between Italy and Switzerland<sup>24</sup>. However, the amount of capacity concerned is too small to have had a significant influence on the events which led to the separation of the Italian peninsula.

5.B.5 Physical and commercial flows

To assess the state of interconnected grids, it is sometimes suggested that physical flows at the interconnections should be compared with commercial transactions. This approach is for example used by SFOE in its *Report on the blackout in Italy on 28 September 2003* [13]. SFOE justifies the choice of this approach by the following statement: “Any major and systematic discrepancies between capacity-related export quotas and actual cross-border flows based on commercial transactions, interfere with secure operation on neighbouring networks.”

Actually, the physical flows on the interconnected grids result from the network topology and from the distribution of generation and loads, which notably depends on scheduled commercial flows. More precisely, the power flows in the lines of a meshed grid are defined by the laws of physics. As a first approximation, power flows can be roughly estimated by proportional share rules based on line impedances. Taking into account the complexity of the actual grid topology, and also

<sup>24</sup> Daily allocation procedures are in force on the other borders.

considering the fact that two power flows in opposite directions cancel each other out, it is therefore almost impossible to determine power flows in a simple and intuitive way merely on the basis of power injections and loads.

The complex algorithm which allows the system operators to predetermine actual flows from the knowledge of both the topology and the injections and loads is known as “power flow” (PF) computation. This calculation is totally deterministic. It can be carried out with the help of computer programs which allow the operator to ensure that load forecasts and injection forecasts are compatible with the structure of the grid and with the physical constraints due to line capacities and security assessment. Such a power flow computation always reveals unavoidable differences between commercial programs between countries or zones and physical flows.

Let us consider a very simple study case (figure 2.2), involving three interconnected countries (A, B and C). Impedances on frontier lines are supposed to be purely inductive and the values of impedances are set arbitrarily.

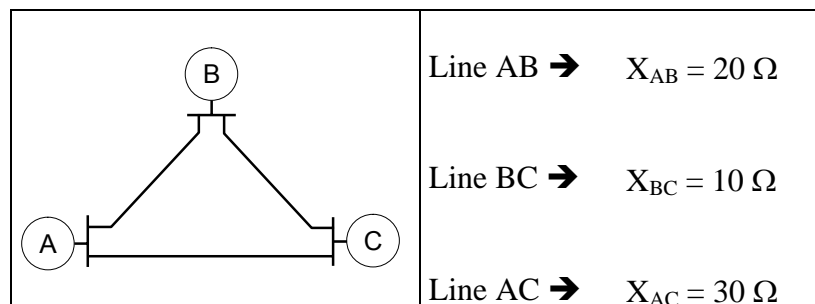


Figure 2.2 : a very simple « meshed » network interconnecting three countries A, B and C

Let us assume that countries A and B export energy towards country C, according to the following scheduled programmes:

from ...	to ...	scheduled exchange
A	C	$P_{AC} = 2000 \text{ MW}$
B	C	$P_{BC} = 3000 \text{ MW}$

Power flows can be evaluated following a proportional rule based on line impedances and assuming that power flows due to various exchanges can be superposed. This simplified approach is based on a rough hypothesis: the network is supposed to be linear for power flows, no losses are taken into account and only active power flows are considered. This set of assumptions is often known as “DC approximation”. Even if results are approximated, they are representative of reality.

Figure 2.3 shows the power flows obtained when taking into account only the exchange A→C, only the exchange B→C and both exchanges.

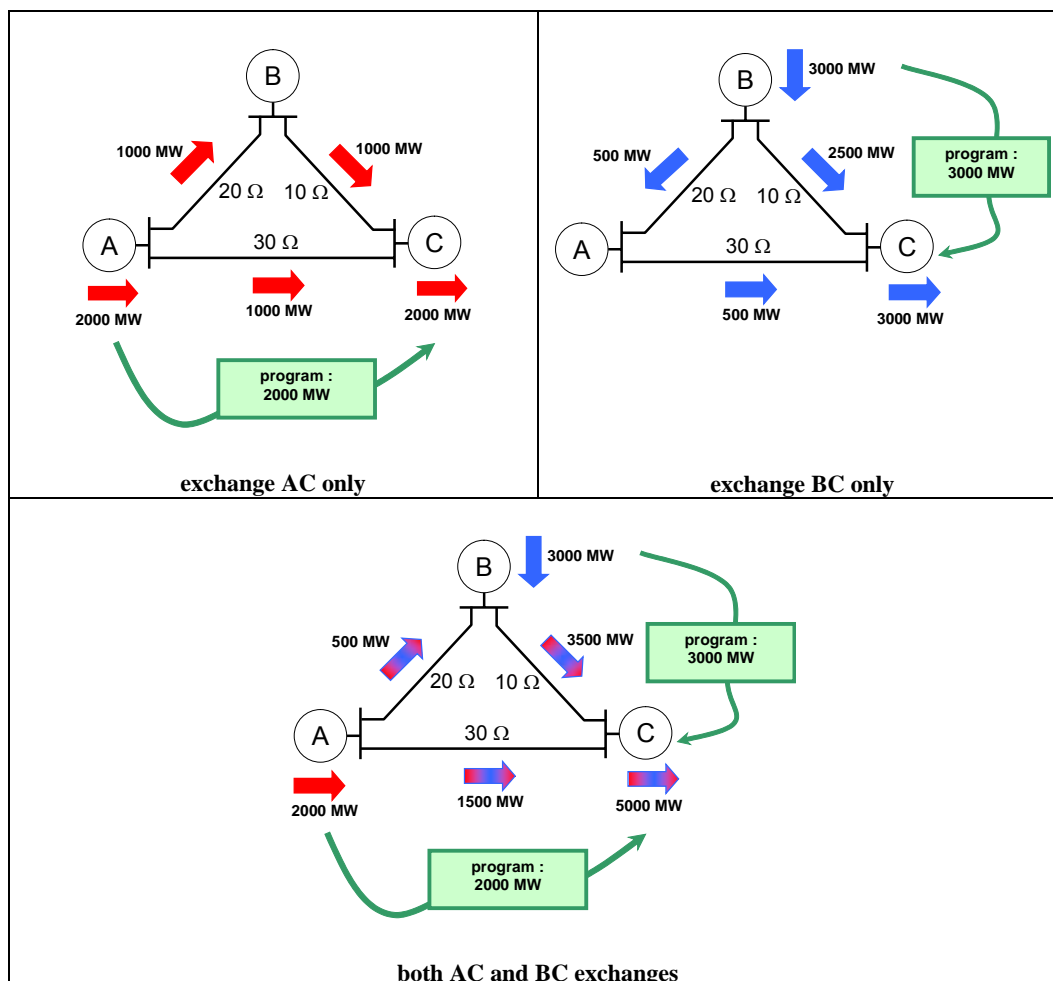


Figure 2.3 : examples of physical flows on a « meshed » network

The very simple case described above clearly shows that commercial programmes and physical flows cannot match, except in very specific cases which would be a matter of coincidence. The only solution to ensure that physical frontier flows and commercial programmes match perfectly is to un-mesh the network. In our simple example, the solution is to open line AB. But in that case, the exchanges of power must be strongly limited and the security of the interconnected grid, which relies heavily on its meshed status, is strongly reduced.

Therefore, it does not make sense to try to match frontier power flows with commercial programmes in an interconnected system. That would require control over power injections which is incompatible with an open market, or would even mean un-meshing the network.

Differences between physical flows in the interconnection lines and commercial exchanges between countries are unavoidable in a meshed network. They are not the product of a failure in grid operation or in commercial practices; they are due to physical laws.

Such differences cannot be classified as unexpected line overloads: branch flows can be easily predicted by load flow computations. It is the responsibility of the system operator to take into account scheduled programmes during security assessment.

It is necessary that system operators exchange more data, with the aim of better taking into account commercial programmes in security assessment studies.

**C. Real time operation**

5.C.1 Coherence of the status of the Italian power system with the forecast scenario for the night of September 28th

To evaluate whether the conditions of operation were secure before the loss of the Lukmanier line, under the condition that all security assessment and day-ahead operation planning had been properly carried out, the actual state of the interconnected grid in real time has to be compared with the forecast scenarios. As the Swiss integrated electricity companies refused to participate in CRE and AEEG’s enquiry, the only available forecast scenario concerning the Swiss-Italian interconnection is the forecast of the status of the Italian power system at 03:00:00. delivered by GRTN to CRE and AEEG. There is no substantial difference (see table 2.2) between the status of the Italian power system at 03:00:00 on September 28<sup>th</sup> and the situation forecast on a day-ahead basis by GRTN.

	<i>Scheduled situation h 03:30 (MW)</i>	<i>Actual situation h 03:00 (MW)</i>	<i>Difference (MW)</i>	<i>Difference %</i>
<b>Data relevant to electric energy consumption</b>				
Load + losses	23.240	23.930	690	+3.0
Pumps	3.288	3.487	199	+6.1
States of San Marino and Città del Vaticano	27	27	0	0
<b>Total supply</b>	<b>26.555</b>	<b>27.444</b>	<b>889</b>	<b>+3.3</b>
<b>Data relevant to electric energy production</b>				
Thermal power plants	18.231	18.721	490	+2.7
Hydro power plants	1.051	1.182	131	+12.5
Geothermal power plants	580	551	-29	-5.0
Eolic power plants	10	10	0	0
<b>Total production</b>	<b>19.872</b>	<b>20.464</b>	<b>592</b>	<b>+3.0</b>
<b>Data relevant to electric energy import</b>				
Import from the North border	6.398	6.678	280	+4.4
Import from Greece	285	300	15	+5.3
<b>Total Italian import</b>	<b>6.683</b>	<b>6.978</b>	<b>295</b>	<b>+4.4</b>
			<b>0</b>	
<b>Total electrical energy injected into the Italian power system</b>	<b>26.555</b>	<b>27.442</b>	<b>887</b>	<b>+3.3</b>

Table 2.2 – Balance of electric power in the Italian system at 03:00 (provided by GRTN)

Table 2.2 shows a load exceeding the schedule of about 890 MW (about 200 MW of which are due to pumping) balanced by a higher level of Italian generation (about 590 MW) and import (about 300 MW).

5.C.2 Coherence of Italian import with GRTN’s forecast scenario for the night of September 28th

The difference of 280 MW in scheduled and actual imports from the Northern border is a normal deviation, below the TRM (500 MW). Indeed, as it is demonstrated in § 1.7 , instantaneous differences between physical flows in the interconnection lines and scheduled exchanges between countries are unavoidable. They are not the product of a failure in grid operation or in commercial practices. They are due to the laws of physics.

To compare the instantaneous conditions of the interconnection with the forecast scenario, AEEG and CRE chose the highest level of total import (measured at time 03:01:24) in the two hours before the first trip, which is assumed to be the most unfavourable situation. The results obtained for any other point in time between 01:00:00 and the time at which the Lukmanier line was first

tripped, lead to the same conclusions. The figures for the situation at 03:01:24, provided by GRTN, are shown in table 2.3<sup>25</sup>.

	From	To	Rated voltage (kV)	Maximum current limit (A)	h. 03:00	P (MW)	V (kV)	Var. %	I (A)	% of I <sub>max</sub>
France	Villarodin	Venaus	380	1637	Operating	684	396,0	4,2%	1009	62%
	Albertville	Rondissone	380	2370	Operating	772	398,9	5,0%	1128	48%
	Albertville	Rondissone	380	2370	Operating	680	398,9	5,0%	989	42%
	BrocCarros	Campososso	220	917	Operating	198	236,5	7,5%	487	53%
Switzerland	Lavorgo	Musignano	380	2270	Operating	1292	392,4	3,3%	1983	87%
	Soazza	Bulciago	380	2300	Operating	1108	399,5	5,1%	1655	72%
	Riddes	Avisé	220	1010	Operating	254	237,5	8,0%	618	61%
	Riddes	Valpelline	220	1010	Operating	278	237,2	7,8%	677	67%
	Airolo	Ponte	220	900	Operating	221	232,5	5,7%	550	61%
	Morel	Pallanzeno	220	900	Operating	131	232,0	5,5%	328	36%
	Robbia	Sondrio	220	900	Operating	223	228,6	3,9%	567	63%
	Gorduno	Mese	220	900	Operating	144	220,0	0,0%	378	42%
Austria	Lienz	Soverzene	220	800	Operating	198	228,7	4,0%	502	63%
Slovenia	Divaccia	Redipuglia	380	2880	Operating	580	404,9	6,6%	827	29%
	Divaccia	Padriciano	220	960	Operating	96	233,2	6,0%	239	25%

Table 2.3 – North border situation at 03:01:24 (GRTN data)

Table 2.3 shows that:

- all the interconnection lines were in operation, as forecast on a day-ahead basis;
- all the voltages were within their operating limits ( $\pm 10\%$  of the rated values);
- all the currents were much lower than their maximum limits;
- the deviation of the real time operation from the scheduled import did not result in any breach of technical constraints, as expected, as the total import was actually under the TTC level (6900 MW), agreed by TSOs.

However, table 2.4 shows that, compared to the forecast situation, there was an excess import of 491 MW: the instantaneous extra import, which was below the TRM of 500 MW, was essentially imported through the French and Slovenian borders. As far as the Swiss border is concerned, the physical flows were very close to the forecast. Moreover, in the two hours before the first trip, the power imported from Switzerland peaked at 3653 MW, lower than the forecast (3686 MW).

	DACF scenario 03:30 (MW)	Time 03:01:24 (MW)	Difference (MW)	Difference %
France	1996	2334	338	16.9%
Switzerland	3686	3651	-35	-0.9%
Austria	258	198	-60	-23.3%
Slovenia	428	676	248	57.9%
<i>Total</i>	<i>6368</i>	<i>6859</i>	<i>491</i>	<i>7.7%</i>

Table 2.4 – Comparison of forecasts and physical flows at 03:01:24 (GRTN data)

<sup>25</sup> These instantaneous values, corresponding to the maximum peak of import lasting only a few seconds, were chosen to adopt (for the comparison) the worst condition, despite being of little significance for the line conductor temperature (which depends on previous power transits over a much longer period of time).

Although it had no direct impact on physical flows on the Swiss border, the excess import of up to 491 MW must be questioned. As mentioned in Chapter 1, exchanges of power between countries are controlled by the f/P regulation system that automatically tends to maintain the exchanges on average at the planned value. During the night of September 28<sup>th</sup>, the predetermined fixed exchange (set point of f/p regulation) was set, for the Northern border (excluding exchanges with Greece), at the commercial value of 6398 MW, constant throughout the night, according to total commercial nominations.

However, the analysis of the time behaviour of the total import on the Northern border of Italy shows a variation that was unavoidable due to normal real-time operations of interconnected power systems. Figure 2.4 shows the instantaneous deviations of the power imported from the set point of the f/p regulation (6398 MW) from 01.00.12 to 03:25.12. The curve shows a mean value almost equal to zero: the average power imported from the foreign countries was 6368 MW, almost equal (actually slightly lower) to the set point. The mean value of the imports into Italy during a longer period was therefore equal to the programmed exchange. This confirms the efficiency of secondary regulation on the Italian borders in the night of September 2003 and that devices were set appropriately. It also shows that the maximum excess import of 491 MW resulted from normal fluctuations of cross border flows in an interconnected transmission grid.

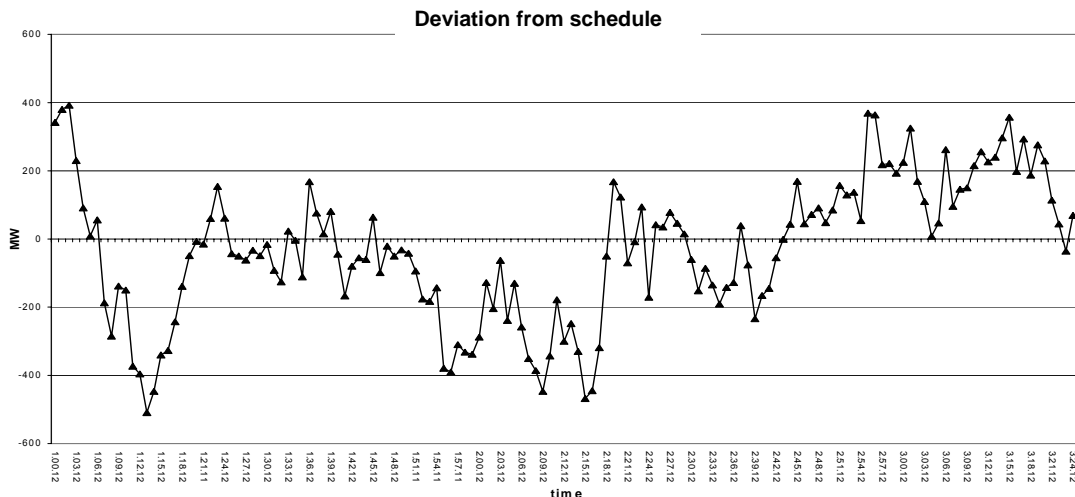


Figure 2.4 – Deviation from the f/P set point scheduled (GRTN data)

Moreover, figures 2.5 and 2.6 show the oscillatory behaviour for each border: it can be seen that the oscillation effect is more marked on the Slovenian border than on other borders.

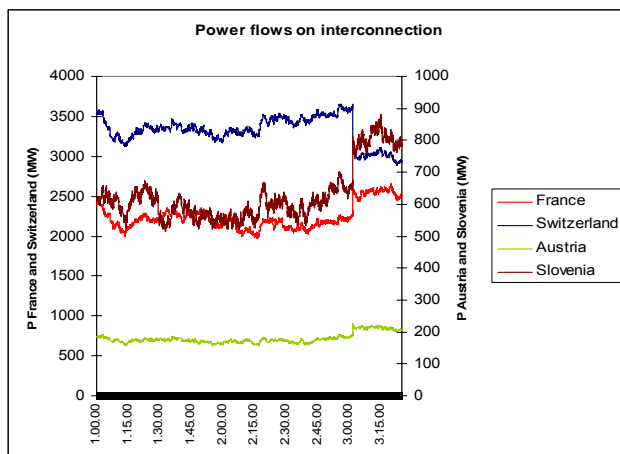


Figure 2.5

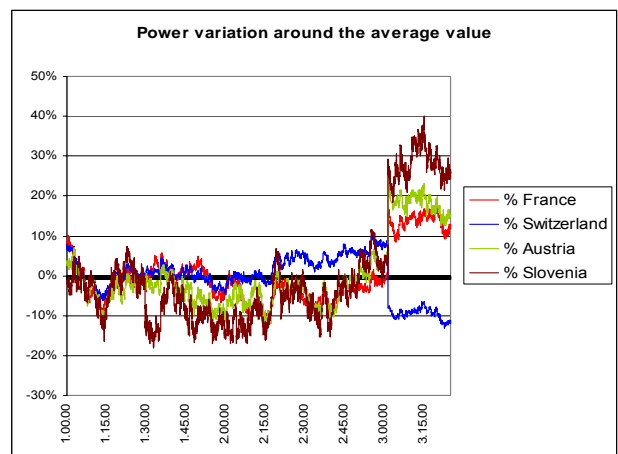


Figure 2.6



The state of the interconnected system at 03:00 was in line with forecasts.

The instantaneous extra-import on the Northern Italian border (around 300 MW) cannot be claimed as the root cause of the overload of the San Bernardino line. In fact, differences between the sum of actual power flows in the interconnection lines of a country and the sum of scheduled power exchanges can often reach values up to 300 MW and even much higher, positive or negative, instantaneously or as an average over several minutes, due to the time constants of secondary frequency control.

### 5.C.3 Real time reactions of GRTN and RTE after the loss of the Lukmanier line (first trip)

Following the loss of the Lukmanier line, fluctuations could be observed in flows on the cross border lines and on the GRTN and RTE's grids. As, according to GRTN, these fluctuations observed did not induce any breach of the N-1 security conditions on its grid, GRTN did not take any operation action, until ETRANS asked for a reduction of 300 MW in imports into Italy. In response to this request, GRTN increased production in Italy by 270 MW and reduced consumption by 155 MW, by taking the following actions :

- production increase in Torrevadliga Nord (Central Italy) from 280 MW to 350 MW (70 MW increase);
- production increase in Montalto di Castro (Central Italy) from 400 MW to 500 MW (100 MW increase);
- production increase in Rossano Calabro (Southern Italy) of 100 MW;
- storage pump reduction in Entracque (North-Western Italy) of 155 MW;

The total impact on imports was a reduction of 425 MW, some 125 MW more than actually requested by ETRANS.

As far as RTE is concerned, it detected that the fluctuations observed induced an overload on its grid in case of the loss of the Albertville – Grande-Île 400 kV line. It therefore followed its operation procedures for such an event: in order to control transits after an eventual loss of the Albertville – Grande-Île 400 kV line, in spite of the increase in flows on this line, at 3:02 it ordered an increase in production by the generation units of Brévières and Malgovert. This redispatching was effective between 03:05 and 03:10. It also modified the topology at the La Saussaz 225 kV substation in order to avoid local constraints on the French 225, 90 and 63 kV network in case of the loss of the Albertville – Coche 400 kV line. This topology operation (opening the feeder to the line Longefan – Vieux-Moulin) was completed at 03:11.

According to the UCTE rules, it was up to the integrated Swiss electricity companies to take actions in order to restore the secure operation of the interconnected transmission grids.

On their side, RTE and GRTN had to verify that their grids could deal with the loss of any element, considering the actual flows after the Lukmanier line trip.

### 5.C.4. Restoring secure operation after the loss of the Lukmanier line (first trip)

The Lukmanier line trip occurred on the Swiss transmission grid. According to the UCTE rules and the tri-lateral procedure, it was therefore up to the Swiss integrated electricity companies to react and restore the system's security.

The only countermeasure planned for that contingency, according to UCTE [12], was the shedding of pumps in Italy. However, according to UCTE [12], the Swiss operator spent 9 minutes in unsuccessful attempts to re-close the Lukmanier line. It therefore did not follow its internal procedure, as described by UCTE [12]. Moreover, the aforementioned countermeasure (pump shedding) is not a proper countermeasure because it is not in the Swiss power system and had not previously been agreed with GRTN. Furthermore, this reaction was inappropriate as the Swiss operator should have already known beforehand that it would be impossible to re-close this line, and taken this into account.

On the contrary, in the absence of any prior agreement from GRTN to change the programme of its pumps, the integrated Swiss electricity companies should, as a precaution, have modified power production in Switzerland in order to suppress the overload in an efficient way. This measure should have been implemented temporarily until the Lukmanier line was re-closed or until a significant change in the Italian load (pumping) or production had been implemented, as a result of dialogue between ETRANS and GRTN. Since the integrated Swiss electricity companies refused to co-operate in the regulators' inquiry, there has been no way of examining whether such a wise measure could in fact have been taken. It must be noted that in the Swiss context, since ETRANS does not have direct control over the topology of the Atel and EGL grids, as opposed to GRTN and RTE for their own national systems, it is not obvious that such a measure could have been taken.

After 9 minutes, according to UCTE [12], the Swiss operator came to the conclusion that the re-closure was impossible because of a phase angle greater than 30°. In this new situation, the San Bernardino line was overloaded. Power flows on the Swiss network had to be reduced. For this purpose, two solutions were available:

- the first was a temporary modification of the flows in order to let the phase angle decrease from 42° to 30°, making re-closure possible. This is the method recommended by UCTE rules (see paragraph 1.3);
- the second solution involved decreasing the power flow through Switzerland.

Later, according to UCTE [12] and SFOE [13], the integrated Swiss electricity companies asked GRTN to decrease Italian imports by 300 MW in order to return to the scheduled exchange programmes. This action was not in line with their internal procedure, as described by UCTE [12]. Indeed, GRTN was only asked to decrease the power exchange on the Northern border by 300 MW and not to stop pumping. It was also inappropriate since, as the later facts demonstrate, although GRTN implemented the requested import reduction, the integrated Swiss electricity companies were unable to re-close the Lukmanier line or to alleviate the San Bernardino line overload. Indeed, following the laws of physics, the GRTN's reduction of the overall import by 300 MW was spread across all the interconnections. Therefore, only a small part of the 300 MW actually contributed to reducing the load on the San Bernardino line. Figures 2.8 and 2.9 show that, despite the 300 MW overall import reduction implemented by GRTN, the reduction through the Swiss border was very low.

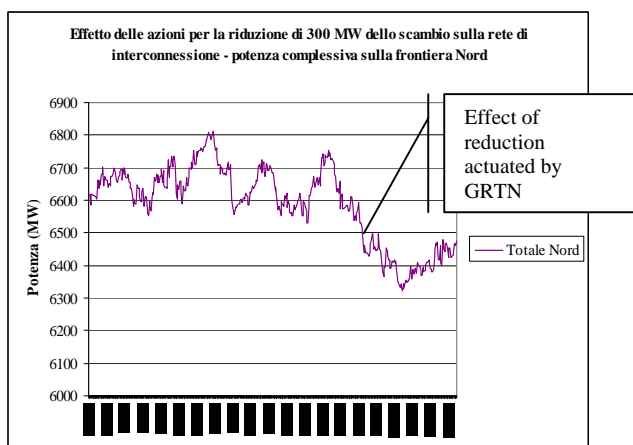


Figure 2.8

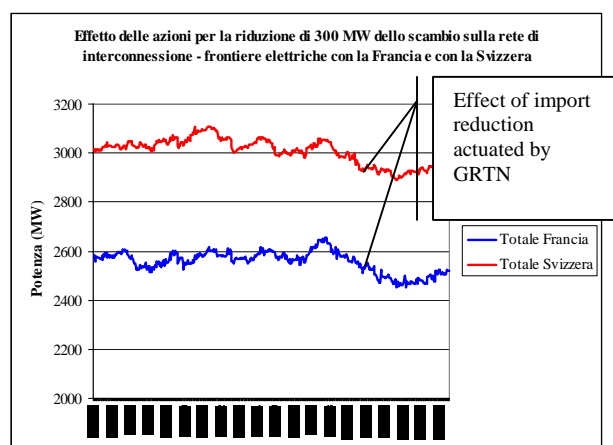


Figure 2.9

The countermeasure ordered by the integrated Swiss electricity companies was therefore not sufficient to relieve the overload on the San Bernardino line.

Following the actions taken by GRTN, given the evident low incidence of such measures in relieving overload on Swiss grid, ETRANS did not communicate anything to GRTN.

After the Lukmanier line trip, the integrated Swiss electricity companies took a number of inappropriate operational decisions:

- for 9 minutes, they attempted to re-close a line which could not be re-closed, as could have been anticipated through simple day-ahead calculations,
- they then implemented countermeasures which were not capable of restoring system security,
- they only asked for reduction of 300 MW of Italian total import and relied on corrective measures outside their area which had not been previously agreed (pumps shedding),
- they did not follow their internal procedure, as published by UCTE [12].

#### 5.C.5. Real-time compliance with the UCTE rules and the tri-lateral procedure

The analysis of the sequence of events, as described by UCTE [12], RTE and GRTN shows that:

- ETRANS did not inform either RTE or GRTN by fax within an acceptable period. In fact, according to UCTE [12], the first fax was sent to the GRTN at 04:34, more than 1 ½ hours after the first fault on the Lukmanier line. The first fax was sent to RTE at 06:29, almost 3 ½ hours after the first fault;
- ETRANS did not report the situation to GRTN until 9 minutes after the first line trip (request of power exchange total reduction of 300 MW).

The emergency procedure defined in 2001 between RTE, GRTN and ETRANS was not applied by ETRANS.

The integrated Swiss electricity companies reported the situation of their grids to the neighbouring operators in a time which was not compatible with the need to urgently implement corrective measures outside their system, in order to restore secure operation of the interconnected grids.

### **D. Separation of the Italian power system from the UCTE network**

At 03:21:00, imports into the Italian system were reduced by 300 MW. However, this control measure was not sufficient to mitigate the overload of the San-Bernardino line, which tripped at 03:25:22, or of the 220 kV Mettlen-Airolo line, which tripped 3 seconds later. Shortly afterward, other 220 kV lines internal to the Swiss system tripped and the southern part of Switzerland (Ticino canton) was separated from the remaining part of the Swiss grid. At that point, this region was then supplied by the Italian system. The remaining lines from Riddes and Robbia to Italy then also tripped, thus overloading the interconnection with France. This overloading caused a significant and rapid voltage decrease (at some French busses, voltages reached 300 kV). The combination of low voltages and high currents caused the French 380 kV Albertville-La Coche–Praz line to trip at 03:25:32. This trip was followed by the loss of synchronisation on the Italian system, which resulted, 2 seconds later, in the separation of Italy from France (trip of the 380 kV double circuit Albertville-Rondissone and of other 220 kV lines). Immediately, 220 kV Soverzene-Lienz line and the 380 kV link with Slovenia also tripped. The Italian system remained asynchronously connected to the UCTE grid only via a 220 kV line and a local 132 kV linking grid to Slovenia, until 03:26:24. At that time, the disconnection was complete.

**PARTE 2**  
**DIFFUSIONE DELLA INTERRUZIONE E RIPRISTINO DEL SERVIZIO**

**SEZIONE A**  
**SICUREZZA E ADEGUATEZZA DEL SISTEMA ELETTRICO**

**CAPITOLO 6**  
**ADEGUATEZZA E SICUREZZA:**  
**AFFIDABILITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO:**

Il sistema elettrico si caratterizza rispetto ad altri sistemi a rete per una combinazione unica di attributi tecnici ed economici. Questa combinazione può essere sintetizzata nel fatto che l'energia elettrica non è immagazzinabile e il consumo di energia elettrica deve essere soddisfatto istantaneamente tramite una produzione localizzata in maniera opportuna per tenere conto dei limiti di transito della rete di trasmissione. Poiché la rete di trasmissione è una struttura eminentemente passiva, le azioni di controllo del sistema sono circoscritte essenzialmente all'aggiustamento in tempo reale dei livelli di produzione e/o di consumo delle unità programmabili (unità di produzione e di consumo abilitate al servizio di bilanciamento) e all'apertura e alla chiusura degli interruttori per variare la topologia del sistema elettrico.

I predetti tratti salienti del sistema elettrico hanno tre principali conseguenze:

1. ogni singola azione può ripercuotersi su tutte le altre attività sulla rete. Il guasto di un singolo elemento se non propriamente fronteggiato può causare, a cascata, il rapido susseguente guasto di molti altri elementi sino al collasso dell'intero sistema. Il coordinamento fra gli utenti della rete è dunque indispensabile ai fini della sicurezza del sistema. Tale coordinamento è assicurato dal GRTN nella sua veste di responsabile della sicurezza del sistema;
2. le caratteristiche fisiche del sistema elettrico impongono che, a fronte di un evento imprevisto, le contromisure siano assunte pressoché istantaneamente avvalendosi di sistemi automatici di misurazione, comunicazione, comando e controllo. La tempestività nella rilevazione di un guasto o malfunzionamento di qualsiasi elemento del sistema, nello scambio di informazioni, nella valutazione del potenziale impatto dell'evento sulla sicurezza del sistema e nella esecuzione delle appropriate contromisure è dunque un aspetto vitale nella gestione in sicurezza del sistema elettrico;
3. l'imperativo di essere pronti a fronteggiare ogni imprevisto domina la gestione del sistema elettrico. Infatti, il sistema elettrico è gestito in maniera tale da assicurare che vi sia sempre un ammontare di capacità di produzione e di trasmissione ridondante tale da consentire al GRTN di fronteggiare eventi imprevisti.

L'*affidabilità* del sistema elettrico è la misura della capacità del medesimo sistema, riferita ad un arco temporale predefinito, di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nella quantità e nella località in cui tale fabbisogno si manifesta contestualmente all'istante della propria manifestazione: tale condizione è da intendersi soddisfatta qualora la fornitura del fabbisogno avvenga nel rispetto dei limiti di qualità della fornitura prestabiliti (parametri elettrici della fornitura, quali la tensione e la frequenza). L'adeguatezza e la sicurezza sono le due caratteristiche che concorrono alla affidabilità di un sistema elettrico.

L'*adeguatezza* di un sistema elettrico può essere definita come la capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno istantaneo di energia elettrica<sup>26</sup>. Perché un sistema sia adeguato è necessario che siano disponibili risorse di produzione e di trasmissione sufficienti a rispettare la predetta condizione di soddisfacimento istantaneo.

---

<sup>26</sup> Tenendo conto anche di eventuali fuori servizio previamente accordati o, comunque, considerabili in fase di programmazione.

La *sicurezza* può essere definita come la capacità del sistema elettrico di resistere a modificazioni dello stato di funzionamento del sistema<sup>27</sup> senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema (limite di stabilità dinamica, limiti di funzionamento degli impianti di produzione e di transito sulle linee).

L'adeguatezza esige che il sistema sia dotato di risorse di produzione e di trasmissione sufficienti a soddisfare il carico atteso più un prefissato margine di riserva (ai fini del rispetto degli standard di sicurezza). Ciò comporta:

- il monitoraggio dell'evoluzione del carico, degli investimenti in capacità di generazione (o equivalenti) e di trasmissione;
- la valutazione dell'adeguatezza del sistema e la pianificazione di nuova capacità di generazione e/o di trasmissione.

La sicurezza esige che il sistema sia in grado di rimanere in funzione al realizzarsi di eventi contingenti prefigurabili e implica la fissazione di standard comuni di gestione dei sistemi interconnessi e il coordinamento fra i gestori delle reti di trasmissione per la gestione dell'area di controllo di cui tali gestori sono membri.

In particolare, la sicurezza di funzionamento di un sistema elettrico si basa su una corretta programmazione dell'esercizio del medesimo sistema che tenga conto delle incertezze insite nel suo funzionamento. Tali incertezze sono da ricondursi alla impossibilità di prevedere con esattezza l'entità e la localizzazione del carico, nonché alla possibilità di accadimento di guasti. Gli eventi che inducono le predette modificazioni del funzionamento atteso possono essere quindi di varia natura, di impatto più o meno gravoso per il sistema, nonché associabili ad una determinata probabilità di accadimento (spesso tanto più ridotta quanto più gravoso è l'evento considerato). Agli eventi a cui è associabile una sensibile probabilità di accadimento, si fa fronte mediante l'adozione di criteri di sicurezza, quali il criterio N-1<sup>28</sup>, che determinano la predisposizione di adeguati margini di riserva per l'esercizio in tempo reale del sistema sia in termini di capacità di trasporto che di capacità produttiva. Eventi più gravosi e meno probabili, vengono fronteggiati mediante la predisposizione di azioni automatiche di controllo in grado di monitorare l'evoluzione dello stato di criticità del sistema ed intervenire preventivamente al fine del mantenimento della sicurezza (piani di difesa preventivi), ovvero in grado di riconoscere il verificarsi dell'evento ed intervenire con azioni correttive al fine di rimuovere eventuali violazioni dei limiti di funzionamento (piani di difesa correttivi).

Entrambi gli aspetti dell'affidabilità del sistema elettrico incorporano elementi di pianificazione e di gestione. Nondimeno, l'adeguatezza verte essenzialmente sulla pianificazione del sistema in un orizzonte di medio-lungo termine mentre la sicurezza fa perno sulla gestione operativa del sistema nel breve termine. Questi due aspetti dell'affidabilità sono interdipendenti. Un sistema con ampia capacità di generazione e di trasmissione potrà essere adeguato e potrà più agevolmente essere gestito in sicurezza.

L'adeguatezza può essere preservata a spese della sicurezza: ciò accade ogni qualvolta il soddisfacimento del fabbisogno di energia avviene a spese della costituzione di un appropriato margine di riserva operativa. Ciò comporta l'assunzione di un maggiore grado di rischio di black-

---

<sup>27</sup> Tipicamente guasti e scostamenti del fabbisogno rispetto alla situazione prevista.

<sup>28</sup> Nel criterio di sicurezza N-1 il funzionamento del sistema viene pianificato in maniera tale per cui possa essere fronteggiata la perdita di un qualunque elemento singolo del sistema elettrico (o di un insieme predefinito di elementi, quali ad esempio due linee poste sulla medesima pianificazione) senza che le condizioni di funzionamento del sistema subiscano un degradamento, ovvero senza che si verifichi nessuna violazione permanente dei vincoli del sistema elettrico.

out a fronte di un evento accidentale. Il rischio può essere circoscritto a poche ore ogni decina d'anni o avere una frequenza maggiore se il sistema ha una grave carenza di risorse.

Parimenti, la sicurezza può essere mantenuta a spese dell'adeguatezza: ciò accade ogni qualvolta il soddisfacimento dei requisiti di riserva avviene a spese del soddisfacimento del fabbisogno di energia tramite il distacco dei carichi. I carichi possono essere distaccati avvalendosi di meccanismi di mercato (*responsive load programs*) o attraverso meccanismi autoritativi (*rolling blackouts*). I distacchi possono essere locali o distribuiti e durare poche ore o intere giornate a seconda delle condizioni del sistema.

Perché un sistema elettrico possa funzionare in sicurezza è certamente necessaria la presenza di adeguati margini di capacità produttiva e di trasmissione, sebbene ciò possa anche non corrispondere al rispetto della condizione di adeguatezza. Ad esempio, può essere necessario non soddisfare parte del fabbisogno al fine di mantenere adeguati margini di capacità produttiva per il rispetto della condizione di sicurezza dell'alimentazione del fabbisogno rimanente (vedi interruzioni programmate del 26 giugno 2003).

La correlazione tra adeguatezza e sicurezza ai fini della valutazione dell'affidabilità di un sistema elettrico può essere rappresentata graficamente come in figura 1.

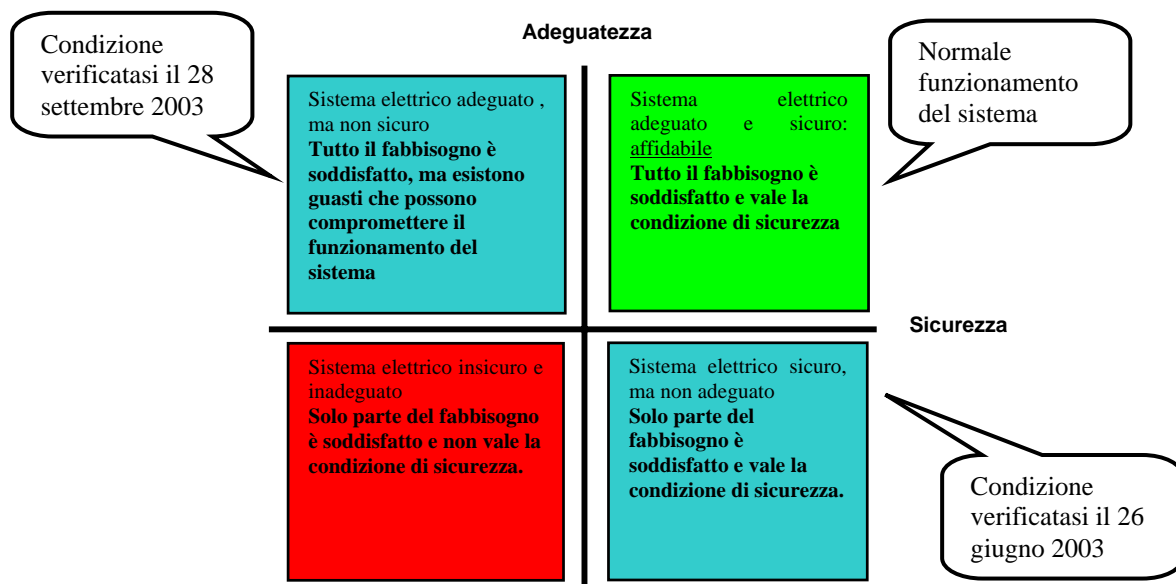


Figura 1 – Rappresentazione grafica dell'interdipendenza tra sicurezza ed adeguatezza

Nel caso dell'interruzione del servizio verificatasi il giorno 28 settembre 2003, la condizione di adeguatezza era sicuramente soddisfatta; non può essere affermato altrettanto per quanto riguarda la condizione di sicurezza con particolare riferimento ai sistemi elettrici interconnessi.



L'adeguatezza e la sicurezza concorrono all'affidabilità del sistema elettrico. L'adeguatezza corrisponde alla sufficienza di risorse per la copertura del fabbisogno, mentre la sicurezza corrisponde alla capacità di fronteggiare disturbi che sopravvengono durante il funzionamento del sistema.

Al fine di fronteggiare le perturbazioni maggiormente probabili, vengono adottati criteri di sicurezza miranti a predisporre adeguate risorse affinché il sistema elettrico possa, adattandosi autonomamente ovvero per il tramite di un intervento esterno mirato a gestire le predette risorse, fare fronte alle sopravvenute variazioni nel rispetto della condizione di sicurezza. Tale è il criterio N-1 adottato dal GRTN e correttamente attuato dal medesimo la notte del 28 settembre 2003 (cfr. Parte 1 del presente resoconto).

Al fine di fronteggiare le perturbazioni meno probabili e di notevole impatto sul sistema, vengono predisposte azioni automatiche di controllo preventivo o correttivo che incidono in modo rilevante sul sistema elettrico. Tali logiche sono, di norma, denominati *piani di difesa*. La definizione di un piano di difesa è strettamente correlata con la specifica perturbazione temuta.

## CAPITOLO 7

### SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO: QUADRO NORMATIVO

Si riportano di seguito i principali riferimenti normativi che concorrono a definire le attribuzioni in capo ai diversi soggetti in ordine alla sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

#### Ruolo del Ministero delle attività produttive

Il decreto legislativo n. 79/99 pone in capo al Ministro delle attività produttive (in precedenza Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato) la responsabilità di definire indirizzi al GRTN ai fini del mantenimento della sicurezza del sistema elettrico nazionale. Infatti il medesimo decreto:

- all'articolo 1, comma 2, stabilisce che il Ministero delle attività produttive provvede alla sicurezza e all'economicità del sistema elettrico nazionale, e persegue tali obiettivi attraverso specifici indirizzi anche con la finalità di salvaguardare la continuità di fornitura e di ridurre la vulnerabilità del sistema stesso;
- all'articolo 1, comma 3, stabilisce che, fino all'entrata in funzione del dispacciamento di merito economico, il Ministro delle attività produttive emani apposite direttive ai fini della sicurezza del sistema elettrico;
- all'articolo 3, comma 4, attribuisce al Ministero delle attività produttive il compito di definire gli indirizzi strategici ed operativi del GRTN.

Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha adottato due direttive relative alla sicurezza di funzionamento di sistema:

- la direttiva 21 gennaio 2000, che individua alcuni principi generali a cui il GRTN deve attenersi nell'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento, prevedendo, tra l'altro:
  - a) all'articolo 1, primo periodo, che il GRTN adotti un codice di trasmissione e dispacciamento per la disciplina delle relative attività e, per quanto previsto dalla normativa in relazione alle medesime, i rapporti di quest'ultimo con i soggetti utenti e i proprietari della rete di trasmissione nazionale.
  - b) all'articolo 2, comma 1, lettera d), che il GRTN assicuri il necessario coordinamento con i gestori delle reti interconnesse con la rete di trasmissione nazionale, in particolare, che prenda accordi con i gestori esteri, anche definendo opportune procedure, per gestire i flussi di energia sulle connessioni internazionali;
  - c) articolo 3, comma 1, lettera d), che il GRTN, fino alla data di entrata in funzione del mercato di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, garantisca il servizio di riserva di potenza tramite la stipula di apposite convenzioni con i produttori nazionali individuati con procedure trasparenti e non discriminatorie;
  - d) articolo 3, comma 1, lettera e), che il GRTN risolva le congestioni di rete in modo efficiente ed economico, senza operare discriminazioni tra i diversi operatori e tra utenza libera e vincolata;
  - e) articolo 3, comma 1, lettera g) che il GRTN effettui la previsione del fabbisogno nazionale di energia al fine, tra l'altro, di ottimizzare il servizio di riserva di potenza;
- la direttiva 7 agosto 2000, che prevede tra l'altro:
  - a) all'articolo 1 che il GRTN individui le esigenze di riserva di potenza sul territorio nazionale, tenendo conto anche della capacità di interconnessione con l'estero e delle sue prospettive di sviluppo, e ne quantifichi il relativo livello; evidenzi particolari situazioni caratterizzate da significativi vincoli di rete; definisca le caratteristiche degli impianti idonei al servizio di riserva di potenza.

- b) all'articolo 2, che il GRTN, per garantire il servizio di riserva di potenza, stipuli, nelle more del regolamento del mercato di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, contratti di disponibilità di capacità di generazione ricorrendo, ove possibile, a procedure competitive e trasparenti.

Inoltre, con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato in data 17 luglio 2000, è stata attribuita al GRTN ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, la concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale<sup>29</sup>, ed è stata approvata la convenzione stipulata tra Ministero delle attività produttive ed il medesimo GRTN per la disciplina della concessione relativa alle medesime attività di trasmissione e dispacciamento come indicate nella convenzione stessa.

Infine con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato in data 22 dicembre 2000, è stata approvata la convenzione tipo di cui all'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, in conformità della quale devono essere stipulate le convenzioni tra il GRTN e le società che dispongono delle reti di trasmissione, per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione con altre reti.

#### Ruolo dell'Autorità

Il decreto legislativo n. 79/99 attribuisce all'Autorità funzioni che possono incidere su profili attinenti alla sicurezza del sistema elettrico. In particolare:

- l'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, prevede che l'Autorità fissi le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento, nel rispetto delle quali il GRTN stabilisce le regole per il dispacciamento. Su questa base, l'Autorità ha adottato le deliberazioni 1 aprile 2003, n. 27/03, e 26 giugno 2003, n. 67/03, e il GRTN le Regole di dispacciamento – Versione V0 del 7 luglio 2000, in vigore il 28 settembre 2003;
- l'articolo 3, comma 6, del medesimo decreto legislativo prevede che, sulla base di direttive emanate dall'Autorità, il GRTN adotti regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla rete di trasmissione nazionale nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti. Su questa base, l'Autorità ha adottato la deliberazione 9 marzo 2000, n. 52/00 (di seguito: deliberazione n. 52/00), in vigore il 28 settembre 2003, che prevede, tra l'altro:
  - a) all'articolo 4, comma 3, che le regole tecniche di connessione debbano contenere procedure da applicare in caso di mancato rispetto da parte sia del GRTN, sia dell'utente diretto o indiretto dei limiti posti a base delle regole medesime sino a prevedere la decadenza dell'obbligo di connessione in capo al GRTN di cui all'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99;
  - b) all'articolo 6, comma 1, che il GRTN vigili sul rispetto delle regole tecniche, individui le eventuali violazioni unitamente alle relative responsabilità e ne informi tempestivamente l'Autorità;
  - c) all'articolo 6, comma 2, che qualora nell'applicazione delle regole tecniche insorgano controversie tra i soggetti di cui all'articolo 3 comma 3.4, l'Autorità, fermo restando

---

<sup>29</sup> L'ambito della rete di trasmissione nazionale è stato stabilito con decreto del Ministro delle attività produttive del 25 giugno 2000 come modificato dal decreto del Ministro delle attività produttive in data 23 dicembre 2002.

quanto disposto dall'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481, proceda ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera d), della medesima legge, avvalendosi delle informazioni fornite dal GRTN in conformità al precedente comma 6.1;

- ai sensi della deliberazione n. 52/00, il GRTN ha adottato le Regole tecniche di connessione - Versione V.3 del 16 marzo 2001, approvate con deliberazione dell'Autorità 28 febbraio 2001, n. 39/01, in vigore il 28 settembre 2003, che prevedono, tra l'altro, che il GRTN vigili sul rispetto delle medesime ed individui le violazioni poste in essere dagli utenti direttamente e indirettamente connessi e che di ogni violazione informi tempestivamente l'Autorità.

### Ruolo del GRTN

Il GRTN è il soggetto che ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, esercita, in concessione, le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale.

L'articolo 3, comma 2, del medesimo decreto legislativo, prevede che il GRTN garantisca l'adempimento di ogni obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza del servizio.

L'esercizio in concessione delle attività di trasmissione e di dispacciamento è disciplinato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in data 17 luglio 2000, che prevede, tra l'altro::

- all'articolo 4, comma 1, che nell'espletamento del servizio il GRTN, in relazione a quanto stabilito nell'articolo 2, comma 36, della legge n. 481/95, persegua, tra l'altro, l'obiettivo di assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- all'articolo 7, che il GRTN, nell'esercizio in concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, provveda in particolare a:
  - a) gestire i flussi di energia elettrica, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari;
  - b) garantire l'adempimento di ogni obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza del servizio;
  - c) deliberare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete, in modo da assicurare la sicurezza e lo sviluppo della rete medesima;
  - d) stabilire le regole per il dispacciamento nel rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità, ai sensi dell'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 e degli indirizzi del Ministro delle attività produttive ai sensi dell'articolo 1, comma 2, del medesimo decreto;
  - e) adottare regole tecniche, sulla base di direttive emanate dall'Autorità, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla rete di trasmissione nazionale nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti;
- all'articolo 12, che ai sensi di quanto disposto dall'articolo 3, commi 3 e 6, del decreto legislativo n. 79/99, il GRTN è tenuto a predisporre, nel rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità, un codice di trasmissione e dispacciamento che disciplina le predette attività e, per quanto previsto dalla normativa in relazione alle medesime, i rapporti del GRTN con gli utenti e i proprietari della rete di trasmissione nazionale;
- all'articolo 17, che qualora gli inadempimenti e le violazioni imputabili al GRTN pregiudichino in maniera grave e diffusa la prestazione del servizio elettrico, l'Amministrazione, anche su proposta dell'Autorità, avanzata ai sensi dell'articolo 2, comma

12, lettera o), della legge n. 481/95, possa disporre la sospensione o la decadenza della concessione.

L'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, prevede che il GRTN stipuli convenzioni con le società che dispongono delle reti di trasmissione (di seguito: Titolari), sulla base di una convenzione tipo approvata, su proposta dell'Autorità, con decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato. Su questa base, è stato emanato il decreto 22 dicembre 2000, di approvazione della convenzione tipo, che., prevede, tra l'altro:

- all'articolo 5, comma 2, che il GRTN definisca gli schemi di rete da adottare nelle diverse situazioni di funzionamento del sistema elettrico e comunica al Titolare gli schemi relativi alla porzione della rete di trasmissione nazionale;
- all'articolo 5, comma 3, che il GRTN impartisca al Titolare, in forma sintetica, gli ordini di manovra necessari per l'esercizio degli impianti;
- all'articolo 5, comma 4, che il GRTN, per il tramite di specifici contratti di servizio, impartisca in forma sintetica, ai soggetti esercenti le parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale, funzionali alla rete medesima ed all'esercizio degli impianti della porzione di Rete del Titolare, gli ordini di manovra necessari all'esercizio di tali impianti;
- all'articolo 5, comma 5, che il GRTN, mediante specifici accordi con il Titolare, possa attuare comandi diretti sugli impianti della porzione della rete di trasmissione nazionale, tra cui gli ordini di manovra degli interruttori;
- all'articolo 5, comma 7, che il GRTN definisca e trasmetta al Titolare: i piani di taratura delle protezioni e degli automatismi connessi al funzionamento della rete di trasmissione nazionale; i piani di riaccensione della Rete; i piani di emergenza;
- all'articolo 5, comma 8, che il GRTN abbia la facoltà di effettuare, direttamente o tramite propri incaricati, anche congiuntamente al Titolare, verifiche ai fini di accertare la corretta taratura dei dispositivi di cui al precedente comma;
- all'articolo 6, comma 1, che il Titolare, nell'ambito dell'attività di trasmissione dell'energia elettrica, è responsabile dell'esercizio degli impianti compresi nella porzione della rete di trasmissione nazionale, in attuazione delle decisioni assunte dal GRTN;
- all'articolo 12, che il GRTN controlli la corrispondenza tra l'attività posta in essere dal Titolare in attuazione della convenzione e le norme che disciplinano l'esercizio di dette attività;
- all'articolo 23, che il GRTN controlli che il Titolare:
  - a) effettui l'esercizio della porzione di rete di trasmissione nazionale nel rispetto degli ordini ricevuti e con le modalità definite ai sensi della Parte II, Sezione I della medesima convenzione;
  - b) effettui la manutenzione della porzione di rete di trasmissione nazionale nel rispetto dei piani annuali di manutenzione o degli indici di correlazione concordati ai sensi delle disposizioni contenute nella Parte II, Sezione II, della medesima convenzione;
  - c) esegua gli interventi di sviluppo sulla porzione di rete di trasmissione nazionale ad esso affidati in via diretta, in conformità' alle specifiche di progetto definite in base alle disposizioni contenute nella Parte II, Sezione III della medesima convenzione.

Alla data del 28 settembre 2003 erano, inoltre, vigenti le prescrizioni contenute nei documenti *Piani di difesa del sistema elettrico* e *Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale* pubblicati dal GRTN, rispettivamente, il 24 maggio 2000 e il 21 gennaio 2003.

**SEZIONE B**  
**DIFFUSIONE DELL'INTERRUZIONE DEL SERVIZIO**  
**ELETTRICO**

## CAPITOLO 8

### ANALISI DELLA GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

#### A. Piano di difesa per il mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale

##### A.1 Piano per la difesa del sistema elettrico nazionale predisposto dal GRTN

Il GRTN ha predisposto un piano per la difesa del sistema elettrico nazionale da perturbazioni ritenute particolarmente gravose nei confronti della sicurezza. (di seguito: il Piano di difesa). Tale piano si compone di azioni (automatiche e non automatiche) che si attivano, ovvero possono essere attivate, al verificarsi di particolari eventi. Nella tabella 1 sono indicate le azioni previste dal Piano di difesa e le condizioni di attivazione delle medesime rilevanti per l'analisi degli eventi verificatisi il 28 settembre 2003.

<b>Azioni del Piano di difesa e condizioni di attivazione</b>			
<b>Denominazione</b>	<b>Azione</b>	<b>Azione automatica</b>	<b>Condizioni di attivazione</b>
Controllo delle sezioni critiche (EDA – Elaboratore distacchi automatici del carico)	Distacco del carico	SI	Sezioni critiche: insiemi di linee delle quali vengono monitorati i flussi di potenza sulle linee e lo stato degli interruttori (aperti o chiusi) delle medesime. Il distacco del carico avviene qualora si verifichi l'insieme delle seguenti condizioni: 1.superamento di una soglia prefissata di flusso di potenza su una linea della sezione critica; 2.successiva apertura di una linea della sezione critica
Alleggerimento automatico del carico	Distacco del carico	SI	Decadimento della frequenza (della frequenza vengono monitorati il valore e la sua derivata)
Antipendolante (a)	Interdizione dell'apertura dell'interruttore di una linea	SI	Rilevazioni di fenomeni transitori di natura elettromeccanica che non comportano perdite di passo di aree di rete rispetto ad altre aree
Antipendolante (b)	Apertura dell'interruttore di una linea	SI	Rilevazioni di fenomeni transitori di natura elettromeccanica che comportano perdite di passo di aree di rete rispetto ad altre aree
BME – Banco manovra di emergenza	Distacco del carico	NO	Squilibri sensibili tra immissioni e prelievi

Tabella 1 – Azioni del Piano di difesa

Nel seguito sono specificate le singole azioni del Piano di difesa.

##### Controllo delle sezioni critiche (EDA – Elaboratore distacchi automatici del carico)

Una sezione critica si compone di un raggruppamento di linee elettriche a 380 kV particolarmente rappresentative per lo scambio di energia elettrica tra il sistema elettrico nazionale e i sistemi elettrici esteri direttamente interconnessi, ovvero tra diverse aree del sistema elettrico nazionale. Il controllo di una sezione critica consiste nel controllo contestuale dello stato di consistenza della

sezione, inteso come numero di linee in servizio<sup>30</sup>, e dei flussi di potenza sulle linee della predetta sezione. Qualora il flusso di potenza su una linea della sezione critica supera una soglia predeterminata (funzione del numero di linee in servizio della sezione critica) lo stato di funzionamento della sezione critica è definito “operativamente critico”. Gli stati di funzionamento operativamente critici corrispondono a condizioni di funzionamento in cui l’apertura di una linea della sezione (*operativamente*) critica comporterebbe un aumento dei flussi di potenza sulle linee della sezione tale da comportare il pericolo di apertura delle medesime linee per fenomeni di sovraccarico. Al fine di evitare l’instaurarsi di tale situazione di pericolo, l’apertura di una linea di una sezione *operativamente* critica comporta una azione automatica predefinita di alleggerimento del carico tale da modificare lo stato di funzionamento del sistema elettrico nazionale riducendo i flussi di potenza transitanti sulle linee della sezione critica. La finalità del controllo delle sezioni critiche è, quindi, quella di mantenere il più possibile lo stato di interconnessione tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici esteri e tra le zone del sistema elettrico italiano tra le quali si verificano, di norma, sensibili scambi di energia elettrica attraverso la rete di trasmissione nazionale.

Delle sezioni critiche che risultavano attive in occasione degli eventi del 28 settembre 2003, risulta di particolare interesse l’analisi della sezione critica Rondissone-Albertville e della sezione critica estero.

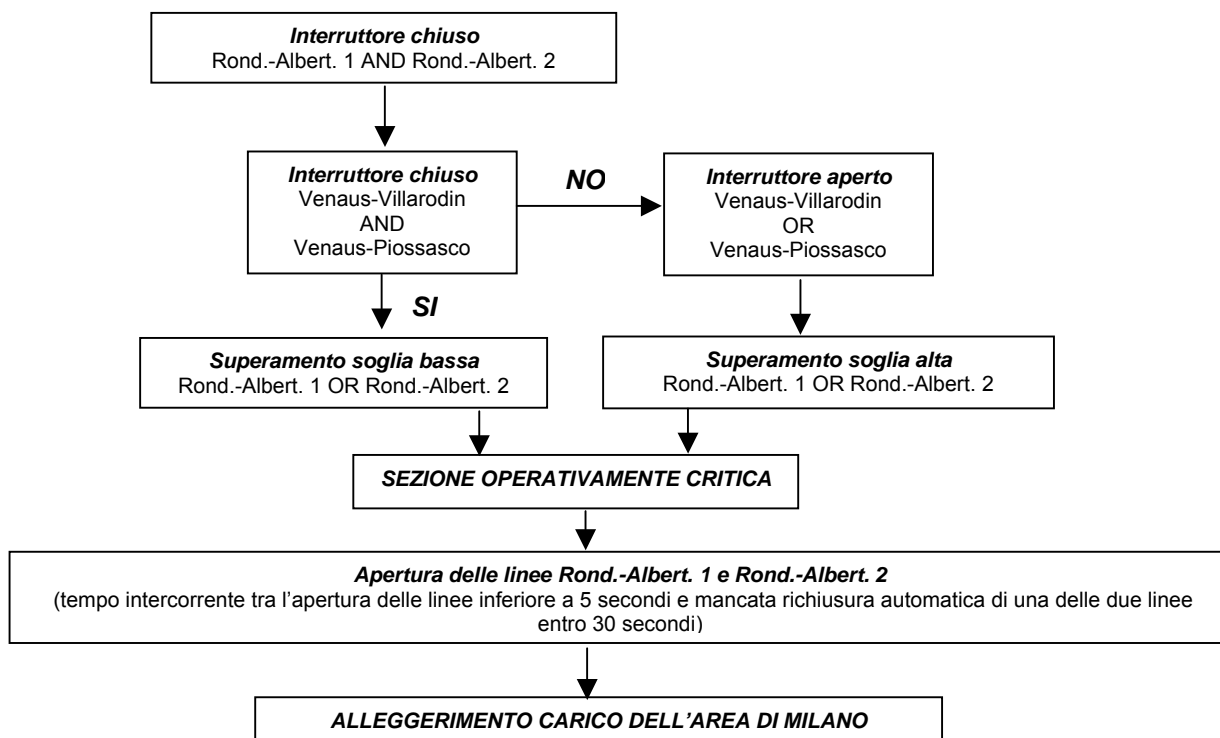
**Sezione critica Rondissone-Albertville**

Le linee elettriche costituenti la sezione critica Rondissone-Albertville, nonché le relative soglie per i flussi di potenza su ciascuna di tali linee sono indicate nella tabella 2.

Sezione critica Rondissone-Albertville			
N.	Linea	Soglia alta (MW)	Soglia bassa (MW)
1	Rondissone-Albertville 1	900	800
2	Rondissone-Albertville 2	900	800

Tabella 2 – Sezione critica Rondissone - Albertville

La logica di controllo della sezione critica Rondissone-Albertville è di seguito indicata:



<sup>30</sup> In particolare viene monitorato lo stato degli interruttori italiani delle linee di interconnessione.



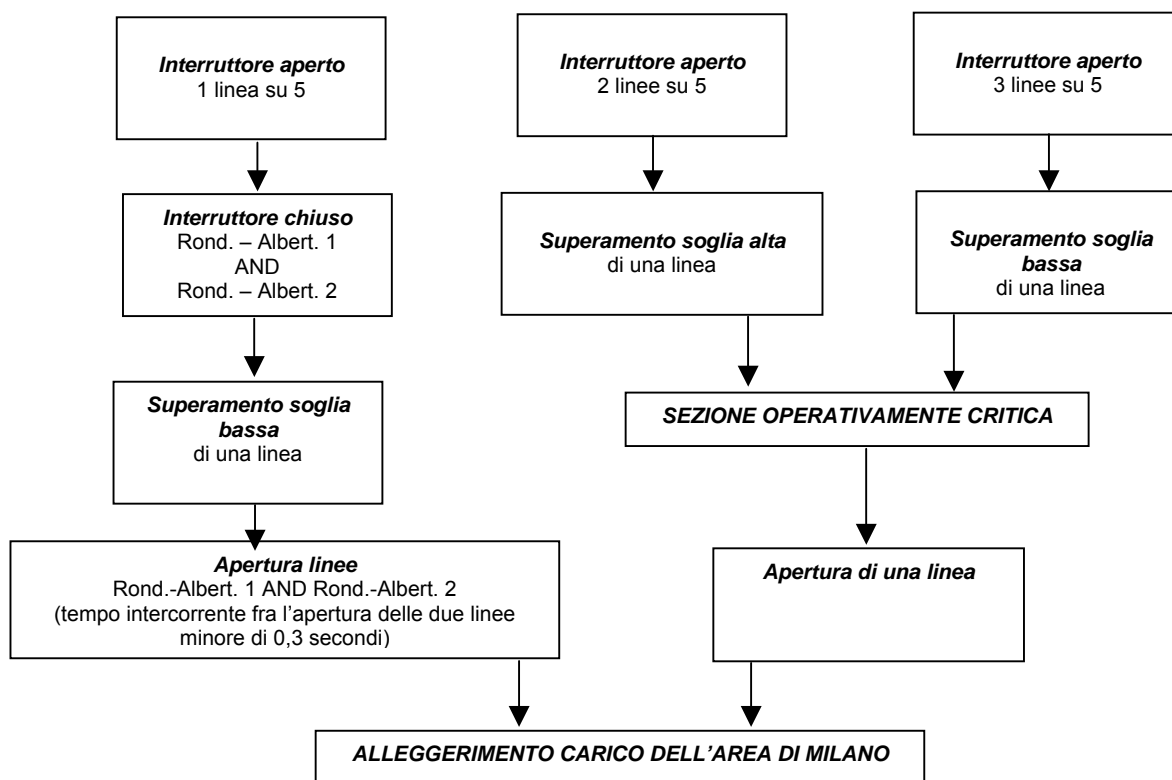
**Sezione critica Estero**

Le linee elettriche costituenti la sezione critica Estero, nonché le relative soglie per i flussi di potenza su ciascuna di tali linee sono indicate nella tabella 3.

<b>Sezione critica Estero</b>			
<b>N.</b>	<b>Linea</b>	<b>Soglia alta (MW)</b>	<b>Soglia bassa (MW)</b>
1	Venaus-Villarodin	850	800
2	Venaus-Piosasco (It)	850	800
3	Rondissone-Albertville 1	900	800
4	Rondissone-Albertville 2	900	800
5	Musignano-Lavorgo	850	800
6	Bovisio-Soazza	850	800
7	Bulciago-Bovisio (It)	850	800

Tabella 3 – sezione critica estero

La logica di controllo della sezione critica estero è di seguito indicata.



L'analisi della sezione critica Estero porta a considerare che:

- il controllo della criticità della rete di interconnessione settentrionale è limitato alla sola rete di interconnessione interessante l'Italia, la Francia e la Svizzera;
- il controllo della criticità operativa è effettuato non solo con riferimento alle linee di interconnessione, ma anche con riferimento alla consistenza e ai flussi di potenza relativi unicamente a linee elettriche in territorio italiano<sup>31</sup> che, data la configurazione della rete, costituiscono parte integrante dei corridoi di trasporto dell'energia elettrica dall'estero verso l'Italia;
- il controllo di cui alla precedente lettera b) non è attuato per le linee elettriche appartenenti a detti corridoi di trasporto localizzate, però, in territorio estero.

<sup>31</sup> Linee indicate con il suffisso "It" nell'elenco di cui alla Tabella 3.

Alleggerimento automatico del carico

Al verificarsi di condizioni di squilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica che comportino una situazione istantanea di *deficit* di potenza (prelievi superiori alle immissioni), la frequenza del sistema elettrico nazionale subisce un decremento tanto più veloce nel tempo quanto più detto squilibrio risulta essere rilevante. Le azioni di alleggerimento automatico del carico sono attivate a fronte del decadimento del valore della frequenza e ad un sensibile tasso di decremento nel tempo della frequenza (derivata) al fine di ristabilire le condizioni di equilibrio tra immissioni e prelievi. La quantità di carico alleggerito durante il fenomeno di decremento nel tempo della frequenza ne influenza l'andamento potendo determinare un arresto più o meno rapido di tale decremento. L'alleggerimento automatico del carico viene effettuato mediante dispositivi installati presso le sottostazioni di trasformazione, ovvero in punti di prelievo<sup>32</sup>, in grado di rilevare il valore della frequenza e della sua derivata e di determinare l'apertura degli interruttori di linee elettriche dedicate alla alimentazione dei carichi, ovvero degli impianti elettrici delle utenze presso cui tali dispositivi sono installati.

Antipendolanti

Le linee elettriche di trasmissione sono dotate di dispositivi di protezione in grado di riconoscere l'impedenza elettrica apparente a ciascun estremo di linea, determinata come rapporto tra la tensione elettrica in un estremo e la corrente elettrica che dal medesimo estremo fluisce sulla linea verso l'estremo opposto (dispositivi di protezione distanziometrica). Al verificarsi di un corto circuito sulla linea, il valore dell'impedenza elettrica misurata risulta essere molto inferiore<sup>33</sup> al valore misurato durante le condizioni di normale funzionamento del sistema elettrico. Esistono particolari condizioni di funzionamento perturbato del sistema elettrico (oscillazioni elettromeccaniche dei generatori) per le quali l'impedenza elettrica misurata, pur non verificandosi un corto circuito sulla linea, risulta essere comunque bassa e tale da attivare la rilevazione di detta condizione di guasto determinando, quindi, l'intervento dei dispositivi di protezione distanziometrici.

A loro volta, le oscillazioni elettromeccaniche possono essere di duplice natura: stabili o instabili. Le prime, al contrario delle seconde, rappresentano condizioni di funzionamento perturbato che, di norma, non evolvono verso condizioni di maggior degrado del funzionamento del sistema elettrico. Pertanto, è necessario che le protezioni distanziometriche siano in grado di riconoscere, innanzi tutto, se la riduzione del valore di impedenza elettrica misurata dalle medesime sia dovuto ad un corto circuito, oppure ad oscillazioni elettromeccaniche. In secondo luogo, qualora siano riconosciuti fenomeni corrispondenti ad oscillazioni elettromeccaniche, è necessario che le protezioni distanziometriche siano in grado di riconoscere la stabilità o meno delle medesime.

Nel caso di oscillazioni elettromeccaniche di natura stabile è necessario che l'intervento automatico della protezione sia interdetto; al contrario, nel caso di oscillazioni elettromeccaniche di natura instabile, potrebbe essere opportuno consentire l'azione svolta automaticamente dal dispositivo di protezione. L'ultima modalità è adottata qualora l'oscillazione instabile corrisponda fenomeni di perdita di passo di un'area di rete rispetto ad altre aree. Il consenso all'azione è adottato per le linee elettriche ritenute di interconnessione tra un'area e l'altra.

Banco manovra emergenza

Al fine di far fronte a situazioni di funzionamento particolarmente critiche e caratterizzate da evoluzioni temporali lente (costanti di tempo di minuti o decine di minuti quali, ad esempio, i fenomeni degenerativi relativi al collasso di tensione), il GRTN può effettuare distacchi di carico mediante azioni di comando impartite dagli operatori del GRTN e realizzate tramite dispositivi di telecomunicazione diretta con interruttori installati su linee dedicate all'alimentazione di particolari

<sup>32</sup> Tipicamente per punti di prelievo in alta tensione.

<sup>33</sup> Pari, al massimo, all'impedenza della linea medesima.

entità di carico. Tali azioni sono attuate tramite un banco manovra disponibile agli operatori delle sale di controllo del GRTN detto “*Banco manovra emergenza*”.

*Formazione di isole di carico*

In caso di transitori di frequenza significativi che comportino un decadimento della frequenza molto accentuato è opportuno prevedere la formazione di isole di carico costituite da unità di produzione alimentanti limitate porzioni del sistema elettrico nazionale. La formazione delle isole di carico consente il mantenimento in servizio di tali unità che, altrimenti, a causa del fenomeno di decadimento della frequenza, risulterebbero sottoposte all’azione dei dispositivi di protezione di minima frequenza che comporterebbe il loro distacco dalla rete e il loro conseguente spegnimento. Tale logica necessita di una particolare articolazione di rilevazioni dal campo e di automatismi, nonché di una adeguata capacità di regolazione delle unità di produzione interessate.

Attualmente, la formazione di isole di carico del sistema elettrico nazionale è contemplata come misura marginale. Per le sue potenzialità necessiterebbe di essere adeguatamente sviluppata.

**B. Programmazione dell'esercizio del sistema elettrico nazionale e condizione di funzionamento il 28 settembre 2003**

B.1. Esiti della programmazione settimanale

Secondo le informazioni fornite dal GRTN, nel periodo di programmazione dal 26 settembre 2003 al 10 ottobre 2003, le temperature sulle zone di confine settentrionale erano tali da consentire l'utilizzo della rete di interconnessione con l'estero secondo i limiti di trasporto invernali anziché quelli estivi. Ciò ha consentito una programmazione del funzionamento del sistema elettrico nazionale su base settimanale nel rispetto delle condizioni di adeguatezza e di sicurezza anche a fronte della previsione di un elevato fabbisogno (il valore massimo del fabbisogno nazionale si attestava a circa 46.500 MW), nonché di potenziali criticità nell'approvvigionamento di adeguati margini di riserva.

B.2. Esiti della programmazione giornaliera e coerenza dello stato di funzionamento del sistema elettrico nazionale con la previsione effettuata dal GRTN

L'attività previsionale effettuata dal GRTN il giorno 27 settembre 2003 per il giorno 28 settembre 2003 ha dato i seguenti esiti.

**Fabbisogno**

Il fabbisogno previsto dalle ore 03:00 alle ore 04:00 è risultato pari a circa 23.240 MW<sup>34</sup> a cui si aggiungono circa 3.300 MW dovuti ai prelievi degli impianti idroelettrici di pompaggio.

**Copertura del fabbisogno**

L'attività di programmazione di utilizzo delle risorse disponibili per la copertura del fabbisogno ha dato, per le ore 03:00 del 28 settembre 2003, i seguenti esiti.

<b>Previsioni di copertura del fabbisogno per le ore 03:00</b>	
	Potenza (MW)
Fabbisogno	23.240
Assorbimento Pompe	3.288
Assorbimento S. Marino e Città del Vaticano – Santa Sede	27
<b>Fabbisogno totale</b>	<b>26.555</b>
Produzione Termoelettrica	18.231
Produzione Idroelettrica	1.051
Geotermico	580
Eolico	10
<b>Totale Produzione<sup>35</sup></b>	<b>19.872</b>
Importazione estero – Frontiera Nord	6.398
Importazione estero – Frontiera Grecia	285
<b>Totale importazione Estero</b>	<b>6.683</b>
<b>Totale Immissione</b>	<b>26.555</b>

<sup>34</sup> Escluso il fabbisogno della Sardegna.

<sup>35</sup> Nel totale sono compresi circa 3400 MW di autoproduzione e di generazione immessa su reti MT.

**Riserva a scendere**

La previsione di fabbisogno di riserva a scendere è indicata nella tabella 4.

Capacità produttiva per la riserva a scendere		
Tipologia Riserva	Situazione di minimo di riferimento (ore 04:00)	
	Semibanda Regolazione Secondaria (MW)	Continente
Sicilia		40
Riserva terziaria a scendere (ulteriore rispetto alla semibanda di regolazione secondaria)	Continente	450
	Sicilia	160
<i>Riserva a scendere complessiva</i>	<i>Continente</i>	<i>800</i>
	<i>Sicilia</i>	<i>200</i>

**Tabella 4 – Previsione di fabbisogno della riserva a scendere**

Secondo le indicazioni fornite dal GRTN, la previsione di fabbisogno di capacità produttiva disponibile per la riserva a scendere è stato soddisfatto mediante l’attivazione di centrali idroelettriche di pompaggio.

**Riserva a salire**

Poiché dalle 03:00 alle 04:00 del 28 settembre 2003 il sistema elettrico nazionale si trovava in una condizione di minimo carico settimanale, il GRTN non ha ravvisato criticità per quanto riguarda la disponibilità di margini di produzione per la riserva a salire.

Capacità produttiva disponibile per la riserva a salire dalle ore 03:00 alla ore 04:00					
Area	Termoelettrica convenzionale	Idroelettrica disponibile		Pompe in servizio	Totale
		Impianti di pompaggio	Serbatoio + Modulata		
Nord	1.512	3.395	1.271	2.324	8.502
Centro Nord	481	326	77	150	1.034
Centro Sud	595	0	757	0	1.352
Sud	275	718	319	515	1.827
Sicilia	700	367	59	290	1.416
<b>Totale</b>	<b>3.563</b>	<b>4.806</b>	<b>2.483</b>	<b>3.279</b>	<b>14.131</b>

La tabella 5 mostra i margini di capacità produttiva disponibili per la riserva a salire in funzione dei tempi di attivazione secondo quanto indicato dal GRTN, evidenziando il valore cumulato nel tempo nel caso di attivazione progressiva delle medesime risorse:

Tempi di attivazione della capacità produttiva disponibile per la riserva a salire			
Tipologia risorse di produzione	Tempo di attivazione		
	5 min	20 min	>60 min
Pompe in servizio	3.279		
Impianti di pompaggio	4.806		
Serbatoio + Modulata	2.483		
Termoelettrica convenzionale	3.563		
<i>Attivazione progressiva</i>	<i>3.279</i>	<i>10.568</i>	<i>14.131</i>

**Tabella 5 – Attivazione della riserva a salire**

Inoltre, il GRTN ha indicato che, in caso di necessità e con tempi di attivazione inferiori al minuto, potevano essere distaccati circa 1.300 MW di utenze con clausola di interrompibilità in tempo reale.

### Rete di trasmissione nazionale

In base a quanto indicato dal GRTN, la previsione dell'esercizio del sistema elettrico nazionale è stata effettuata nel rispetto del criterio di sicurezza N-1.

Nella tabella 6 sono riportate le linee della rete di trasmissione nazionale fuori servizio più significative con relativa motivazione al momento del disservizio:

Linee RTN fuori servizio	Motivazioni
380 kV Rondissone – Turbigo	Lavori per cantieri alta velocità (Trenitalia)
380 kV Candia – Rosara	Lavori di manutenzione (previsione di apertura alle 3.15)
380 kV Latina – Garigliano	Contenimento tensioni
380 kV Montalto – Suvereto 1	Contenimento tensioni
220 kV Avise – Villeneuve	Contenimento transiti su Avise – Riddes
220 kV Soverzene – Scorzè	Aperta a Scorzè per ordinanza tribunale Venezia
220 kV Treviso Sud – Salgareda	Lavori di manutenzione
220 kV Lambrate – Porta Venezia	Contenimento transiti
220 kV Magenta – Baggio	Contenimento transiti
200 kV SA.CO.I. (collegamento Italia-Corsica-Sardegna)	Lavori di manutenzione annuale

Tabella 6 – Previsione di fuori servizio per le linee della rete di trasmissione nazionale alle ore 03:00 del 28 settembre 2003

Data la previsione di carico per ciascuna macro-area<sup>36</sup> e data la programmazione di utilizzo delle risorse di produzione (ivi inclusa la predisposizione degli adeguati margini di riserva nel rispetto dei vincoli di trasporto tra le macro-aree) effettuata dal GRTN nello STOVE<sup>37</sup>, la previsione di scambio di potenza tra le macro-aree dalle ore 03:00 alle ore 04:00 è indicata in Tabella 7.

Macro- Area	Limite MAX	Limite MIN	Previsione ore 03:00
Nord – Centro Nord	2.900	-800	1.820
Centro Nord - Centro Sud	2500	-800	1.300
Centro Sud – Sud	2.200	-2.200	523
Sud – Sicilia	-300	100	-200

I valori positivi indicano che la prima area esporta verso la seconda

Tabella 7 – limiti di trasporto tra le macro-aree per le ore 03:00 del 28 settembre 2003

<sup>36</sup> Macro-aree sono le zone in cui risulta essere suddiviso il sistema elettrico nazionale. Tale configurazione del sistema è utilizzata dal GRTN nello STOVE e viene assunta come riferimento per la gestione delle congestioni sulle rete di trasmissione nazionale.

<sup>37</sup> STOVE è il sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica di cui alla deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2003, n. 67/03

La previsione dell'esercizio del sistema elettrico nazionale del 28 settembre 2003 è stata effettuata dal GRTN nel rispetto delle procedure e dei criteri di sicurezza in vigore<sup>38</sup>. Secondo le informazioni fornite dal GRTN la previsione di funzionamento del sistema elettrico nazionale effettuata su base giornaliera (il 27 per il 28 settembre 2003) presentava le seguenti caratteristiche:

- adeguatezza e sicurezza – la capacità di produzione disponibile era tale da garantire la copertura del fabbisogno del sistema elettrico nazionale nel rispetto dei limiti di capacità di trasporto della rete e in accordo al criterio di sicurezza N –1. Tuttavia si rileva che l'esercizio del sistema elettrico nazionale nella notte tra il 27 e il 28 settembre 2003, caratterizzato da un elevato ricorso alle importazioni, appariva rigido in termini di sostituibilità tra le diverse fonti di approvvigionamento;
- riserva a salire - trattandosi di un giorno festivo, la programmazione di utilizzo delle risorse di produzione disponibili era tale da consentire l'approvvigionamento del necessario ammontare di riserva operativa a salire. Inoltre, l'ammontare delle risorse di produzione disponibili per la riserva a salire risultava superiore alla potenza importata dall'estero; tuttavia, data l'entità e dato il tempo di attivazione, la riserva disponibile non può essere assunta come contromisura per la perdita improvvisa della rete di interconnessione settentrionale.
- riserva a scendere – il livello di produzione programmato, unitamente all'ammontare della potenza prelevata da impianti idroelettrici di pompaggio, erano tali da garantire adeguati margini di riserva a scendere per far fronte ad una eventuale sovrastima del fabbisogno nazionale;
- profilo di tensione - nelle ore notturne si sarebbe potuto verificare un innalzamento delle tensioni su alcuni nodi della rete elettrica a causa del ridotto flusso di potenza sulle linee elettriche, che avrebbe richiesto il funzionamento in sottoeccitazione delle unità di produzione e/o l'apertura di qualche linea di trasmissione mantenendo comunque il sistema elettrico in sicurezza.

### B.3. Stato di funzionamento del sistema elettrico nazionale alle ore 03:00 del 28 settembre 2003

Lo stato di funzionamento del sistema elettrico nazionale alle ore 03:00 del 28 settembre 2003 era caratterizzato dai seguenti elementi.

#### **Copertura del fabbisogno**

Alle ore 03:00 il fabbisogno reale eccedeva di circa il 3,8% (circa 900 MW) il fabbisogno previsto il giorno prima. Tale incremento, dovuto principalmente all'incremento del carico (incidente in misura pari a circa il 3%) e, marginalmente, all'incremento dell'assorbimento del pompaggio (incidente in misura pari a circa lo 0,8%), era compensato da un incremento della produzione nazionale e da un incremento puntuale delle importazioni per un ammontare rispettivamente pari a 3,3% (circa 600 MW) e 4,4% (circa 295 MW) in più rispetto al previsto.

<sup>38</sup> Si noti che la perdita della rete di interconnessione settentrionale non è considerata come evento probabile nelle analisi di sicurezza.

<b>Copertura del fabbisogno alle ore 03:00</b>		
	<b>Previsione ore 03:00 (MW)</b>	<b>Consuntivo ore 03:00 (MW)</b>
Fabbisogno	23.240	23.930
Assorbimento Pompe	3.288	3.487
Assorbimento S. Marino e Città del Vaticano – Santa Sede	27	27
<b>Fabbisogno complessivo</b>	<b>26.555</b>	<b>27.444</b>
Produzione Termoelettrica	18.231	18.721
Produzione Idroelettrica	1.051	1.182
Geotermico	580	551
Eolico	10	10
<b>Totale Produzione</b>	<b>19.872</b>	<b>20.464</b>
Importazione estero – Frontiera Nord	6.398	6.678
Importazione estero – Frontiera Grecia	285	300
<b>Totale importazione Estero</b>	<b>6.683</b>	<b>6.978</b>
<b>Totale Immissione</b>	<b>26.555</b>	<b>27.442</b>

Secondo le informazioni fornite dal GRTN, nel tempo reale le risorse del sistema elettrico (produzione e trasmissione) erano adeguate a soddisfare il fabbisogno del sistema nel rispetto dei vincoli del medesimo sistema (limiti di produzione e limiti di trasporto).

### **Disponibilità di capacità produttiva per la riserva**

Data l'assenza di fuori servizio imprevisti di unità di produzione, è possibile ritenere rispettato il vincolo della disponibilità di capacità produttiva per la riserva a salire. L'incremento del carico e il corrispondente aumento della produzione nazionale hanno comportato, inoltre, una maggiore disponibilità di capacità produttiva per la riserva a scendere.

### **Stato della rete di trasmissione nazionale**

Per le ore 03:00 della notte tra il 27 e il 28 settembre 2003, il GRTN non ha evidenziato alcuna violazione dei vincoli di trasporto tra le macro-aree. Lo stato delle interconnessioni tra le macro-aree è riportato in tabella 8.

<b>Macro- Area</b>	<b>Limite MAX</b>	<b>Limite MIN</b>	<b>Previsione</b>	<b>Stato ore 03:00</b>	<b>Differenza</b>	<b>Differenza %</b>
Nord - Centro Nord	2.900	-800	1.820	2.517	697	38%
Centro Nord - Centro Sud	2500	-800	1.300	1.693	393	30%
Centro Sud – Sud	2.200	-2.200	523	548	25	5%
Sud – Sicilia	-300	100	-200	-189	11	-6%

**Tabella 8 – Flussi di potenza tra le macro-aree alle ore 03:00 del 28 settembre 2003**

Si rilevano alcuni scostamenti tra i valori previsti e i valori effettivamente riscontrati per i transiti sulle linee di interconnessione tra le macro-aree Nord-Centro Nord e Centro Nord-Centro Sud.



Lo stato di funzionamento del sistema elettrico nazionale alle ore 03:00 del 28 settembre 2003 può essere ritenuto coerente con la previsione del funzionamento del sistema elettrico nazionale effettuata il giorno prima. Si può, quindi, ritenere che il sistema elettrico nazionale alla medesima ora operasse in condizioni di adeguatezza e di sicurezza.

**C. Gestione in tempo reale del sistema elettrico nazionale il 28 settembre 2003**

C.1 La rete di interconnessione con l'estero

La rete di interconnessione con l'estero sulla frontiera Nord si compone di 15 linee elettriche indicate nella tabella 9.

<b>Estremo italiano</b>	<b>Estremo estero</b>	<b>Stato estero</b>	<b>Tensione nominale (kV)</b>
Venaus	Villarodin	F	380
Rondissone	Albertville 1	F	380
Rondissone	Albertville 2	F	380
Camporosso	BrocCarros	F	220
Musignano	Lavorgo	CH	380
Bulciago	Soazza	CH	380
Avisè	Riddes	CH	220
Valpelline	Riddes	CH	220
Ponte	Airolo	CH	220
Pallanzeno	Morel	CH	220
Sondrio	Robbia	CH	220
Mese	Gorduno	CH	220
Soverzene	Lienz	A	220
Redipuglia	Divaccia	SLO	380
Padriciano	Divaccia	SLO	220

Tabella 9 – Rete di interconnessione dell'Italia con l'estero (frontiera Nord)

C.2 Separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE

L'analisi del comportamento dei dispositivi di protezione delle linee elettriche di interconnessione con l'estero (frontiera settentrionale) nelle fasi che hanno portato alla separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE, effettuata sulla base delle informazioni fornite dal GRTN, ha messo in evidenza quanto indicato in tabella 10.

Tempo	Estremo italiano	Estremo estero
03:25:21		Apertura della linea a 380 kV Sils-Soazza (CH)
03:25:21		Ad Airolo (CH), apertura della linea a 220 kV Mettlen, Moerel, Ponte e Lavorgo per sovraccarico
03:25:28	A Cislago, apertura della linea a 220 kV Cislago-Sondrio per intervento della protezione distanziometrica in 4° gradino	
03:25:28	Ad Avise, apertura della linea Avise-Valpelline (tratto in serie alla linea Avise-Riddes)	A Riddes, apertura della linea a 220 kV Riddes-Valpelline
03:25:32		A La Coche, apertura della linea a 380 kV Albertville, La Coche, Praz (Fr)
03:25:33	A Camporosso, apertura della linea a 220 kV Camporosso – Broccarros per intervento della protezione distanziometrica in 4° gradino	
03:25:34	A Rondissone, apertura della linea della linea a 380 kV Albertville-Rondissone 1 per intervento della protezione distanziometrica in 1° gradino	
03:25:34	A Rondissone, apertura della linea della linea a 380 kV Albertville-Rodissone 2	
03:25:35		A Divaccia, apertura della linea a 380 kV Divaccia-Redipuglia per intervento della protezione distanziometrica in 2° gradino
03:25:35	Apertura della linea a 380 kV Redipuglia-Planais	
03:25:35	Apertura della linea a 220 kV Redipuglia-Udine-Safau	

Tabella 10 – Apertura delle linee di interconnessione (frontiera settentrionale)

L'analisi dell'andamento dei flussi di potenza sulle linee di interconnessione a 380 kV (figura 2) mostra che la separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE è stato caratterizzato dalla perdita di passo del sistema elettrico dell'Italia rispetto alla rete continentale dell'UCTE (aumento progressivo dello sfasamento tra il sistema elettrico italiano e il sistema elettrico dell'UCTE).

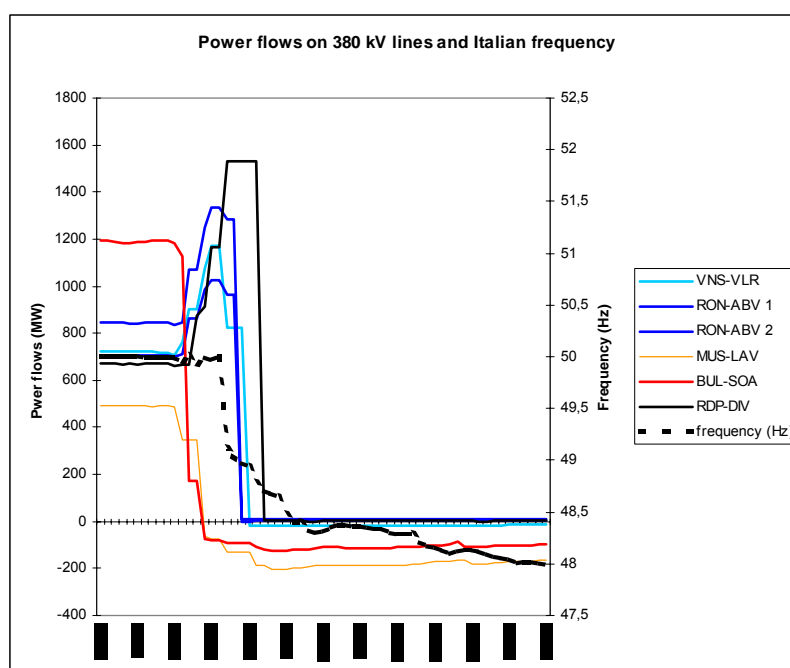


Figura 2 – Flussi di potenza sulle linee di interconnessione a 380 kV

Quanto detto pone l'attenzione sul fatto che i criteri di pianificazione del funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi<sup>39</sup> e il controllo dei medesimi in tempo reale dovrebbero tenere in considerazione anche gli effetti di instabilità transitoria che alcuni guasti, in certe condizioni strutturali di rete (particolari situazioni topologiche accompagnate da situazioni di forte caricamento delle reti), possono provocare.

Con riferimento a tali fenomeni e al processo di pianificazione dello sviluppo delle reti elettriche, si evidenzia l'opportunità di valutare l'impatto benefico offerto dalla realizzazione di infrastrutture di trasporto di interconnessione in corrente continua.

C.3 Analisi del comportamento del sistema elettrico nazionale in attuazione del controllo delle sezioni critiche

La struttura e la logica del piano di difesa adottato dal GRTN contro le perturbazioni riguardanti la rete di interconnessione settentrionale (controllo della sezione critica Rondissone-Albertville e della sezione critica Estero) è descritta nel precedente paragrafo A1.

Dall'analisi della struttura della rete a 380 kV di interconnessione tra l'Italia e la Svizzera, mostrata in figura 3, e dall'analisi degli eventi verificatisi il 28 settembre 2003, si deduce quanto segue.

1. La sequenza degli eventi di rete verificatisi il 28 settembre 2003, comportando la perdita delle linee Mettlen-Lavorgo (alle 03:01) e Sils-Soazza (alle 03:25) ha, di fatto, comportato la perdita dei due principali corridoi svizzeri di trasporto a 380 kV verso l'Italia.

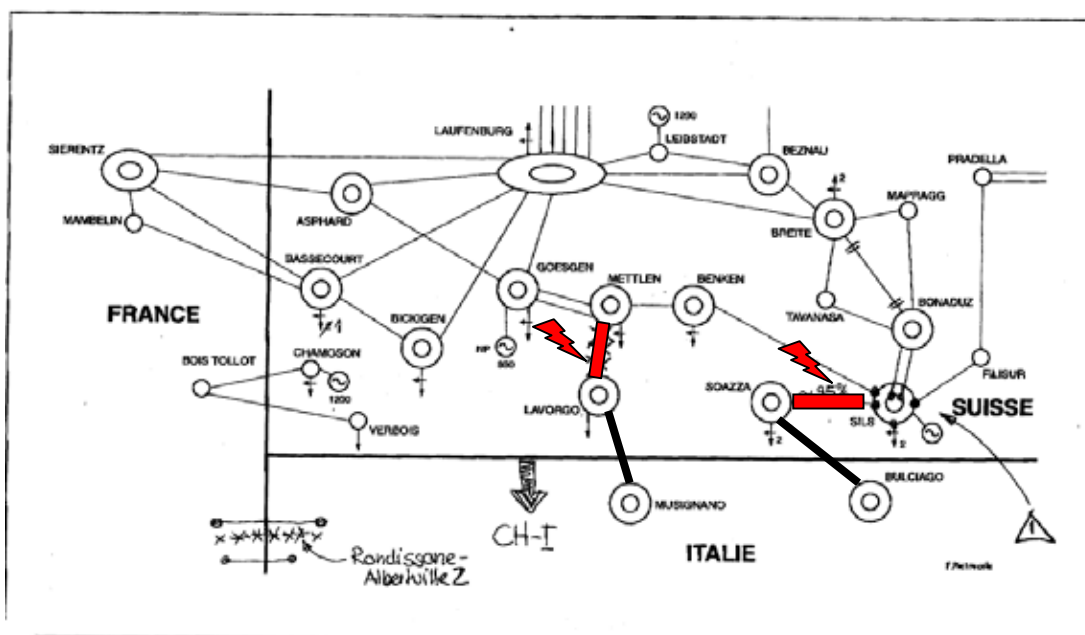


figura 3 - Rete di interconnessione a 380 kV tra la Francia, la Svizzera e l'Italia

Quanto sopra affermato è confermato dall'andamento dei flussi di potenza sulle linee Musignano-Lavorgo e Bulciago-Soazza, indicati in figura 4, i quali risultano essere direttamente dipendenti dai flussi di potenza sulle linee, rispettivamente, Mettlen-Lavorgo e Sils-Soazza.

<sup>39</sup> Basati essenzialmente sul criterio di sicurezza (statica) N-1.

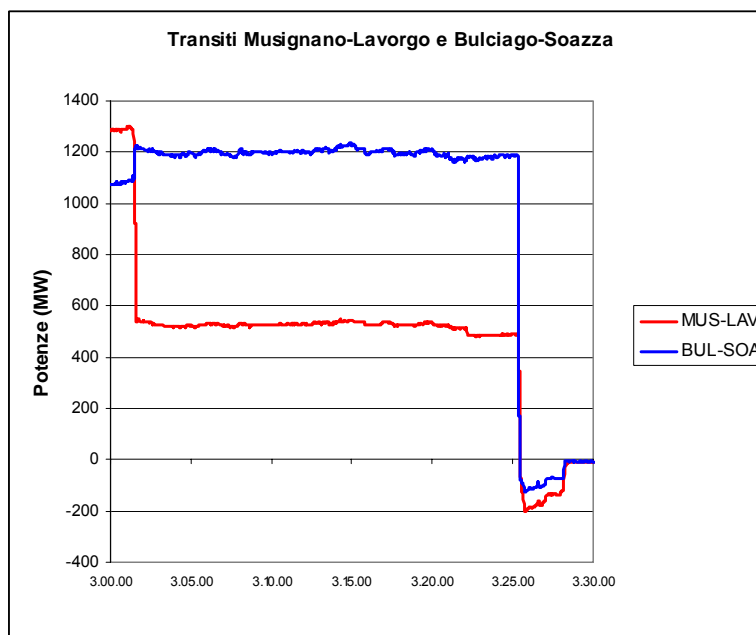


figura 4 - Rete di interconnessione a 380 kV tra la Francia, la Svizzera e l'Italia

2. Le linee di interconnessione a 380 kV tra l'Italia e la Svizzera (la linea Musignano-Lavorgo e la linea Bulciago-Soazza) sono rimaste in regolare servizio. Poiché la logica di attivazione della sezione critica Nord dipende dallo stato degli interruttori delle linee di interconnessione, gli eventi verificatisi non hanno comportato l'attivazione della condizione di criticità operativa della sezione critica Estero. Il caso in esame mostra quanto sia fondamentale il controllo dello stato di funzionamento dei corridoi di trasporto e non solo delle singole linee di interconnessione. La logica di controllo della sezione critica Estero considera tale esigenza unicamente per quanto riguarda le porzioni dei corridoi di trasporto relative al territorio nazionale (mediante il monitoraggio dello stato delle linee Venaus-Piossasco e Bulciago-Bovisio<sup>40</sup>). Sarebbe opportuno prendere in considerazione l'ipotesi che tale controllo venga esteso anche alle linee facenti parte di detti corridoi di trasporto situate, però, in territorio estero.
  
3. In seguito alla perdita dei predetti corridoi di trasporto, la sequenza delle aperture delle linee a 380 kV dell'interconnessione è indicata in Tabella 11.

Estremo italiano	Estremo estero	Stato estero	Tensione nominale (kV)	Ora di apertura	Lato apertura
Musignano	Lavorgo	CH	380	3.25.21	(perdita corridoio)
Bulciago	Soazza	CH	380	3.25.21	(perdita corridoio)
Rondissone	Albertville	F	380	3.25.34	Rondissone
Rondissone	Albertville	F	380	3.25.34	Rondissone
Redipuglia	Divaccia	SLO	380	3.25.35	Divaccia
Venaus	Villarodin	F	380	Non rilevante <sup>41</sup>	

Tabella 11 – Sequenza delle aperture delle linee di interconnessione a 380 kV

<sup>40</sup> Linee elettriche indicate con il suffisso “It” nella Tabella 3.

<sup>41</sup> La linea Venaus-Villarodin si è aperta in un tempo successivo non rilevante per i fenomeni analizzati.

4. In seguito alla perdita dei predetti corridoi di trasporto, il transito sulla linea Rondissone-Albertville 1 ha violato sistematicamente la soglia bassa per il controllo della sezione critica Rondissone-Albertville pari a 800 MW (vd. figura 5)

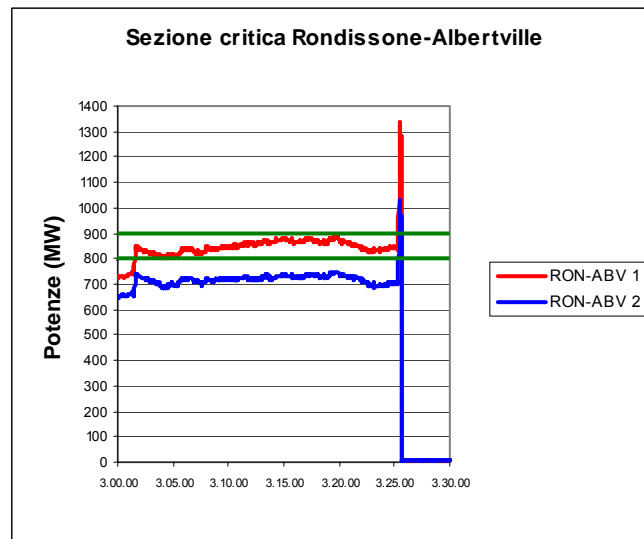


Figura 5 – Flussi di potenza sulle linee di interconnessione a 380 kV Rondissone-Albertville

Tale sezione critica, successivamente alla apertura della linea Mettlen-Lavorgo, si trovava in condizioni di criticità operativa<sup>42</sup>. In tali condizioni, la successiva perdita contemporanea<sup>43</sup> delle due linee Rondissone - Albertville e il mantenimento di tali aperture per un tempo superiore a 30 secondi avrebbero dovuto determinare il distacco dei carichi nella zona di Milano. Entrambe tali condizioni si sono verificate, ma l'alleggerimento del carico (che in condizioni diurne avrebbe dovuto comandare il distacco effettivo di circa 500 MW di carico) non si è verificato in tempo utile a salvaguardare l'integrità della rete di interconnessione. L'alleggerimento del carico ad opera della logica di controllo della sezione critica non si è verificato in quanto detta logica impone che, per consentire il tentativo di richiusura automatica di almeno una delle due linee, il predetto distacco di carico sarebbe dovuto avvenire 30 secondi dopo l'avvenuta apertura delle linee e cioè intorno alle 03:26:04.

Sulla base di tali considerazioni è opportuno che la logica di controllo della sezione critica Rondissone-Albertville sia irrobustita alla luce della possibilità di adottare contromisure alternative, ovvero ulteriori rispetto al distacco del carico (utenza diffusa), quali, ad esempio, il distacco automatico degli impianti di pompaggio in seguito alla contemporanea apertura delle due linee Rondissone-Albertville prevedendo, per il solo distacco del pompaggio, l'eliminazione del ritardo di 30 secondi.

5. In seguito all'apertura delle due linee Rondissone-Albertville, la logica di controllo della sezione critica Estero era tale da riconoscere l'apertura di 2 linee su 5. In tale condizione, una volta verificato il superamento della soglia alta (pari a 850 MW) di almeno una delle linee ancora in servizio<sup>44</sup>, alla eventuale apertura di una di tali linee<sup>45</sup>, sarebbe corrisposto il distacco automatico del carico della zona di Milano.

<sup>42</sup> Non è stata fornita alcuna evidenza dell'apertura delle linee Venaus-Villarodin e Venaus-Piosasco.

<sup>43</sup> In questo caso la condizione di contemporaneità da verificare è che il tempo intercorrente tra lo scatto delle due linee non sia superiore a 5 secondi.

<sup>44</sup> Ciò che avrebbe reso operativamente critica la sezione.

<sup>45</sup> Per tali linee si intende almeno una delle linee elettriche ancora in servizio.

L'analisi dei flussi di potenza sulle linee elettriche di interconnessione a 380 kV (figura 6) mostra un andamento nel tempo caratteristico di un fenomeno di instabilità dinamica (cfr. precedente paragrafo C.2). Inoltre, è necessario sottolineare che, per sua natura, la logica di controllo della sezione critica Estero non è in grado, da sola, di rilevare fenomeni di instabilità transitoria tra il sistema elettrico italiano e il sistema continentale dell'UCTE.

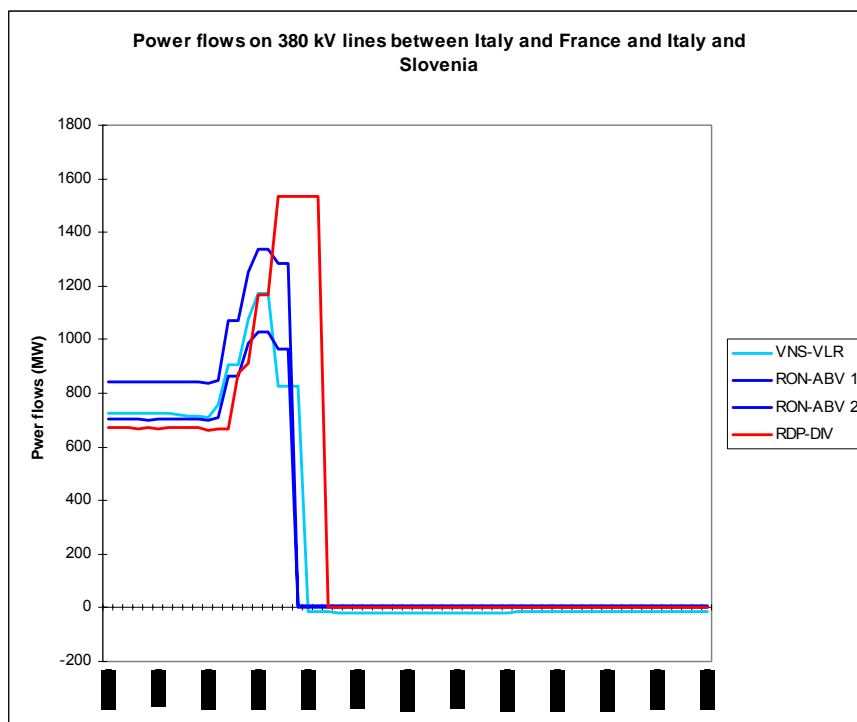


Figura 6 – Flussi di potenza sulle linee di interconnessione a 380 kV tra l'Italia e la Francia e tra l'Italia e la Slovenia

Pertanto, nella specifica situazione, la logica di controllo della sezione critica estero non è stata in grado di riconoscere una situazione di criticità del funzionamento dei sistemi elettrici interconnessi rilevabili sulla rete di interconnessione mediante il controllo dell'andamento nel tempo dei flussi di potenza<sup>46</sup>.

Inoltre, i flussi di potenza indicati in figura 6, portano a concludere che una eventuale logica di controllo che dovesse rilevare anche fenomeni di instabilità transitoria dovrebbe includere il controllo almeno dello stato di servizio della linea a 380 kV Redipuglia-Divaccia.

Le considerazioni riguardanti il comportamento delle logiche di controllo delle sezioni critiche, relativamente alla rete di interconnessione settentrionale, devono tenere conto del fatto che tali logiche costituiscono una parte di un contesto più ampio di predisposizione di contromisure ai fini della sicurezza. Infatti, è l'insieme coordinato delle diverse contromisure che dovrebbe garantire la necessaria complementarietà e, ove possibile, la ridondanza. Nel caso specifico, la non corretta applicazione delle regole UCTE e della procedura trilaterale (cfr. Parte 1 del presente resoconto) ha inficiato gravemente la funzionalità dell'insieme delle contromisure per la sicurezza dei sistemi interconnessi rendendo insufficiente la sola azione effettuata dalle logiche di controllo delle sezioni critiche.

<sup>46</sup> La perdita di passo tra due aree viene, di norma, rilevata mediante il controllo dell'andamento del tempo delle differenze tra gli angoli dei fasori della tensione rilevanti per dette aree. Tuttavia, non esiste una metodologia univoca per il rilevamento dei fenomeni di instabilità dinamica. Appositi studi consentono, più comunemente, la definizione di una strategia di rilevamento di tali fenomeni costituita sulla combinazione di più elementi (sfasamenti, flussi di potenza, stato di servizio delle linee elettriche e di altri elementi del sistema elettrico).

Le logiche di controllo automatiche della sezione critica Rondissone-Albertville e della sezione critica Nord, poste a difesa<sup>47</sup> dell'integrità della rete di interconnessione con l'estero<sup>48</sup>, non sono state in grado di riconoscere il livello di criticità del funzionamento di detta rete di interconnessione.

Sebbene la predisposizione di procedure per lo scambio di informazioni tra i gestori di rete (quali la *Procedure d'urgence* [20]) e la corretta applicazione delle regole UCTE rendano poco probabile lo stato di criticità della rete di interconnessione verificatosi la notte tra il 27 e il 28 settembre 2003, è tuttavia opportuno prevedere adeguate contromisure nel caso in cui tali procedure non siano in concreto seguite.

Si rende, quindi, necessario un irrobustimento della struttura, della logica di controllo e delle azioni correlate al fine di verificare l'opportunità di:

- realizzare il monitoraggio continuo e completo dei corridoi di trasporto transfrontalieri che includa il monitoraggio dello stato di funzionamento anche di linee estere;
- realizzare il monitoraggio contestuale di tutte le linee di interconnessione a 380 kV;
- asservire alle predette logiche anche le azioni di distacco di impianti idroelettrici di pompaggio;
- rivedere le logiche di controllo delle sezioni critiche ai fini del rilevamento di condizioni di criticità relative alla stabilità transitoria dei sistemi elettrici interconnessi.

---

<sup>47</sup> In associazione alle altre contromisure adottate dai gestori di rete per la sicurezza dei sistemi elettrici interconnessi.

<sup>48</sup> Con riferimento unicamente alla porzione nord-occidentale.



## CAPITOLO 9

## DIFFUSIONE DELL'INTERRUZIONE DEL SERVIZIO SUL TERRITORIO NAZIONALE

## A. Transitorio di spegnimento del sistema elettrico nazionale in seguito alla separazione dalla rete UCTE

Secondo valutazioni effettuate dal GRTN, nell'istante della separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE il fabbisogno di tale sistema (a meno di quello della Sardegna) ammontava a circa 23.900 MW<sup>49</sup> (23.918 MW). Inoltre, all'atto della separazione 328 MW di utenze della rete svizzera e un carico di 20 MW della rete francese rimanevano connesse alla rete italiana, mentre un carico di 10 MW della rete italiana rimaneva alimentato dalla Slovenia. Nell'istante della separazione, l'assorbimento delle utenze degli stati di San Marino e della città del Vaticano era pari a 27 MW.

Pertanto il fabbisogno totale risultava essere pari a circa 24.300 MW (24.283 MW). A tale fabbisogno occorre aggiungere l'energia elettrica prelevata dagli impianti idroelettrici di pompaggio attivi al momento della separazione per un valore pari a 3.275 MW ad ottenere un fabbisogno complessivo pari a circa 27.500 MW (27.558 MW).

Prelievi di energia elettrica all'istante della separazione	Potenza (MW)
Fabbisogno Italia	23.918
Fabbisogno S. Marino e Stato Città Vaticano	27
Fabbisogno utenze Svizzera alimentate dal sistema elettrico italiano	328
Fabbisogno utenze Francia alimentate dal sistema elettrico italiano	20
Fabbisogno utenze Italia alimentate dal sistema elettrico sloveno	-10
<b>Totale fabbisogno</b>	<b>24.283</b>
Prelievo impianti idroelettrici di pompaggio	3.275
<b>Totale Prelievi</b>	<b>27.558</b>

Tabella 12 - Prelievi di energia elettrica all'istante della separazione

L'energia elettrica immessa nell'istante della separazione, ivi inclusa la quantità di energia elettrica importata dalla Grecia, risultava essere pari a circa 20.900 MW<sup>50</sup> (20.894 MW) (cfr. Tabella 13).

Immissione di energia elettrica all'istante della separazione	Potenza (MW)
Produzione idroelettrica	1.180
Produzione termoelettrica	18.853
Produzione geotermica	551
Produzione eolica	10
<b>Totale Produzione</b>	<b>20.594</b>
Estero frontiera Grecia	300
<b>Totale immissioni</b>	<b>20.894</b>

Tabella 13 – Immissioni di energia elettrica all'istante della separazione

La tabella 14 mostra la situazione relativa allo stato di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi dei gruppi di produzione la notte tra il 27 e il 28 settembre 2003.

<sup>49</sup> Escluso il fabbisogno della Sardegna.

<sup>50</sup> Inclusa anche una quota di immissione di energia elettrica nelle reti di distribuzione stimata in circa 1.700 MW.

Stato di connessione dei gruppi di produzione alle reti con obbligo di connessione di terzi			
	<i>Termici</i>	<i>Idrici</i>	<i>Altri</i> <sup>51</sup>
Gruppi connessi alla RTN	140	33	
Gruppi connessi alle reti di distribuzione	56	118	
<i>Totale</i>	<i>196</i>	<i>151</i>	-
Potenza erogata nell'istante del distacco (MW)	18.853	1.180	561
<b>Totale potenza immessa</b>	<b>20.594</b>		

Tabella 14 – Stato di connessione dei gruppi di produzione alle reti con obbligo di connessione di terzi

L'evoluzione nel tempo del sistema elettrico nazionale in caso di disservizi quali quello verificatosi il 28 settembre 2003, deve essere analizzata alla luce dello squilibrio istantaneo tra immissioni e prelievi. Tale evoluzione potrebbe essere ricostruita una volta noti gli andamenti nel tempo dei vari contributi al bilancio istantaneo di potenza. Il presente resoconto riporta unicamente ricostruzioni in assetto statico dei predetti bilanci in seguito alla separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE.

Nell'istante della separazione lo squilibrio tra immissioni e prelievi ammontava a 6.664 MW. Tale squilibrio ha provocato l'improvvisa discesa della frequenza; il decadimento della frequenza è proseguito poi per un tempo durato circa 2,5 minuti a cui ha fatto seguito il collasso della quasi totalità del sistema elettrico nazionale. In detto periodo sono stati registrati:

- a) l'intervento della regolazione primaria di frequenza delle unità di produzione con un incremento dell'immissione fino ad un valore massimo pari a circa 1.465 MW raggiunto dopo circa 30 secondi dall'avvio del decadimento della frequenza (figura 6). Si osserva che il contributo della regolazione primaria è superiore alla totale riserva primaria attesa, pari all'1.5% del carico (circa 350 MW). Ciò è dovuto al fatto che gli impianti privi di limitatore di banda di regolazione hanno risposto alla marcata diminuzione di frequenza mediante una massiccia apertura dei distributori di turbina incrementando perciò significativamente la potenza prodotta tale fenomeno, per i gruppi a vapore, può generare pericolose ripercussioni sull'andamento della pressione in caldaia);

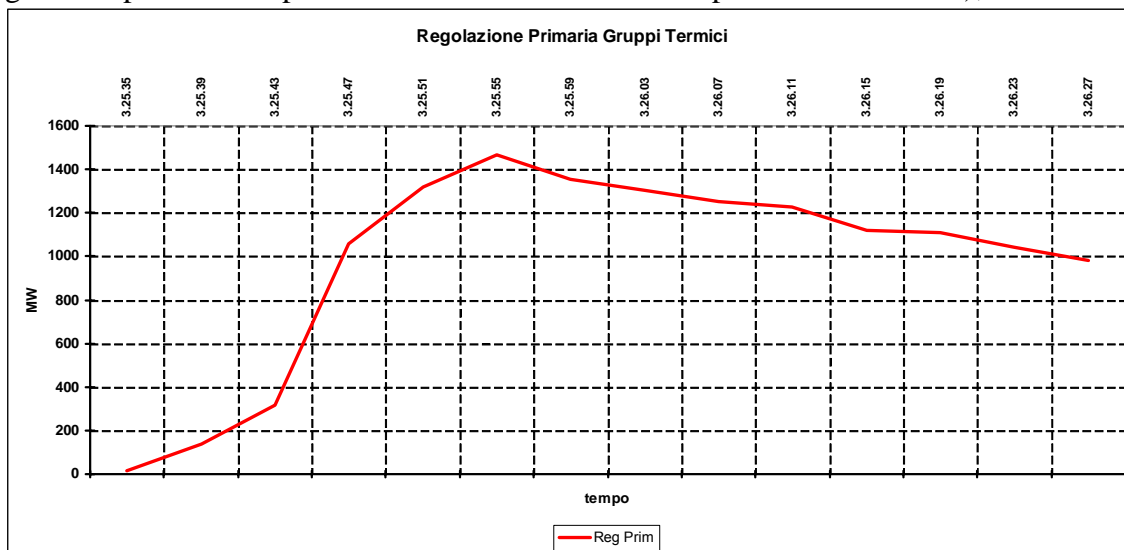


Fig.6 – Andamento della regolazione primaria

- b) il distacco delle unità di pompaggio in servizio (per intervento delle protezioni di minima frequenza) per una potenza complessiva distaccata pari a circa 3.220 MW. Si rileva che, in generale, tali azioni di distacco sono state coerenti con le tarature dei relativi dispositivi di minima frequenza: in alcuni casi è stato registrato un leggero ritardo nell'intervento (comunque non tale da compromettere l'efficacia del distacco);

<sup>51</sup> Immissioni da unità di produzione geotermoelettriche e fotovoltaiche.

- c) il distacco dalla rete di alcune unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale per una potenza pari a circa 4.812 MW e il distacco della totalità delle unità di produzione connesse alle reti di distribuzione per una potenza pari a circa 1.700 MW. A tal riguardo, la figura 7 mostra l'andamento della frequenza mettendo in relazione la medesima con i principali eventi che hanno contribuito alla formazione di tale andamento nel tempo (sono indicati, in particolare, il contributo del distacco degli impianti di pompaggio - in blu - e della separazione dalla rete delle unità di produzione - in rosso)

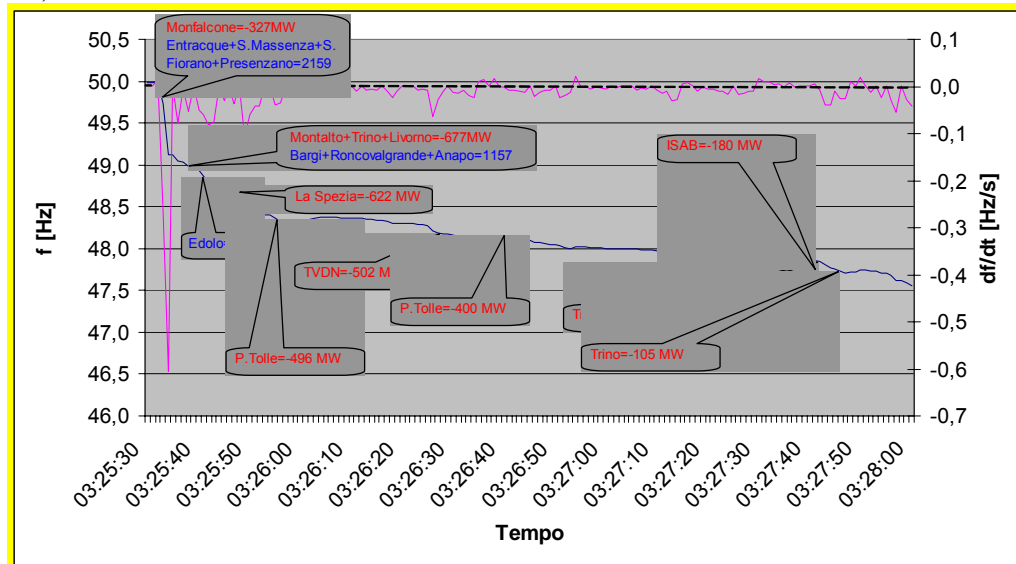


figura 7 – Andamento della frequenza e della derivata

- d) l'intervento dei dispositivi di alleggerimento di carico per una potenza complessivamente pari a circa 7.700 MW (7.693 MW) ivi inclusi gli alleggerimenti verificatisi sulle utenze connesse a reti in alta tensione;
- e) il raggiungimento della frequenza della soglia di 47,5 Hz e l'interruzione del servizio elettrico sulla quasi totalità del territorio nazionale (a meno della Sardegna, delle utenze rimaste alimentate dal sistema elettrico della Slovenia e dell'isola di carico formatasi nell'intorno di Bari).

L'andamento dei profili di tensione su alcuni nodi della rete a 380 kV, riportati in figura 8, evidenzia, sui nodi prossimi al confine francese, un rapido degrado iniziale con risalita ai valori iniziali dopo l'avvenuta apertura delle linee di interconnessione con la Francia. Sulla frontiera nord-orientale è stato osservato un degrado della tensione prolungato nel transitorio per effetto della tenuta temporanea dell'interconnessione con la Slovenia.

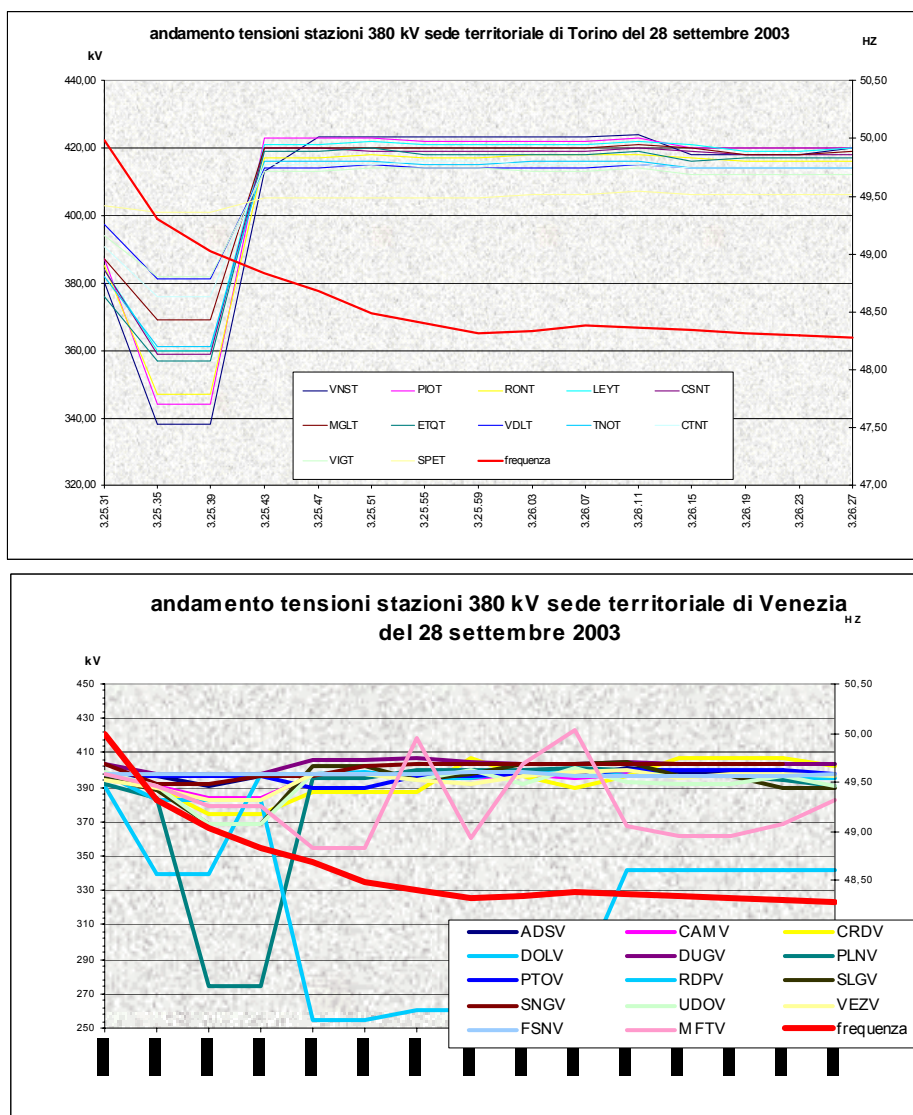


Figura 8 – Tensioni nei nodi a 380 kV

Il bilancio in potenza verso la fine del transitorio di decadimento della frequenza è mostrato in tabella 15.

Sbilancio indicativo durante il transitorio di spegnimento (potenze in MW)	
Carico	27.558
Perdita interconnessione	-6.664
Perdita gruppi RTN	-4.812
Perdita gruppi reti distr.	-1.700
<i>Perdita immissione</i>	<i>-13.176</i>
Intervento reg. primaria (valore massimo)	1.465
Distacco pompe	3.200
EAC	7.693
<i>Azioni di compensazione</i>	<i>12.358</i>
<i>Sbilancio finale</i>	<i>-818</i>

Tabella 15 – Quadro riassuntivo dello sbilancio durante il transitorio di spegnimento

Nell'istante della separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE, lo squilibrio registrato è pari a 6.664 MW (pari a circa il 24% del fabbisogno complessivo nel medesimo istante).

Tale deficit di potenza elettrica è stato aggravato dalla disconnessione dalla rete, durante la fase transitoria di decadimento della frequenza, di unità di produzione per un potenza complessiva pari a circa 6.512 MW (di cui circa 4.812 MW immessi su rete di trasmissione nazionale e circa 1.700 MW immessi su reti di distribuzione).

Sulla base delle informazioni fornite dal GRTN, il distacco di diverse unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale ha riguardato essenzialmente unità di produzione termoelettriche ed è avvenuto prima che la frequenza di rete raggiungesse il valore di 47,5 Hz.

## B. Funzionamento delle unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale

L'analisi del funzionamento delle unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale è effettuata con riferimento alle sole unità di produzione termoelettriche. Alle ore 03:00:00 del 28 settembre 2003, le immissioni di energia elettrica nella rete di trasmissione nazionale provenivano, per la maggior parte (circa il 95%), da tali unità.

I rapporti tra il GRTN e i titolari delle unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale sono definiti:

- a) nelle Regole tecniche di connessione;
- b) nell'insieme delle Guide tecniche pubblicate dal GRTN;
- c) negli Accordi complementari<sup>52</sup>.

L'insieme di tali disposizioni disciplina unicamente il comportamento delle unità di produzione a fronte di perturbazioni dei parametri di funzionamento della rete elettrica alla quale l'unità risulta essere connessa (guasti esterni)<sup>53</sup>. Le modalità di protezione dell'impianto di produzione a fronte di perturbazioni generatesi all'interno del medesimo impianto (guasti interni) sono lasciate al titolare dell'unità di produzione.

Mentre in presenza di un guasto interno il sistema di protezione deve determinare il cosiddetto *blocco* del gruppo, vale a dire lo spegnimento e messa in sicurezza del gruppo, nel caso di guasto esterno, o di condizioni eccezionali di esercizio, i sistemi di protezione devono determinare il cosiddetto *scatto* del gruppo generatore, vale a dire devono determinare l'apertura dell'interruttore di connessione del gruppo con la rete e disporre le azioni perché il gruppo sia pronto a riprendere il servizio non appena siano cessate le cause che hanno determinato l'intervento delle protezioni.

---

<sup>52</sup> “... stipulati tra il Gestore e l'Utente [titolare di impianto di rete connesso alla RTN], allo scopo di specificare nel dettaglio le prescrizioni di tipo generale delle Regole Tecniche di connessione, laddove le medesime dispongano in tal senso.” (punto 4.14 delle Regole tecniche di connessione).

<sup>53</sup> Le perturbazioni esterne più rilevanti riguardano eventi che determinano forti variazioni di frequenza e di tensione.

Per quanto attiene i profili di interesse, le prestazioni dovute dai titolari di unità di produzione sono dettagliate nella tabella 16.

<b>Fonte normativa</b>	<b>Riferimento</b>	<b>Prestazione</b>
Regole tecniche di connessione <sup>54</sup>	Paragrafo 5.4	<p><b>Prestazioni minime in presenza di variazioni di frequenza e di tensione</b></p> <p>L'impianto di generazione ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni eccezionali di rete (i paragrafi 3.1 e 3.2 delle Regole tecniche di connessione prevedono che le condizioni eccezionali sono quelli in cui la frequenza può variare tra 47,5 Hz e 51,5 Hz e i valori di tensione possono variare nell'intervallo <math>\pm 15\%</math> del valore nominale).</p> <p>In tali condizioni devono essere garantite:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'erogazione della potenza attiva programmata;</li> <li>• la partecipazione alla regolazione di frequenza;</li> <li>• la partecipazione alla regolazione di tensione.</li> </ul> <p>Per gli impianti di produzione integrati in processi con carichi essenziali alla produzione di energia elettrica e dichiarati non idonei al funzionamento in condizioni eccezionali di rete, il produttore deve dichiarare negli accordi complementari il campo di tensione e il campo di frequenza nei quali è garantita la produzione di potenza attiva.</p>
Regole tecniche di connessione	Paragrafo 5.6.2	<p><b>Partecipazione alle regolazioni, alla riaccensione e ai piani di difesa</b></p> <p>In base alle esigenze della RTN, al produttore può essere chiesto di partecipare, con tutti i propri gruppi o con parte di essi, ai seguenti servizi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• regolazione secondaria di frequenza;</li> <li>• regolazione secondaria di tensione;</li> <li>• partecipazione ai piani di riaccensione;</li> <li>• partecipazione ai piani di difesa.</li> </ul> <p>Gli impianti ed i relativi gruppi possono essere scelti tra quelli abilitati e più idonei, per le loro caratteristiche e per la loro ubicazione rispetto alla rete, a fornire lo specifico servizio.</p>
Regole tecniche di connessione	Paragrafo 5.10	<p><b>Prestazioni del regolatore di velocità</b></p> <p>Ogni gruppo di generazione deve essere dotato di un regolatore di velocità in grado di garantire il funzionamento stabile del gruppo, per un tempo indefinito, per qualunque frequenza compresa fra 47,5 Hz e 51,5 Hz e in qualunque condizione di carico compresa fra il carico dei servizi ausiliari e la potenza massima del gruppo, nonché di garantire, per tempi limitati (qualche secondo), il corretto funzionamento del gruppo per qualunque frequenza compresa fra 46,0 Hz e 47,5 Hz</p>
Guida Tecnica INSTX1005 Rev.00 <sup>55</sup>	Paragrafo 4.3	<p><b>Taratura delle protezioni</b></p> <p>Sui gruppi termoelettrici connessi alle reti in alta tensione sono prescritte protezioni di minima frequenza mentre sui gruppi idroelettrici non regolanti connessi alle stesse reti sono richieste protezioni sia di minima che di massima frequenza; di norma non sono invece adottate protezioni di frequenza sui gruppi idroelettrici regolanti.</p> <p>Le tarature imposte per quanto riguarda la minima frequenza sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• per i gruppi termoelettrici, una prima soglia a 47,5 Hz con ritardo 4 s, una seconda soglia a 46,5 Hz con ritardo 0,1 s (l'intervento della prima soglia causa lo scatto del gruppo, l'intervento della seconda soglia causa il blocco del gruppo);</li> <li>• per i gruppi idroelettrici non regolanti, la soglia è a 46,5 Hz con ritardo 1 s, e causa lo scatto del gruppo.</li> </ul>

Tabella 16 -Prestazioni dovute dai titolari di unità di produzione connessi alla rete di trasmissione nazionale

Si rileva che l'insieme delle regole sopra riportate è in linea anche con quanto contenuto nelle Norme CEI 11-32, Edizione 2000-08.

<sup>54</sup> L'articolo 9 della deliberazione n. 52/00 prevede che le Regole tecniche di connessione disciplinino i limiti di variazione della frequenza di rete, della tensione di rete entro i quali una unità di produzione deve rimanere connessa alla rete di trasmissione nazionale, nonché le prescrizioni concernenti le funzioni automatiche di distacco degli impianti di generazione al verificarsi di prestabilite condizioni di rete

<sup>55</sup> Pubblicata dal GRTN nel proprio sito internet in data 3 luglio 2000.

Il punto 12.1 delle Regole tecniche di connessione stabilisce che:

*“Il Gestore può accordare o disporre deroghe all’applicazione delle presenti Regole Tecniche. Le deroghe in nessun caso possono comportare:*

- *discriminazioni fra Utenti o fra categorie di Utenti della rete;*
- *degrado delle prestazioni della rete di trasmissione nazionale negli altri siti di connessione;*
- *imposizione di oneri aggiuntivi ad altri Utenti.*

*Le deroghe sono riconducibili a tre categorie:*

- a) *deroghe che comportano esclusivamente una variazione quantitativa dei parametri indicati nella singola Regola Tecnica, senza modificarne la relativa prescrizione, disposte anche a seguito di richiesta motivata dell’utente;*
- b) *deroghe ad una singola regola tecnica, disposte anche a seguito di una richiesta motivata dell’utente;*
- c) *deroghe temporanee, disposte dal Gestore, nei casi in cui la sicurezza del sistema elettrico possa risultare compromessa dall’applicazione delle Regole Tecniche.”*

*Relativamente alle deroghe rientranti nella categoria a) il Gestore provvede a comunicare all’Autorità e all’utente diretto o indiretto interessato la deroga disposta. Relativamente alle deroghe rientranti nella categoria b) il Gestore, prima di disporre una deroga, fa istanza all’Autorità, con riferimento ad un singolo sito di connessione, presentando una proposta motivata di deroga, che viene trasmessa per conoscenza all’Utente diretto o indiretto interessato. L’Autorità, sentito l’Utente diretto o indiretto interessato, si pronuncia in merito all’approvazione della deroga nel termine di 90 giorni dalla ricezione della proposta. Qualora la pronuncia dell’Autorità non intervenga entro tale termine, la proposta si intende da questa tacitamente approvata. Il Gestore comunica per iscritto le deroghe disposte agli Utenti diretti o indiretti interessati.”*

Le deroghe alle disposizioni di cui alle Regole tecniche di connessione rientranti nelle predette categorie a) e b) devono essere riportate in un apposito registro predisposto dal GRTN ai sensi dell’articolo 16, comma 6, della deliberazione n. 52/00.

Le Regole tecniche di connessione alla rete di trasmissione nazionale definiscono i rapporti tra il GRTN e i titolari di unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale.

Le Regole tecniche di connessione disciplinano le procedure da seguire in caso di deroghe o violazioni alle medesime regole.

### Funzionamento rilevato

Per quanto concerne la taratura delle protezioni di minima frequenza, le informazioni acquisite nel corso dell’attività conoscitiva evidenziano che, 29 gruppi di unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale sono dotati di protezioni la cui taratura prevede il distacco dalla rete di trasmissione nazionale per valori di tempo e frequenza diversi da quelli prescritti nelle Regole tecniche di connessione.

Qualunque taratura che si discosti dai valori di riferimento stabiliti nelle Regole tecniche di connessione deve comunque essere oggetto di deroga da parte del GRTN, da accordare secondo le modalità di cui al punto 12.1 delle medesime regole.

Dalle informazioni acquisite nel corso dell’attività conoscitiva, risulta che alcune unità di produzione connesse alla rete di trasmissione nazionale si sono disconnesse dalla medesima rete



prima che la frequenza raggiungesse il valore pari a 47,5 Hz per un ammontare di potenza complessivo pari a circa 4.525 MW. Come si evince dalla tabella 17, soltanto per 6 gruppi di produzione è dichiarato, come motivo della disconnessione dalla rete di trasmissione nazionale, l'intervento di dispositivi di protezione contro guasti esterni (minima frequenza); la maggior parte dei gruppi di produzione si sono invece disconnessi a causa di altre problematiche relative al funzionamento interno delle unità di produzione (problematiche di natura termica o meccanica).

	Frequenza (Hz)	Tensione (kV)	Nome gruppo	Potenza alle 03:25	Potenza al momento del distacco	Causa del distacco
3.25.33	49.726		Monfalcone steam turbine unit 2	162	162	Underimpedance (1 <sup>st</sup> zone)
3.25.33	49.726		Monfalcone steam turbine unit 1	165	165	Loss of synchronism
3.25.36	49.043	404	Montalto steam turbine unit 2	454	456	Undervoltage at 20 kV busses
3.25.37	49.038	361	Trino gas turbine unit C	123	123	Field loss
3.25.38	48.985	229	Livorno steam turbine unit 1	75	98	Underfrequency
3.25.48	48.649	405	La Spezia gas turbine unit A	206	206	High flue-gas temperature
3.25.48	48.649	407	Torrevaldaliga Nord steam turbine unit 2	344	336	Fault of automatic burner system
3.25.48	48.649	405	La Spezia steam turbine unit 1	103	80	Gas-turbine unit blocking
3.25.52	48.400	232	ISE CET3 Taranto steam turbine unit TV3	65	65	Low pressure of bearing oil
3.25.55	48.362	397	Portotolle steam turbine unit 2	360	496	Rotor earth fault before 47.5 Hz
3.26.00	48.320	412	ISE CET3 Piombino gas turbine unit	100	100	Underpressure of metallurgical gas pipeline
3.26.29	48.174	414	Torrevaldaliga Nord steam turbine unit 4	362	502	Reheat boiler blocking
3.26.37	48.125	n.a.	Portotolle steam turbine unit 1	277	400	Low pressure of reheat boiler feed pumps
3.26.40	48.137	n.a.	ISE CET3 Piombino gas turbine unit	68	68	Gas-turbine unit blocking
3.27.13	47.924	n.a.	Porto Marghera steam turbine unit G	63	63	Underfrequency
3.27.41	47.856	n.a.	Trino gas turbine unit D	126	105	Underfrequency
3.27.42	47.849	n.a.	Termini gas turbine unit 42	89	92	Underimpedance
3.27.46	47.737	n.a.	Trino steam turbine unit 2	105	105	Gas-turbine unit trip
3.27.49	47.721	n.a.	ISAB gas turbine unit G1	168	180	Underfrequency
3.27.59	47.596	n.a.	Turbigo gas turbine unit C	102	102	High flue - gas temperature
3.28.00	47.555	n.a.	ISAB steam turbine unit G1	115	115	Gas-turbine unit blocking
3.28.00	47.555	n.a.	ISAB gas turbine unit GTG2	168	181	Underfrequency
3.28.00	47.555	n.a.	ISAB steam turbine unit G2	115	115	Gas-turbine unit blocking
3.28.01	47.508	n.a.	Turbigo steam turbine unit 2	217	210	Gas-turbine unit blocking

Tabella 17

Gruppi di generazione distaccatisi dalla rete di trasmissione nazionale prima del raggiungimento della frequenza di 47,5 Hz (Fonte GRTN)

Se le unità di produzione non sono in grado di garantire il rispetto delle condizioni di funzionamento stabilite dalle Regole tecniche, anche a causa delle caratteristiche tecniche di funzionamento dei cicli di trasformazione dell'energia primaria del combustibile in energia meccanica, i titolari di tali unità di produzione devono richiedere al GRTN di accordare loro apposite deroghe.

Alla perdita dei gruppi di produzione indicati nella precedente tabella 17 è da aggiungersi la disconnessione dalla rete di trasmissione nazionale di unità di produzione appartenenti a poli industriali che, al momento del distacco, immettevano nella rete di trasmissione nazionale un ammontare complessivo di potenza pari a circa 287 MW e per i quali non sono state fornite indicazioni utili in merito alla sincronizzazione con gli eventi rilevati.

L'analisi dei distacchi dichiarati per minima frequenza è indicata nella tabella 18, ove sono stati evidenziati i gruppi di produzione che si sono disconnessi ad una frequenza superiore a quella prevista dalla taratura della protezione di minima frequenza.

Verifica dei distacchi per sottofrequenza

Nome gruppo	frequenza di distacco (Hz)	taratura dichiarata del relé di sottofrequenza (Hz)
<b>Livorno steam turbine unit 1</b>	<b>48.985</b>	<b>47,5</b>
Porto Marghera steam turbine unit G	47.924	48,0
<b>Trino gas turbine unit D</b>	<b>47.856</b>	<b>47,5</b>
<b>Termini gas turbine unit 42</b>	<b>47.849</b>	<b>47,5</b>
ISAB gas turbine unit G1	47.721	-
ISAB gas turbine unit GTG2	47.555	-

Tabella 18 - Verifica dei distacchi dei gruppi dalla rete di trasmissione nazionale per sottofrequenza

Si osserva che il distacco dei gruppi di Livorno, Trino Vercellese e Termini Imerese non sembra risultare coerente con le tarature impostate per le protezioni di minima frequenza e, pertanto, tali di disconnessioni non potrebbero essere ricondotte all'intervento di dispositivi di protezione contro guasti esterni.

Sulla base dei valori di tensione nei nodi di alta tensione corrispondenti alle unità di produzione i cui gruppi si sono disconnessi prima del raggiungimento della soglia di frequenza pari a 47,5 Hz, assumendo come tensioni nominali i valori di 220 kV e 380 kV, è possibile stabilire che per nessuno dei gruppi (quali è disponibile il predetto valore di tensione) sussistevano condizioni di eccezionalità definite dalle Regole tecniche di connessione (tabella 19).

Nome gruppo	Istante	Tensione (kV)	Variazione % tensione	freq distacco (Hz)
<i>Monfalcone steam turbine unit 2</i>	3.25.33	ND	ND	49,726
<i>Monfalcone steam turbine unit 1</i>	3.25.33	ND	ND	49,726
Montalto steam turbine unit 2	3.25.36	404	6,3%	49,043
Trino gas turbine unit C	3.25.37	361	-5,0%	49,038
Livorno steam turbine unit 1	3.25.38	229	4,1%	48,985
La Spezia gas turbine unit A	3.25.48	405	6,6%	48,649
Torrevaldaliga Nord steam turbine unit 2	3.25.48	407	7,1%	48,649
La Spezia steam turbine unit 1	3.25.48	405	6,6%	48,649
ISE CET3 Taranto steam turbine unit TV3	3.25.52	232	5,5%	48,400
Portotolle steam turbine unit 2	3.25.55	397	4,5%	48,632
ISE CET3 Piombino gas turbine unit	3.26.00	412	8,4%	48,320
Torrevaldaliga Nord steam turbine unit 4	3.26.29	414	8,9%	48,174
<i>Portotolle steam turbine unit 1</i>	3.26.37	ND	ND	48,125
<i>ISE CET3 Piombino gas turbine unit</i>	3.26.40	ND	ND	48,137
<i>Porto Marghera steam turbine unit G</i>	3.27.13	ND	ND	47,924
<i>Trino gas turbine unit D</i>	3.27.41	ND	ND	47,856
<i>Termini gas turbine unit 42</i>	3.27.42	ND	ND	47,849
<i>Trino steam turbine unit 2</i>	3.27.46	ND	ND	47,737
<i>ISAB gas turbine unit G1</i>	3.27.49	ND	ND	47,721
<i>Turbigo gas turbine unit C</i>	3.27.59	ND	ND	47,596
<i>ISAB steam turbine unit G1</i>	3.28.00	ND	ND	47,555
<i>ISAB gas turbine unit GTG2</i>	3.28.00	ND	ND	47,555
<i>ISAB steam turbine unit G2</i>	3.28.00	ND	ND	47,555
<i>Turbigo steam turbine unit 2</i>	3.28.01	ND	ND	47,508

Tabella 19 - Verifica dei distacchi dei gruppi dalla rete di trasmissione nazionale per cause diverse da condizioni di sottofrequenza

È necessario rilevare che l'analisi di cui alla tabella 19:

- a) sconta l'approssimazione dell'uso dei valori di tensione nei nodi in alta tensione che non è detto essere il valore della tensione rilevato dai sistemi di controllo e di protezione. Al fine di ottenere informazioni più precise sarebbe necessario fare riferimento alle grandezze effettivamente rilevate su ciascun impianto;
- b) i sistemi di rilevazione dati hanno subito fenomeni di saturazione della capacità di immagazzinamento e di conseguenza il GRTN non è stato in grado di fornire i valori delle tensioni nei nodi di alta tensione a valle delle ore 3:26:30;
- c) per quanto riguarda il nodo di Monfalcone, le tensioni non sono riportate in quanto esse hanno manifestato un andamento fortemente oscillatorio dovuto al funzionamento asincrono con la rete slovena in seguito alla separazione dalle reti francese, svizzera e austriaca. Tale fatto è confermato anche dall'intervento delle protezioni di minima impedenza e contro la perdita di passo dei due gruppi di Monfalcone.

Dalla Tabella 19 si osserva che, per i gruppi di generazione di cui si dispone del valore della tensione di rete corrispondente al momento del distacco, le condizioni di funzionamento del sistema elettrico nel transitorio di spegnimento non erano tali da giustificare il distacco dei medesimi prima che la frequenza raggiungesse la soglia di 47,5 Hz, ovvero il valore della tensione di rete rientrava nei limiti comunque previsti in condizioni eccezionali.

- Un insieme rilevante di unità di produzione (equivalenti a circa il 16% della copertura del fabbisogno all'istante della separazione del sistema elettrico italiano dalla rete UCTE) si è disconnesso dalla rete di trasmissione nazionale per ragioni non riconducibili a guasti esterni apparentemente in discordanza con il funzionamento atteso.
- Il GRTN non ha fornito alcuna evidenza formale di avvenuto riconoscimento di deroghe all'attuazione delle prescrizioni di cui alle Regole tecniche di connessione.
- L'uscita dal parallelo con la rete di trasmissione nazionale prima della soglia critica del valore di frequenza di 47,5 Hz delle predette unità di produzione ha contribuito al fallimento del piano di difesa del sistema elettrico nazionale, rendendo insufficienti le azioni di riduzione del *deficit* di potenza effettuata dal distacco delle unità di pompaggio in servizio, dall'intervento dei dispositivi di alleggerimento di carico nelle cabine primarie e nelle stazioni di trasformazione, e dall'intervento della regolazione primaria delle unità di produzione.
- Le caratteristiche dei sistemi di rilevamento dati sono tali per cui le misure effettuate al livello degli impianti non risultano essere sincronizzate con un riferimento univoco. Ciò comporta estreme difficoltà di analisi di eventi che interessino in maniera diffusa il sistema elettrico nazionale.
- I sistemi di rilevamento dati si sono mostrati inadeguati alle esigenze derivanti dall'analisi di eventi di rete diffusi.

**C. Funzionamento delle unità di produzione connesse alle reti elettriche di distribuzione**

Per quanto attiene i profili di interesse, le prestazioni dovute dai titolari di unità di produzione connesse alle reti elettriche di distribuzione sono di seguito dettagliate.

<b>Prestazioni dei titolari di unità di produzione connesse alle reti elettriche di distribuzione</b>		
<b>Fonte normativa</b>	<b>Riferimento</b>	<b>Prestazioni</b>
Regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione <sup>56</sup>	-	<p><b>Prestazioni dei gruppi di produzione in condizioni di funzionamento diverse dalle nominali</b></p> <p>Le regole tecniche di connessione predisposte dalla società Enel Distribuzione Spa prevedono che le unità di produzione siano dotate di una protezione di minima e massima frequenza che interviene istantaneamente quando la frequenza di rete differisce di <math>\pm 0,3</math> Hz<sup>57</sup>.</p>
Norme CEI 11-20	Paragrafo 5.4.1	<p><b>Funzionamento in isola</b></p> <p>Le unità di produzione direttamente connesse a reti di distribuzione in media tensione devono distaccarsi dalla rete pubblica tramite il dispositivo di interfaccia in caso di guasti o funzionamenti anomali della rete pubblica. L'apertura del dispositivo di interfaccia può comunque consentire il funzionamento dell'impianto di produzione in isola sul proprio carico.</p>

Funzionamento rilevato

Dalle informazioni acquisite nel corso dell'attività conoscitiva risulta che le unità di produzione connesse alle reti di media tensione si sono comportate coerentemente con il funzionamento atteso. Ciò ha comportato la perdita di circa 1.700 MW di potenza erogata sulle reti di media tensione prima dell'intervento degli alleggeritori di carico contribuendo a rendere inefficaci le azioni di difesa del sistema elettrico e incrementando ulteriormente il degrado della frequenza.

Il comportamento delle unità di produzione connesse alle reti di distribuzione è stato coerente con le regole tecniche di connessione a tali reti elettriche in vigore il 28 settembre 2003.

<sup>56</sup> Adottate autonomamente da ciascun distributore.

<sup>57</sup> Tale condizione costituisce elemento rilevante per la definizione del comportamento atteso per la quasi totalità degli impianti di produzione connessi a reti di distribuzione, dal momento che è prassi prevalente presso le altre imprese di distribuzione fare riferimento alle regole tecniche di Enel Distribuzione

## D. Funzionamento dei sistemi di alleggerimento automatico del carico

Per quanto attiene i profili di interesse, le caratteristiche dei sistemi di alleggerimento automatico del carico sono di seguito dettagliate.

Prestazioni relative alle azioni di alleggerimento automatico del carico		
Fonte normativa	Riferimento	Prestazioni
Piani di difesa del sistema elettrico <sup>58</sup>	Paragrafo 4.2	<p>Il GRTN può adottare, tra gli interventi previsti in fase di programmazione per riportare il sistema elettrico nella condizione di sicurezza N-1, anche interventi di alleggerimento del carico. Il "Piano di Alleggerimento" permette di evitare che la frequenza scenda al di sotto di valori ritenuti non accettabili per il corretto funzionamento degli impianti di generazione. In particolare il valore di 47,5 Hz è considerato la soglia minima accettabile al di sotto della quale (dopo il perdurare di 4 secondi in questa condizione), i gruppi termoelettrici si distaccano dal resto della rete. L'attuazione del "piano di alleggerimento" determina il distacco automatico di una quantità di carico correlato alla variazione di frequenza e alla sua derivata, per il tramite relè sensibili al valore della frequenza e della sua derivata che comandano il distacco di predefiniti blocchi di carico quando la frequenza, a seguito di disservizi, raggiunge i valori non compatibili con l'esercizio del sistema elettrico.</p> <p>I valori tipici di taratura dei relè alleggeritori sono di seguito indicati:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• per le pompe: <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ soglia di frequenza compresa tra 49,6 e 49,0 Hz;</li> <li>➢ derivata di frequenza compresa tra e 0,2 e 0,5 Hz/sec;</li> </ul> </li> <li>• per i carichi: <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ soglia di frequenza compresa tra 49,1 e 47,7 Hz;</li> <li>➢ derivata di frequenza compresa tra 0,05 e 0,50 Hz/sec.</li> </ul> </li> </ul> <p>Combinando opportunamente le soglie sono individuati un certo numero di gradini di alleggerimento, variabili a seconda dell'area di rete considerata, ad ognuno dei quali è stato complessivamente asservito un carico pari a circa 3% - 5% del fabbisogno dell'area. L'attuale piano di alleggerimento automatico del carico è mirato a perseguire l'obiettivo di distaccare progressivamente fino al 60% del carico totale, a partire da una frequenza di avviamento dei relè pari a 49,1 Hz, e di realizzare l'alleggerimento del carico nelle varie soglie in modo da garantire la massima selettività ed omogeneità. Il distacco di carico, laddove è possibile, viene realizzato a livello di rete di distribuzione in media tensione, in modo da perseguire dei distacchi mirati invece che generalizzati. La percentuale di carico distaccabile è maggiorata di un 10% per tener conto di fenomeni quali il mancato intervento di alcuni relè alleggeritori in servizio, l'indisponibilità di parte dei relè alleggeritori per avaria o lavori, o la mancata apertura degli interruttori comandati dai relè.</p>
Regole tecniche di connessione <sup>59</sup>	Paragrafo 6.2	<p><b>I carichi alimentati dalle reti di distribuzione</b> devono essere integrati nel piano di difesa elaborato dal GRTN. In tale ambito l'alleggerimento del carico viene effettuato:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• con dispositivi installati nelle stazioni di distribuzione (modalità in locale);</li> <li>• con dispositivi centralizzati del GRTN (teledistacchi).</li> </ul> <p>L'alleggerimento del carico in locale viene realizzato, a fronte della variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo carico necessario a ristabilire la frequenza nominale. A tale scopo, nelle reti di distribuzione dovranno essere installati, a cura dei rispettivi gestori e su richiesta del GRTN, dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata.</p> <p>Il gestore della rete di distribuzione è responsabile della manutenzione dei dispositivi in questione e deve segnalare qualsiasi variazione sostanziale di carico distaccabile.</p>

<sup>58</sup> Pubblicate dal GRTN nel proprio sito internet in data 17 maggio 2000.

<sup>59</sup> L'articolo 10, comma 4, lettera b), della deliberazione n. 52/00, con riferimento alle reti di distribuzione di energia elettrica direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, prevede che nei singoli siti di connessione, le regole tecniche di connessione disciplinino le funzioni di distacco automatico e manuale delle utenze ai fini del controllo in situazioni di emergenza del sistema elettrico attuato dal GRTN, anche mediante dispositivi localizzati in impianti interni alle reti di distribuzione.

L'articolo 11, comma 2, lettera b), della deliberazione n. 52/00, con riferimento alle apparecchiature elettriche direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, prevede che nei singoli siti di connessione, le regole tecniche di connessione disciplinino funzioni di distacco automatico e manuale delle utenze funzionali al controllo in emergenza

Regole tecniche di connessione	Paragrafo 7.2	<p>Per le <b>apparecchiature elettriche direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale</b>, l'alleggerimento del carico è effettuato:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• con dispositivi installati in impianto;</li> <li>• con dispositivi centralizzati del GRTN (teledistacchi).</li> </ul> <p>L'alleggerimento del carico in locale viene realizzato, a fronte della variazione della frequenza, in modo da assicurare che venga disalimentato selettivamente il minimo carico necessario a ristabilire la frequenza nominale. A tale scopo dovranno essere installati, su richiesta del GRTN, dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata.</p> <p>L'Utente è responsabile della manutenzione dei dispositivi in questione.</p>
Regole tecniche di dispacciamento - Versione V.0 <sup>60</sup>	Paragrafo 3.6.1	<p>In condizioni di emergenza (in atto o prevedibili), il GRTN può ordinare distacchi di carico al fine del mantenimento dello stato sicuro di funzionamento del sistema elettrico e dell'integrità degli elementi di rete.</p>

Funzionamento rilevato

Dall'analisi dei dati forniti dal GRTN risulta che l'andamento della frequenza e della sua derivata durante le fasi che hanno portato all'interruzione del servizio elettrico (mostrate in figura 9) sono state tali da comportare l'attivazione dell'alleggerimento di carico sia per valore minimo di frequenza che per derivata di frequenza.

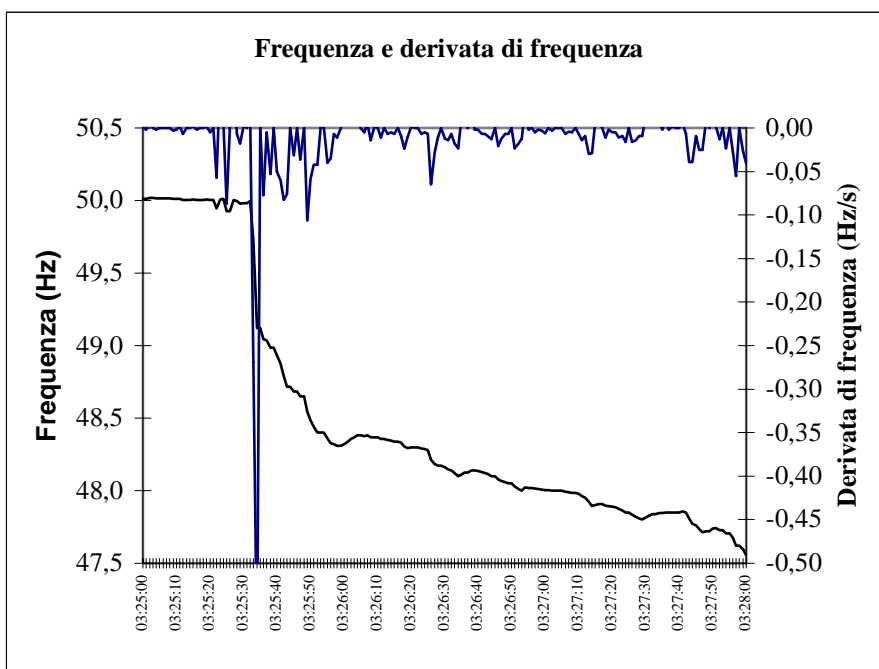


Figura 9 – Andamento nel tempo della frequenza e della sua derivata

La tabella 20 indica il comportamento dei dispositivi di alleggerimento automatico del carico, ove presenti e ove attivi, per le imprese distributrici connesse alla rete di trasmissione nazionale<sup>61</sup>.

del sistema elettrico attuato dal GRTN, anche mediante dispositivi localizzati in impianti interni alle apparecchiature elettriche direttamente connesse.

<sup>60</sup> Pubblicate dal GRTN nel proprio sito internet in data 7 luglio 2000.

<sup>61</sup> Dati forniti dalle imprese distributrici.

Impresa distributrice	Dispositivi attivi/ dispositivi installati	carico alleggerito (MW)	Funzionamento regolare %
ASSEM S. Severino Marche	0 / 0		
AMPS	2 / 3	11,08	100%
AEM TO	5 / 6	58,9	100%
ACSM Fiera di Primiero	0 / 0		
ASM Terni	0 / 0		
Trentino Servizi	0 / 0		
AMEA Pergine	0 / 0		
DEVAL Aosta	Nd	17	-
AEEW Bolzano	0 / 0		
ASM BS	0 / 0		
AIM VI	0 / 0		
ASTEA Osimo		Dati non disponibili	
AEB Seregno	0 / 0		
META Modena	3 / 3	14,45	67%
AGSM VR	0 / 0		
AEM CR	0 / 0		
ACEGAS TS	0 / 0		
AEM MI	0 / 0		
ENEL Distribuzione	958	6464	85%
IRIS GO	0 / 0		
ACEA RM	18 / 18	148	100%
AIR Mezzolombardo	0 / 0		
HERA BO	1 / 1	4	100%
AMAIE Sanremo	0 / 0		
SEVAL Valsugana	0 / 0		
Servizi Municipalizzati Bressanone		Dati non disponibili	
ASSM Tolentino	0 / 0		
TOTALE CARICO ALLEGGERITO		6717	

Tabella 20 – Alleggerimento di carico per le imprese distributrici connesse alla rete di trasmissione nazionale

Dalle informazioni fornite dalle imprese distributrici, risulta che i dispositivi di alleggerimento automatico del carico installati nelle cabine primarie delle reti di distribuzione sono intervenuti a partire dal valore di 49,1 Hz, distaccando un carico complessivo pari a circa 6.700 MW.

Il tasso di corretto intervento si è assestato nell'intorno di un valor medio pari all'85%.

Relativamente alla rete di media tensione di Enel Distribuzione, che vede installato il maggior numero di dispositivi di alleggerimento del carico, nel periodo immediatamente precedente all'avvio del transitorio di decadimento della frequenza, il prelievo di energia elettrica sottoposto all'azione di detti dispositivi era pari a circa 12.400 MW. Attraverso gli interventi dei citati dispositivi sono stati distaccati circa 6.464 MW, pari a circa il 52% del carico sottoposto all'azione di alleggerimento. La tabella 21 riporta in dettaglio i dati forniti dalla società Enel Distribuzione Spa al GRTN:

Unità territoriale		N° equilibratori automatici di carico installati	% Intervento	Potenza presunta disponibile per alleggerimento (MW) Ore 03:00	Potenza alleggerita (MW)
PIL	Piemonte	101	97	876	603
	Liguria	29	93	368	132
LOM	Lombardia	120	85	2.398	1.227
TRI	Triveneto	120	75	1.793	706
ERM	Emil/Rom	62	92	1.174	633
	Marche	54	78	375	163
TOU	Toscana	68	93	.950	503
	Umbria	26	81	218	124
LAM	Lazio	56	63	672	309
	Abruzzo	30	80	377	106
	Molise	8	50	62	16
CAM	Campania	60	70	967	522
PUB	Puglia/Basilicata	82	96	815	471
CAL	Calabria	35	83	374	150
SIC	Sicilia	107	92	992	799
<b>TOTALE</b>		<b>958</b>	<b>85</b>	<b>12.411</b>	<b>6.464</b>

Tabella 21 – Alleggerimento di carico di Enel Distribuzione

Da una stima effettuata dal GRTN, il carico alleggerito connesso alla rete di trasmissione nazionale risulta essere pari a circa 1.000 MW.

Dalle informazioni acquisite nel corso dell'attività conoscitiva, per quanto riguarda i dispositivi di controllo per gli impianti di pompaggio, risulta che l'intervento dei dispositivi di alleggerimento automatico del carico ha comportato il distacco dalla rete di tali impianti per un prelievo complessivo distaccato pari a circa 3.220 MW<sup>62</sup>. Per quanto riguarda gli impianti di pompaggio, la tabella 20 riporta i dati relativi alle unità di pompaggio in servizio<sup>63</sup> e al loro comportamento.

Impianto	Pot. netta max	Pot. ore 3:00	Pot. ore 3:25	Istante di distacco	Frequenza all'istante del distacco (Hz)
	(MW)	(MW)	(MW)		
Entacque Rovina	123	0	-	-	-
Entracque Chiotas	1.049	970	793	3.25.33	49.726
San Fiorano	560	220	229	3.25.35	49.120
S. Massenza	345	29	29	3.25.34	49.120
Presenzano	985	499	474	3.25.35	49.120
Bargi	325	297	297	3.25.37	49.038
Roncovalgrande	985	581	570	3.25.38	48.985
Anapo	493	285	290	3.25.39	48.985
Edolo	977	558	538	3.25.42	48.792
<b>TOTALE</b>		<b>3439</b>	<b>3220</b>		

Tabella 22 – Disconnessione delle unità idroelettriche di pompaggio

<sup>62</sup> Si può ritenere che ciò rappresenti la totalità del prelievo degli impianti idroelettrici di pompaggio.

<sup>63</sup> Tutte facenti capo alla società Enel Produzione Spa.



In tabella 23 è indicato l'effetto complessivo delle azioni di alleggerimento automatico del carico.

	Carico (MW)	Alleggerimento (MW)	%
RTN		1000	
Reti di distribuzione		6717	
<b>Prelievo totale reti</b>	<b>24283</b>	<b>7700</b>	<b>32%</b>
Pompaggio	3275	3220	98%
<b>Prelievo complessivo</b>	<b>27558</b>	<b>10920</b>	<b>40%</b>

Tabella 23 -azione complessiva di alleggerimento del carico

Si osserva che:

- le specifiche relative al piano di difesa elaborate dal GRTN stabiliscono che *“L’attuale piano di alleggerimento automatico del carico è mirato a perseguire l’obiettivo di distaccare progressivamente fino al 60% del carico totale, a partire da una frequenza di avviamento dei relè pari a 49,1 Hz, e di realizzare l’alleggerimento del carico nelle varie soglie in modo da garantire la massima selettività ed omogeneità”*. Il valore di frequenza relativo all’avvio dell’azione dei dispositivi di protezione (*avviamento dei relè*) lascia supporre che nella percentuale del 60% non sono incluse le azioni di distacco degli impianti idroelettrici di pompaggio.
- le Regole tecniche di connessione stabiliscono che: *“A tale scopo [obiettivi di cui alla precedente lettera a)], nelle reti di distribuzione dovranno essere installati, a cura dei rispettivi gestori e su richiesta del Gestore, dispositivi di alleggerimento del carico sensibili alla frequenza e/o alla sua derivata.”*;
- nel Piano di difesa è altresì specificato che: *“La percentuale di carico distaccabile è maggiorata di un 10% per tener conto di fenomeni quali il mancato intervento di alcuni relè alleggeritori in servizio, l’indisponibilità di parte dei relè alleggeritori per avaria o lavori, o la mancata apertura degli interruttori comandati dai relè”*.

L’analisi delle azioni di alleggerimento carico mette in evidenza che:

- il 75% circa delle imprese distributrici con almeno un punto di interconnessione alla rete di trasmissione nazionale non risultano essere dotate di dispositivi per l’alleggerimento del carico; dalle Regole tecniche di connessione risulta che i dispositivi di alleggerimento del carico nelle reti di distribuzione vengono installati qualora richiesto dal GRTN;
- le imprese distributrici dotate di dispositivi di alleggerimento del carico hanno avuto un tasso medio di intervento pari a circa l’85%;
- gli alleggerimenti di carico effettuati ad opera degli alleggeritori installati presso utenze diverse dagli impianti di pompaggio hanno distaccato il 32% circa del carico complessivo (ad esclusione del prelievo degli impianti idroelettrici di pompaggio);
- gli alleggeritori di carico installati presso gli impianti di pompaggio hanno distaccato pressoché l’intera potenza assorbita dai medesimi impianti;
- l’azione complessiva del distacco carico è tale per cui risulta essere distaccato il 40% del totale carico complessivo (incluso il prelievo degli impianti di pompaggio);
- nel caso in cui si ipotizzasse un tasso di intervento degli alleggeritori di carico pari al 100%, nell’ipotesi di omogeneità delle porzioni di carico sottoposte al distacco e nell’ipotesi che il tasso di 85% sia attribuibile anche all’azione dei dispositivi di alleggerimento dei carichi connessi alla rete di trasmissione nazionale, l’alleggerimento di carico, a meno del distacco del pompaggio, avrebbe comportato un distacco di circa 9.200 MW, pari al 38% del carico complessivo (per una azione complessiva del distacco carico pari al 45% considerando anche il pompaggio – cfr. tabella 24).

	<b>Carico (MW)</b>	<b>Alleggerimento (MW)</b>	<b>%</b>
RTN			
Reti di distribuzione			
<b><i>Totale reti</i></b>	<b>24283</b>	<b>9200</b>	<b>38%</b>
Pompaggio	3275	3220	98%
<b><i>Carico complessivo</i></b>	<b>27558</b>	<b>12420</b>	<b>45%</b>

Tabella 24 – Ipotesi di pieno intervento dei sistemi di alleggerimento automatico di carico

In seguito alla separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE, l'azione di alleggerimento del carico non è stata sufficiente a fronteggiare lo squilibrio del sistema elettrico nazionale.

L'azione di coordinamento per la predisposizione dei dispositivi di alleggerimento del carico sembrerebbe non tenere conto di un tasso fisiologico di uscita dal parallelo con il sistema elettrico nazionale di gruppi di generazione prima della soglia critica di 47,5 Hz, nonché del fatto che i gruppi di produzioni connessi alle reti di distribuzione sono dotati di una protezione di minima frequenza che interviene istantaneamente quando la frequenza di rete differisce di  $\pm 3\%$ .

Le azioni di alleggerimento predisposte, anche nell'ipotesi di completo intervento dei sistemi di alleggerimento, non avrebbero consentito il raggiungimento della quota massima prestabilita di distacco pari al 60% del carico complessivo.

**SEZIONE C**  
**RIPRISTINO DEL SERVIZIO ELETTRICO**

## CAPITOLO 10

### GENERALITÀ IN MERITO AL RIPRISTINO DEL SERVIZIO ELETTRICO

Il ripristino del servizio elettrico in seguito ad interruzioni rilevanti avviene, di norma, attraverso le seguenti fasi:

1. riconoscimento dello stato di interruzione del servizio elettrico;
2. predisposizione del sistema elettrico all'avvio del ripristino del servizio elettrico (avvio delle *consegne autonome*<sup>64</sup>);
3. avvio di unità di produzione (*unità di produzione di prima riaccensione*<sup>65</sup>) e costituzione delle direttrici di riaccensione autonome. Le unità di produzione di prima riaccensione devono essere in grado di:
  - a) avviarsi autonomamente in assenza di tensione nella rete elettrica;
  - b) svolgere adeguate funzioni di regolazione della tensione e della frequenza al fine di alimentare porzioni anche isolate del sistema elettrico attraverso la rete di trasmissione nazionale (*direttrici di riaccensione autonoma*<sup>66</sup> secondo un ordine di priorità prestabilito) per una estensione che consenta la connessione di una predefinita unità di produzione termoelettrica convenzionale e per un fabbisogno pari al valore della minimo livello di produzione consentito per tale unità di produzione termoelettrica (minimo tecnico) aumentato di una quantità variabile dal 10% al 20%;
4. connessione alla direttrice di riaccensione autonoma dell'unità di produzione termoelettrica convenzionale di cui al precedente punto 3, lettera b), e successivo incremento del carico della direttrice di riaccensione fino al funzionamento stabile della medesima direttrice;
5. collegamento elettrico delle varie direttrici di riaccensione autonome;
6. rialimentazione del carico non ancora alimentato nelle fasi precedenti mediante la:
  - a) messa in servizio delle rimanenti unità di produzione idroelettriche disponibili al fine di incrementare la capacità di regolazione della frequenza e della tensione nella porzione di rete già rialimentata;
  - b) formazione di *direttrici di riaccensione secondarie* costituite da unità di produzione idroelettriche in grado di alimentare autonomamente insiemi di utenze connesse a reti di distribuzione;
  - c) ripresa al servizio da parte delle rimanenti unità di produzione termoelettriche;
  - d) progressiva alimentazione di ulteriori utenze nel rispetto delle caratteristiche tecniche relative alla presa di carico dei gruppi idroelettrici e termoelettrici in servizio e connessi alla rete;
  - e) ricostituzione dei collegamenti della rete in altissima tensione sino al ripristino completo delle funzionalità della medesima rete.

Nelle fasi di ripristino del servizio elettrico assumono un ruolo fondamentale:

- a) la chiara definizione delle sequenze operative, delle gerarchie e delle necessarie azioni di coordinamento che ciascun soggetto coinvolto è tenuto ad osservare;

<sup>64</sup> Il GRTN definisce *consegne autonome* l'insieme ordinato e predefinito di manovre per la predisposizione e l'attuazione delle direttrici di riaccensione. Tali manovre sono attuate, in modo autonomo dai diversi soggetti interessati, al verificarsi di prestabilite condizioni (riconoscimento dello stato di interruzione del servizio elettrico) a meno che non intervengano specifiche disposizioni da parte del GRTN anche per mezzo delle proprie sedi territoriali.

<sup>65</sup> Ad esempio, unità di produzione idroelettriche, ovvero unità di produzione turbogas in grado di avviarsi autonomamente.

<sup>66</sup> Le direttrici di riaccensione autonoma sono classificate in direttrici di riaccensione autonoma a priorità maggiore e a priorità minore.

- b) la capacità delle unità di produzione termoelettriche di mantenere alimentati i propri servizi ausiliari in seguito ad una loro disconnessione dalla rete dovuta a perturbazioni rilevanti nella medesima (*azioni di rifiuto di carico*<sup>67</sup>);
- c) la disponibilità di unità di produzione di prima riaccensione;
- d) la corretta esecuzione, attraverso i sistemi di controllo e di attuazione dei comandi (*sistemi di conduzione*) nelle stazioni elettriche della rete di trasmissione nazionale e delle cabine primarie delle reti di distribuzione, delle manovre richieste nei tempi prestabiliti ed in assenza di alimentazione esterna;
- e) la piena operatività dei sistemi di telecomunicazione preposti allo scambio di informazioni, al controllo e all'attuazione dei comandi di cui alla precedente lettera d).

Nella tabella 25 sono messe in relazione la sequenza temporale delle attività relative alla formazione delle direttrici di riaccensione autonome con i diversi soggetti coinvolti.

Formazione delle direttrici di riaccensione autonome					
	Soggetti responsabili →	Titolari di impianti di produzione	Titolari di porzioni di RTN	Imprese distributrici	GRTN
	Attività ↓				
	1. Riconoscimento dello stato di interruzione del servizio elettrico	X	X	X	
Consegne autonome	2. Predisposizione degli impianti e delle reti alla formazione delle direttrici di riaccensione	X	X	X	
	3. Avvio delle unità di produzione di prima riaccensione e formazione direttrici di riaccensione autonome	X	X	X	Coordinamento nei casi di insuccesso delle azioni predeterminate
	4. Connessione alla direttrice di riaccensione autonoma dell'unità di produzione termoelettrica	X	X		Coordinamento nei casi di insuccesso delle azioni predeterminate
	5. Collegamento elettrico delle varie direttrici di riaccensione autonome	Agiscono coordinati dal GRTN			X

Tabella 25 – Schema di formazione delle direttrici di riaccensione autonome

Il riconoscimento dello stato di interruzione del servizio elettrico avviene in seguito alla rilevazione del permanere per 5 minuti consecutivi delle seguenti condizioni:

<sup>67</sup> In corrispondenza di eventi di rete che comportino la variazione dei parametri elettrici di funzionamento della medesima oltre predeterminati limiti è consentito il distacco dei gruppi delle unità di produzione. All'atto della separazione della rete, i dispositivi di regolazione di ciascun gruppo di produzione devono attivarsi al fine di adeguare rapidamente lo stato di funzionamento del gruppo alla nuova condizione di carico elettrico costituito solamente dai propri servizi ausiliari. Tale attivazione comporta, ad esempio per i gruppi di produzione a vapore, lo spegnimento automatico e immediato di tutti i bruciatori; in attesa del completamento delle operazioni previste dalle procedure di rifiuto di carico, l'energia primaria necessaria per l'alimentazione elettrica dei servizi ausiliari è fornita grazie all'inerzia termica della caldaia. In queste condizioni deve essere ancora funzionante la regolazione della frequenza. Dopo alcuni minuti, necessari agli operatori delle sale manovra per le verifiche dei gruppi scelti per la ripartenza, è avviata la procedura per la riaccensione di alcuni bruciatori delle caldaie a vapore, che normalmente dovrebbe avvenire entro circa 20 minuti dal loro spegnimento. Se questa operazione ha successo è richiesto che il gruppo possa permanere per molte ore in attesa del ritorno della tensione dalla rete, alimentando autonomamente i propri servizi ausiliari. Se, invece la procedura di riaccensione dei bruciatori dovesse fallire devono essere cercate le condizioni per procedere ad ulteriori tentativi di accensione dei medesimi. A tal riguardo è da notare che le caldaie a corpo cilindrico hanno maggiori flessibilità e tempi di attesa superiori rispetto alle caldaie ad attraversamento forzato che, al contrario, devono necessariamente riaccendersi i bruciatori entro 15÷20 minuti. Per queste ultime appare possibile un secondo tentativo di accensione dei bruciatori, nel caso di fallimento del primo, solo se la separazione dalla rete è avvenuta al massimo carico del gruppo, vale a dire quando la capacità termica accumulata dalla caldaia è maggiore.

- a) per le unità di produzione, dalla mancanza di tensione al nodo di interconnessione con la rete dalla potenza erogata dai gruppi di produzione che risulta estremamente ridotta;
- b) per le reti elettriche, della mancanza di tensione nei nodi di rete.

In seguito al riconoscimento dello stato di interruzione del servizio, i diversi soggetti hanno l'obbligo di intraprendere autonomamente le azioni prescritte in tale circostanza (consegne autonome) a meno di un intervento esplicito del GRTN volto ad avocare a sé la responsabilità della gestione del ripristino del servizio elettrico assumendo direttamente il controllo del relativo processo.

In particolare, l'attuazione delle consegne autonome (o di parte di esse) può essere sospesa qualora il GRTN rilevi la presenza di tensione in certe zone di rete, ovvero in zone estere limitrofe: in tali casi, il GRTN può giudicare più opportuno procedere al ripristino del servizio mediante la riconnessione a dette zone della rete disalimentata. Ciò può accadere con particolare riferimento a disservizi che si verificano nelle zone settentrionali: per tali eventualità, il GRTN ha previsto la formazione di *direttrici di rialimentazione* (a partire da zone di rete estere limitrofe e già alimentate) in sostituzione della formazione di direttrici di riaccensione.

Al fine della comprensione degli eventi che hanno caratterizzato il ripristino del servizio elettrico è necessario richiamare quanto stabilito dal GRTN in merito alla gestione delle cosiddette consegne autonome che rappresentano un tratto di importanza fondamentale del processo di ripristino.

L'effettuazione delle consegne autonome avviene secondo quanto di seguito specificato.

Azioni relative all'effettuazione delle consegne autonome					
Titolari di unità di produzione idroelettriche	Titolari di unità di produzione termoelettriche	Titolari di porzioni di RTN	Gestori di reti di distribuzione	GRTN	
<b>MANOVRE DI TIPO A</b>				Il GRTN può richiedere di <input type="checkbox"/> avviare le manovre relative alle consegne autonome indicate nel Piano di riaccensione anticipandone l'esecuzione rispetto ai tempi prestabiliti; <input type="checkbox"/> attivare selettivamente solo le direttrici di rialimentazione bloccando la predisposizione delle direttrici autonome; <input type="checkbox"/> modificare l'esecuzione del Piano di riaccensione disponendo eventuali manovre non descritte dallo stesso; <input type="checkbox"/> sospendere l'esecuzione di tutto o parte del Piano di riaccensione, al fine di un migliore utilizzo delle risorse disponibili con l'obiettivo di ridurre i tempi di ripristino	
Devono essere effettuate subito dopo il riconoscimento dello stato di interruzione del servizio elettrico, cioè dopo 5 minuti dal suo verificarsi					
	Prosecuzione delle azioni di rifiuto di carico per almeno un gruppo di produzione dell'unità	Messa in sicurezza degli impianti (azioni per la predisposizione delle manovre di tipo B)	Messa in sicurezza degli impianti (azioni per la predisposizione delle manovre di tipo B)		
<b>MANOVRE DI TIPO B</b>					
Devono essere eseguite subito dopo aver completato tutte le manovre di tipo A, <u>senza attendere alcuna conferma dal GRTN</u>					
Avviamento dei gruppi di prima riaccensione e impostazione delle azioni di controllo del funzionamento di tali gruppi		Predisposizione degli interruttori delle linee elettriche secondo quanto indicato nel piano di riaccensione	Predisposizione dei carichi necessari alla costituzione della direttrice di riaccensione		
<b>MANOVRE DI TIPO C</b>					
Devono essere effettuate, soltanto e subito dopo aver eseguito tutte le manovre di tipo A e B, <u>senza attendere alcuna conferma dal GRTN</u>					
		Gestione della chiusura degli interruttori e messa in tensione della direttrice di riaccensione	Partecipazione alla messa in tensione della direttrice di riaccensione (gestione dei carichi)		
	Collegamento alla rete del gruppo e aumento graduale della produzione del medesimo fino al raggiungimento del minimo tecnico				
<b>Fine delle consegne autonome</b>					
Avvio di tutti gli altri gruppi dell'unità di produzione	Raggiunta la condizione di funzionamento di minimo tecnico ne viene data comunicazione al GRTN che dispone le azioni a seguire				
<p><b>Azioni previste nel caso in cui si riscontrino difficoltà nell'effettuazione delle consegne autonome</b></p> <p>Il Piano di riaccensione predisposto dal GRTN stabilisce che, nel caso in cui, per qualsiasi ragione, uno dei soggetti interessati non possa eseguire una o più manovre di tipo A dovrà completare almeno tutte le altre manovre di tipo A di propria competenza e, successivamente, avvertire la sede territoriale del GRTN che adotterà le disposizioni del caso.</p> <p>In modo del tutto analogo si procederà nel caso in cui l'impossibilità di esecuzione riguardi una manovra di tipo B.</p> <p>Nel caso in cui sorgano difficoltà nell'esecuzione di una delle manovre di tipo C, relative alla messa in tensione della direttrice, dovranno essere sospese le manovre riguardanti la sola direttrice interessata dandone comunicazione alla sede territoriale del GRTN che adotterà le disposizioni del caso.</p>					

Le direttrici di riaccensione e di rialimentazione previste dal GRTN sono indicate nelle seguenti tabelle.

Direttrice	Unità di produzione di prima riaccensione	Unità di produzione termoelettrica associate
TO 3	ENTRACQUE	VADO T.
TO 2	VALPELLINE e/o AVISE o RIDDES (CH) <sup>68</sup>	TRINO C.C.
MI 3	S.FIORANO	TAVAZZANO e/o PIACENZA e/o LA CASELLA
VE 4	SOVERZENE	FUSINA e/o MARGHERA e/o P.TOLLE
VE 5	FADALTO	FUSINA e/o MARGHERA e/o P.TOLLE
VE 7	SOMPLAGO (220 kV)	MONFALCONE
FI 1	BARGI	PIOMBINO
FI 2	BARGI	S. BARBARA
RO 1	S.GIACOMO	TORREVALDALIGA NORD
NA 2	MUCONE e/o (C.CUCCO e BUSSENTO)	BRINDISI T.
NA 3	IMPIANTI SILA	ROSSANO T.
PA 3	RIZZICONI (NA)	S. FILIPPO DEL MELA
PA 1	ANAPO	PRIOLO GARGALLO
CA 1	TALORO	FIUMESANTO

Tabella 26 - Direttrici di riaccensione principali a priorità maggiore

Direttrice	Unità di produzione di prima riaccensione	Unità di produzione termoelettrica associate
VE 1-MI 4	CIMEGO (VE) e/o BOAZZO (VE)	OSTIGLIA (400 kV) e/o SERMIDE
VE 2-MI 5	S.MASSENZA (VE) e TORBOLE (VE)	OSTIGLIA (220 kV) e/o SERMIDE
FI 3	TORRITE	LIVORNO M.
RO2	PIETRAFITTA	BASTARDO
NA 1	AGRI	BARI T.
NA 4	CAPRIATI e/o MADDALONI	NAPOLI LEVANTE
NA 5	MUCONE 1°S	ROSSANO T.
PA 2	TRAPANI TG	TERMINI IMERESE
PA4	ANAPO S.	FILIPPO DEL MELA
CA 2	TALORO	SULCIS
CA 3	ASSEMINI T.G.	SARLUX e SULCIS

Tabella 27 - Direttrici di riaccensione principali a priorità minore

Direttrice	Punti di rialimentazione	Unità di produzione termoelettrica associate
MI 1	LAVORGO (CH) O RONCOVALGRANDE	TURBIGO
MI 2	SOAZZA (CH)	TAVAZZANO e/o PIACENZA e/o LA CASELLA
TO 4	VILLARODIN (FR)	VADO T.
TO 5	BROC CARROS (FR)	VADO T.
TO 6	ALBERTVILLE (FR)	TRINO C.C.
VE 8	DIVACCIA (400 kV) (SL)	MONFALCONE

Tabella 28 - Direttrici di rialimentazione

<sup>68</sup> Nel caso di Avise/Riddes trattasi di attivazione di una direttrice di rialimentazione.



## CAPITOLO 11

### PRESTAZIONI RELATIVE AL RIPRISTINO DEL SERVIZIO ELETTRICO

<b>Piano di riaccensione</b>		
Piano di riaccensione <sup>69</sup>	-	Il Piano di riaccensione di un sistema elettrico è costituito dall'insieme delle informazioni e delle disposizioni, necessarie ai soggetti responsabili del controllo e della conduzione degli impianti di un sistema elettrico, per ripristinare rapidamente le normali condizioni di alimentazione dell'utenza a seguito di una interruzione del servizio molto estesa.
<b>Fonte normativa</b>	<b>Riferimento</b>	<b>Soggetti /Prestazioni</b>
Regole tecniche di connessione <sup>70</sup>	Paragrafo 5	<p style="text-align: center;"><b>Titolari di unità di produzione connesse alla RTN</b></p> <p>L'utente è tenuto a dichiarare le caratteristiche dell'impianto per singola unità di generazione in merito all'attitudine a sopportare il rifiuto di carico e a fornire il servizio di riaccensione<sup>71</sup>.</p> <p>In base alle esigenze della RTN, al produttore può essere chiesto di partecipare, con tutti i propri gruppi o con parte di essi, ai piani di riaccensione.</p>
Convenzione tipo GRTN-titolari di porzioni di RTN <sup>72</sup>	Articoli 5 e 6	<p style="text-align: center;"><b>Titolari di porzioni di RTN</b></p> <p>Il titolare esegue le manovre previste nel piano di riaccensione secondo le procedure ivi stabilite, fermi restando gli obblighi e le connesse responsabilità del medesimo titolare per quanto riguarda la messa in servizio dei singoli componenti o elementi della rete.</p>
Regole tecniche di connessione	Paragrafo 6	<p style="text-align: center;"><b>Gestori di reti di distribuzione direttamente connesse alla RTN</b></p> <p>Per quanto concerne la predisposizione degli impianti a seguito di disservizi estesi, le reti di distribuzione partecipano alle procedure di riaccensione secondo quanto stabilito dal Gestore, e secondo le disposizioni riportate negli accordi complementari.</p>
Contratto tipo di servizio <sup>73</sup>	Articolo 6	<p style="text-align: center;"><b>Gestori di reti di distribuzione relativamente all'esercizio delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale e funzionali alla rete medesima</b></p> <p>Il soggetto responsabile delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale e funzionali alla rete medesima è tenuto ad eseguire le manovre previste nel piano di riaccensione secondo le procedure ivi stabilite, fermi restando gli obblighi e le connesse responsabilità del medesimo soggetto per quanto riguarda la messa in servizio dei singoli componenti o elementi dei propri impianti. Tale soggetto, anche su richiesta del GRTN, provvede alla verifica periodica della funzionalità dei [...] dispositivi per i piani di emergenza e di riaccensione.</p>

**Tabella 29 -Prestazioni relative al ripristino del servizio elettrico**

<sup>69</sup> Nota tecnica pubblicata dal GRTN nel proprio sito internet in data 20 gennaio 2003.

<sup>70</sup> L'articolo 9 della deliberazione n. 52/00 prevede che le Regole tecniche di connessione, disciplinino i limiti di variazione della frequenza di rete, della tensione di rete entro i quali una unità di produzione deve rimanere connessa alla rete di trasmissione nazionale, nonché le prescrizioni concernenti le funzioni automatiche di distacco degli impianti di generazione al verificarsi di prestabilite condizioni di rete.

<sup>71</sup> L'articolo 8, lettera l), della deliberazione n. 52/00 prevede che le Regole tecniche di connessione, per tutte le unità di produzione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale e con riferimento ai singoli siti di connessione, disciplinino l'eventuale partecipazione di dette unità al ripristino del servizio elettrico.

L'articolo 9, lettera b), della deliberazione n. 52/00 prevede che le Regole tecniche di connessione disciplinino i requisiti di flessibilità delle unità di produzione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale anche ai fini dell'applicazione delle procedure per il ripristino del servizio elettrico.

<sup>72</sup> Approvata con decreto 22 dicembre 2000 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato su proposta dell'Autorità adottata con delibera 19 aprile 2000, n. 75/00.

<sup>73</sup> Contratto di servizio tipo per la disciplina dei rapporti relativi alla gestione, all'esercizio alla manutenzione ed allo sviluppo delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale e funzionali alla rete medesima approvato con deliberazione dell'Autorità 12 febbraio 2003, n. 9/03.

## CAPITOLO 12

### COMPORAMENTO DELLE UNITÀ DI PRODUZIONE TERMOELETTRICHE IN MERITO AL RIFIUTO DI CARICO

Secondo quanto indicato dal GRTN, nelle fasi transitorie che hanno condotto al disservizio del 28 settembre 2003, solo 8 gruppi termoelettrici dei 140 connessi alla RTN hanno completato con successo le azioni di controllo dedicate all'attuazione del rifiuto di carico. Tali gruppi sono di seguito elencati:

1. gr. 8 Tavazzano
2. gr. 4 Piacenza
3. gr. 1 Livorno
4. gr. 1 S. Barbara
5. gr. 3 Bari
6. gr. 4 Rossano
7. gr. 2 Priolo Gargallo
8. gr. 2 Porto Empedocle

A tal riguardo si rileva che, sulla base delle informazioni acquisite nel corso dell'attività conoscitiva, non risultano evidenze formali riguardo la mancanza di attitudine all'attuazione delle azioni di rifiuto di carico. Pertanto, sembrerebbe possibile poter affermare che il tasso di insuccesso delle manovre relative alle azioni di rifiuto di carico è stato molto elevato.

Le unità di produzione termoelettriche che il 28 settembre 2003 hanno effettuato con successo le azioni di rifiuto di carico avrebbero consentito il completarsi di:

- a) 4 direttrici di riaccensione principali a priorità maggiore su 13 previste (esclusa la Sardegna) per un ammontare complessivo pari a circa 1/3 del numero totale di tali direttrici;
- b) 3 direttrici di riaccensione principali a priorità minore su 9 previste (esclusa la Sardegna) per un ammontare complessivo pari ancora ad 1/3 del numero totale di tali direttrici.

Nella Tabella 30 sono indicate le direttrici di riaccensione per le quali le unità di produzione termoelettriche hanno attuato con successo le azioni di rifiuto di carico.

Direttrici di riaccensione principali a priorità maggiore		
<del>TO 3</del>	<del>ENTRACQUE</del>	<del>VADO T.</del>
<del>TO 2</del>	<del>VALPELLINE e/o AVISE e RIDDES (CH)</del>	<del>TRINO C.C.</del>
<del>MI 3</del>	<del>S.FIORANO</del>	<del>TAVAZZANO e/o PIACENZA e/o LA CASELLA</del>
<del>VE 4</del>	<del>SOVERZENE</del>	<del>FUSINA e/o MARCHERA e/o P.TOLLE</del>
<del>VE 6</del>	<del>FADALTO</del>	<del>FUSINA e/o MARCHERA e/o P.TOLLE</del>
<del>VE 7</del>	<del>SOMPLAGO (220 kV)</del>	<del>MONFALCONE</del>
<del>FI 4</del>	<del>BARGI</del>	<del>PIOMBINO</del>
<del>FI 2</del>	<del>BARGI</del>	<del>S. BARBARA</del>
<del>RO 4</del>	<del>S.CIACOMO</del>	<del>TORREVALDALICA NORD</del>
<del>NA 2</del>	<del>MUCONE e/o (C.CUCCO e BUSSENTO)</del>	<del>BRINDISI T.</del>
<del>NA 3</del>	<del>IMPIANTI SILA</del>	<del>ROSSANO T.</del>
<del>PA 3</del>	<del>RIZZICONI (NA)</del>	<del>S. FILIPPO DEL MELA</del>
<del>PA 1</del>	<del>ANAPO</del>	<del>PRIOLO GARGALLO</del>
<del>CA 1</del>	<del>TALORO</del>	<del>FIUMESANTO</del>
Direttrici di riaccensione principali a priorità minore		
<del>VE 1 MI 4</del>	<del>CIMEGO (VE) e/o BOAZZO (VE)</del>	<del>OSTIGLIA (400 kV) e/o SERMIDE</del>
<del>VE 2 MI 6</del>	<del>S.MASSENZA (VE) e TORBOLE (VE)</del>	<del>OSTIGLIA (220 kV) e/o SERMIDE</del>
<del>FI 3</del>	<del>TORRITE</del>	<del>LIVORNO M.</del>
<del>RO 2</del>	<del>PIETRAFITTA</del>	<del>BASTARDO</del>
<del>NA 1</del>	<del>AGRI</del>	<del>BARI T.</del>
<del>NA 4</del>	<del>CAPRIATI e/o MADDALONI</del>	<del>NAPOLI LEVANTE</del>
<del>NA 5</del>	<del>MUCONE 1°S</del>	<del>ROSSANO T.</del>
<del>PA 2</del>	<del>TRAPANI TG</del>	<del>TERMINI IMERESE</del>
<del>PA 4</del>	<del>ANAPO S.</del>	<del>FILIPPO DEL MELA</del>
<del>CA 2</del>	<del>TALORO</del>	<del>SULCIS</del>
<del>CA 3</del>	<del>ASSEMINI T.G.</del>	<del>SARLUX e SULCIS</del>

Tabella 30 - direttrici di riaccensione per le quali le unità di produzione termoelettriche (in carattere barrato) hanno attuato con successo le azioni di rifiuto di carico

La mancata esecuzione della manovra di rifiuto di carico ha determinato maggiori difficoltà nel ripristino del servizio elettrico, procrastinandone la durata.

## CAPITOLO 13

### GESTIONE DEL RIPRISTINO DEL SERVIZIO ELETTRICO

Secondo le informazioni fornite dal GRTN e dalla società Terna Spa<sup>74</sup> si rileva che:

- a) per l'area Nord, la presenza di tensione sulla rete estera ha consentito l'attivazione delle direttrici di rialimentazione. Pertanto, il GRTN, a valle del riconoscimento dello stato di interruzione del servizio elettrico, ha richiesto l'attivazione delle direttrici TO2, MI1, MI2, TO4, TO5, TO6. Mediante l'utilizzo della rete di interconnessione con l'estero è stato possibile riavviare rapidamente le unità di produzione termoelettriche (in particolare le unità di Tavazzano e Piacenza, che avevano eseguito con successo le azioni di rifiuto di carico), giungendo ad una rialimentazione completa delle utenze del Nord;
- b) per l'area Centro-Nord, le direttrici di riaccensione autonoma, previste dal piano di riaccensione, afferenti alle unità di produzione di Livorno e di S. Barbara (che hanno attuato correttamente le azioni di rifiuto di carico) si sono rivelate inefficaci a causa dei guasti subiti dalle unità di produzione di prima riaccensione (unità di produzione idroelettrica di Bargi). Pertanto, le regioni Emilia Romagna, Toscana e Marche, difformemente dal piano di riaccensione, sono state rialimentate gradualmente a partire dalle zone di rete del Nord nelle quali era già avvenuto il ripristino del servizio;
- c) per l'area Centro, non ha avuto successo la costituzione delle direttrici di riaccensione previste nel piano di riaccensione predisposto dal GRTN. Si rileva, inoltre, l'indisponibilità totale della funzionalità del nodo di concentrazione di Roma Nord del sistema di conduzione di Terna a causa della iniziale forte instabilità della rete di telecomunicazione e a causa della successiva mancanza di alimentazione dei sistemi di telecomunicazione preposti al normale scambio di informazioni e alla conduzione degli impianti. Ciò ha comportato la necessità di predisporre un'ulteriore direttrice di riaccensione dall'unità di produzione di Pietrafitta all'unità di produzione di Montalto: il ritardo accumulato ha causato il raffreddamento dei cicli di produzione dell'unità di Montalto e, di conseguenza, un ritardo complessivo delle operazioni di ripristino che è stato realizzato, infine, anche grazie all'utilizzo delle zone di rete già ripristinate del Centro-Nord;
- d) per l'area Sud, è fallito l'avvio delle unità di prima riaccensione: ciò ha impedito la formazione della totalità delle direttrici di riaccensione stabilite nel piano di riaccensione con la conseguente necessità di procedere al ripristino del servizio a partire dalle zone di rete già alimentate del Centro;
- e) per la Sicilia, le azioni di ripristino sono risultate particolarmente difficoltose a causa della indisponibilità di unità di produzione idroelettriche di prima riaccensione. Il ripristino del servizio per la Sicilia è avvenuto in maniera separata per la parti orientali ed occidentali dell'isola. In particolare, la direttrice di riaccensione principale PA1 (Anapo-Priolo) ha consentito la formazione di una prima isola di carico nella parte orientale solo nel primo pomeriggio del 28 settembre 2003 anche grazie all'apporto di potenza dal Continente. Nella parte occidentale dell'isola, invece l'impianto di Porto Empedocle ha consentito un ripristino graduale della rete fino a raggiungere le unità di produzione di Trapani e Termini Imerese. Particolari difficoltà sono state rilevate nelle fasi di sincronizzazione delle due porzioni di rete nell'isola.

---

<sup>74</sup> Società proprietaria della maggior parte della rete di trasmissione nazionale (94%). Per un criterio di prevalenza può essere considerata largamente rappresentativa per l'analisi della gestione del ripristino del servizio elettrico.

Dalle informazioni acquisite nel corso dell'attività istruttoria sembrerebbe possibile poter affermare che la mancata costituzione della maggior parte delle direttrici di riaccensione ha comportato l'esigenza di gestire centralmente, da parte del GRTN, l'attività di ripristino sin dalle prime fasi del medesimo, mediante richiesta diretta di attuazione di comandi di variazione di configurazione della rete ai centri di teleconduzione della società Terna Spa<sup>75</sup>.

Infine, dalle informazioni fornite dalla società Terna Spa si rileva l'indisponibilità, a partire dalle ore 08:30 fino alle ore 14:00, del sistema di telecomunicazioni<sup>76</sup> sul quale è basato il sistema automatico di conduzione degli impianti della RTN a causa della mancanza di alimentazione degli impianti di telecomunicazione. Ciò ha comportato la necessità di utilizzare, in detto lasso di tempo, il sistema di comunicazioni satellitare e di procedere all'attuazione manuale in loco dei diversi comandi.

Risulta, ad esempio, che la società Terna Spa abbia effettuato circa 3.000 manovre di cui circa 2495 in automatico (con tempi di attuazione variabili da 1 a 5 minuti) e circa 520 in manuale (con tempi di attuazione variabili da 5 a 10 minuti). In taluni casi sono stati registrati ritardi superiori a causa di instabilità dei sistemi di comunicazione, ovvero a causa della necessità di riattivare manualmente automatismi di stazione bloccatisi durante i fenomeni transitori che hanno portato all'interruzione del servizio. Tali ritardi sono stati dell'ordine di una o due ore.

---

<sup>75</sup> In genere, tutte le manovre di esercizio sono coordinate dal GRTN e la loro esecuzione è richiesta proprio agli operatori dei centri di teleconduzione (CTI) di Terna. Tali ordini provengono dagli operatori presenti nelle sale di controllo delle sedi territoriali del GRTN. In generale, i CTI eseguono le manovre richieste attraverso il sistema di teleconduzione denominato SCTI. I CTI presenti sul territorio nazionale sono 3 e sono localizzati a Rondissone (Torino), Dolo (Venezia) e Bari.

<sup>76</sup> Nelle aree in cui non era ancora avvenuto il ripristino del servizio elettrico.

La cronologia di ripristino della RTN è indicata nella tabella 31 (ad esclusione della Sicilia).

Cronologia della riaccensione dei nodi della RTN (ad esclusione della Sicilia)					
tempo	Nord-Ovest	Nord-Est	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud
4.08	Venaus				
4.09	Musignano				
4.41	Rondissione				
4.42	Trino				
4.47		Salgareda			
4.53					Rossano
5.05		Venezia			
5.10		Fusina			
5.30	Turbigo				
5.37		Dolo			
5.47	Baggio				
5.50	Tavazzano				
5.52	Lachiarella				
5.55	Piacenza				
6.03		Camin			
6.09					
6.13	Casanova		Parma		
6.13	Caorso				
6.30					Bari T.
6.32	Lachiarella				
6.50	Vado L.				
6.50					Benevento
6.57	La Spezia				
7.00		Porto Tolle			
7.09		Nogarole R.			
7.12			Martignone		
7.33			Ferrara		
7.45					S. Sofia
8.15			Colunga		
8.27					Laino
8.55			Suvereto		
9.33				Aurelia	
9.45					Napoli Levante
9.52				Montalto	
10.06				Roma Nord	
10.15					Montecorvino
10.40				Valmontone	
11.25			Fano		
11.36				Roma Sud	
11.52			Rosara		
12.16				Villavalle	
13.16					Garigliano
13.21					Bari
15.05					Rizziconi
15.20					S. Maria
15.22				Ceprano	
16.08					Brindisi Sud
17.30					Galatina

Tabella 31 – Cronologia di ripristino della rete di trasmissione nazionale

La cronologia di ripristino delle principali reti di distribuzione è indicata nella tabella 32 (ad esclusione di Enel distribuzione che si estende sull'ambito territoriale nazionale).

Cronologia del ripristino da parte delle principali imprese distributrici						
Impresa distributtrice	Intervalli orari					Note
	3-5	5-8	8-12	12-16	16-22	
ASSEM (S. Severino Marche)					100%	Dipendentemente da Enel distribuzione
AMPS Parma						Tra le 6:29 e le 10:00 - Dipendentemente da Enel distribuzione
AEM Torino		100%				Tra le 6:45 e le 8:04
ASM Terni				100%		Tra le 12:43 e le 14:15 - Dipendentemente da Enel distribuzione
Trentino Servizi			100%			Tra le 6:46 e le 10:00
DEVAL Aosta	10%	100%				
AEEW Bolzano	100%					
ASM Brescia		100%				Rialimentazione da RTN tra le 6:22 e le 6:55
AIM Vicenza			100%			Rialimentazione da Enel Distribuzione tra le 8:24 e le 10:28
ASTEA Osimo		60%			100%	Rialimentazione iniziale con produzione propria e successiva connessione con la rete di Enel Distribuzione (tra le 16:03 e le 17:15)
AEB		100%				Dipendentemente da Enel distribuzione
META Modena		100%				Rialimentazione da RTN tra le 6:31 e le 7:32
AGSM Verona		40%	100%			
AEM Cremona		100%				Rialimentazione da RTN tra le 6:14 e le 6:50
ACEGAS Trieste	72%	100%				Tra le 4:20 e le 8:13
AEM Milano		100%				Tra le 5:26 e le 7:15
IRIS Gorizia	87%	100%				Dipendentemente da Enel distribuzione
ACEA Roma			34%	100%		Rialimentazione iniziale con produzione propria con centrale di Montemartini da 75 MW con circa 36MW dalle 7:53 alle 16:19
AIR Mezzolombardo		100%				ore 6:42
HERA Bologna		100%				ore 7:26
AMAIE Sanremo	100%					ore 4:29
SEVAL Valsugana		100%				ore 7:37
Servizi Municipalizzati Bressanone		100%				ore 6:57
ASSM Tolentino					100%	ore 16.20

Tabella 32 – Cronologia di ripristino principali reti di distribuzione diverse da Enel Distribuzione

Nella tabella 33, sono invece indicati, con limitato riferimento ai clienti di ciascuna provincia connessi alla rete di Enel distribuzione l'ora di inizio del ripristino, l'ora in cui (in ciascuna provincia) il ripristino ha interessato circa il 50% dei clienti e l'ora in cui il ripristino è stato completato.

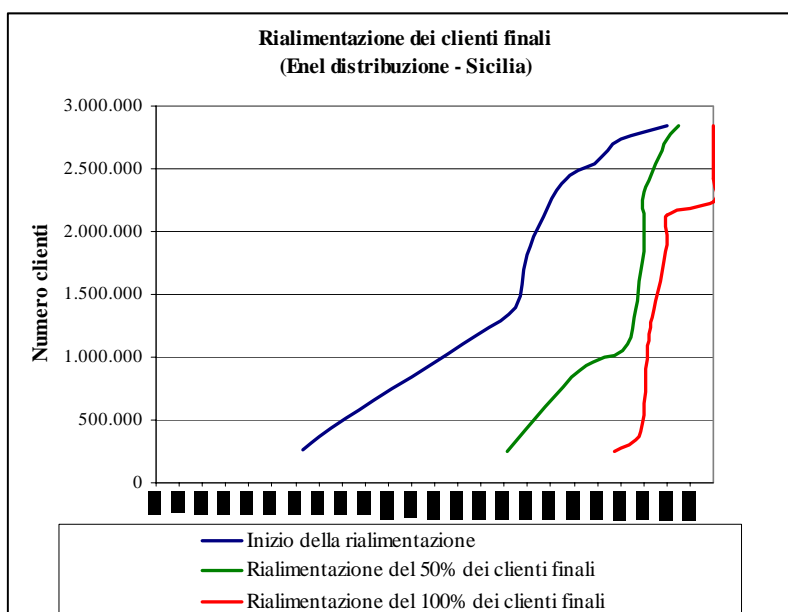
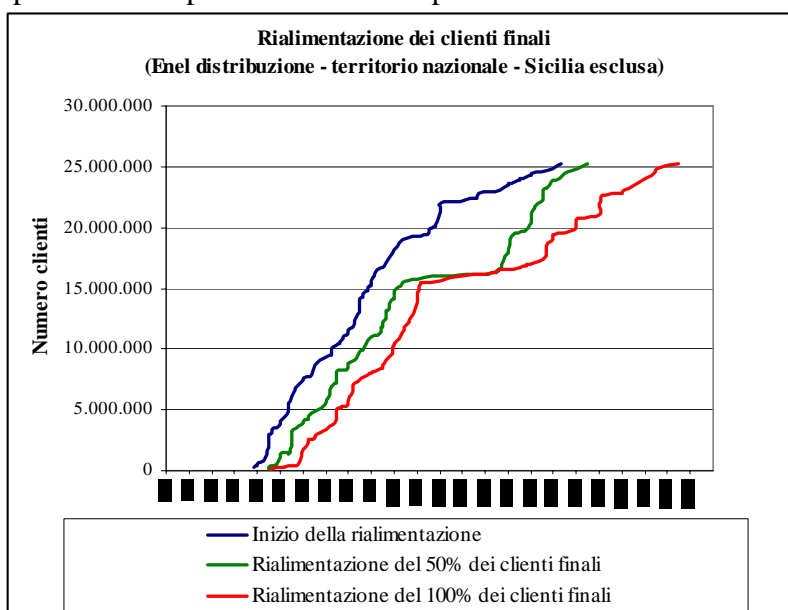




Sicilia								
Ora di inizio ripristino			Ora ripristino di circa il 50% dei clienti			Ora di ripristino del 100% dei clienti		
PROVINCIA	CLIENTI		PROVINCIA	CLIENTI		PROVINCIA	CLIENTI	
AGRIGENTO	265379	6.20	TRAPANI	250018	15.09	TRAPANI	250018	19.44
TRAPANI	250018	8.12	PALERMO	649977	18.15	CALTANISSETTA	156596	20.52
PALERMO	649977	13.45	CALTANISSETTA	156596	20.05	PALERMO	649977	21.08
SIRACUSA	227135	15.30	AGRIGENTO	265379	20.36	AGRIGENTO	265379	21.23
MESSINA	418410	16.00	CATANIA	576265	21.00	CATANIA	576265	22.00
CATANIA	576265	17.30	RAGUSA	193089	21.00	SIRACUSA	227135	22.00
CALTANISSETTA	156596	18.54	SIRACUSA	227135	21.00	ENNA <sup>77</sup>	105864	0.06
RAGUSA	193089	20.00	MESSINA	418410	22.00	RAGUSA	193089	0.10
ENNA	105864	22.00	ENNA	105864	22.30	MESSINA	418410	0.35

Tabella 33 – Cronologia di ripristino (per provincia) rete Enel Distribuzione

Le seguenti figure mettono a confronto l'andamento temporale delle diverse fasi della rialimentazione dei clienti finali (per provincia) di Enel distribuzione (avvio, 50% e 100% della rialimentazione) rispettivamente per il Continente e per la Sicilia.



<sup>77</sup> Per le province di Enna, Ragusa e Messina il ripristino del servizio elettrico alla totalità dei clienti è avvenuto nella prima ora del 29 settembre 2003.

In merito alle azioni effettuate dal GRTN e dalla società Terna Spa<sup>78</sup> ai fini il ripristino del servizio elettrico, quest'ultima ha affermato che *“il GRTN ha ritenuto di dirigere tutte le manovre da effettuarsi a cura degli Operatori addetti all'esercizio della rete di trasmissione, degli impianti di produzione e della rete di distribuzione e revocare l'esecuzione autonoma delle procedure del suddetto Piano di riaccensione, ivi comprese le manovre di messa in sicurezza delle stazioni [n.d.a. manovre di tipo A]”*.

Le informazioni fornite dal GRTN non forniscono evidenze a riscontro di tale decisione. L'esame delle azioni svolte dal GRTN, risultanti dalle informazioni dal medesimo fornite, indica che il GRTN ha agito in conseguenza dell'impossibilità di formazione delle direttrici di prima riaccensione secondo le modalità stabilite nel Piano di riaccensione.

Inoltre, dalle informazioni trasmesse all'Autorità da un terzo soggetto proprietario di una porzione di rete di trasmissione nazionale, risulta che le procedure relative alle consegne autonome sono state effettuate dal medesimo in maniera regolare secondo quanto previsto nel piano di riaccensione.

Con riferimento alle diverse azioni specificate nel Piano di riaccensione è di fondamentale importanza stabilire l'ordine temporale delle decisioni intervenute e delle azioni effettuate subito in seguito al riconoscimento della condizione di interruzione del servizio elettrico.

Con riferimento alle analisi effettuate si formulano le seguenti osservazioni.

1. il ripristino del servizio elettrico, avviato immediatamente a valle del riconoscimento dell'interruzione del servizio, è terminato, per il 99% dei clienti finali, alle ore 22:30
2. ove possibile, il GRTN ha gestito il ripristino del servizio elettrico mediante le direttrici di rialimentazione previste per il Nord;
3. è stata rilevata la quasi totalità di insuccesso dell'avvio delle unità di produzione di prima riaccensione. Ciò ha determinato la mancata costituzione delle direttrici di riaccensione secondo quanto indicato nel piano di riaccensione predisposto dal GRTN e, con essa, la necessaria gestione centralizzata delle azioni di ripristino sfruttando, per quanto possibile, la fonte di rialimentazione offerta prima dalle reti estere e, successivamente, dalla RTN dal Nord verso il Sud;
4. il tasso di successo delle azioni di rifiuto di carico è stato molto basso;
5. le poche unità di produzione termoelettriche che hanno completato con successo le azioni di rifiuto di carico erano distribuite uniformemente su tutto il territorio nazionale e, nel caso in cui le direttrici di riaccensione predeterminate fossero state costituite nei tempi attesi, dette unità avrebbero potuto essere connesse alla RTN secondo le previste procedure;
6. un maggior tasso di successo delle azioni di rifiuto di carico avrebbe comportato, probabilmente, una riduzione dei tempi del ripristino poiché avrebbe comportato una maggiore probabilità di costituzione di direttrici di riaccensione;
7. la mancata costituzione delle direttrici di riaccensione ha comportato dei ritardi notevoli nella rialimentazione delle stazioni della RTN;
8. durante le fasi di ripristino sono state registrate instabilità dei sistemi di comunicazione ed, a partire dalle ore 08:30 fino alle ore 14:00, indisponibilità dei sistemi di telecomunicazione per il controllo automatico degli elementi di manovra della RTN a causa dell'assenza di alimentazione di tali sistemi.

---

<sup>78</sup> Società proprietaria di circa il 94% delle infrastrutture della rete di trasmissione nazionale.

**SEZIONE D**  
**TUTELA DEGLI UTENTI NELLE INTERRUZIONI**  
**GENERALIZZATE DEL SERVIZIO**

## CAPITOLO 14

### EFFETTI DEL BLACK-OUT SULL'UTENZA

L'interruzione totale del servizio elettrico, verificatasi il 28 settembre 2003 sul territorio nazionale, ad eccezione della regione Sardegna, ha comportato gravi disagi per i clienti finali e rilevanti conseguenze dannose all'intero sistema economico-produttivo del Paese.

Secondo i dati forniti dalle imprese distributrici interpellate attraverso richieste di informazioni, le utenze disalimentate, nella notte del 28 settembre, sono state circa 32.000.000.

La durata dell'interruzione è risultata variare in considerazione delle diverse localizzazioni geografiche: da un tempo minimo, rilevato in alcune zone del Piemonte, di circa un'ora, ad un tempo massimo, per i clienti più svantaggiati in alcune zone della Sicilia, di oltre venti ore.

Numerose sono state le segnalazioni di danni materiali, conseguenti alla protratta interruzione del servizio elettrico, inoltrate all'Autorità da singoli clienti, domestici ed industriali e da associazioni di categoria.

L'utenza domestica ha lamentato in prevalenza perdite di prodotti alimentari e guasti ad elettrodomestici e ad apparecchiature elettroniche. Quella industriale principalmente danni da interruzione di processi produttivi.

Allo stato, tuttavia, in considerazione della complessità del fenomeno e della molteplicità dei soggetti coinvolti, non è ancora possibile stimare l'ammontare effettivo dei danni complessivamente provocati.

#### **Normativa in materia di continuità del servizio ed indennizzabilità delle interruzioni**

Il disservizio del 28 settembre 2003 ha registrato la tempestiva mobilitazione di svariate rappresentanze di categoria interessate dall'evento. Tra queste, le associazioni di consumatori hanno incentrato la loro attività nella promozione di iniziative volte a tutelare le posizioni dell'utenza diffusa.

Gli equivoci sorti in merito all'applicabilità delle Carte dei servizi e la circolazione - avvenuta anche tramite organi della stampa - di informazioni sulla eventualità, per tale tipologia di utenza, di ottenere rimborsi automatici, hanno reso necessario un intervento di chiarificazione dell'Autorità, in merito allo stato della materia.

Con due lettere<sup>79</sup> rivolte alle associazioni dei consumatori, l'Autorità ha così proceduto ad illustrare l'evoluzione della disciplina della regolazione della qualità del servizio elettrico, precisando, nello specifico, come questa disciplina non abbia mai contemplato, a favore dell'utenza ed a fronte di eventi di tale genere, alcun indennizzo automatico.

Originariamente la regolamentazione della qualità del servizio elettrico è risultata assoggettata, in virtù dell'art. 2 del d.l. 163/95 - poi convertito in legge 273/95 - al sistema delle Carte dei servizi, utilizzato anche nell'ambito di altri servizi pubblici.

Enel e le altre imprese erogatrici di energia elettrica, pertanto, sulla base dello schema generale predisposto specificamente per questo settore<sup>88</sup>, avevano proceduto ad approntare proprie Carte dei servizi, definendo standard di qualità ed individuando, tra questi, standard specifici, ovvero riferiti a singole prestazioni, al cui mancato rispetto conseguisse un rimborso.

In tale contesto lo schema generale di riferimento e, di riflesso, le singole Carte, contemplavano la durata dell'interruzione del servizio alla stregua di un indicatore di qualità abbinabile esclusivamente ad uno standard generale, ovvero ad uno standard parametrato sulle prestazioni rese

---

<sup>79</sup> Lettera 2 ottobre 2003 - Prot. PR/M03/2861 e lettera 17 ottobre 2003 - Prot. PR/M03/2021.

<sup>88</sup> Schema generale di riferimento della carta dei servizi del settore elettrico adottato con D.P.C.M. 18 settembre 1995.

all'utenza complessivamente considerata. Già nella previgente disciplina delle Carte dei servizi, dunque, l'interruzione della fornitura di energia elettrica, in quanto connessa ad uno standard generale di qualità, non poteva dare e concretamente non dava titolo ad alcun rimborso od indennizzo per il singolo cliente interrotto.

In seguito, con l'introduzione, da parte dell'Autorità, della nuova disciplina di regolazione della qualità commerciale e della continuità del servizio elettrico<sup>80</sup>, resa vincolante per tutti gli esercenti ed unica su tutto il territorio nazionale, il sistema delle Carte dei Servizi, espressamente abrogato dall'art. 11 del decreto legislativo n. 286/99, è risultato superato e non più applicabile.

Tale disciplina, vigente al tempo del disservizio del 28 settembre 2003, non ha previsto, tuttavia, per i clienti finali, indennizzi automatici a seguito di interruzioni del servizio elettrico, circoscrivendo il diritto alla corresponsione di eventuali indennizzi ai soli casi di mancato rispetto dei tempi massimi previsti per alcune prestazioni richieste dalla clientela, quali la preventivazione e l'esecuzione di lavori semplici, l'attivazione della fornitura, la disattivazione su richiesta degli utenti, la riattivazione degli utenti morosi, la puntualità degli appuntamenti personalizzati.

In tali fattispecie l'indennizzo automatico - dovuto dall'esercente nella prima bolletta utile e comunque entro novanta giorni dal termine per l'esecuzione della prestazione, pena un aggravamento nella sua misura - è stato escluso solo qualora il superamento dei tempi massimi di esecuzione delle prestazioni richieste risultasse imputabile a forza maggiore o a responsabilità di terzi.

La regolazione della continuità del servizio introdotta dall'Autorità e vigente al momento del disservizio del 28 settembre ha riguardato, inoltre, esclusivamente le attività di distribuzione dell'energia elettrica: basata su standard generali di continuità fissati dall'Autorità per determinate zone e per livelli annuali, essa ha contemplato un meccanismo generale di incentivazione/penalizzazione delle imprese distributrici, a seconda dei livelli di continuità della fornitura raggiunti rispetto agli obiettivi di miglioramento definiti dall'Autorità.

Fino ad oggi, pertanto, il cliente danneggiato da episodi di interruzione del servizio ha mantenuto, come strumento di tutela successiva, la sola possibilità di rivolgersi ai competenti organi della giustizia ordinaria per l'eventuale esperimento di azioni risarcitorie.

Infine, il più recente Testo Integrato per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita di energia elettrica per il periodo 2004-2007, adottato con delibera 30 gennaio 2004, n. 4/04, ha sancito, all'articolo 33, in via generale e per la prima volta nell'ambito della regolazione della continuità del servizio, la possibilità per l'Autorità di introdurre, con proprio successivo provvedimento, un sistema di indennizzi automatici a favore dei clienti di maggiori dimensioni, ovvero dei clienti alimentati in alta e media tensione, peggio serviti.

Anche tale disciplina, che deve essere completata con un provvedimento da adottarsi entro il 2004, prevede, comunque, clausole di esclusione per interruzioni che esulano dal controllo diretto delle imprese distributrici. Non vi rientrano, per esempio, le interruzioni originate da eventi interessanti la rete di trasmissione nazionale.

Esclusa da questa ulteriore nuova regolazione risulta inoltre ancora essere la previsione di indennizzi automatici, per interruzioni del servizio, a favore di clienti alimentati in bassa tensione. Occorre innanzitutto sottolineare come, per tale tipologia di utenza, lo stato attuale della tecnica non consenta l'esatta individuazione e conseguente registrazione delle singole interruzioni, se non in seguito a complesse attività istruttorie. Ciò in considerazione del fatto che l'utenza in bassa tensione comprende circa 32.000.000 di clienti e che il livello di approssimazione nella individuazione e gestione dei relativi dati appare direttamente proporzionale al grado di diffusività e capillarità di questa utenza.

---

<sup>80</sup> Delibere 28 dicembre 1999, n. 201/99 e 28 dicembre 1999, n. 202/99, in seguito rispettivamente modificate con delibera 19 dicembre 2002 n. 220/02 e 1 agosto 2002 n. 155/02.

Un notevole apporto deriverà, tuttavia, in futuro, dall'installazione e dal conseguente utilizzo di contatori telegestiti, in grado di registrare informazioni individuali relative alle interruzioni subite da ciascun cliente.

Attualmente l'approssimazione dei dati relativi all'utenza in bassa tensione e le difficoltà tecniche riscontrate nella raccolta e gestione dei dati relativi alle interruzioni medesime, rendono difficoltoso il ricorso a meccanismi indennitari automatici. Al più sarebbe ipotizzabile un meccanismo indennitario, non più automatico ma a domanda del cliente. In tale direzione, la pregressa esperienza delle Carte dei Servizi ha evidenziato i limiti di un sistema così strutturato.

Allo stato attuale, pertanto, si sottolinea come la tutela dell'utente in seguito a situazioni di interruzione della fornitura non sia ancora in grado di poter prescindere dal ricorso agli strumenti tipici della giustizia ordinaria o a possibili strumenti alternativi di natura extragiudiziale.

Con specifico riferimento alle interruzioni che hanno origine sulla rete di trasmissione, si evidenzia, poi, come queste stesse esulino dalla disciplina di regolazione della qualità del servizio, relativa alle sole attività di distribuzione dell'energia elettrica.

Le interruzioni sulla rete di trasmissione si caratterizzano, di norma, per una estensione e una diffusività di gran lunga più rilevanti, soprattutto se confrontate con le interruzioni che hanno origine sulla rete di distribuzione e che si presentano geograficamente più circoscritte. L'estensione, la diffusività territoriale e la conseguente generalità dei fenomeni che originano sulla rete di trasmissione non consentono, tuttavia, il superamento di quei problemi tecnici di registrazione che caratterizzano, come visto, le interruzioni con origine sulle reti di distribuzione: la durata delle interruzioni da blackout può infatti così differenziarsi da utente ad utente, a seconda delle operazioni di riaccensione del sistema di volta in volta attuate.

Ne consegue che anche la valutazione della specifica incidenza del blackout sulle singole utenze richiede la necessaria considerazione e valutazione di singole posizioni individuali, alla luce dei dati disponibili.

A questo proposito, con la precitata delibera n. 4/04, si è inteso semplificare la registrazione della durata delle interruzioni, aggregando la riferibilità dei dati disponibili ad ambiti territoriali provinciali. La seguente tabella indica il valore *medio provinciale* di durata di interruzione per cliente dovuta al blackout sulla base dei dati di continuità comunicati dalle imprese distributrici all'Autorità.

## Allegato A

Regione	Provincia	Minuti persi per cliente BT
Piemonte	Torino	206
	Vercelli	70
	Novara	70
	Cuneo	239
	Asti	133
	Alessandria	178
	Biella	108
	Verb-Cus-Ossola	43
Valle d'Aosta	Aosta	189
Lombardia	Varese	140
	Como	180
	Sondrio	114
	Milano	153
	Bergamo	180
	Brescia	210
	Pavia	146
	Cremona	167
	Mantova	260
	Lecco	138
	Lodi	156
Trentino Alto Adige	Bolzano-Bozen	140
	Trento	263
Veneto	Verona	275
	Vicenza	344
	Belluno	328
	Treviso	207
	Venezia	139
	Padova	259
Friuli Venezia Giulia	Rovigo	171
	Udine	193
	Gorizia	142
	Trieste	89
Liguria	Pordenone	330
	Imperia	63
	Savona	99
	Genova	259
Emilia Romagna	La Spezia	249
	Piacenza	266
	Parma	240
	Reggio Emilia	318
	Modena	302
	Bologna	313
	Ferrara	323
	Ravenna	294
Toscana	Forlì	326
	Rimini	368
	Massa Carrara	364
	Lucca	400
Toscana	Pistoia	371
	Firenze	371
	Livorno	349
	Pisa	375
	Arezzo	326
	Siena	370
	Grosseto	355
	Prato	409

Regione	Provincia	Minuti persi per cliente BT
Umbria	Perugia	651
	Terni	591
Marche	Pesaro e Urbino	600
	Ancona	650
	Macerata	777
	Ascoli Piceno	762
Lazio	Viterbo	468
	Rieti	547
	Roma	681
	Latina	643
	Frosinone	697
Abruzzo	L'Aquila	777
	Teramo	721
	Pescara	684
	Chieti	747
Molise	Campobasso	672
	Isernia	692
Campania	Caserta	691
	Benevento	519
	Napoli	591
	Avellino	545
	Salerno	704
Puglia	Foggia	410
	Bari	680
	Taranto	842
	Brindisi	707
	Lecce	817
Basilicata	Potenza	619
	Matera	703
Calabria	Cosenza	333
	Catanzaro	308
	Reggio Calabria	690
	Crotone	223
	Vibo Valentia	620
Sicilia	Trapani	383
	Palermo	780
	Messina	960
	Agrigento	692
	Caltanissetta	1.020
	Enna	1.097
	Catania	913
Ragusa	935	
Sardegna	Siracusa	497
	Sassari	0
	Nuoro	0
	Cagliari	0
	Oristano	0

L'analisi svolta evidenzia, in primo luogo, come lo stato attuale della regolazione di settore non preveda, a favore dell'utenza, misure indennitarie automatiche connesse a fenomeni di interruzione del servizio ed in particolare a fenomeni di blackout originatisi sulla rete di trasmissione.

La tutela dell'utenza in via successiva ovvero in seguito al verificarsi di simili eventi trova dunque, ancora oggi, nel ricorso alla giustizia ordinaria il suo principale seguito. I clienti finali possono richiedere il risarcimento del danno alla magistratura ordinaria, che è competente per la valutazione delle responsabilità e per la quantificazione dei danni, anche con l'apporto delle valutazioni tecniche del caso. Il contributo dell'Autorità può consistere, ad oggi, principalmente nello svolgimento di attività istruttorie volte alla individuazione ed alla valutazione tecnica dei fenomeni occorsi.

In secondo luogo si può affermare come la politica di tutela dell'utenza, intrapresa dalle Autorità di regolazione e controllo, venga oggi tendenzialmente perseguita attraverso la raccomandazione di misure preventive e strutturali volte principalmente all'adeguamento tecnico del sistema, all'aggiornamento normativo ed alla intensificazione dell'attività di vigilanza. Tale dato è confortato, a livello internazionale, dal raffronto con altri sistemi di regolazione e risulta assai ben evidenziato dall'analisi degli esiti delle indagini condotte relativamente ai fenomeni di blackout recentemente verificatisi in paesi come Svezia, Stati Uniti-Canada e Gran Bretagna. In particolare, nel caso della Gran Bretagna, esiste uno standard di qualità relativo alla durata massima di interruzione, attualmente fissato pari a 18 ore. Tale standard è applicabile solo a interruzioni relative alle reti di distribuzione e non è stato applicato a seguito delle vaste interruzioni registrate nel 2003 per incidenti sulla rete di trasmissione a Londra e a Birmingham<sup>81</sup>

---

<sup>81</sup> OFGEM - Preliminary report into the recent electricity transmission faults affecting South London and East Birmingham – Ofgem Report 113/03, 30 September 2003



**SEZIONE E**  
**INTERRUZIONI DEL SERVIZIO A CONFRONTO**

## CAPITOLO 15

## CONFRONTO TRA I PRINCIPALI EVENTI DI INTERRUZIONE DEL SERVIZIO

Nel corso degli anni, a livello mondiale, si sono verificati numerosi casi di interruzione del servizio originati da perturbazioni nella rete di trasmissione. La tabella 34 indica i casi più rilevanti<sup>82</sup> [23] [24], evidenziando, per ciascuno di essi, il carico interrotto, la popolazione interessata e il tempo complessivo di ripristino del servizio.

Occorre premettere che vengono qui confrontati casi di disservizi indotti dalle cosiddette “grandi perturbazioni” che non sono e non possono essere considerati all’interno dei normali processi di programmazione e sviluppo dei sistemi elettrici di potenza, atteso che detti casi hanno una probabilità di accadimento assai bassa e le contromisure per fronteggiarli, se previste come risorse ordinarie per la sicurezza intrinseca dei sistemi elettrici, comporterebbero costi elevatissimi.

Quanto alla probabilità di accadimento di tali casi, si fa genericamente riferimento alla letteratura tecnica internazionale che classifica tali casi con un tempo minimo di accadimento tra disservizi simili (*MTBF – minimum time between failures*) di circa 10 anni per ciascun sistema elettrico.

Per quanto attiene al sistema elettrico nazionale, prescindendo da ogni valore statistico basato su serie storiche significative, il caso dell’interruzione del servizio elettrico del 28 settembre 2003 può essere messo in relazione con l’interruzione verificatasi nel Centro-Sud dell’Italia nell’agosto del 1994, benché i due disservizi siano assai differenti quanto ad origine, dinamica di diffusione, ambito del territorio coinvolto ed energia elettrica non fornita all’utenza.

Caso	Data	Luogo	Popolazione interessata (P) (milioni di abitanti)	Carico interrotto (L) (MW)	Tempo di ripristino complessivo (TR) (ore)	Energia non fornita (MWh)	TR/P
	19 novembre 1965	Nord-Est USA e Ontario	30	30.000	13	-	0,43
	2 13 luglio 1977	New York e dintorni	9	6.500	25	-	2,78
	327 dicembre 1983	Sud della Svezia	8	11.400	7	-	0,88
	4 18 aprile 1988	Quebec	qualche milione	15.000	9	-	nd
	58 novembre 1990	Sudafrica	qualche milione	2.500	2	-	nd
	6 16 gennaio 1993	Norvegia	qualche milione	2.500	2	-	nd
	720 maggio 1993	Italia nord-orientale	qualche milione	4.000	0	-	nd
	8 14 agosto 2003	Nord-Est USA e Canada	50	62.000	29	350.000	0,58
	9 23 settembre 2003	Svezia e Danimarca	qualche milione	4.850	7	18.000	nd
	<b>10 28 settembre 2003</b>	<b>Italia</b>	<b>54</b>	<b>27.500</b>	<b>25</b>	<b>200.000</b>	<b>0,46</b>

Tabella 34 – Casi principali di interruzioni del servizio

Nella tabella 34 è, inoltre, indicato il rapporto tra il tempo complessivo di ripristino del servizio (ore) e la popolazione interessata (milioni di individui). La figura 10 mette a confronto tali rapporti (ove disponibili) per i casi indicati. Il caso relativo all’interruzione del servizio in Italia del 28 settembre 2003 è evidenziato in colore rosso. Comparando il caso italiano del 28 settembre 2003 con quello americano del 14 agosto 2003 si nota, ad esempio, che l’indice TR/P è a favore del caso italiano.

<sup>82</sup> Sono indicati unicamente i casi per i quali sono disponibili dati quali il carico interrotto, la popolazione interessata e il tempo complessivo di ripristino del servizio.

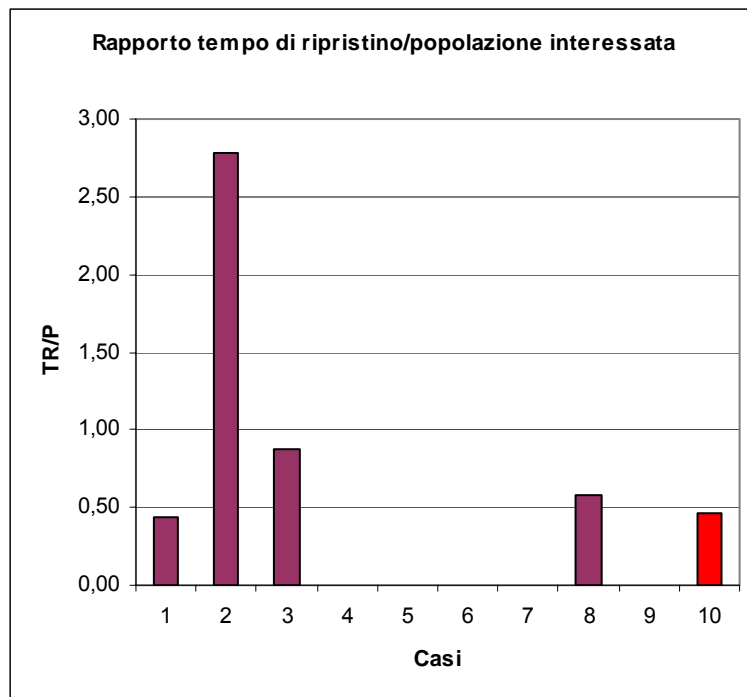


Figura 10 – Rapporto tra tempo di ripristino e popolazione interessata

## SEZIONE F APPENDICI

### SEQUENZA DEGLI EVENTI DI RETE VERIFICATISI IL 28 SETTEMBRE 2003

	<i>Eventi</i>	<i>Fonte</i>
03:01	Apertura della linea a 380 kV Mettlen-Lavorgo (CH). Tentativi di ri-chiusura automatica della linea fino alle ore 3.03:50. Successivo fallimento delle ri-chiusure in manuale.	UCTE Interim Report, Rapporto UFE
03:02-3:08	Tentativi di ri-chiusura della linea Mettlen - Lavorgo. Scambio di informazioni tra ETRANS, ATEL e EGL.	Rapporto UFE
03:10	Richiesta telefonica di ETRANS al GRTN di riduzione di 300 MW di importazione al fine di ristabilire il livello di scambio programmato <sup>83</sup> .	Rapporto UFE
03:18-3:22	Scambio di informazioni tra ETRANS, ATEL e EGL e modificazioni della configurazione del sistema elettrico svizzero.	UCTE Interim Report
03:21	Riduzione del livello di importazioni in Italia a 6400 MW	Rapporto UFE
03:25	Apertura della linea a 380 kV Sils-Soazza (CH)	UCTE Interim Report, SFOE Report
03:25	Apertura della linea a 220 kV Airolo Mettlen (CH)	UCTE Interim Report, SFOE Report
03:25	Avvio della cascata di eventi: apertura di tutte le linee di interconnessione tra l'Italia e il sistema UCTE	UCTE Interim Report

<sup>83</sup> Non è stato possibile stabilire con certezza i contenuti della comunicazione telefonica.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Summary of the current operating principles of the UCPTTE, 1998
- [2] Measures to counteract major disruptions in interconnected operation and to re-establish normal operating conditions, UCPTTE, 1991
- [3] Ground rules concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPTTE, UCPTTE, 1998
- [4] Net Transfer Capacity NTC: ETRANS: <http://www.etrans.ch/index/?cid=0x102>
- [5] Net Transfer Capacity NTC : GRTN applications for capacity allocations on Northern border for the year 2003 : <http://www.grtn.it>
- [6] Net Transfer Capacity NTC : RTE publication: [http://www.rte-france.com/hm/fr/offre/offre\\_inter\\_attrib.htm](http://www.rte-france.com/hm/fr/offre/offre_inter_attrib.htm)
- [7] Net Transfer Capacity NTC: Verbund publication: <http://www.verbund.at/at/apg/netzinfo/netzdaten/engpass.pdf>
- [8] Report of the Federal Inspectorate for Heavy Current Installations on the event of 28 September 2003 available at <http://www.energie-schweiz.ch/imperia/md/content/energiemrkteetrgertechniken/elektrizitt/strompanne03/12.pdf>
- [9] R.Bacher, D.Reichelt: “Applications areas of optimisation techniques to power systems”. CIGRE Task Force 38-34-02/03 – February 1996.
- [10] North American Reliability Council: “Available Transfer capability definitions and determination”. Technical Report NERC, June 1996, available on <http://www.nerc.com>.
- [11] H.J.C.Pinto, M.V.F. Pereira, M.J.Teixeira: “New parallel algorithms for the security-constrained dispatch with post-contingency corrective actions”. X Power System Computation Conference, Graz (Austria), Aug.1990.
- [12] UCTE Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy available at <http://www.ucte.org/pdf/Publications/2003/UCTE-IC-InterimReport-20031027.zip>
- [13] SFOE, “Report on the blackout in Italy on 28 September 2003”, November 2003, available at <http://www.energie-schweiz.ch/imperia/md/content/energiemrkteetrgertechniken/elektrizitt/strompanne03/4.pdf>
- [14] U.S.-Canada power system outage task force: “Interim report: Causes of the August 14th blackout in the United States and Canada”, November 2003. Available on <https://reports.energy.gov/>
- [15] NERC operating manual, February 10, 2004, available on <http://www.nerc.com/>
- [16] Reliability standards and system operative practices in Nordel, Nordel, 2002. Available on <http://www.nordel.org>
- [17] UCTE 2000 annual report (pages 65 and 67 on the events of September 8<sup>th</sup>, 2000) available at : [http://www.ucte.org/pdf/Publications/2000/Report\\_2000.pdf](http://www.ucte.org/pdf/Publications/2000/Report_2000.pdf)
- [18] *Gestion des interconnexions électriques en Europe*, article by Hervé Laffaye *et al.* in *Techniques de l’Ingénieur*, 2-3003
- [19] *Security constrained OPF for optimal scheduling in an open access environment*, article by A.Berizzi, G.Demartini, M.Delfanti, P.Marannino, G.Rizzi in 13 Power Systems Computation Conference, Trondheim (Norway), June 28-July 2, 1999, pp.1214-1219.
- [20] Procédure d’urgence Suisse-Italie-France, a common procedure established by RTE, GRTN and ETRANS on 25/6/2001
- [21] GRTN document on Oct.22th, 2002 to AEEG and Ministry of productive activities relevant to the agreed TTC and NTC figures for the year 2003
- [22] UCTE State of the art of the DACF procedure
- [23] F. Illiceto – Piani di difesa contro disservizi nei grandi sistemi elettrici interconnessi - L’energia Elettrica – Gennaio-febbraio 2004
- [24] Power outages in 2003 – Eurelectric report – Draft version – Febbraio 2004