

**DISSERVIZIO DEL 4 NOVEMBRE 2006: RESOCONTO
CONCLUSIVO DELL'INDAGINE CONOSCITIVA AVVIATA CON
DELIBERAZIONE N. 238/06.**

1 Introduzione

In data 4 novembre 2006, alle ore 22.10, si verificava un ampio disservizio sulla rete europea che comportava la separazione della rete UCTE in tre aree distinte. L'Italia rientrava interamente nell'area occidentale caratterizzata da un forte deficit di potenza attiva che si traduceva in un degrado di frequenza con conseguente applicazione del piano di distacco di carico per sottofrequenza. La rialimentazione delle utenze veniva completata alle ore 22.47 circa.

In data 6 novembre 2006, l'Autorità avviava con la deliberazione n. 238/06 un'indagine conoscitiva da espletarsi con la collaborazione delle autorità di regolazione dei paesi coinvolti nel disservizio medesimo. L'indagine veniva svolta dagli Uffici della Direzione Mercati, con il supporto della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio: a livello internazionale l'Autorità partecipava al Working Group dell'ERGEG sul disservizio in esame, conclusosi con la pubblicazione del documento "*The lessons to be learned from the large disturbance in the European power system on the 4th of November 2006*" (di seguito: rapporto ERGEG), pubblicato in data 6 febbraio 2007; a livello nazionale veniva acquisita, invece, la relazione tecnica predisposta da Terna ai sensi della deliberazione n. 250/04 e venivano compiute alcune analisi volte a verificare il comportamento degli operatori e del sistema elettrico italiano in risposta al disservizio. La descrizione di tali analisi e l'esposizione delle relative conclusioni sono oggetto del presente documento che costituisce il resoconto conclusivo dell'indagine conoscitiva avviata con deliberazione n. 238/06. In particolare il capitolo 2 è dedicato ad un riassunto degli eventi, mentre il capitolo 3 analizza nel dettaglio il comportamento dei principali operatori coinvolti al fine di verificarne la rispondenza alle disposizioni della normativa vigente; in ultimo nel capitolo 4 si riportano le principali conclusioni dell'istruttoria.

I riferimenti al contesto internazionale e al comportamento dei vari operatori europei interessati dall'evento sono abbastanza contenuti: per ulteriori dettagli sull'argomento si rimanda al rapporto ERGEG.

2 Gli eventi

2.1 Origine del disservizio e separazione della rete UCTE

Il 4 novembre 2006 alle ore 21.38 EON Netz distaccò la doppia terna Conneforde – Diele per consentire il transito di un'imbarcazione in uscita dai cantieri navali Meyerwerft sul fiume EMS nella bassa Sassonia. Tale intervento era programmato in origine per il 5 novembre alle ore 01.00 e successivamente anticipato di 3 ore su richiesta dell'azienda Meyerwerft. In previsione dell'evento EON Netz verificò le condizioni di sicurezza della propria rete di trasmissione, nonché quelle sulle reti confinanti con la propria, in cooperazione con i rispettivi TSO, basandosi su una previsione dello stato della rete per il 5 novembre alle ore 1.00 e riservandosi la possibilità di effettuare ulteriori valutazioni in prossimità della data suddetta.

L'anticipo di 3 ore venne richiesto con qualche giorno di anticipo e valutato da EON alle ore 19.00 del 4 novembre, momento in cui i TSO confinanti venivano informati del nuovo orario. A seguito di una valutazione effettuata su base previsionale, senza, pertanto, procedere alla effettiva verifica della sicurezza N-1 sul nuovo assetto di rete, EON diede l'assenso all'apertura della doppia terna con decorrenza alle ore 21.38.

Immediatamente si riscontrarono sovraccarichi sulle linee di trasmissione presenti in zona con conseguente attivazione delle corrispondenti soglie di allarme. EON Netz venne informata da RWE che le tarature delle protezioni sulla linea Landersbergen – Wehrendorf di interconnessione fra le reti di RWE e EON erano diverse sulle due stazioni: EON aveva fissato una soglia a 2550 A, valore su cui erano state basate le valutazioni in merito alla disconnessione della doppia terna Conneforde – Diele, mentre RWE utilizzava un valore di 1995 A.

A seguito di questa comunicazione fu intrapreso un attento monitoraggio del flusso di corrente sulla linea Landersbergen – Wehrendorf. Verso le ore 22.10, a seguito di un ulteriore incremento di 67 A e del conseguente pericoloso avvicinamento alla soglia dei 1995 A, si rese necessario mettere in atto delle misure cautelative: EON Netz procedette, quindi, all'accoppiamento delle sbarre nella stazione di Landersbergen ipotizzando, su base empirica, di poter ridurre di circa 80 A la corrente sulla linea sovraccarica. In realtà detto intervento peggiorò la situazione, l'elettrodotto Landersbergen – Wehrendorf si aprì per sovracorrente dando origine ad una serie di disconnessioni a cascata con conseguente separazione della rete UCTE in tre aree distinte.

In quel momento, data la significativa produzione da fonte eolica nel Nord –Est della Germania, l'area occidentale della rete UCTE (comprendente in particolare Francia, Italia, Spagna e Sud-Ovest della Germania) stava importando oltre 9400 MW: a seguito della disconnessione dal resto del sistema UCTE, tale area risultò, pertanto, caratterizzata da un deficit di potenza attiva con conseguente degrado della frequenza a valori prossimi ai 49 Hz. Intervenero immediatamente in azione i piani di difesa nazionali con conseguente distacco di carico, intervento della riserva primaria e ripristino della frequenza tramite regolatore secondario asservito al solo segnale di frequenza (il controllo degli scambi programmati venne provvisoriamente disabilitato). Il degrado della frequenza venne, inoltre, ulteriormente aggravato dalla perdita di generazione distribuita sulle reti in media tensione.

Il servizio fu riattivato gradualmente: la risincronizzazione della rete europea fu effettuata alle 22.49, mentre il ripristino completo della rete UCTE avvenne alle ore 23.45.

2.2 L'impatto sul sistema elettrico nazionale

L'assetto della rete di trasmissione nazionale prima del disservizio europeo vedeva un margine di riserva a salire superiore a 3000 MW, dato dalla presenza di numerose unità idroelettriche in riserva pronta (i pompaggi erano nulli in quanto la loro attivazione era prevista solamente nelle ore successive); i regolatori primari di frequenza e il regolatore secondario di frequenza – potenza operavano regolarmente nel rispetto delle raccomandazioni UCTE in materia.

Alle ore 22.10 fu percepito un degrado di frequenza originatosi all'esterno della rete di Terna, il quale, data la sua severità, attivò il piano di difesa del sistema elettrico con conseguente distacco di carico per sottofrequenza.

Negli istanti immediatamente successivi all'attivazione del piano di difesa si manifestarono:

- la disconnessione di circa 900 MW di generazione a seguito della sottofrequenza;
- la disconnessione di 2249 MW di carico sotto equilibratore automatico di carico (EAC);

- la separazione della Sicilia in esportazione verso il Continente per circa 200 MW;
- l'intervento della regolazione primaria per circa 750 MW.

Tutti questi interventi, unitamente all'effetto dell'energia regolante dei carichi, comportarono una riduzione delle importazioni di circa 2184 MW rispetto a quanto programmato.

In seguito, per collaborare alla ripresa della frequenza sulla rete europea, Terna distaccò 663 MW di utenze interrompibili e attivò 2800 MW di riserva pronta idroelettrica, arrivando ad una riduzione dell'import di 5114 MW.

Con la risincronizzazione della rete europea, Terna procedette gradualmente a ripristinare l'utenza distaccata e a riportare gli scambi con l'estero al valore programmato. Il processo terminò alle ore 22.47.

3 Comportamento degli operatori in Italia e normativa vigente

3.1 Terna

3.1.1 Attivazione del piano di difesa

L'interconnessione con il sistema elettrico dell'UCTE comporta per Terna, in qualità di titolare della concessione di trasmissione e dispacciamento rilasciata ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, l'esigenza di rispettare le raccomandazioni UCTE al fine di assicurare la gestione in sicurezza della globale rete di trasmissione a livello europeo.

In particolare, con riferimento agli eventi del 4 novembre 2006, all'Italia è richiesta una disponibilità di semibanda di regolazione primaria di 332 MW, dimensionata per fronteggiare una perdita globale di generazione sulla rete UCTE di circa 3000 MW, senza causare una significativa perturbazione di frequenza. Il ripristino della frequenza al valore nominale¹ avviene in un secondo tempo ad opera del regolatore secondario di frequenza – potenza al quale compete anche il mantenimento dei valori programmati degli scambi fra gestori di rete confinanti.

Le prescrizioni UCTE contemplano le situazioni di rete che si possono verificare con maggiore probabilità; per gli eventi più gravi e rari (perdita di generazione superiore ai 3000 MW) è richiesto, invece, che ciascun gestore di rete si doti di un proprio piano di alleggerimento del carico che intervenga ad un valore di frequenza non superiore a 49 Hz e che sia in grado di distaccare a tale soglia una quota del carico nazionale compresa fra il 10% e il 20%. Il piano predisposto da Terna prevede l'utilizzo di appositi dispositivi di distacco automatico del carico (EAC) tarati in frequenza e in derivata della frequenza: la prima soglia di intervento si ha a 49 Hz, coerentemente con quanto raccomandato dall'UCTE, le successive si attestano a valori inferiori; la taratura nella derivata di frequenza, non esplicitamente prevista dall'UCTE, permette di distaccare una quota maggiore di carico a fronte di rapide diminuzioni della frequenza, indici di una rilevante perdita di generazione; di contro a fronte di fronti di discesa della frequenza non particolarmente rilevanti, la taratura in derivata della frequenza contiene l'entità dei distacchi, mitigando, di conseguenza, l'energia non fornita.

Il comportamento del sistema elettrico italiano al momento del disservizio del 4 novembre risulta in linea con le prescrizioni UCTE in materia. La perdita di generazione di oltre 9'400 MW (pari alla potenza importata dalle aree del sistema UCTE che si sono separate alle 22.10), superiore al limite di 3'000 MW previsto per l'intervento della sola

¹ Per effetto della regolazione primaria, il valore della frequenza si discosta da quello nominale.

regolazione di frequenza (primaria e secondaria), raccomandava, difatti, l'attivazione del piano di difesa nazionale che si estrinsecava, in Italia come negli altri paesi europei, in un alleggerimento automatico del carico per contenere il significativo degrado della frequenza, precipitata a valori inferiori ai 49 Hz

In Italia i dispositivi EAC intervennero correttamente sulla base delle proprie soglie di taratura in frequenza e derivata della frequenza, contenendo gli effetti della perturbazione senza pregiudicare la stabilità della rete di trasmissione; il distacco di carico interessò tutto il territorio nazionale con maggiore intensità nell'area Nord e nell'area territoriale di Napoli per effetto delle pendolazioni fra i diversi nodi della rete²; il tasso di successo e il carico distaccato effettivo rispetto a quello di punta asservito al singolo EAC si attestarono su valori in linea con le particolari condizioni in cui avveniva il disservizio (sabato sera). In particolare il mancato intervento di 25 dispositivi è da attribuirsi a fenomeni di oscillazione locale della frequenza e non a guasti sui dispositivi medesimi.

Occorre, tuttavia, notare come l'intervento di Terna in termini di carico distaccato si attestò intorno al 7% del carico nazionale complessivo, valore inferiore rispetto alle raccomandazioni UCTE (10-20%): ciò si doveva all'adozione da parte di Terna di una taratura degli EAC in frequenza e in derivata della frequenza; in particolare in occasione del disservizio del 4 novembre la derivata non era particolarmente rilevante (-0.2 Hz/s nel caso peggiore), il che limitava l'intervento degli EAC; in caso di derivate più significative sarebbero, infatti, intervenuti più dispositivi con superamento della soglia del 10% prevista dall'UCTE.

3.1.2 Carichi interrompibili

Sulla base delle disposizioni di cui al capitolo 4 del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (di seguito: Codice di Rete) adottato da Terna ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, il servizio di interrompibilità del carico istantaneo e con preavviso costituisce uno dei servizi approvvigionati da Terna al di fuori del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD): la sua finalità primaria è rendere disponibile a Terna una risorsa di modulazione del carico da utilizzare quando tutte le risorse approvvigionate sul MSD risultano insufficienti a garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

In occasione del disservizio del 4 novembre, il distacco degli utenti interrompibili venne attuato da Terna in due fasi: circa 339 MW risultavano asserviti ai dispositivi EAC e vennero distaccati contestualmente all'attivazione del piano di difesa alle ore 22.10; altri 663 MW furono, invece, disconnessi solamente alle 22.20 per rafforzare le condizioni di sicurezza del sistema italiano. L'intervento riguardò esclusivamente carichi interrompibili localizzati nella zona Nord, perché di maggiore entità e numero; Terna dichiara che il progetto originario prevedeva di estendere il distacco anche alle altre utenze interrompibili localizzate nel continente³; la stabilizzazione e la successiva risalita della frequenza resero, però, non più necessaria tale misura.

Il ricorso al distacco dei carichi interrompibili risulta in linea con le disposizioni in materia di servizio di interrompibilità previste da Terna: le condizioni di criticità del sistema elettrico nazionale, in termini di degrado di frequenza, erano tali da richiedere

² La frequenza è diversa in ogni nodo della rete per effetto dell'andamento della dinamica del sistema.

³ La Sicilia si distaccava dal continente nei primi istanti della perturbazione, rimanendo in esercizio in isola, senza alcun distacco di carico.

un intervento istantaneo che non poteva essere attuato tramite le risorse relative al servizio di riserva terziaria o di bilanciamento, caratterizzate da tempi di intervento dell'ordine di qualche minuto; il ricorso al servizio di interrompibilità appariva, pertanto, necessario e indifferibile.

Esso, tuttavia, venne attuato nella sua interezza solamente a valle dell'intervento degli EAC, ovvero solamente a valle del distacco di carico dell'utenza diffusa: questa situazione non appare coerente con le finalità del servizio di interrompibilità che dovrebbe costituire una risorsa da attuare in condizioni di emergenza del sistema elettrico nazionale, prima del ricorso ad altre soluzioni di impatto più rilevante, quali, appunto, il distacco automatico di carico asservito agli EAC.

A parziale compensazione di quanto affermato, tuttavia, va notato come gli EAC abbiano distaccato globalmente 2249 MW di carico diffuso (di cui 339 MW di carico interrompibile), valore superiore al carico interrompibile istantaneamente sul territorio nazionale (pari a 1'960 MW, come approvato dall'Autorità con le deliberazioni n. 151/03 e n. 213/05): in tali condizioni nemmeno il completo distacco delle utenze interrompibili avrebbe permesso di stabilizzare la frequenza, per cui il ricorso al distacco automatico di carico si sarebbe, comunque, reso necessario⁴. A questo va altresì aggiunto che la verifica della potenza asservita all'interrompibilità istantanea è effettuata da Terna su base mensile⁵: di conseguenza in condizioni di basso carico, quali quelle in cui è avvenuto il disservizio (sabato sera), l'ammontare effettivo del carico disponibile per il servizio di interrompibilità risulta generalmente inferiore alla punta massima; ciò avrebbe reso ancor meno efficiente il ricorso al servizio di interrompibilità, rendendo comunque necessario procedere al distacco dell'utenza diffusa tramite EAC.

3.1.3 Separazione della Sicilia

La separazione della Sicilia in caso di degrado della frequenza è prevista dal piano di difesa nazionale per evitare fenomeni di instabilità della rete sicula, dovuti alla presenza di un unico collegamento con il continente.

L'intervento del dispositivo di separazione è tarato per frequenze inferiori a 49.7 Hz, con derivate inferiori a -0.2 Hz/s e con un flusso di esportazione dalla Sicilia verso il continente di 200 MW: in tali condizioni il sistema siciliano risulta in esubero di generazione e dotato di adeguati margini di riserva a scendere, atti ad assicurarne un transitorio di frequenza specifico senza dover ricorrere ad alcun distacco di utenza diffusa.

Le tre condizioni di separazione risultarono verificate in occasione del disservizio del 4 novembre: la Sicilia si distaccò, pertanto, dal resto del sistema elettrico italiano, andando a funzionare in isola; l'azzeramento dell'esportazione causò un esubero di generazione con contestuale intervento della regolazione primaria che portò la

⁴ L'entità effettiva del carico diffuso che sarebbe stato distaccato a seguito del completo ricorso al servizio di interrompibilità istantanea non è quantificabile perché viene a dipendere dalle soglie di taratura degli EAC e dal comportamento dinamico del sistema elettrico; con ogni ragionevole certezza, tuttavia, il ricorso alle utenze interrompibili prima degli EAC non avrebbe causato un distacco di carico diffuso superiore a quello effettivamente attuato, quindi, anche qualora non avesse comportato benefici tangibili, non avrebbe causato ulteriori conseguenze negative.

⁵ E' richiesto ai clienti finali interrompibili di mettere a disposizione su base media mensile l'80% della potenza interrompibile approvvigionata da Terna.

frequenza a valori superiori ai 50 Hz (con un picco di 50.37 Hz), per poi attestarsi di poco al di sopra del valore nominale fino all'avvenuta richiusura del collegamento con il continente avvenuta alle 22.23.

Nessun distacco di carico avvenne nell'isola, confermando l'efficienza dell'intervento del dispositivo di separazione.

3.2 Impianti di generazione

3.2.1 Regolazione primaria

Sulla base delle disposizioni di cui al Codice di Rete, tutte le unità di produzione connesse al sistema elettrico nazionale, ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili o di quelle geotermoelettriche, devono partecipare alla regolazione primaria della frequenza mettendo a disposizione una semibanda di regolazione almeno pari all'1.5% della propria potenza efficiente.

In occasione del disservizio del 4 novembre 2006 la riserva primaria intervenne per circa il 5% dell'energia complessivamente prodotta in quel momento in Italia, quindi a valori mediamente superiori rispetto alla quota dell'1.5% prevista nel Codice di Rete. Tale contributo permise di contenere la perturbazione, nonché di ridurre i tempi di ripristino del servizio.

Tuttavia Terna rilevava alcune non conformità nel comportamento dei dispositivi di regolazione primaria, il cui intervento risultava disuniforme sul territorio nazionale, al contrario di quanto previsto nel Codice di Rete. La pronta stabilizzazione del sistema, tuttavia, rese ininfluenti queste disuniformità, non pregiudicando in alcun modo il ripristino dello stato normale di funzionamento del sistema.

3.2.2 Generazione idroelettrica

Durante il disservizio del 4 novembre, il contributo della generazione idroelettrica seguì le disposizioni impartite dalla sala controllo di Terna: la richiesta di circa 2'800 MW venne soddisfatta completamente nell'arco di 15 minuti, secondo gradienti di carico in linea con le normali prestazioni degli impianti idroelettrici.

3.2.3 Generazione distribuita

Le condizioni di esercizio degli impianti di generazione distribuita⁶ sono differenziate a seconda che detti impianti siano indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale per il tramite di porzioni di rete con tensione pari o superiore a 120 kV o siano per il tramite di porzioni di rete con tensione inferiore a 120 kV.

Nel primo caso (impianti connessi per il tramite di porzioni di rete con tensione pari o superiore a 120 kV) valgono le medesime disposizioni previste per gli impianti di produzione direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale: in particolare è richiesto il mantenimento del parallelo fino a 47.5 Hz, al fine di contribuire alla regolazione primaria della frequenza e al contenimento del disservizio. Con riferimento

⁶ In questo documento, per impianti di generazione distribuita si intendono impianti non direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale.

ad Enel Distribuzione tale disposizione è altresì confermata dalla normativa di cui alla DK 5400, in vigore al momento del disservizio del 4 novembre.

Per gli altri impianti di generazione distribuita (ovverosia per gli impianti connessi in media e bassa tensione) occorre, invece, riferirsi alle specifiche condizioni previste da ciascun distributore. A tale scopo Terna nel Codice di Rete fornisce solamente alcune indicazioni tipo cui i distributori devono conformarsi (disconnessione degli impianti di generazione distribuita in caso di assenza di tensione sulla rete di trasmissione nazionale, impossibilità per detti impianti di alimentare in isola porzioni della rete di trasmissione nazionale, possibilità per il distributore di prevedere la disconnessione di tali impianti in presenza di guasti) che non riguardano, tuttavia, le modalità di esercizio degli impianti di generazione distribuita in condizioni degradate, materia demandata a ciascun gestore di rete.

Con riferimento alla rete in media tensione di Enel Distribuzione, ai tempi del disservizio del 4 novembre, la normativa di esercizio degli impianti di generazione era contenuta nella DK 5740 che prevedeva la disconnessione immediata di tali impianti in presenza di condizioni di frequenza e tensione al di fuori dei normali limiti di funzionamento. La separazione è da effettuarsi in modo automatico dal dispositivo di interfaccia ed il parallelo non può essere ripristinato fintantoché i valori di frequenza e tensione non rientrano nei limiti consentiti. La normativa relativa alle altre imprese distributrici conteneva disposizioni similari.

Il transitorio di sottofrequenza occorso in data 4 novembre 2006 portò il sistema elettrico nazionale ad operare in condizioni di frequenza al di sotto dei normali valori di funzionamento: Terna constatò la perdita di circa 900 MW di impianti di generazione distribuita di tipo termoelettrico ed eolico, per lo più di piccola taglia (e, quindi, ragionevolmente connessi in media tensione⁷). Tale disconnessione, che, a giudizio di Terna, non aggravò la situazione di criticità, ma limitò semplicemente la riduzione delle importazioni dall'estero⁸, risulta comunque in linea con la normativa sulle reti di distribuzione allora vigente.

A ulteriore conferma di quanto addotto, si segnala che le disposizioni in materia di disconnessione degli impianti di generazione in media tensione in condizioni di funzionamento degradate sono state confermate sia nelle edizioni della normativa tecnica emanate dalle imprese distributrici in data successiva al 4 novembre 2006, sia nell'ambito della norma CEI 016 predisposta nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con la deliberazione n. 136/04.

4 Conclusioni

4.1 Principali responsabilità

Le responsabilità del disservizio sono addebitabili a due cause principali:

⁷ Gli impianti di generazione connessi in bassa tensione sono di taglia molto ridotta e, per lo più, di natura fotovoltaica. Il loro contributo alla produzione complessiva in occasione del disservizio del 4 novembre è trascurabile.

⁸ Gli EAC sarebbero comunque intervenuti per sottofrequenza indipendentemente dalla presenza o meno degli impianti di generazione che si sono disconnessi

- a) mancato rispetto della condizione di sicurezza N-1 a seguito dell'apertura della doppia terna Conneforde – Diele;
- b) mancato coordinamento fra i vari gestori di rete, sia in fase previsionale sia nella gestione del transitorio successivo all'apertura della doppia terna Conneforde – Diele;

4.1.1 Causa a): mancato rispetto della condizione di sicurezza N-1

L'UCTE raccomanda ai gestori di rete di esercire il proprio sistema elettrico nel rispetto delle condizioni di sicurezza N-1 correttiva: i limiti operativi della rete di trasmissione devono essere rispettati sia a rete integra sia in presenza di una singola *contingency* (perdita di un gruppo di generazione, fuori servizio di una linea); in caso di *contingency* sono ammesse delle violazioni temporanee che devono poter essere eliminate in tempi brevi (in Italia Terna prevede 20 minuti).

La verifica delle condizioni di sicurezza N-1 è effettuata sia nella fase di pianificazione dell'esercizio sia in tempo reale per tenere conto di eventuali scostamenti di produzione e carico rispetto a quanto programmato, nonché di un eventuale mutato assetto di rete.

In occasione del disservizio del 4 novembre 2006 EON effettuò la verifica della condizione N-1 con riferimento all'assetto di rete con il fuori servizio della doppia terna Conneforde – Diele in sede di pianificazione dell'esercizio, coordinandosi con gli altri gestori di rete. Al momento della richiesta di anticipo del distacco della doppia terna Conneforde – Diele da parte di Meyerwerft, EON non procedette ad una ulteriore verifica dello stato del sistema, confidando nelle analisi previsionali effettuate sino a quel momento. La situazione reale, tuttavia, risultò significativamente differente dalle previsioni: l'evolversi degli eventi conseguenti l'apertura della doppia terna Conneforde – Diele evidenzia, infatti, come il sistema elettrico non si trovasse affatto nelle condizioni di sicurezza N-1, stante la presenza di sovraccarichi su diverse linee.

4.1.2 Causa b): mancato coordinamento fra TSO in sede di previsione e gestione degli eventi

La pianificazione dell'apertura della doppia terna Conneforde – Diele avvenne sulla base di analisi concordate fra i diversi gestori di rete, confermate anche dalla riduzione degli scambi programmati fra EON e Tennet (gestore di rete olandese) prevista dalle 0.00 alle 6.00 del 5 novembre 2006, per far fronte alla prevista apertura dell'elettrodotto in questione.

La richiesta di anticipo dell'apertura alle ore 22.00 del 4 novembre venne gestita da EON in modo scoordinato rispetto ai gestori di rete confinanti (Tennet e RWE) che venivano informati dell'evento solamente alle ore 19.00, secondo tempistiche non compatibili con una eventuale riduzione degli scambi programmati alla frontiera, prevista, invece, dalle ore 0.00 alle 6.00 del 5 novembre. Tennet e RWE diedero l'assenso alla disconnessione alle ore 21.30, ognuno sulla base di previsioni relative alla sicurezza della propria rete, senza tenere conto di eventuali disservizi su linee esterne al proprio perimetro.

Successivamente all'apertura della doppia terna sul fiume EMS, EON venne informato da RWE della differente taratura delle protezioni sulla linea Landersbergen – Wehrendorf rispetto a quanto previsto in sede di analisi preventiva. Il sovraccarico di

tale linea e l'intervento delle protezioni lato RWE causarono, poi, la separazione della rete UCTE e i conseguenti transitori di sovra e sottofrequenza.

4.2 Altri fattori critici

Altri fattori critici legati al disservizio possono essere identificati

- a) nella disconnessione degli impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione;
- b) nei problemi di coordinamento fra gestori di rete, nella fase di ripristino del servizio dopo il verificarsi di condizioni di emergenza;
- c) nella mancata visione dello stato complessivo del sistema in sede di risincronizzazione della rete europea;
- d) nella mancata formazione degli operatori della sala controllo per fronteggiare eventi che si originano al di fuori della rete di propria competenza.

In particolare la disconnessione degli impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione aggravò il deficit di produzione nell'area occidentale con conseguente impatto sul transitorio di sottofrequenza risultante.

Il mancato coordinamento fra gestori di rete e la mancata visione dello stato complessivo del sistema da parte dei differenti gestori di rete rese, invece, più lunga e difficoltosa la fase di ripristino del servizio e di risincronizzazione della rete UCTE.

Per quanto attiene la formazione, essa risulta fondamentale in un contesto di rete interconnessa caratterizzata da flussi di energia fra gestori di rete confinanti a seguito di transazioni commerciali sempre più numerose.

4.3 Raccomandazioni

A livello internazionale il rapporto ERGEG formula alcune raccomandazioni per una migliore gestione della pianificazione dell'esercizio e della gestione delle situazioni di emergenza.

Un maggior coordinamento fra gestori di rete diversi, prevedendo lo scambio di informazioni per una completa visione del sistema elettrico interconnesso, risulta di fondamentale importanza sia per consentire una adeguata programmazione sia per procedere a immediate verifiche dello stato del sistema in termini di sicurezza: la differente taratura delle protezioni sull'elettrodotto Landersbergen – Wehrendorf fra EON e RWE, ad esempio, è testimonianza di come un adeguato scambio di informazioni fra i due gestori avrebbe consentito una gestione più efficace dei flussi di energia conseguenti la disconnessione della doppia terna Conneforde – Diele.

Auspicabile è anche la ridefinizione del criterio di sicurezza N-1 per tenere conto di guasti originatisi all'esterno dell'area di competenza di ciascun gestore di rete: l'assenso alla disconnessione dato da RWE e Tennet, basato su considerazioni relative alla propria rete, si è dimostrato errato, perché non basato su possibili eventi interessanti porzioni di rete di altri gestori, pur se confinanti con la propria. La ridefinizione del criterio di sicurezza N-1 nella direzione proposta, tuttavia, non può prescindere da un più intenso scambio di informazioni fra gestori di rete in merito all'assetto della propria rete e ai flussi di energia che la caratterizzano.

Il disservizio del 4 novembre ha messo anche in evidenza la differente gestione degli impianti di generazione sulle reti di distribuzione attuata dai diversi gestori di rete europei: la predisposizione di regole uniformi a livello europeo in merito alle

prestazioni di detti impianti in condizioni di emergenza del sistema elettrico è auspicabile al fine di poter controllare efficacemente l'evolversi dei transitori di sovra e sottofrequenza ed evitare il propagarsi delle perturbazioni.

4.4 Comportamento degli operatori in Italia

Il comportamento degli operatori in Italia è in linea con la normativa vigente al momento del disservizio e con le raccomandazioni UCTE in materia: il rispetto delle prescrizioni del Codice di Rete ha permesso il contenimento del disservizio, impedendo il verificarsi di un blackout più esteso.

Per quanto concerne le raccomandazioni a livello europeo, la predisposizione di regole univoche, almeno a livello nazionale, relativamente agli impianti di generazione su reti di distribuzione è in corso nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 136/04 che ha visto recentemente la predisposizione della norma CEI 016 sulle regole di connessione alle reti in alta e media tensione.

La revisione del criterio di sicurezza N-1 e il coordinamento fra i gestori di rete sono, invece, obiettivi da conseguire in ambito UCTE ed ERGEG, al raggiungimento dei quali l'Autorità non mancherà di fornire il proprio contributo.