

ORGANIZZAZIONE ED OBIETTIVI PER LA GESTIONE IN EMERGENZA DI UN SISTEMA ELETTRICO

R.Giglioli*, D.Poli*, A.Possenti*, R.Salvati°, M.Sforna°, R.Zaottini°

* Dipartimento di Sistemi Elettrici e Automazione - Università di Pisa - Via Diotisalvi 2, 56122 Pisa

° Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale - Viale Maresciallo Pilsudski 92, 00197 Roma
davide.poli@dsea.unipi.it

SOMMARIO

Il tema della gestione in emergenza del sistema elettrico riveste un'importanza primaria nell'ambito delle grandi infrastrutture energetiche di rilevanza nazionale; particolarmente delicata è la definizione degli obiettivi e delle priorità dei piani di difesa e di riaccensione, per gli aspetti sia sociali che di business connessi alla continuità della fornitura di energia elettrica. Nel presente articolo è illustrato il panorama delle problematiche tecniche, sociali ed economiche connesse alla gestione in emergenza di un sistema elettrico, analizzandone possibili obiettivi e metodi. In particolare, è proposta e discussa l'adozione di strumenti di gestione remota del carico, che coinvolgono l'utenza anche domestica nel piano di difesa e di riaccensione del sistema, secondo logiche di controllo della potenza disponibile che siano più selettive e maggiormente orientate al mercato di quelle tradizionalmente impiegate.

1. PROBLEMATICHE GENERALI DI GESTIONE DI UN SISTEMA ELETTRICO

La rilevanza economica e sociale assunta dall'energia elettrica nella società contemporanea impone l'adozione di logiche di gestione che salvaguardino la funzionalità e l'integrità del sistema elettrico, riducendo al minimo i rischi di estese e prolungate interruzioni della fornitura. Secondo la recente dottrina giuridica, il bene "energia elettrica" soddisfa infatti bisogni ritenuti ormai primari e irrinunciabili, quindi la sua disponibilità ed erogazione si configurano come un "servizio di pubblica utilità", al di là degli aspetti puramente commerciali e di mercato che possono caratterizzare la fornitura del bene.

D'altra parte, la gestione di un sistema elettrico è intrinsecamente più complessa rispetto a quella di altre grandi infrastrutture energetiche, in quanto l'energia elettrica non è economicamente accumulabile come tale; trasformarla in altre forme di energia (chimica o potenziale) compatibili con lo stoccaggio risulta alquanto complesso ed oneroso. Questo comporta la necessità di assicurare un costante bilanciamento fra produzione e consumo.

La logica tradizionalmente impiegata per assicurare tale equilibrio corrisponde al cosiddetto "inseguimento del carico": il prelievo di ciascun utente è lasciato essenzialmente libero di variare fino ad un limite massimo stabilito dal contratto di accesso alla rete, mentre spetta al sistema di produzione il compito di adeguarsi di continuo all'effettiva richiesta complessiva di potenza. Il mantenimento dell'equilibrio di rete è dunque assicurato da un complesso sistema di regolazione della potenza erogata dalle unità di generazione in funzione, che utilizza la frequenza di rete come segnale per verificare in tempo reale il corretto bilanciamento fra produzione e consumo. Si noti che, considerati i tempi di start-up dei grandi impianti di produzione termoelettrici, la costante disponibilità in giri della potenza di generazione necessaria a soddisfare il carico comporta anche un meticoloso *scheduling* dell'avviamento delle unità di produzione, chiamate in servizio dagli esiti del mercato o dall'utility monopolistica che gestisce l'intero sistema.

A salvaguardia del delicato equilibrio fra produzione e prelievi, e più in generale a garanzia della sicurezza, affidabilità e continuità del servizio elettrico, anche durante il normale esercizio si rende necessario un controllo centralizzato del sistema.

Tradizionalmente, i sistemi elettrici sono stati gestiti come processi integrati dalla produzione alla consegna, incaricando della loro gestione e salvaguardia i cosiddetti "Centri Nazionali di Controllo" (CNC). A titolo di esempio, ai CNC sono state storicamente demandate la previsione del carico (con dettaglio fino al quarto d'ora), la selezione delle unità di generazione più idonee a soddisfarlo (*unit commitment*) e la ripartizione ottimale della potenza fra tali unità (dispacciamento), secondo criteri di economia e sicurezza volti alla copertura previsionale dei prelievi e alla costante disponibilità di una prestabilita riserva operativa di potenza.

Nei sistemi liberalizzati, l'architettura fisica degli apparati di regolazione preposti al mantenimento dell'equilibrio di rete rimane inalterata, ma il punto di funzionamento del sistema elettrico è definito dagli esiti del mercato; le stesse risorse di regolazione sono, almeno in parte, selezionate e attivate in base alle liste di merito economico risultanti da apposite forme di contrattazione o d'asta. Al processo di ottimizzazione svolto internamente all'utility monopolistica si sostituisce una logica di mercato che promuove la competizione dei diversi operatori.

In questo caso, la funzione di salvaguardia complessiva del sistema è trasferita al cosiddetto "Operatore di Sistema" (I.S.O.), talvolta indicato come "Gestore di Rete". I profili orari di iniezione e prelievo risultanti dall'incontro fra la domanda e l'offerta devono infatti soddisfare precisi vincoli stabiliti dall'Operatore di Sistema, volti a garantire entro predefiniti margini di sicurezza la fattibilità fisica del punto di lavoro stabilito dal mercato, ad esempio in termini di capacità di trasporto. Spetta inoltre all'I.S.O. acquisire, attraverso appositi strumenti di mercato, le risorse che egli giudica necessarie all'esercizio in qualità e sicurezza del sistema, come le varie tipologie di riserva operativa. Terminate le verifiche previsionali degli esiti del mercato, in condizioni di normale operatività l'I.S.O. si limita alla supervisione del corretto funzionamento del sistema; il suo ruolo torna invece ad essere centrale e determinante nelle fasi più critiche di esercizio, durante la gestione delle emergenze.

2. GLI STATI DI FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA

2.1 La definizione funzionale degli stati

Le modalità di gestione di un sistema elettrico sono fortemente dipendenti dal suo "stato" di funzionamento.

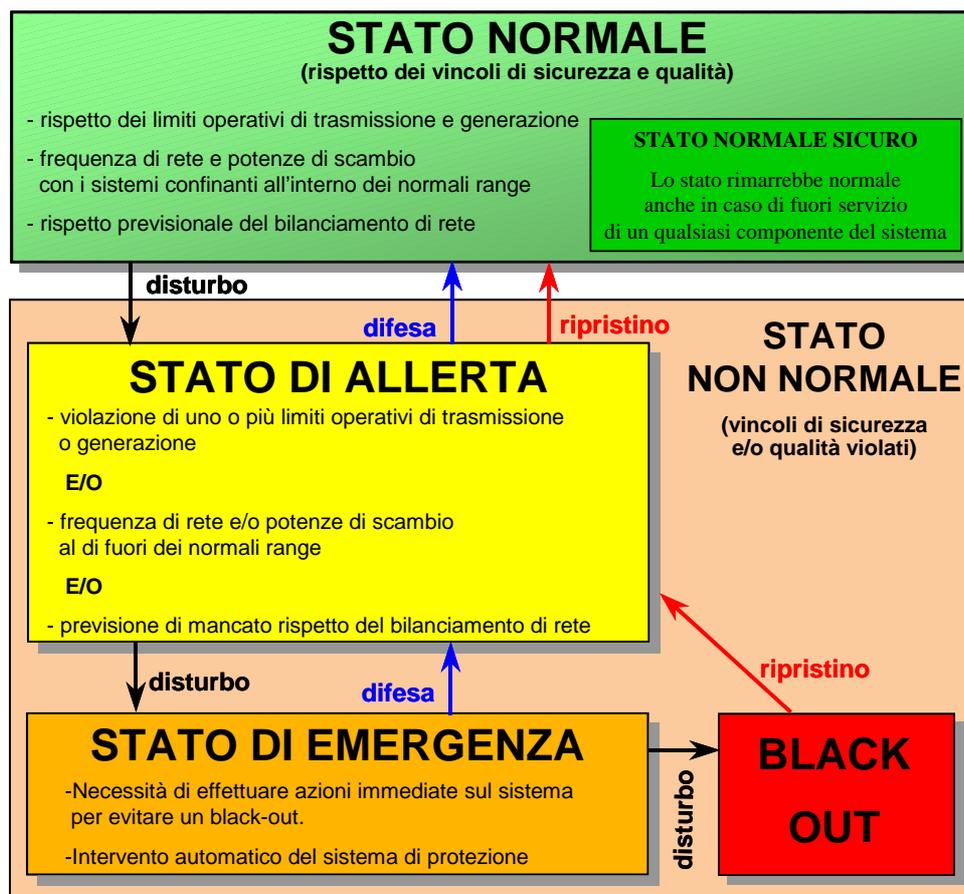


Figura 1 - Stati di funzionamento del sistema elettrico.

Lo stato si definisce “normale” quando tutti i vincoli di sicurezza e qualità sono rispettati: i limiti operativi di trasmissione e generazione non sono violati, la frequenza di rete, le tensioni ai nodi e le potenze di scambio con i sistemi confinanti sono all'interno dei normali intervalli; si prevede inoltre il rispetto del bilanciamento di rete per le ore a seguire. In particolare, lo stato del sistema è detto “normale e sicuro” quando esso rimarrebbe normale anche a seguito del fuori servizio di un qualsiasi componente del sistema (criterio di sicurezza N-1).

Se il sistema è liberalizzato, durante lo stato normale i poteri dell'I.S.O. sono subordinati alle regole di mercato, purché il punto di lavoro stabilito dall'incontro fra la domanda e l'offerta sia ritenuto fisicamente realizzabile nel rispetto dei vincoli di sicurezza e qualità; in tal caso il principale obiettivo di gestione è vigilare sul mantenimento dell'equilibrio fra produzione e carico, facendo rimanere il sistema in uno stato normale e sicuro.

A seguito di un disturbo, che può essere di origine interna od esterna al sistema elettrico, lo stato può diventare “non normale”. Questo significa che uno o più vincoli di qualità e/o sicurezza sono stati violati. In tal caso, l'I.S.O. deve assumere poteri straordinari, crescenti con la gravità dell'emergenza, per soddisfare l'obiettivo primario di riportare il sistema allo stato normale, evitando una catena di eventi che potrebbe portare al black-out. E' piuttosto raro che una grave emergenza si origini da un singolo catastrofico evento; l'esperienza mostra che i più estesi disservizi avvenuti in passato possono essere ricondotti ad una serie di concause, che hanno ridotto i margini di sicurezza operativi rendendo il sistema particolarmente vulnerabile all'effetto cumulato di una successione di perturbazioni relativamente modeste. E' dunque di grande importanza diagnosticare in ogni momento se il sistema si trova a funzionare in condizioni prossime a quelle di crisi.

Il primo livello di pericolo è il cosiddetto stato di “allerta”: uno o più limiti operativi di trasmissione o generazione, la frequenza di rete, le tensioni ai nodi o gli scambi alle interconnessioni risultano al di fuori dei normali intervalli, oppure vi è la previsione del mancato rispetto del bilanciamento di rete per le ore successive. In tal caso, l'I.S.O. deve adottare specifiche misure preventive di difesa; ad esempio può disporre il ridispacciamento di unità di produzione, effettuare manovre sulla rete di trasmissione ed eventualmente agire sui carichi, in modo da riportare il sistema allo stato normale.

In questa fase, non è detto che le normali regole di mercato siano bloccate. Ad esempio, è auspicabile che l'attivazione delle risorse di ridispacciamento possa avvenire nel rispetto delle priorità di merito economico stabilite nell'ambito dell'apposita sede di mercato.

Quando il primo livello di difesa non è sufficiente a ricondurre il sistema ad una situazione di normale funzionamento, lo stato può evolvere ad una condizione di emergenza vera e propria, in cui si rendono necessarie azioni immediate e straordinarie per evitare il black-out, su comando dell'Operatore di Sistema o ad opera dei sistemi automatici di protezione. In tal caso le consuete regole di mercato si interrompono e le logiche di merito economico passano in secondo piano di fronte alle esigenze di salvaguardia dell'intero sistema. Nella fase di emergenza è infatti essenziale che l'Operatore di Sistema disponga del completo controllo delle risorse di produzione, di rete e di distacco di carico funzionali alle strategie di difesa.

Dal punto di vista delle performance dei componenti, le principali difficoltà di gestione di un'emergenza possono essere ricondotte ai limiti temporali e di capacità delle risorse chiamate ad intervenire. Dal punto di vista gestionale e informativo, sono altrettanto critiche le problematiche inerenti il sistema di misura, comunicazione, comando e controllo. In particolare, in un contesto liberalizzato la separazione delle funzioni di gestione e la conseguente pluralità di soggetti coinvolti comportano la necessità di contrattualizzare ogni rapporto, aumentando la complessità del coordinamento tecnico; si pensi all'aspetto delle comunicazioni e a quello del livello di autonomia decisionale degli operatori.

Nei casi più gravi, nemmeno la corretta attuazione del piano di difesa da parte dell'Operatore di Sistema è sufficiente ad evitare il black-out, per l'inadeguata risposta delle risorse chiamate ad intervenire o per l'oggettiva gravità degli eventi; in ogni caso, vaste aree della rete, o l'intero sistema, interrompono la loro funzionalità. L'Operatore di Sistema assume allora il controllo assoluto delle operazioni di riaccensione, dirigendo centralmente le operazioni di riavvio delle unità di produzione e di energizzazione della rete, per poi coordinare la presa di carico delle centrali con la rialimentazione graduale delle utenze.

In alcuni sistemi, parte dell'azione centralizzata di coordinamento svolta dall'I.S.O. avviene *ex ante*, impartendo a priori a produttori e distributori consegne autonome in merito alle attività di messa in sicurezza degli impianti e alle prime fasi del piano di riaccensione; in questo modo, tali operazioni possono essere svolte anche in assenza di comunicazione con l'Operatore di Sistema e con gli altri soggetti interessati al riavviamento.

2.2 La dichiarazione dello stato di emergenza

Particolarmente complessa risulta la questione della dichiarazione formale di transizione da uno stato di funzionamento ad un altro. La necessità di rendere ufficiale tale atto appare evidente dall'analisi di come i ruoli e i poteri dei diversi operatori istituzionali e di mercato dipendano fortemente dallo stato del sistema. In un contesto liberalizzato, la chiara definizione delle varie soglie di allerta, oltre le quali le normali regole di mercato lasciano progressivamente il posto all'attuazione centralizzata ed indiscutibile del piano di difesa, costituisce un'esigenza essenziale per la trasparenza dei ruoli e per l'eventuale ricostruzione delle responsabilità a seguito di un'emergenza.

E' evidente che l'unico organismo indipendente in grado di tracciare ed analizzare in tempo reale una visione d'assieme del sistema, attraverso la misura o la stima di tutte le grandezze fisiche necessarie per definirne lo stato, è l'I.S.O.. L'esigenza sentita da più parti per una totale trasparenza dei criteri di definizione dello stato è che siano formalizzati ufficialmente, condividendoli con tutti i soggetti che si interfacciano con la rete gestita direttamente dall'I.S.O. (produttori, grandi utenti, distributori), i criteri di definizione delle soglie di emergenza; ad esempio, un elenco delle grandezze ritenute significative per la caratterizzazione dello stato, associandole agli intervalli di variazione ammessi durante il normale funzionamento. Una volta condiviso ed accettato uno schema di questo tipo e messo a punto un sistema informativo in grado di comunicare tempestivamente agli operatori tutte le transizioni di stato, sarebbe più facile da parte dell'Operatore di Sistema giustificare a posteriori la necessità degli interventi in emergenza, non subordinati alle comuni regole di mercato.

3. LA GESTIONE IN EMERGENZA

3.1 Criticità generali connesse alla continuità della fornitura

Durante il normale funzionamento del sistema, l'obiettivo primario di gestione è quello di garantire la copertura della domanda secondo l'equilibrio definito dal mercato, nel rispetto dei vincoli di sicurezza e qualità del servizio. In stato di allerta, e ancor più in caso di emergenza vera e propria, il quadro cambia completamente: i normali poteri esecutivi e i mezzi di gestione a disposizione dell'I.S.O. durante il normale esercizio si dimostrano totalmente inadeguati per salvaguardare la funzionalità del sistema; occorre infatti adottare con urgenza strategie di controllo completamente diverse per accedere rapidamente, senza ostacoli e con unicità del comando a tutte le risorse utili a riportare il sistema nello stato originario.

In questo quadro, risulta particolarmente delicata la definizione degli obiettivi e delle priorità dei piani di difesa e di riaccensione, per gli aspetti sociali ed economici connessi alla continuità della fornitura. Si pensi da un lato ai problemi sanitari e di sicurezza pubblica e, dall'altro, alla perdita di produzione del sistema industriale, che per la complessità di molti cicli di lavorazione non si limita alle ore direttamente interessate dall'interruzione dell'alimentazione.

Dal punto di vista del singolo carico, l'impatto di un'interruzione della fornitura dipende fortemente:

- dalla durata del disservizio
- dall'eventuale preavviso

Con questa logica, l'utenza tende ad identificare genericamente con il termine di "black-out" ogni disalimentazione improvvisa e non programmata.

In un'ottica di sistema è invece essenziale distinguere le diverse motivazioni che possono portare alle interruzioni del servizio:

- problematiche locali che non coinvolgono la sicurezza generale del sistema, in quanto normalmente limitate all'interno di una rete di distribuzione e classificabili nell'ambito della *Power Quality*
- restrizioni di fornitura (*load curtailment*)
- collasso di vaste aree del sistema (*black-out* vero e proprio)

Nel primo caso, la disalimentazione può essere dovuta all'intervento di una protezione automatica a seguito di un guasto, o alla necessità di mettere fuori tensione porzioni limitate della rete di distribuzione per effettuare lavori di manutenzione o di adeguamento; non è coinvolta la sicurezza generale del sistema, né sono chiamate in causa le logiche centralizzate di gestione dell'emergenza elettrica, al più si genera qualche segnale di allerta. Solo per disservizi particolarmente prolungati, dovuti ad un danno strutturale sulla rete locale, occorre chiamare in causa meccanismi di assistenza ai cittadini/utenti, come quelli predisposti dalla Protezione Civile.

Nel caso delle restrizioni di fornitura, esiste invece un problema di adeguatezza generale del sistema di produzione (e/o di trasmissione) a coprire il carico con i dovuti margini di sicurezza. Tale carenza può essere strutturale o momentanea; nel secondo caso, può derivare da una situazione eccezionale come l'alto valore dei consumi o il fuori servizio di numerosi componenti del sistema (generatori e/o linee). Le restrizioni sono effettuate con un'azione manuale ed assistita, solitamente in base ad una programmazione svolta a seguito di un'allerta previsionale, come è avvenuto in Italia nel giugno 2003. Tali azioni costituiscono la prima linea di difesa del sistema.

Nel caso del black-out, si assiste invece al collasso di vaste aree del sistema. Ciò significa che né i provvedimenti manuali ed assistiti di difesa, né interventi automatici come i distacchi di carico su segnale di frequenza, sono stati in grado di arrestare una catena di eventi che ha portato dapprima alla separazione del sistema in più aree e poi alla perdita dell'equilibrio fra produzione e carico su molte di esse.

| | Restrizioni della fornitura | Collasso locale della rete di distribuzione |
|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Motivazioni | Interventi di manutenzione/adequamento della rete oppure superamento della massima potenza contrattualmente a disposizione | Intervento delle protezioni a seguito di un guasto sulla rete |
| Stato complessivo del sistema elettrico | Normale | |
| Azione di interruzione della fornitura | Manuale per svolgimento di interventi sulla rete, automatica per scatto del limitatore di potenza | Automatica |
| Preavviso all'utenza | Nel caso di lavori programmati sulla rete | NO |

Tabella 1 - Interruzioni locali di fornitura, inquadrabili nelle problematiche di Power Quality

| | Restrizioni della fornitura | Collasso del sistema |
|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Motivazioni | Inadeguatezza strutturale o temporanea del sistema a coprire il carico in sicurezza | Perdita dell'equilibrio fra produzione e carico in aree che si sono distaccate dal resto del sistema |
| Stato complessivo del sistema elettrico | Allerta (eventualmente emergenza) | Progressione da Allerta a Emergenza a Black-out |
| Azione di interruzione della fornitura | Manuale e assistita | Prima fase: manuale ed assistita (es. distacco clienti interrompibili) Seconda fase: automatica (alleggeritori di carico) Terza fase: perdita di energizzazione della rete |
| Preavviso all'utenza | Tipicamente SI | Solo in alcuni casi della prima fase |

Tabella 2 - Interruzioni di fornitura riconducibili a problematiche di sicurezza complessiva del sistema elettrico

3.2 L'interazione con sistemi esterni a quello elettrico

Le conseguenze della mancanza di energia elettrica sull'incolumità delle persone sono potenzialmente così gravi che, in caso di black-out di particolare estensione e durata, la continuità della fornitura cessa di essere un problema di qualità del servizio e investe direttamente l'ambito della sicurezza. In quest'ottica, se nelle prime fasi di un'emergenza il problema più sentito è quello della *security* di sistema, ovvero del mantenimento della sua funzionalità, quando il disservizio è di grandi dimensioni finisce per coinvolgere direttamente sia la sicurezza dei singoli utenti disalimentati (*safety*) che le problematiche di ordine pubblico e di sicurezza sociale. In questo caso l'emergenza cessa di interessare il solo sistema elettrico e chiama necessariamente in causa altri soggetti istituzionali, come la Protezione Civile, preposti alla tutela della cittadinanza in caso di particolari calamità.

Durante le emergenze, siano esse originate da cause interne o esterne al sistema elettrico, l'interazione con altri sistemi si fa infatti molto più intensa di quanto avvenga nelle normali fasi di esercizio. Si noti che tale interazione è di tipo bidirezionale. Da un lato, vi è l'impatto che l'assenza di energia elettrica ha ad esempio sui sistemi di trasporto, telecomunicazione, rifornimento idrico, nonché sui sistemi energetici come la rete di trasporto del gas o quella di distribuzione dei combustibili; per tale motivo, certe utenze essenziali di tali sistemi sono provviste di mezzi propri di alimentazione che in condizioni di emergenza assicurano un'autonomia più o meno lunga per svolgere le funzioni di base. Specularmente, la riaccensione in tempi rapidi del sistema elettrico a seguito di un black-out dipende fortemente dal funzionamento anche parziale di altre infrastrutture; si pensi alle necessità di telecomunicazione per coordinare gli operatori coinvolti nella riaccensione, oppure alla rete di adduzione del gas che rifornisce le centrali alimentate a metano. In

quest'ottica, gli accumuli strutturali o di processo insiti in certi sistemi energetici di natura non elettrica potrebbero costituire un importante ausilio durante la *restoration*.

Per la rapidità degli eventi e la specificità delle azioni da intraprendere, molto spesso le prime fasi di difesa del sistema elettrico sono gestite come un problema puramente interno al sistema. Quando invece si individua già previsionalmente un elevato livello di rischio o quando l'emergenza porta al black-out di aree particolarmente vaste, le competenze e le responsabilità si fanno necessariamente multidisciplinari e investono anche sistemi esterni a quello elettrico. Occorre quindi organizzare a priori appositi canali di comunicazione fra l'I.S.O. e i responsabili dell'esercizio di tali sistemi, interessando anche i referenti istituzionali preposti alla gestione di calamità nazionali di particolare rilevanza.

Più in generale, si può dire che il problema delle comunicazioni mette in gioco la possibilità di poter scambiare informazioni:

- di tipo tecnico fra gli operatori
- di coordinamento fra le autorità
- di pubblica utilità, nei confronti dei cittadini.

3.3 La gestione dell'emergenza in un contesto liberalizzato

In generale, per caratterizzare un sistema elettrico è necessario distinguere il piano fisico, inerente i componenti che materialmente lo costituiscono, dagli aspetti di gestione e proprietà dei mezzi. Nelle valutazioni che seguono, si prescindere dalla situazione proprietaria, ipotizzando comunque l'esistenza di *asset* patrimoniali ben definiti.

Ai fini dell'emergenza, il livello fisico del sistema è costituito da tutte le risorse materialmente disponibili per la sua gestione, come impianti di produzione, di rete, di consumo, sistemi di regolazione. Se il sistema è gestito secondo una logica verticalmente integrata, tutte le risorse disponibili sono anche pienamente utilizzabili; se il sistema è liberalizzato, l'I.S.O. può invece utilizzare solo quelle risorse al cui impiego è stato autorizzato da meccanismi regolatori o contrattuali appositamente predisposti.

In ogni caso, il soggetto deputato alla gestione in emergenza emana una serie di comandi che devono essere resi esecutivi (cioè inviati all'attuatore fisico finale) da una apposita struttura operativa. Nel caso di una *utility* verticalmente integrata, tale struttura è interna all'azienda stessa; in un contesto liberalizzato, l'Operatore di Sistema può inviare il comando alla struttura operativa di altri soggetti giuridici, oppure può attrezzarsi con una propria struttura interna che invia direttamente i comandi più critici agli attuatori fisici finali.

| | <i>Utility verticalmente integrata</i> | <i>Sistema liberalizzato</i> | |
|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Livello logico di comando | Piena libertà di utilizzo di tutte le risorse disponibili | Meccanismi regolatori o contrattuali che autorizzano l'Operatore di Sistema ad utilizzare in tutto o in parte le risorse disponibili | |
| Invio del comando al dispositivo fisico di attuazione | Direttamente tramite la propria struttura operativa | Tramite la struttura operativa di soggetti giuridici diversi | Direttamente da parte della struttura operativa dell'Operatore di Sistema, bypassando quelle degli altri soggetti |
| Livello fisico | Risorse fisiche disponibili per la gestione dell'emergenza (impianti di produzione, di rete, di consumo, sistemi di regolazione, ...) | | |

Tabella 3 - Modalità di utilizzo delle risorse disponibili ai fini della gestione delle emergenze

Da un punto di vista puramente tecnico, il passaggio da una struttura verticalmente integrata a una logica di mercato non cambia necessariamente le strategie di difesa e di riaccensione. La fisicità del sistema rimane infatti immutata e spesso impone scelte di fondo che non dipendono dai rapporti gestionali ed economici fra le parti. Ad esempio, la possibilità di costituire una certa isola elettrica nella rete in fase di difesa o di riaccensione, mantenendovi l'equilibrio fra produzione e carico, dipende fortemente dalle prestazioni degli impianti di generazione in termini di *load rejection* o di avviamento autonomo, dai margini di modulazione del carico, dalla presenza di dispositivi idonei ad effettuare il parallelo fra l'isola e le aree vicine.

Se la liberalizzazione del mercato non modifica le risorse fisicamente disponibili per la gestione dell'emergenza, è invece sull'aspetto del comando e dell'impiego di tali risorse che l'*unbundling* funzionale del sistema impatta fortemente. Ad esempio, l'uso coordinato degli impianti di produzione, trasmissione e distribuzione che è essenziale per il riavviamento del sistema non può essere dato per scontato, ma diventa oggetto di specifici contratti. In questa pluralità di operatori in reciproca competizione, l'I.S.O. è l'elemento

indipendente di riferimento, a garanzia della disponibilità dei servizi secondari necessari al corretto funzionamento del sistema; il coordinamento fra chi gestisce il riavviamento e i proprietari degli impianti di produzione, trasmissione, distribuzione e consumo diventa esso stesso un requisito di sistema.

Un terzo livello è quello dell'attuazione dei comandi. A seconda della criticità dell'intervento e dei tempi a disposizione, è possibile che l'I.S.O. decida di inviare il comando ad un soggetto remoto (come il gestore di una centrale, un distributore, un cliente interrompibile), delegando ad esso l'attuazione finale; in altri casi, è più opportuno e sicuro predisporre la possibilità di bypassare le catene di comando dei vari attori del mercato ed inviare direttamente il segnale al dispositivo fisico di attuazione.

Se la necessità di un coordinamento centrale e l'unicità del comando sono principi universalmente accettati, d'altra parte in un sistema liberalizzato i vincoli di attivazione delle risorse del piano di difesa, l'attribuzione delle responsabilità di riavviamento ai diversi impianti e la regolazione delle partite economiche ex-ante ed ex-post corrispondenti sono fortemente dipendenti dalla struttura giuridico-economica che disciplina i rapporti fra i vari soggetti.

Si pone in ogni caso il problema della natura giuridica dei rapporti che regolano certe prestazioni, che potrebbero essere contenuti direttamente nelle norme di accesso alla rete, nelle regole di mercato o in accordi separati fra le parti. Alcune prestazioni "minime" potrebbero inoltre essere imposte in situazioni di emergenza come "obblighi di pubblico servizio", lasciandone invece altre ad un'adesione facoltativa.

Con queste premesse, nel nuovo contesto liberalizzato si impone la rivisitazione delle logiche di valorizzazione, selezione e impiego delle risorse che l'I.S.O. ritiene necessarie alla salvaguardia del sistema, e un ripensamento degli obiettivi stessi della gestione dell'emergenza. Ad esempio, in un sistema integrato, in cui la vendita avviene a tariffa e senza diversificazione degli utenti, l'obiettivo primario del ripristino di un sistema elettrico è quello del riavviamento delle unità di produzione nel più breve tempo possibile. L'alimentazione dei carichi è vista come complementare a questa fase, nel senso che essi sono necessari per il superamento delle rampe di presa di carico dei gruppi di produzione e per la stabilizzazione della tensione delle linee. Solo in uno stadio successivo, superate le esigenze del parco di produzione, la rialimentazione dei carichi avviene con logiche di priorità connesse all'importanza sociale di certe utenze ("*social continuity*").

In uno scenario di mercato occorre formalizzare esplicitamente le priorità di alimentazione connesse agli aspetti sociali della fornitura di energia e considerare le esigenze di *business continuity* relative agli obblighi di qualità del servizio sanciti dai contratti in vigore fra produttori, clienti e distributori in termini di continuità di fornitura. Alcuni clienti potrebbero ad esempio definire contratti associati ad una notevole penalizzazione del fornitore o del Gestore della Rete nel caso di mancata fornitura; altri, meno dipendenti dall'energia per i loro processi, potrebbero scegliere una fornitura meno sicura ma più economica.

E' dunque evidente che in futuro l'obiettivo del ripristino del sistema dopo un black-out potrebbe non essere più quello di minimizzare genericamente l'energia complessivamente non fornita, confidando in un'azione diretta da parte dell'I.S.O. sugli impianti di produzione, trasmissione e distribuzione. Si dovranno concepire strategie più mirate e selettive di rialimentazione dei carichi, tenendo conto del diverso valore che i vari aggregati d'area, ed in prospettiva i singoli clienti, assegnano alla continuità della propria fornitura. Per questo motivo, l'Operatore di Sistema potrebbe dover stabilire una procedura per minimizzare non tanto l'energia totale non fornita, quanto il danno complessivo della mancata fornitura, valutato alla luce degli accordi contrattuali e dei vincoli di *social e business continuity*.

Analogamente, in fase di difesa potrebbe non essere sufficiente escludere dai piani di alleggerimento utenze particolari dal punto di vista sociale, come ospedali, principali sistemi di trasporto, stazioni di pompaggio del gas, carichi rilevanti ai fini dell'ordine pubblico; occorrerà probabilmente salvaguardare anche i vincoli di *business continuity* sanciti dai rapporti contrattuali esistenti fra gli attori del mercato. La selezione dei carichi da distaccare durante l'emergenza dovrebbe dunque essere ispirata ad una logica di mercato, che premi, sia *ex-ante* che *ex-post*, l'eventuale disponibilità del singolo utente a venire incontro alle esigenze di difesa del sistema. Se l'idea di poter selezionare singolarmente ogni singolo carico passivo non è stata fino ad oggi praticabile e quindi una simile flessibilità è stata vista in termini di aggregato (ad esempio il carico alimentato da un nodo di alta tensione o una dorsale di media tensione), nel caso di grandi utilizzatori adeguatamente remunerati e incentivati, magari dotati di una propria rete interna, è possibile un loro impiego come risorsa di difesa (utenze interrompibili) ed eventualmente di ripristino (carico zavorra).

4. LO SVILUPPO DEGLI STRUMENTI DI GESTIONE DELLE EMERGENZE

4.1 Attuali strumenti di gestione delle emergenze

In tutti i sistemi elettrici liberalizzati, le procedure di emergenza prevedono che quando è in gioco la sicurezza del sistema le comuni regole di mercato siano sospese e l'I.S.O. assuma il controllo assoluto,

diretto o mediato da altri soggetti, dei carichi distaccabili e di tutti gli impianti di produzione, trasmissione e distribuzione. Un'azione limitata agli asset di trasmissione, dei quali l'Operatore di Sistema ha il controllo diretto ed eventualmente la proprietà, non sarebbe infatti sufficiente a gestire l'emergenza e mantenere l'equilibrio di rete. Dove l'I.S.O. non possiede mezzi fisici propri per mettere in esecuzione i piani di difesa e ripristino, devono comunque esistere strumenti regolatori, sanciti da accordi fra le parti o previsti dalle regole di accesso alla rete, che lo autorizzino ad impiegare al meglio e con tempestività le risorse umane, tecniche e informative che sono necessarie al ripristino dello stato normale.

In particolare, gli impianti di pompaggio costituiscono una risorsa strategica per le loro capacità di accumulo energetico, per la relativa rapidità di intervento che li caratterizza e soprattutto perché in fase di pompaggio costituiscono un ingente carico, distaccabile su comando in caso di emergenza senza interessare in alcun modo la normale utenza. E' dunque prassi abbastanza comune che anche nei sistemi elettrici liberalizzati tali impianti siano gestiti direttamente dall'I.S.O., o addirittura siano di sua proprietà.

In Italia, il piano di difesa predisposto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale prevede l'esecuzione di azioni di controllo, manuali o automatiche, idonee a:

- mantenere nello "stato normale" il sistema, quando questo sta per evolvere in una condizione di emergenza;
- a riportarlo nello "stato normale" quando l'emergenza sia già in corso.

Tra le azioni di difesa a rete interconnessa, volte ad evitare la separazione della rete italiana da quella europea, è possibile citare:

- il controllo delle sezioni critiche della rete a 400 kV, asservito all'Elaboratore Distacchi Automatici
- il telescatto rapido di gruppi di generazione a seguito dell'apertura di particolari linee di trasmissione, da adottare per unità che in condizioni normali erogano una potenza superiore a quella consentita dal citato criterio di sicurezza "N-1"
- l'azione di dispositivi "antipendolanti", che bloccano l'intervento delle protezioni di rete nel caso di sovraccarichi transitori, ma comandano l'apertura della linea quando riconoscono la perdita di sincronismo fra zone diverse della rete
- il Banco Manovra clienti Interrompibili, che consente l'azione manuale su utenti predisposti contrattualmente e tecnicamente al distacco, con o senza preavviso
- il Banco Manovra di Emergenza, che consente distacchi di carico su aree minori o il load shedding generalizzato su vaste aree, nonché l'invio di segnali di rapido incremento del livello di produzione a specifiche centrali
- il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Servizio Elettrico, che prevede la ripartizione ciclica di restrizioni programmate di carico, attuate con la collaborazione delle società di distribuzione.

Tra le azioni di difesa a rete isolata:

- il Piano di alleggerimento del carico (*load shedding* automatico, su soglia/derivata di frequenza)
- la formazione di piccole isole di carico in prossimità di gruppi termoelettrici di modesta potenza, non provvisti di logica di *load rejection* e posti nelle vicinanze di importanti centri urbani.

4.2 Sviluppo generale del ruolo del carico nella gestione dell'emergenza

A livello internazionale, si sta assistendo negli ultimi anni ad una generale tendenza a formalizzare esplicitamente il ruolo del carico come strumento attivo per la gestione delle emergenze, inquadrando maggiormente in una logica di mercato la sua partecipazione alla risoluzione in tempo reale delle congestioni di rete, al piano di difesa e a quello di ripristino del sistema. In molti Paesi tra cui l'Italia, i cosiddetti "carichi interrompibili", che sono distaccati per primi durante le operazioni di *load shedding* con o senza preavviso, sono generalmente premiati per questa loro disponibilità con una riduzione della tariffa di trasporto o di accesso alla rete, senza poi ricevere un rimborso ex-post per l'effettivo distacco. In prospettiva, in alcuni sistemi vi è la tendenza ad incentivare maggiormente, tramite le regole di mercato, la partecipazione della domanda al piano di difesa; per il distacco volontario o la disponibilità a quello automatico tramite relè di minima frequenza, potrebbero così essere introdotti, anche per i piccoli gradini di carico riconducibili in teoria a singoli clienti, i meccanismi di selezione e remunerazione tipici della riserva terziaria. Per quanto concerne il piano di riaccensione, in linea teorica è auspicato un maggior coinvolgimento dei singoli carichi a livello contrattuale ed economico, fino alla definizione di vere e proprie priorità che vadano al di là degli aspetti tecnici e sociali, ma questo obiettivo appare piuttosto lontano dall'essere raggiunto. In ogni caso, il sempre maggiore interesse per strategie di riaccensione per isola anziché per dorsali sembra dimostrare un progressivo riconoscimento del carico come fine prioritario del riavviamento del sistema, anziché semplicemente come elemento fisico da contrapporre alla generazione per equilibrare energeticamente il

sistema durante la rampa dei gruppi di produzione.

4.3 Possibilità offerte dai sistemi di telelettura e telecontrollo dei contatori

Il progresso tecnologico e i processi di liberalizzazione hanno indotto rapidi e profondi cambiamenti anche nei tradizionali sistemi di misura. La conoscenza puntuale dei dati di consumo non è più vista in funzione della semplice fatturazione, ma come prerequisito essenziale per poter svolgere azioni di analisi e gestione del carico. Grazie ad un complesso sistema di comunicazione, il dispositivo di misura può diventare inoltre un formidabile strumento di comunicazione bidirezionale fra rete e clienti, sul quale far transitare non solo informazioni sul consumo ma anche segnali di comando remoto. Al di là del flusso informativo di supporto al mercato, le funzionalità di telelettura e telecontrollo stanno dunque aprendo nuove potenzialità, legate al sostegno alla gestione del sistema, all'offerta di servizi a valore aggiunto e allo sviluppo della domotica e dell'energy management.

A partire dal 2001 è iniziata anche in Italia la campagna di sostituzione di circa 30 milioni di contatori elettromeccanici da parte delle aziende di distribuzione. L'Azienda di distribuzione, che ha in atto questo progetto, indica che la telelettura dei nuovi sistemi elettronici di misura permetterà di evitare l'invio periodico di personale a domicilio, imputando anche alle piccole utenze i quantitativi misurati anziché quelli presunti e mettendo fine ai meccanismi di autolettura o di acconto e conguaglio che hanno caratterizzato il vecchio sistema di fatturazione. Da un punto di vista contrattuale, il dettaglio orario di memorizzazione dei volumi assorbiti permetterà di proporre anche alle utenze domestiche tipologie contrattuali con differenziazione dei prezzi per fascia oraria. Le variazioni dei parametri contrattuali come la potenza a disposizione, gestibili anche da remoto, saranno notevolmente semplificate e gli interventi degli operatori in loco risulteranno sensibilmente ridotti. Dal punto di vista tecnico, il nuovo sistema di misura potrebbe consentire un'analisi più selettiva delle interruzioni del servizio ed una valutazione più puntuale della continuità di alimentazione presso ciascuna utenza, sia a fini statistici che contrattuali.

In termini di gestione complessiva del sistema elettrico, le notevoli potenzialità del nuovo sistema di telemisura e telecontrollo risiedono nella possibilità di inviare segnali di limitazione del carico da un centro remoto ai singoli dispositivi.

Una prima possibile logica di impiego di questo sistema è l'invio di un segnale che comandi da remoto l'apertura dell'interruttore e la disalimentazione dell'utenza, a fronte di condizioni critiche di rete ed in relazione all'eventuale stipula di un accordo di interrompibilità. In base alle specifiche contrattuali e alla gravità dell'emergenza, tale azione potrà avvenire senza preavviso, oppure avvertendo l'utente dell'imminenza del distacco mediante segnalazione sonora o visiva sull'apposito display. In questo modo le azioni di *load shedding* potranno essere estremamente selettive anche sui piccoli carichi, consentendo di definire a priori un database con vari livelli di interrompibilità e relative classi di utenza, in maniera del tutto trasversale rispetto al criterio di localizzazione geografica corrispondente ai distacchi sulle reti di distribuzione.

Un secondo livello di impiego del nuovo sistema di telecontrollo consiste in una parzializzazione dell'azione di *load curtailment*, ottenuta inviando in tempo reale segnali finalizzati alla modifica della potenza disponibile, in funzione di vincoli contrattuali o in relazione alle condizioni di emergenza della rete. L'utente, avvisato su display dell'imminente riduzione del massimo prelievo ammesso, potrà responsabilmente decidere di ridurre il proprio assorbimento al di sotto del nuovo limite di potenza, oppure subire un completo distacco fino al termine dell'emergenza. L'eventuale mantenimento di carichi oltre la soglia imposta provocherà infatti lo scatto dell'interruttore; al suo riarmo, l'utente potrà leggere un messaggio sul display che comunicherà la ridotta disponibilità, invitandolo a intraprendere le necessarie misure per contenere il prelievo. Per le utenze domestiche, ad esempio, un'eventuale riduzione della potenza disponibile da 3 kW a 1 kW consentirebbe comunque il funzionamento di apparecchi ritenuti più essenziali dall'utente, come frigoriferi, illuminazione di base e impianti di riscaldamento.

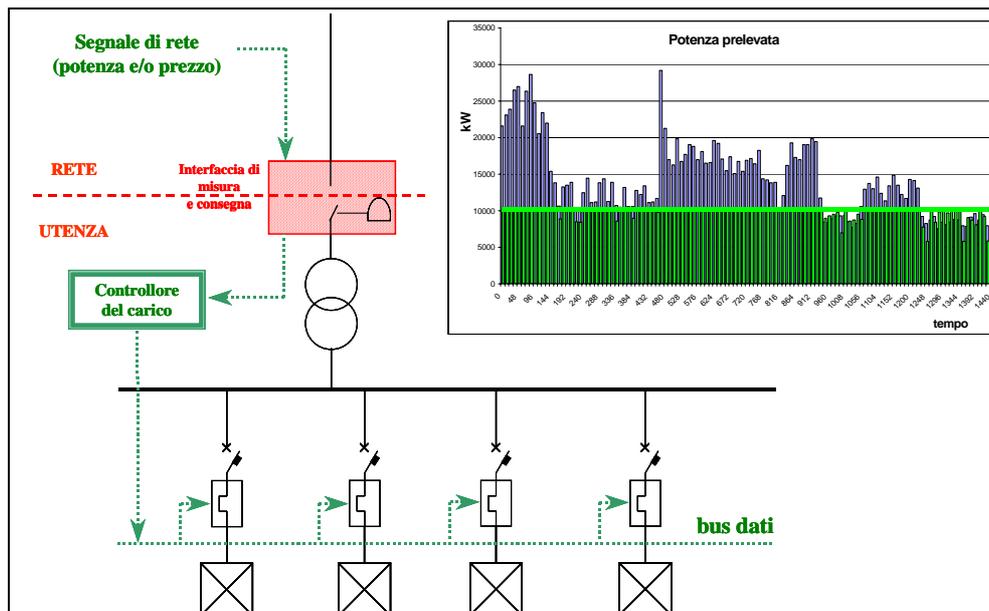


Figura 2 – Modifica remota della potenza disponibile, come strumento per la gestione delle emergenze.

Una terza possibilità di impiego consiste nel far dialogare il sistema di telecontrollo con le apparecchiature di gestione automatica del carico eventualmente presenti in loco. In questo caso, il segnale di riduzione della potenza è gestito interamente dal dispositivo locale, che è stato programmato a selezionare in automatico le azioni più corrette di distacco interno, in base a criteri di priorità che possono variare in funzione dell'orario, delle apparecchiature in funzione o di altri parametri impostabili. Si tenga presente che i sistemi di gestione automatica del carico, che tradizionalmente sono stati installati su stabilimenti industriali di una certa consistenza, si stanno recentemente affermando anche per le utenze domestiche, nell'ambito di una progressiva tendenza all'*home automation*.

Dal punto di vista del sistema, in fase di difesa queste tipologie di servizio possono consentire un'azione più mirata sul carico, consentendo spesso, con interventi di durata molto limitata, di superare la fase critica e ottenere nel giro di pochi minuti la rialimentazione dell'intera utenza o il ripristino dei limiti di potenza disponibile. Analogamente, in fase di riaccensione della rete è possibile pensare ad interventi di parzializzazione remota del prelievo, che consentano di alleviare l'impatto sociale del black-out privilegiando il numero degli utenti rialimentati rispetto alla potenza resa disponibile a ciascuno di essi.

5. CONCLUSIONI

Con il continuo sviluppo dei sistemi di misura, monitoraggio, protezione e controllo si prevede la possibilità di vincere alcune delle principali sfide tecnologiche relative alla gestione dell'infrastruttura elettrica: una maggiore capacità di controllo in tempo reale dei flussi di potenza, l'invulnerabilità fisica ed informatica del sistema, l'introduzione di sistemi di monitoraggio e di controllo globale più pronti di quelli attuali, basati su canali di trasferimento dati distinti dall'infrastruttura energetica. Si potrebbero inoltre sviluppare nuovi strumenti di supporto alle decisioni per il personale dei centri di controllo, mettendoli in grado di far fronte ai diversi livelli di emergenza mediante un uso ottimale delle risorse reperibili sui mercati dei servizi di dispacciamento. Da alcuni anni si parla poi di implementare sistemi di intelligenza artificiale per il *Dynamic Islanding* in fase di difesa, in modo da separare il sistema elettrico in isole definite dinamicamente in base alle condizioni di rete. In una prospettiva di lungo periodo, l'incremento delle capacità integrate di controllo del carico e della generazione distribuita, nonché la disponibilità di sistemi di accumulo dell'energia su larga scala, potrebbero portare alla realizzazione del cosiddetto *Intelligent Energy System*, dotato di logiche di gestione dell'emergenza elaborate autonomamente in funzione dello stato del sistema.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] GRTN, Piani di difesa del sistema elettrico, www.grtn.it
- [2] GRTN, Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale, www.grtn.it
- [3] F.D'Anna, M.Ippolito, F.Massarò, *Fornitura di energia elettrica e problematiche di protezione civile: vulnerabilità e ruolo del sistema elettrico nel nuovo assetto di mercato*, VGR 2002 - Pisa
- [4] C.A.Nucci, A.Borghetti, *Black-out: cause e mezzi per prevenirli*, in "Energia", n.3, pp.20-29 (2003)
- [5] R.Gatti, *Il dato di consumo elettrico come informazione di mercato*, in "L'energia elettrica", n.5 - Settembre-Ottobre 2002
- [6] G.Van Harmelen, I.Lane, G.Hancke, *System impact of decentralised AI controllers operating on domestic devices in the intelligent home*, Instrumentation and Measurement Technology Conference '94, Hamamatsu – Giappone (1994)
- [7] L.H.Fink, K.Carlsen, *Operating under stress and strain*, in "IEEE Spectrum", n.3, pp.48-53 (1978)
- [8] S.Barsali, A.Borghetti, B.Delfino, G.B.Denegri, R.Giglioli, M.Invernizzi, C.A.Nucci, M.Paolone, *Guidelines for ISO operator aid and training for power system restoration in open electricity markets*, IREP 2001, Onomichi - Giappone, 26-31 Agosto 2001
- [9] M.M.Adibi, L.H.Fink, *Power System Restoration Planning*, su "IEEE Transactions on Power Systems", Vol. 9 N.1 (1994)
- [10] PJM, *PJM Dispatching Operation Manual*, www.pjm.com (2002)
- [11] Gruppo di lavoro ENEL S.p.A. DPT - Università di Pisa DSEA, *Usò di gruppi geotermoelettrici e turbogas dotati di dispositivi statici con accumulo nella riaccensione del sistema elettrico ENEL*, su "L'Energia Elettrica", Vol.74 N.1, pp. 38-46 (1997)
- [12] M.Adibi, P.Clelland, L.Fink, H.Happ, R.Kafka, J.Raine, D.Scheurer, F.Trefny, *Power system restoration—a task force report*, su "IEEE Trans. on Power Systems", Vol. 2 N°2 – Maggio '97
- [13] CIGRÉ Working Group 34.08, *Isolation and restoration policies against system collapse*, CIGRÉ Brochure, Aprile 2002
- [14] CIGRÉ Working group 39.01, *The Needs and Environment of Control Centre Operators during Power System Restoration*, CIGRÉ Brochure, Agosto 2002