

UN APPROCCIO BASATO SULL'ANALISI DI RISCHIO PER L'ESERCIZIO IN SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO

D. Lucarella, M. Pozzi, M. Valisi, G. Vimercati
CESI - Via Rubattino,54 - 20134
e-mail:vimercati@cesi.it

SOMMARIO

La memoria presenta un approccio alla valutazione della sicurezza di esercizio di un sistema elettrico, basato sull'analisi probabilistica del rischio, approccio che può essere utilizzato in alternativa oppure in combinazione con i tradizionali criteri di sicurezza di tipo deterministico. L'adozione di tecniche e metodologie probabilistiche, infatti, può consentire, da una parte, di aumentare la flessibilità nell'esercizio della rete, e quindi il suo sfruttamento in presenza di competizione, dall'altra di conservare ed anche di migliorare i livelli di sicurezza associati a scenari credibili di contingenza. Questi risultati possono consentire all'Operatore di Sistema di fare debitamente fronte alle previste maggiori variazioni delle configurazioni di esercizio, in termini di richieste di carico e di offerte di produzione, conseguenti all'introduzione del mercato liberalizzato dell'energia. Nella memoria sono individuati, anche basandosi su esperienze internazionali, alcuni possibili limiti dei metodi deterministici, e messi in evidenza i benefici potenzialmente derivanti dall'applicazione di un'analisi di rischio. In particolare sono analizzate le tecniche note come Probabilistic Risk Assessment (PRA), che prevedono la determinazione di un indice di rischio associabile a ciascuna configurazione di rete e la definizione di una soglia di accettabilità del rischio complessivo.

INTRODUZIONE

L'**integrità della rete** di trasmissione nazionale dipende in misura sempre maggiore dalla capacità di gestire in modo opportuno tutte le risorse umane, tecniche, economiche e di scambio informativo preposte all'esercizio in **sicurezza del sistema elettrico**. Altrettanta importanza riveste la capacità, da parte di queste risorse, di esibire risposte pronte ed adeguate, a fronte di condizioni di esercizio critiche ed imprevedute, minimizzando l'esposizione del sistema alle vulnerabilità che hanno provocato tali condizioni.

A questo scopo, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) ha predisposto appositi **Piani di Difesa** [1], che attualmente prevedono l'esecuzione di azioni di controllo idonee a mantenere o ripristinare una "*condizione normale*" di esercizio del sistema elettrico italiano, che stia per evolvere o sia già evoluto in una "*condizione di emergenza*". Queste **azioni di controllo** tendono a preservare, nei limiti del possibile, l'integrità delle connessioni con la rete europea ed all'interno della rete italiana, oppure a contenere al massimo i transitori conseguenti a fenomeni di separazione totale o parziale della rete italiana. Si tratta di azioni in parte **automatiche** (attuato attraverso sistemi di elaborazione centralizzati o relè di equilibratura decentralizzati) ed in parte **manuali** (attuato dall'Operatore di Sala Controllo attraverso banchi di manovra in emergenza e/o banchi di manovra dei carichi cosiddetti interrompibili). I principali requisiti funzionali del piano di difesa della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) possono essere sintetizzati come segue:

- Controllo di sezioni critiche di rete, attuato tramite distacco automatico di carico o di generazione;
- Controllo di aree a limitata capacità di evacuazione, attuato tramite teleseccato automatico dei gruppi;
- Contenimento dei transitori di frequenza separata, attuato tramite alleggerimento automatico del carico;
- Predisposizione ad un'eventuale fase di ripristino, attuata tramite creazione automatica di isole di carico.

Qualora tali azioni non fossero sufficienti ed il sistema raggiungesse una "*condizione di black-out*", totale o su limitate porzioni di rete, il GRTN prevede l'attuazione del **Piano di Riaccensione** [2], ossia di un insieme preordinato di azioni automatiche e manuali, svolte in parte in modo autonomo ed in parte in modo coordinato dai Centri di Controllo. Tali azioni prevedono il progressivo ripristino dei principali impianti termoelettrici, lungo direttrici di **riaccensione** (alimentate da gruppi idrici o turbogas capaci di ripartenza autonoma), oppure lungo direttrici di **rialimentazione** (alimentate da reti limitrofe o porzioni di rete integre).

Un approccio innovativo alla minimizzazione delle **vulnerabilità** delle reti di trasmissione rientra tra gli obiettivi del progetto CONSISTE, sviluppato al CESI ed inquadrato nelle attività di Ricerca di Sistema per il Sistema Elettrico [3]. Esso fa riferimento ai seguenti aspetti, legati ai diversi orizzonti temporali considerati:

- In un intervallo temporale che va dai millisecondi ai minuti, occorre attuare opportune azioni di controllo che assicurino una risposta pronta e adeguata a fronte di condizioni di rete imprevedute o indesiderate. A questo proposito, oltre a quanto già oggi previsto a livello di Piano di Difesa, il progetto CONSISTE

considera la possibilità di reperire su appositi mercati **servizi ancillari specificamente progettati per il controllo in emergenza** quali, ad esempio, il ridispacciamento rapido delle produzioni attive e reattive, oppure la capacità di funzionamento su rete perturbata o isolata con adeguate prestazioni dei gruppi.

- In un intervallo temporale che va dai minuti ai giorni, CONSISTE affronta il problema di sviluppare nuovi **strumenti di supporto alle decisioni** del personale dei centri di controllo, sufficientemente flessibili da far fronte ai diversi livelli potenziali di vulnerabilità, facendo al tempo stesso un uso ottimale delle risorse reperibili sugli appositi mercati dell'energia (mercato della riserva o del bilanciamento).
- In un intervallo temporale che va dai giorni ai mesi, CONSISTE prende in considerazione il problema di una **allocazione ottimale delle risorse strategiche**, necessarie per far fronte ad alcune debolezze previste del sistema e quindi a ridurre sensibilmente il rischio associato nell'esercizio della rete.
- In un intervallo temporale che va dai mesi agli anni, nell'ambito di CONSISTE si studiano i problemi di pianificazione connessi con gli **impianti di generazione** (allocazione ed età dell'impianto, età del macchinario, tipo di combustibile), in modo da tenere debitamente in conto delle vulnerabilità a medio-lungo termine e dell'interdipendenza col mercato dell'energia.

Relativamente ai precedenti quattro punti, appare indispensabile potenziare la **capacità di accesso e di trasferimento delle informazioni** necessarie per ottenere risposte ottimali ai problemi posti. In ogni caso, con riferimento a qualsivoglia orizzonte temporale, la riduzione della vulnerabilità può risultare più efficace, pur conservando un adeguato sfruttamento della rete di trasmissione, adottando **criteri probabilistici**, in luogo od in combinazione con i tradizionali e conservativi **criteri deterministici**. In questo ambito il progetto CONSISTE affronta il problema della **gestione del rischio**, con l'obiettivo di consentire un esercizio della rete allo stesso tempo **sicuro, efficiente ed economico**. Lo studio riguarda, in particolare, la possibilità di effettuare analisi di rischio con le tecniche note come Probabilistic Risk Assessment (PRA), che prevedono la determinazione del rischio associato ad ogni configurazione della rete e la definizione di una opportuna soglia di accettabilità del rischio complessivo risultante. Nell'ambito di CONSISTE è previsto lo sviluppo, a livello prototipale, di **strumenti di calcolo e di analisi** per la sicurezza di esercizio del sistema elettrico, arrivando a costituire un package modulare di analisi del rischio, costituito, per esempio, dalle seguenti parti:

- ◆ Modello di affidabilità dei componenti della rete;
- ◆ Simulazione del sistema per l'identificazione della severità dei guasti e delle loro combinazioni;
- ◆ Definizione di opportuni indici di disponibilità e di performance;
- ◆ Definizione degli stati di esercizio del sistema in funzione di diversi attributi, quali la tipologia di funzionamento, la stabilità, la sicurezza, la normalizzabilità, la ripristinabilità o particolari attributi economici, intesi come aderenza a requisiti economici e/o di mercato;
- ◆ Distribuzione di probabilità e valutazione delle possibili transizioni tra stati di funzionamento.

Il **percorso logico** delle attività, in fase di sviluppo nell'ambito del progetto CONSISTE, è il seguente:

1. Caratterizzazione delle incertezze nelle condizioni di funzionamento del sistema elettrico; studio di modelli probabilistici per la gestione delle incertezze dovute ad errori di misura, di calcolo o di previsione; definizione di metodi per migliorare la valutazione della stabilità del sistema.
2. Sviluppo di modelli, di strumenti e di metodologie per l'analisi globale delle contingenze critiche di rete (nella prassi attuale considerate solo individualmente); sviluppo di modelli per tenere in conto delle perdite correlate ai componenti del sistema elettrico.
3. Sviluppo di modelli per la quantificazione dell'impatto economico delle contingenze; ordinamento delle contingenze (con l'obiettivo di associare un indice di rischio, inteso come prodotto della probabilità di accadimento per l'impatto economico, ad una determinata configurazione di rete).
4. Realizzazione di strumenti prototipali per la gestione del rischio; determinazione di soglie di accettabilità del rischio (con l'obiettivo di ottimizzare l'utilizzo del sistema elettrico, individuando adeguate traiettorie che garantiscano il mantenimento di un opportuno livello di affidabilità del sistema).

Nel seguito della memoria, viene presentato un **inquadramento generale** delle problematiche concernenti la sicurezza del sistema elettrico, insieme alle motivazioni che potrebbero rendere opportuna l'introduzione di tecniche di analisi di rischio in un ambiente, come quello elettrico, sinora caratterizzato da approcci alla sicurezza quasi completamente di tipo deterministico.

APPROCCI PROBABILISTICI PER L'ANALISI DI SICUREZZA DI SISTEMI COMPLESSI

A causa del **processo di liberalizzazione** in atto nel settore elettrico, il sistema interconnesso europeo è in una fase di profonda riorganizzazione, che comporta anche una **ridefinizione dei ruoli** dei diversi soggetti: essi devono poter operare in condizioni di economia e concorrenza, scenario che impone nuove sfide agli

operatori responsabili della sicurezza dell'intero sistema elettrico. In particolare, l'introduzione di un ambiente competitivo implica una sempre maggior attenzione verso un utilizzo più efficiente e flessibile della rete di trasmissione. Infatti, la necessaria ristrutturazione dei vari soggetti del sistema, in risposta alle nuove regolamentazioni del mercato, fa sì che la rete di trasmissione sia soggetta ad un **crescente sfruttamento**, con un maggiore rischio di funzionamento in condizioni limite e di possibili conseguenti black-out. Da qui la crescente attenzione ad individuare tecniche e metodologie che consentano di aumentare la flessibilità della rete, in modo da poter fare debitamente fronte alle previste maggiori variazioni di configurazioni di generazioni e carichi, conseguenti alle transazioni su base oraria definite nel mercato dell'energia.

A livello internazionale e soprattutto in quei paesi in cui la ristrutturazione del settore elettrico è in uno stato avanzato, si cominciano a sviluppare nuovi **metodi probabilistici**, che permettano il superamento di alcune rigidità connesse con i tradizionali **metodi deterministici** di valutazione della sicurezza di esercizio. Come noto, tali metodi non riconoscono le diverse probabilità degli eventi che portano a potenziali violazioni dei limiti di sicurezza, così come la gravità di tali violazioni, e tendono invece ad imporre criteri a volte troppo conservativi (ad esempio, il criterio N-1) basati sull'individuazione della contingenza più limitante. D'altro canto, i metodi di **Probabilistic Risk Assessment (PRA)**, originalmente sviluppati per l'industria nucleare, hanno mostrato una grande efficacia nell'analisi di parecchi tipi di problemi legati all'affidabilità ed alla sicurezza, connesse con l'interazione di fattori multipli in sistemi complessi.

Generalità sull'analisi probabilistica di sistemi complessi

Quando si deve valutare il rischio prodotto da nuove tecnologie, non si dispone, in generale, di nessun **riferimento storico o statistico** che permetta di valutare il grado della loro sicurezza. Impianti tecnologici potenzialmente pericolosi sono progettati con ampi margini di sicurezza e provvisti di sistemi di protezione intrinseci ed ingegneristici tali da rendere improbabile, congiuntamente ad opportune regolamentazioni, lo sviluppo degli incidenti più gravi. Nella pratica è quindi impossibile raccogliere, in tempi ragionevolmente brevi, quei dati che, opportunamente elaborati, permettono di dedurre dei valori di probabilità di accadimento per le sequenze incidentali temute. Per la valutazione di questi rischi, si ricorre quindi a **tecniche analitiche** che permettono di calcolare il valore dei dati che non è possibile osservare nella pratica operativa.

Le analisi di rischio condotte con tali tecniche sono note come **Probabilistic Risk Assessment (PRA)**; esse hanno trovato applicazione per la prima volta in campo nucleare nel 1975 nel Reactor Safety Study WASH 1400, meglio noto come Rapporto Rasmussen dal nome del direttore coordinatore dello stesso, il Prof. Norman Rasmussen del Massachusetts Institute of Technology. I risultati ultimi delle analisi di rischio del tipo PRA vengono generalmente riportati in forma grafica: in un sistema di assi cartesiani, in ordinate figurano le frequenze o probabilità per unità di tempo del verificarsi di singoli eventi ed in ascisse le rispettive conseguenze attese. Si nota che le conseguenze collegate ad una specifica sequenza incidentale possono spesso essere di natura differente tra di loro; è quindi solamente con una molteplicità di grafici che si riescono a rappresentare completamente i risultati delle analisi di rischio.

La differenza di principio nelle analisi di sicurezza condotte con metodi probabilistici rispetto a quelle sviluppate con filosofia deterministica consiste nell'assumere come **parametro di riferimento il rischio**, definito come prodotto tra probabilità di accadimento dell'evento indesiderato e gravità delle conseguenze ad esso connesse. Mentre le analisi deterministiche giungono alla quantificazione delle sole conseguenze, nelle analisi probabilistiche si focalizza quindi l'attenzione sul prodotto probabilità dell'evento per le rispettive conseguenze, concezione che comporta l'accettazione di un certo grado di rischio. In un sistema complesso, nessun componente può essere costruito in modo che sia assolutamente sicuro e pertanto non è logico differenziare gli incidenti tra incidenti "credibili" e incidenti "incredibili": l'unica via logica per trattare questa situazione è quello di cercare di stabilire, per l'intero spettro degli eventi, le **probabilità associate** e le **conseguenze prodotte**. L'accettazione di un certo grado di rischio significa tollerare, per i vari incidenti, delle conseguenze sempre più gravi, quanto più piccola è la probabilità che essi si verifichino. Ciò si traduce nella determinazione di una curva "*probabilità-conseguenze*" che definisce il confine della regione di accettabilità di un dato livello di rischio.

Indubbiamente la metodologia probabilistica, pur indiscutibile sul piano concettuale, non è, almeno inizialmente, di facile applicazione. Le **principali difficoltà** possono essere così sintetizzate:

- necessità di metodi oggettivi, codificati e semplificati, per la costruzione delle sequenze di guasto (alberi di guasto-alberi degli eventi), così da ridurre la componente soggettiva, spesso insita persino nei dati di base;

- necessità di superare il concetto di guasto di singolo componente o sistema, essendo riconosciuta la rilevanza dei modi comuni di guasto e la estrema complessità di una loro trattazione quantitativa soddisfacente, specie alle probabilità molto basse;
- difficoltà di una appropriata valutazione quantitativa dei contributi di errori di esercizio e delle indisponibilità dei sistemi determinati da prove e manutenzioni.

Uno dei punti critici di un approccio probabilistico al concetto di sicurezza risiede certamente nella **quantificazione del rischio**, che, nel caso di PRA, richiede anzitutto l'individuazione degli **eventi iniziatori** di possibili sequenze incidentali. Per definizione, un evento iniziatore è l'origine delle sequenze incidentali; quindi, per essere certi che gli alberi degli eventi descrivano appropriatamente tutte le sequenze importanti, è necessario compilare una lista esauriente degli eventi iniziatori stessi. La scelta degli eventi iniziatori da includere negli alberi evento si attua tramite lo sviluppo delle due fasi seguenti:

- definizione degli eventi possibili;
- raggruppamento degli eventi iniziatori in base alle funzioni di sicurezza che vengono attivate da ognuno di essi oppure in base alla combinazione di risposte del sistema.

LA VALUTAZIONE DELLA SICUREZZA DI ESERCIZIO DI UN SISTEMA ELETTRICO

La sicurezza di esercizio di un sistema elettrico è una problematica che riguarda **l'insieme degli interessi e dei bisogni dei diversi soggetti del mercato** (proprietari della rete di trasmissione, gestori della rete, produttori, utenti industriali ed altri utenti finali, regolatori, etc.). Con la liberalizzazione del settore elettrico, anche le condizioni di esercizio del sistema diventano sempre più diversificate, le configurazioni di generazioni e carichi differiscono da quelle tradizionali, così come aumentano in complessità le funzioni di monitoraggio e controllo di rete. Una situazione di tal genere ha come inevitabile effetto quello di essere caratterizzata da una **sempre più elevata incertezza**; la possibilità di gestire tale incertezza è strettamente legata alla capacità di acquisire, gestire ed utilizzare un'enorme quantità di informazioni. Con riferimento alla rete di trasmissione, un disturbo, che può consistere ad esempio in un sovraccarico statico, oppure in un collasso dinamico di tensione o di frequenza, oppure in un problema di instabilità oscillatoria o transitoria, rischia di portare il sistema in una **condizione incontrollabile**, con conseguenti diffusi fuori servizio.

Per mantenere la sicurezza del sistema anche in condizioni di incertezza, vengono effettuati appositi studi sia in fase di **pianificazione** che di **esercizio**. La prassi corrente e ben consolidata è quella di utilizzare metodi deterministici, con significativi margini di sicurezza per coprire tutte le possibili incertezze, il che implica progettare un sistema particolarmente robusto ed operare con ampi margini di sicurezza. Ciò porta certamente ad elevati livelli di sicurezza, ma a costi di investimento e di esercizio molto alti. La **valutazione della sicurezza di esercizio di un sistema elettrico** viene effettuata utilizzando metodi deterministici, associati alle possibili contingenze ed ai possibili disturbi che si possono verificare nel sistema stesso.

Generalità sull'approccio deterministico: il criterio N-1

La sicurezza è tradizionalmente definita come la capacità di un sistema di soddisfare una serie di **vincoli operativi** (quali transiti di corrente nelle linee o nei trasformatori, tensioni nei nodi, frequenza di rete, ecc.) per uno qualsiasi degli eventi contenuti in un dato insieme di disturbi. Questa definizione lascia trasparire come la sicurezza non possa essere valutata in modo assoluto, ma in relazione a un determinato insieme di eventi "non improbabili". Essa mostra anche come, in base ai vincoli operativi scelti in maniera più o meno restrittiva, si possano avere garanzie di tipo diverso sulla sicurezza; inoltre, in base alla scelta delle grandezze prese come vincoli ed al modo in cui questi ultimi sono determinati, si avranno valutazioni su diversi tipi di sicurezze. Parallelamente alla definizione di sicurezza del sistema sono state formulate varie definizioni di **stati operativi**, associati a differenti livelli di sicurezza, tipicamente descritti, in modo completo, avvalendosi di un diagramma degli stati (o condizioni) di esercizio del sistema elettrico (vedi ad esempio la figura 1).

È utile richiamare e commentare le seguenti definizioni, che classificano le situazioni di funzionamento del sistema elettrico [4] ponendole in relazione con gli aspetti della sicurezza.

- **Condizione normale (1)**: situazione in cui la richiesta complessiva di carico è soddisfatta, non sussistono violazioni a regime stazionario dei limiti di funzionamento dei componenti costituenti il sistema stesso, e sono soddisfatti i criteri di sicurezza previsti (criterio N-1).

- **Condizione normale di allarme (2):** situazione in cui la richiesta complessiva di carico è soddisfatta, non sussistono violazioni a regime stazionario dei limiti di funzionamento dei componenti costituenti il sistema stesso, ma non sono soddisfatti i criteri di sicurezza previsti.
- **Condizione di emergenza (3):** situazione in cui la richiesta di carico è soddisfatta ma, a regime stazionario, si verificano violazioni dei limiti di funzionamento su almeno un elemento di rete.
- **Condizione di ripristino (4):** situazione in cui, verificata la disalimentazione totale o parziale del carico, vengono eseguite le necessarie azioni per riportare il sistema in condizione normale.

Dai punti (1) e (2) si deduce che la sicurezza N-1 è verificata, quando la perdita di un elemento del sistema elettrico (contingenza) può far passare il sistema tutt'al più da uno stato *normale* ad uno *normale di allarme*. A volte ci si riferisce alle contingenze considerate nel criterio N-1 come contingenze "credibili", in quanto gli eventi considerati non sono a bassa o bassissima probabilità di accadimento. Nella condizione *normale di allarme* (2), si intende che il criterio di sicurezza non soddisfatto sia quello $N_{attuale}-1$, cioè, tipicamente, almeno N-2 rispetto alla condizione (1); questo significa che nello stato (2) esiste almeno una contingenza che porta il sistema in (3) o in (4). Nello stato (2) possono comunque esistere contingenze che lasciano il sistema in condizione *normale di allarme*. La sicurezza N-1 quindi è conservativa, considerando come più limitante il primo evento che porti a conseguenze inaccettabili per l'esercizio del sistema.

Dalla condizione di *emergenza* (3) ci si deve ricondurre alla (2) o alla (1) appena possibile, mediante **interventi di controllo** (fatti anche dall'operatore, in tempi dell'ordine dei 20' – norme previste a livello UCTE - Union of the Coordination of Transmission of Electricity), sia perché gli elementi sui quali sussistono violazioni (corrente, tensione) possono subire danni, sia perché è possibile un ulteriore degrado del sistema verso la condizione di *ripristino* (4). Nella definizione degli stati di esercizio, la variazione nel tempo del carico o della sua configurazione non viene contemplata (il "regime stazionario" di cui si parla è tale solo in finestre temporali dell'ordine dei 10-15 minuti).

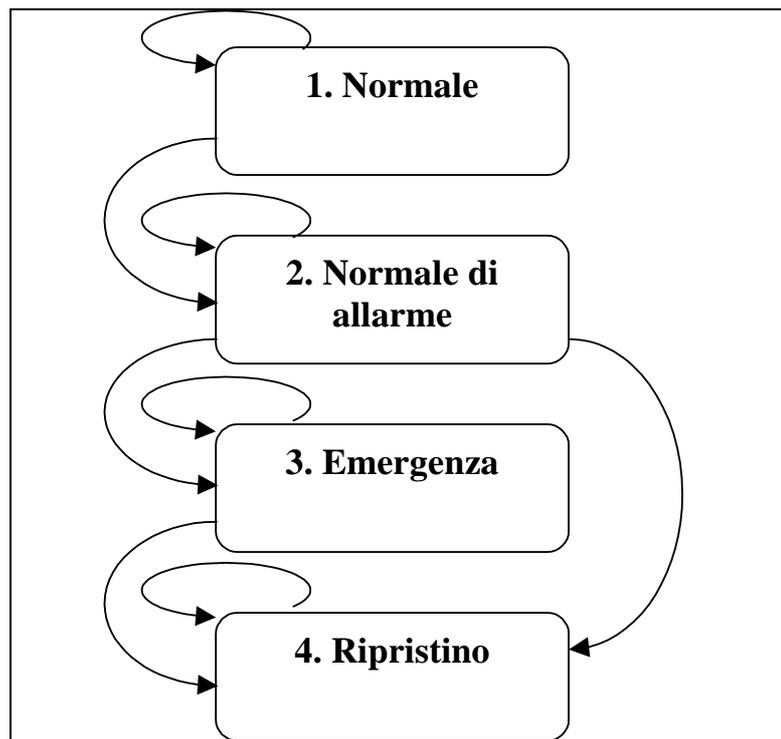


Figura 1: Transizioni tra stati di esercizio causati da una contingenza e/o dall'intervento di sistemi di controllo in emergenza

L'importanza delle quattro condizioni di esercizio sopra descritte consiste principalmente nel fatto che esse costituiscono una **base concettuale** utile, nel momento in cui si devono prendere decisioni relativamente alla sicurezza del sistema. L'assunzione fondamentale dei criteri deterministici è quella di considerare accettabile la condizione normale e non accettabili tutte le altre: infatti, tradizionalmente, tutte le decisioni prese sulla base della sicurezza, per quel che riguarda sia l'esercizio che la pianificazione, si basano sul

criterio che il sistema elettrico debba sempre rimanere nella condizione normale (1). Sebbene possa essere concettualmente attraente, l'applicazione di tale criterio si deve però scontrare con un problema di notevole difficoltà: *non esiste un metodo quantitativo per misurare il livello di sicurezza* e quindi determinare univocamente l'appartenenza di ciascun stato del sistema elettrico ad una delle quattro condizioni definite. Per questo motivo, vengono utilizzate regole piuttosto grossolane nel processo di decisione, col risultato che i contorni delle varie regioni dello stato stabile, dove i problemi sono solo di tipo potenziale, non sono associati in alcun modo allo stesso livello di rischio.

La mancanza di un indice quantitativo di livello di sicurezza rende ancora più critica l'analisi in quanto maschera completamente il fatto che *non esiste nessuna fondamentale differenza tra la condizione normale (1) e la condizione normale di allarme (2)*: in entrambi i casi, infatti, eventi imprevedibili possono portare a conseguenze non desiderabili. La sola differenza tra le due condizioni sta nel fatto che cambiano la probabilità e/o la gravità delle contingenze non desiderate, cioè gli stati differiscono solo nei termini del rischio corrispondente alle condizioni di esercizio ed alla configurazione di rete. Si può concludere pertanto che il sistema è *sempre* insicuro, e si tratta quindi di determinare per ogni situazione il grado di insicurezza.

Alcune criticità dell'approccio deterministico

L'approccio deterministico ha certamente, fino ai giorni nostri, portato a termine in modo soddisfacente il compito affidatogli. La sua applicazione ha dato prova di essere in grado di produrre alti livelli di affidabilità, senza richiedere eccessivi sforzi di approfondimento. Rimane però sempre un reale e tangibile prezzo da pagare quando si utilizza un simile approccio: le soluzioni tendono ad essere **eccessivamente conservative**, a causa dell'enfasi posta dal più severo credibile evento. Di conseguenza, le reti di trasmissione non sono pienamente sfruttate, dal punto di vista dell'esercizio, ed il sistema appare sovradimensionato, dal punto di vista della pianificazione. Questo prezzo, giudicato accettabile nella situazione di settore elettrico verticalmente integrato, diventa inevitabilmente inaccettabile nel momento in cui si procede ad una liberalizzazione del settore elettrico introducendo elementi di competitività connaturati con il concetto di mercato elettrico. In considerazione dei nuovi scenari, c'è un interesse generale ad un **maggior sfruttamento della rete**, il che implica forzare i limiti di trasmissione in modo da poter trarre vantaggio dai minori costi di produzione dell'energia.

Una debolezza evidente dell'approccio deterministico sta nella difficoltà di valutare economicamente il livello di sicurezza: di conseguenza, può essere complicato integrare la sicurezza nei processi connessi con **decisioni di tipo economico**. Inoltre, in un approccio deterministico, *la frequenza di accadimento degli eventi non viene misurata*. In realtà, per alcuni problemi come la analisi di sicurezza per i sovraccarichi e le tensioni, esistono misure di severità dell'evento, essenzialmente riferite ai limiti di esercizio per le correnti e le tensioni, e tali misure sono utilizzate all'interno di valutazioni deterministiche, per stabilire il livello di sicurezza: queste misure non tengono però in alcun conto della frequenza di accadimento dell'evento. L'applicazione dell'approccio deterministico accetta implicitamente l'assunzione che tutti gli eventi appartenenti al set di contingenze accadano con **uguale frequenza**: tuttavia, anche se il set di contingenze include solo eventi N-1, vi possono essere significative differenze nei valori delle frequenze di accadimento.

Un altro punto di debolezza dell'approccio deterministico è dato dal fatto che *le prestazioni del sistema richieste da tale approccio non sono uniformi*: infatti l'approccio deterministico richiede comunque che vengano rispettate certe prestazioni che di fatto costituiscono una soglia per il sistema, una soglia entro la quale il sistema deve essere mantenuto per ogni credibile contingenza. Non c'è però nessuna garanzia che le diverse prestazioni richieste al sistema siano riconducibili alla stessa soglia: in diversi casi, infatti, è facile accorgersi di come esse rappresentino ben diversi impatti economici. Per esempio, viene considerato inaccettabile un sovraccarico dell'1% di un conduttore per 30 minuti consecutivi, anche se l'impatto economico di tale violazione è praticamente nullo. La condizione di perdita di passo di un gruppo è parimenti inaccettabile, ma il costo previsto per il reperimento della sorgente di energia è considerevolmente più alto.

Occorre poi evidenziare il fatto che *l'approccio deterministico porta ad ignorare gli eventi non limitanti*. L'approccio deterministico basa le proprie decisioni sulle prestazioni connesse con l'evento più restrittivo. Gli eventi meno restrittivi non presentano alcuna influenza sulle decisioni. Eppure, essi contribuiscono a determinare il rischio legato alla condizione di funzionamento sotto considerazione e quindi sono importanti nel momento in cui si voglia individuare l'accettabilità delle condizioni di esercizio. Il problema sta nel fatto che l'approccio deterministico non è in grado di riconoscere l'influenza composta di più contingenze, come **funzione delle condizioni operative**.

In definitiva, la limitazione del set di contingenze alle sole contingenze N-1, l'uso di semplici e conservativi requisiti per le prestazioni del sistema e decisioni prese sulla base del "caso peggiore" sono i metodi che il settore elettrico ha usato per governare l'incertezza nelle valutazioni di sicurezza. Questi metodi sono stati ritenuti **accettabili negli scenari precedenti** la liberalizzazione del settore elettrico, anche perché i casi di funzionamento al limite avvenivano non frequentemente e le ipotesi di tipo conservativo non erano giudicate particolarmente penalizzanti. Per un certo periodo, si è ritenuto peraltro che l'adozione di tali metodi fosse necessaria, per via della difficoltà nella determinazione dell'incertezza dovuta all'esecuzione di un numero elevato di calcoli ed all'acquisizione di un enorme numero di dati.

Al giorno d'oggi, i proprietari delle reti di trasmissione e degli impianti di generazione esigono di poter sfruttare completamente le proprie risorse allo scopo di **massimizzare il ritorno dei loro investimenti** nel settore dell'energia. Per contro, l'adozione di criteri molto conservativi nella valutazione di sicurezza introduce ridotti margini di profitto a causa dei conseguenti più stringenti vincoli di trasmissione. Nello stesso tempo, la velocità di calcolo è considerevolmente aumentata ed i nuovi veloci elaboratori disponibili oggi possono effettivamente essere usati per esplorare un più ampio insieme di condizioni di funzionamento e conseguentemente ridurre il grado di incertezza.

LA VALUTAZIONE DELLA SICUREZZA DI ESERCIZIO BASATA SUL RISCHIO

La liberalizzazione del mercato elettrico, portata avanti in questi anni in buona parte dei paesi industrializzati, ha portato i diversi soggetti del mercato a considerare nuovi scenari, caratterizzati da un **crescente numero di configurazioni di generazioni e di carichi**, quindi da maggiori incertezze associate alle possibili condizioni di esercizio della rete. Questa esigenza di maggiore flessibilità della rete si scontra con la conservatività associata ai metodi deterministici di valutazione della sicurezza. Per questo motivo, da qualche anno sono in corso, a livello internazionale, diversi studi tendenti a definire nuovi criteri di determinazione della sicurezza del sistema elettrico fondati su un approccio alternativo, di tipo probabilistico, basato sulla valutazione del rischio associato a determinate condizioni di esercizio.

Generalità sull'approccio probabilistico

La metodologia probabilistica consente di tenere, esplicitamente, conto della **natura intrinsecamente aleatoria delle contingenze** e dell'**incertezza sul valore dei carichi** presenti nel sistema in studio. Una volta descritte tali informazioni mediante adeguate distribuzioni di probabilità, l'approccio probabilistico consiste nella valutazione della probabilità della sicurezza statica e dinamica.

Un'analisi dettagliata delle possibili cause di insicurezza del sistema, ovvero delle **perturbazioni** e dello **stato del sistema** all'atto della perturbazione, porta a concludere che anche l'approccio deterministico necessariamente utilizza, per quanto implicitamente, informazioni di natura probabilistica. Ad esempio, esso è necessariamente limitato alla considerazione delle contingenze più significative, il che implica, in pratica, portare in conto solo quelle più probabili o più gravose.

L'approccio probabilistico permette di tenere conto in modo rigoroso del verificarsi di ogni possibile perturbazione, così come di ogni possibile configurazione di rete ad essa conseguente, nell'ipotesi che siano note (o stimabili) le relative probabilità. Infatti, se con **S** si denota la generica violazione legata ad un "*insoddisfacente comportamento statico o dinamico del sistema*", e con (C_1, C_2, \dots, C_n) l'insieme delle possibili configurazioni di rete conseguenti alle diverse perturbazioni, supposte incompatibili ed esaustive, allora il **Teorema della probabilità totale** fornisce la probabilità totale che si verifichi la violazione **S**:

$$P(S) = \sum_i P(C_i) \cdot P(S|C_i)$$

dove:

- $P(S)$ indica la probabilità della generica violazione S ;
- $P(C_i)$ è la probabilità di occorrenza della configurazione C_i ;
- $P(S|C_i)$ è la probabilità di insoddisfacente risposta del sistema condizionata al verificarsi della i -esima perturbazione, dunque calcolata in corrispondenza alla configurazione C_i . Tale probabilità sarà evidentemente legata a quella di aumenti anomali, ma quantificabili su base probabilistica, del carico del sistema, così come dell'eventuale incertezza su altri parametri del sistema.

L'assunzione di un approccio deterministico può essere vista come un **caso particolare** del modello generale della probabilità totale: infatti, limitarsi alle contingenze più probabili significa considerare quelle per cui $P(C_i)$ è più elevato, mentre le contingenze più gravose sono quelle per cui le probabilità $P(S|C_i)$ sono maggiori. Occorre osservare, però, che in genere le contingenze più gravose non sono quelle più probabili: per esempio, il verificarsi di un guasto contemporaneo su due o più componenti del sistema, benché poco probabile, è quello che più incide sulla insicurezza del sistema, e di cui non si tiene conto nel tradizionale approccio deterministico di sicurezza N-1, implicitamente basato sulla probabilità di accadimento delle singole contingenze singole.

In altri termini, mentre l'approccio deterministico è vincolato a esaminare separatamente contingenza e stato del sistema, aspetti le cui conseguenze sulla dinamica sono spesso in contraddizione tra loro, il modello probabilistico consente, invece, di **analizzare congiuntamente** tali aspetti e, soprattutto, di farlo in maniera esplicita, evitando la selezione preventiva di carattere arbitrario di tali fenomeni. L'alternativa deterministica consisterebbe nell'analizzare la sicurezza del sistema per ogni possibile contingenza e per tutte le combinazioni dei valori dei carichi all'interno del loro campo di variabilità: in tal caso, l'approccio deterministico risulterebbe proibitivo dal punto di vista computazionale, soprattutto ai fini dell'interpretazione dei risultati, mentre quello probabilistico è, per sua natura, adatto ad esprimere in maniera sintetica le proprietà di sicurezza del sistema secondo il Teorema della probabilità totale.

Un altro aspetto fondamentale dell'approccio probabilistico è relativo alla selezione, precedentemente accennata, dell'intervallo temporale di analisi della sicurezza. Infatti, un approccio alla sicurezza preventiva che tenga conto dell'incertezza dei carichi e della natura intrinsecamente probabilistica delle contingenze consente ovviamente una significativa **espansione dell'orizzonte temporale** su cui effettuare l'analisi di sicurezza. Infatti, l'incertezza sui valori effettivi dei carichi, esprimibile mediante la matrice di covarianza, cresce all'aumentare dell'intervallo temporale; quindi, un'analisi probabilistica può prescindere dall'ipotesi di carichi costanti. In pratica, a scopo di semplificazione analitica, si può accettare l'ipotesi di stazionarietà dei carichi, che rappresenta una condizione meno restrittiva.

Valutazione di sicurezza basata sul rischio

Uno dei problemi principali nelle valutazioni di sicurezza è quello di determinare un indice che quantitativamente sia in grado di **evidenziare i fattori che determinano il livello di sicurezza** (probabilità e severità delle violazioni). In passato, sono stati utilizzati diversi indici. Tra questi, i metodi deterministici hanno fatto uso di misure di prestazioni tipo correnti di linea, ampiezza delle tensioni e margini di stabilità: va notato però che queste misure riflettono la severità ma non la probabilità. Un ben noto indice di tipo probabilistico è la probabilità di perdita di carico, ma questo riflette invece la probabilità ma non la severità. Altri indici di tipo probabilistico, quali ad esempio il valore atteso dell'energia non fornita, riflettono sia la probabilità che la severità, ma la misura della severità riguarda soltanto l'interruzione del carico e non i costi associati col danno ai componenti o colle opportunità perse a causa della non disponibilità dei componenti.

Un indice che è stato recentemente definito e che sta riscuotendo notevole successo a livello internazionale è quello proposto all'interno di un approccio probabilistico denominato RBSA (Risk Based Security Assessment) [5]. Mentre i precedenti indici erano soprattutto misure della capacità del sistema di evitare guasti (o di incorrere in guasti), l'indice di rischio RBSA è **una misura dell'esposizione** del sistema al rischio. Di conseguenza, questo indice di rischio tiene conto sia della probabilità che della severità, ed usa un modello di severità che valuta tutte le conseguenze di tipo economico, includendo i costi associati a interruzioni di carico, danneggiamento dei componenti e non disponibilità di componenti per guasto. La relazione di base per il calcolo del rischio è la seguente:

$$Risk(Im|X_t) = E(Im(X_{t+1})|X_t) = \int_{X_{t+1}} \int_{E_i} Pr(E_i, X_{t+1}|X_t) \times Risk(Im|E_i, X_{t+1}) dE_i dX_{t+1}$$

dove Im denota l'impatto (costo) associato con l'interruzione di carico, il danneggiamento o l'indisponibilità di componenti per guasto. Il rischio associato con la condizione di funzionamento pre-contingenza X_t (in termini di carico, disaccoppiamento, profilo di tensione) è dato dal valore atteso dell'impatto economico della condizione di funzionamento nel successivo periodo X_{t+1} una volta assegnata la condizione corrente di funzionamento, e cioè da $E(Im(X_{t+1})|X_t)$. Questo valore atteso è l'integrale del prodotto della probabilità

dell'evento incerto (definito dallo stato di contingenza E_i e dalla condizione di funzionamento X_{t+1} relativo al successivo periodo temporale) per il corrispondente impatto economico sull'insieme di tutti i possibili eventi.

Una caratteristica peculiare dell'approccio RBSA è rappresentata dal fatto che l'impatto di uno specificato stato di contingenza E_i per una specificata condizione operativa X_{t+1} è considerato incerto e denotato come $\text{Risk}(\text{Im}|E_i, X_{t+1})$. Si noti che l'insieme degli stati di contingenza $\{E_i, \forall i = 0, N\}$ include anche la possibilità che lo stato attuale non cambi, cioè che non si verifichi guasto. L'incertezza associata all'impatto dipende dalla natura stessa dell'impatto. Nel caso di sovraccarichi di linea, per esempio, l'incertezza sta nella temperatura ambiente, nella velocità e direzione del vento e nel flusso solare.

Alcuni benefici dell'approccio probabilistico

I principali benefici di una valutazione di sicurezza basata sul rischio sono riassumibili come segue:

- Possibilità di mettere in relazione economia e sicurezza. Il rischio, valutato per esempio come prescritto dall'indice RBSA, ha un esplicito significato economico nel senso che esso rappresenta il costo atteso a seguito di possibili problemi di non rispetto della sicurezza, con riferimento alla condizione attuale di esercizio del sistema elettrico. Esso misura quindi la conseguenza economica di un'incertezza pesata sulla sua probabilità di accadimento. Questa proprietà fornisce un collegamento diretto tra l'economia del sistema e la sua sicurezza: essa permette di includere esplicitamente la sicurezza negli usuali problemi connessi alle assunzioni di decisioni di tipo economico.
- Disponibilità di un indicatore guida. L'applicazione di base dell'indice di rischio è quella di utilizzare le informazioni disponibili per decidere "ora" in previsione di una condizione collocata minuti, ore, settimane o anni nel futuro. Questa peculiarità rende l'indice di rischio perfettamente utilizzabile come indicatore guida.
- Rischio visto come funzione delle condizioni operative. I risultati di un'analisi effettuata con l'ausilio dell'indice di rischio possono essere usati per illustrare la dipendenza funzionale del rischio da condizioni operative pre-contingenza che gli operatori possono monitorare, comprendere e controllare.
- Possibilità di assegnare il valore di rischio. Essendo il valore del rischio calcolato per ogni problema di sicurezza, ogni contingenza ed ogni componente, risulta semplice identificare i componenti e le condizioni che ne determinano l'entità. Ciò fa sì che si possa assegnare il valore di rischio con quantità appropriate a seconda dell'esigenza dell'operatore.
- Calcolo del rischio composto. Il calcolo del rischio riflette, per una determinata regione di interesse o per l'intero sistema, l'effetto composto di tutte le contingenze e di tutti i conseguenti problemi di sicurezza, compresi quelli associati a sovraccarichi, tensioni e sicurezza dinamica. Pertanto, la valutazione di sicurezza basata sul rischio fornisce una misura del livello globale di sicurezza delle regioni di interesse.
- Calcolo del rischio cumulato. Se si dispone di una traiettoria sequenziale delle condizioni operative in funzione del tempo, è possibile calcolare il rischio per ciascuna condizione operativa, in modo tale che la sommatoria su tutti gli istanti temporali fornisce una valutazione del rischio cumulato su un determinato periodo di tempo. La valutazione del rischio cumulato può essere molto utile per determinare, ad esempio, l'influenza sul livello di sicurezza di un particolare piano operativo.
- Possibilità di prendere decisioni sulla base dei valori di rischio. Una valutazione di sicurezza basata sul rischio permette di gestire la sicurezza esprimendo anche delle scelte opportune che tengono conto dell'esposizione al rischio. L'identificazione delle specifiche viene effettuata nel contesto di adeguate analisi decisionali.

Possibili applicazioni dell'approccio probabilistico

Nell'ambito delle valutazioni di sicurezza e delle conseguenti decisioni che devono essere prese sulla base di tali valutazioni, il problema principale è quello di effettuare una valutazione integrata del livello di sicurezza insieme con il costo (o il profitto) conseguente all'accettazione di quel livello di sicurezza. Alcune tipiche situazioni dove la valutazione di rischio potrebbe permettere un approccio adeguato sono le seguenti:

- Pianificazione delle risorse. Gli analisti di sistema che studiano i bisogni futuri della trasmissione e della generazione devono effettuare opportune selezioni tra diverse alternative in modo da prevenire possibili problemi connessi con le scelte effettuate. Ciò richiede la previsione delle condizioni che caratterizzeranno un futuro distante, il che implica quindi una situazione di alta incertezza intrinseca, con particolare riferimento ai livelli di guasto e di carico. Una valutazione di sicurezza basata sul rischio

fornisce gli strumenti per gestire una simile incertezza, quantificando i rischi a lungo termine della pianificazione delle risorse e confrontando tali rischi con i costi e i benefici della pianificazione stessa.

- Programmazione dell'esercizio. Linee, trasformatori e generatori presentano prestazioni caratteristiche in funzione delle diverse condizioni di esercizio. Gli operatori devono quindi rispettare i limiti di sistema sui flussi di trasmissione e sui livelli di carico, che possono essere funzioni complesse di alcuni parametri operativi. Questi limiti vengono fissati sulla base di considerazioni di rischio associate alle condizioni normali di esercizio ed a potenziali condizioni di guasto. Una valutazione di sicurezza basata sul rischio può essere allora usata nella programmazione dell'esercizio, per quantificare i rischi e fornire conseguenti criteri di decisione per identificare rigorosamente prestazioni e limiti.
- Esercizio. Per via della possibilità (unica, non realizzabile con un approccio deterministico) di calcolare il valore del rischio composto, una valutazione di sicurezza basata sul rischio può essere utilizzata per monitorare i livelli di sicurezza del sistema, fornendo agli operatori informazioni significative in forma di indici compatti. Tutto ciò permette di effettuare analisi sempre più sofisticate quando si debbono prendere decisioni operative che implicino compromessi tra economia e sicurezza. Per esempio, quando si deve decidere se impegnare un'unità anziché un'altra per mitigare un flusso troppo elevato di trasmissione, l'operatore è interessato a pesare opportunamente il rischio associato con l'elevato valore del flusso rispetto al costo associato all'impegno di un'unità di produzione eventualmente più costosa. Un ulteriore utilizzo di valutazioni basate sul rischio può essere pensato nel caso di dispacciamento economico in sicurezza, o, più in generale, in problemi di OPF (Optimal Power Flow). Tradizionalmente, tali problemi tengono conto di severi vincoli di sicurezza. L'uso di vincoli assai severi di sicurezza porta inevitabilmente ad elevati costi dell'energia, anche nel caso in cui il rischio effettivo sia molto basso. Un approccio di tipo probabilistico può invece combinare costi di produzione e rischio in una funzione obiettivo, eliminando i vincoli, in modo tale da individuare un bilancio ottimo tra sicurezza ed economia.

Alcuni criteri utilizzati per giudicare l'accettabilità o meno delle prestazioni del sistema sono del tutto soggettivi. Per esempio, molti operatori specificano come valore limite per le cadute di tensione durante transitori il valore dell'80%, valore basato sulla percezione che una eventuale violazione possa provocare l'interruzione di alcuni tipi di carico. Eppure, esistono alcuni dati caratterizzanti le interruzioni di carico come funzione della caduta di tensione. Quindi, a volte può divenire difficoltoso giustificare pienamente alcuni limiti operativi adottati. Gli operatori che subiscono un danno economico dal rispetto di alcuni vincoli associati alla definizione di questi limiti operativi potrebbero in qualche modo chiedere conto della definizione dei limiti operativi che non possono essere violati. Una valutazione di sicurezza basata sul rischio può fornire tutti gli elementi necessari per giustificare l'esistenza di questi limiti operativi, oppure, alternativamente, può costituire la base per un aggiustamento e/o un superamento di tali limiti.

CONCLUSIONI

L'uso di tecniche probabilistiche di analisi del rischio rappresenta una naturale evoluzione per le procedure di valutazione di sicurezza, nel senso che esso permette di quantificare gli elementi di base, probabilità e conseguenze, di una tipica valutazione di sicurezza. Il grande vantaggio di queste tecniche risiede nel fatto che la quantificazione del livello di sicurezza, mediante l'approccio probabilistico di analisi del rischio, consente la diretta inclusione del concetto di sicurezza, insieme a considerazioni di tipo economico, negli strumenti matematici di decisione. Inoltre, l'approccio probabilistico fa sì che il concetto di "affidabilità" venga sviluppato in linguaggi e modelli comprensibili dall'operatore del mercato dell'energia, dall'economista, dall'ingegnere finanziario e da tutti coloro che per esperienza hanno avuto a che fare con la nozione di rischio. Per contro, l'operatore del sistema elettrico può rendersi conto che l'uso del rischio nelle analisi di sicurezza permette di collegare il tradizionale esercizio del sistema di potenza e le procedure di programmazione e pianificazione con le peculiarità tipiche dei mercati finanziari.

Ringraziamenti

Questo lavoro è stato finanziato con il Fondo Ricerca di Sistema per il settore elettrico nazionale istituito con Decreto Ministero dell'Industria DM 26/1/2000.

Elenco delle abbreviazioni

GRTN: Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
OPF: Optimal Power Flow
PRA: Probabilistic Risk Assessment
RBSA: Risk Based Security Assessment
UCTE: Union of the Coordination of Transmission of Electricity

BIBLIOGRAFIA

- [1] “Piani di difesa del sistema elettrico”, Guida Tecnica GRTN, N° INSTX.1006 Rev.00, Maggio 2000
- [2] “Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale”, Guida Tecnica GRTN, N° DRRTX03001 Rev.00, Gennaio 2003
- [3] Ricerca di Sistema – Decreto MAP in data 28/02/03 (Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 72 del 27/03/03)
- [4] T. E. Dy Liacco: “Control of Power Systems via the Multi-Level Concept”, Case Western Reserve University, System Research Center, 1968
- [5] J. McCalley, V. Vittal: “Risk Based Security Assessment”, final report for EPRI Project WO8604-01, Electric Power Research Institute, 2001