

DEFINIÇÃO E ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS SEVERAS NA REDE ELÉCTRICA PORTUGUESA

SUSANA ALMEIDA¹, RUI PESTANA¹, F. MACIEL BARBOSA²

¹ REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., Portugal
Telef: +351 22 00 11 779, fax: +351 22 00 11 750
e-mail: susana.almeida@ren.pt
e-mail: rui.pestana@ren.pt

² FEUP, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto (Portugal)
Telef: +351 22 508 14 00, fax: +351 22 508 14 43, e-mail: fmb@fe.up.pt

Resumo

As concessionárias dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) defrontam-se diariamente com perturbações nas suas redes com carácter imprevisível, as quais podem ter repercussões graves ao nível da estabilidade do sistema e, conseqüentemente, ao nível do cliente final.

As actuais exigências de Qualidade de Serviço, impostas às empresas do sector eléctrico, obrigam a que estas desenvolvam processos eficientes de análise e de reacção a incidentes, que por uma conjugação de factores não estejam previstos nos critérios de segurança estabelecidos. Assim é importante retirar dos resultados destas simulações decisões no sentido de planear o sistema de modo a minorar as conseqüências ou o risco de instabilidade do sistema e de colapso de tensão de determinadas zonas do sistema.

As simulações em regime permanente foram realizadas no módulo *Power Flow* do programa PSS/E da PTI, utilizando fotografias do sistema real.

Os resultados das simulações apresentados focam aspectos como perda de consumo (Energia Não Fornecida), perda de geração, conseqüências ao nível da topologia da rede e eventuais dificuldades na reposição.

Palavras Chave

Incidentes, Análise de Contingências, Trânsito de Potências

1 INTRODUÇÃO

Numa rede de transporte de electricidade têm de ser asseguradas condições de estabilidade – quer em regime estacionário quer em regime transitório – sem as quais o serviço essencial que se fornece aos clientes pode ser gravemente prejudicado.

Num momento em que o aumento das exigências em termos de qualidade de serviço é determinante, é importante ter consciência de que podem ocorrer perturbações no Sistema Eléctrico, com uma imprevisibilidade tal, que ultrapassem largamente todos os critérios de segurança usados quer pelo planeamento quer pela gestão do sistema em tempo real. Essas ocorrências podem ser causadas por diversos factores, por exemplo:

- **Atmosféricos** – descargas atmosféricas que afectem “simultaneamente” vários elementos de rede; Conjugação de nevoeiro mais poluição numa determinada zona do país; ou menos frequentes: chuva, inundação, neve, gelo, granizo ou vento forte;
- **Incêndios** – incêndios de enormes proporções que afectem diversos elementos de rede (podem ser corredores de linhas ou a confluência de diversos elementos nas proximidades de uma subestação);
- **Erros Humanos** – ao nível de manobras, trabalhos de conservação, montagem e ensaios;
- **Falhas no equipamento** – actuação incorrecta dos sistemas de protecção ou dos sistemas de comando e controlo; avaria de equipamento MAT (p.ex., explosão de transformadores de intensidade);

Perante este facto surgiu a necessidade de avaliar outras contingências consideradas mais severas.

Para a análise da Rede Nacional de Transporte (RNT) em regime permanente foi utilizado um programa com capacidade de simulação em regime permanente e

dinâmico de redes eléctricas de energia - o PSS/E da *Power Technologies, Inc.* (PTI) é comprovadamente robusto e eficiente na execução da tarefa pretendida. Nas simulações de regime permanente, o método escolhido para ser utilizado pelo software foi o “*Full Newton-Raphson Method*”. Esta análise foi efectuada ao nível dos trânsitos de energia (sobrecargas e colapsos de tensão). Nas simulações em regime permanente foram utilizadas fotografias do sistema real, denominadas por *savecases*, que têm obviamente as “características” dos dados reais.

Depois de devidamente enquadrados todos os casos especiais de contingências mais severas possíveis e de definir o âmbito deste estudo, as contingências simuladas neste trabalho são:

- Saída de corredores relevantes que envolvam linhas de 400kV;

Os critérios de segurança vigentes determinam que perante a ocorrência de um incidente no SEE, que envolva a falha de um qualquer elemento de rede, a falha simultânea dos dois circuitos de linhas duplas e a falha do maior gerador em serviço, não deverá originar interrupções do fornecimento de energia (com a excepção dos pontos mono-alimentados sem recurso) nem sobrecargas permanentes. Por vezes, dado o carácter imprevisível dos incidentes e a coincidência de vários acontecimentos, surgem incidentes que não se enquadram nas situações previstas antecipadamente.

O objectivo da reacção a este tipo de ocorrências é a minimização das suas consequências para o sistema eléctrico, repondo o mais rapidamente possível os consumos eventualmente afectados e as condições de segurança da rede. Mal a situação da rede esteja estável, após um incidente que provoque ou não mudança na topologia da rede, serão reavaliados os níveis de segurança do sistema e, se necessário, proceder a acções no sentido de repor os critérios de segurança definidos (com o objectivo de minorar os risco caso ocorra um novo incidente).

2 O INCIDENTE PARA A REN

As concessionárias dos sistemas eléctricos de energia defrontam-se diariamente com perturbações e anomalias nas suas redes. São classificadas como incidentes as que se enquadram na seguinte definição:

“O incidente é um acontecimento que origina a desconexão (não programada) de um ou mais elementos da rede – elementos do incidente, podendo originar uma interrupção de serviço.”

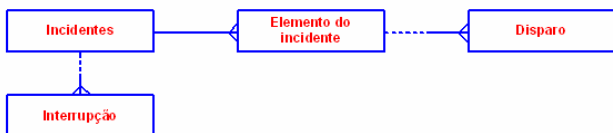


Fig. 1 – Estrutura do incidente

Os elementos de um incidente podem ser “*Elementos Origem*” e “*Elementos Afectados*”, onde um “*Elemento Origem*” é um elemento da rede sede de defeito e o “*Elemento Afectado*” é um elemento da rede, que não sendo sede de defeito, é retirado de serviço na sequência do defeito associado ao “*Elemento Origem*”. Existem “*Elementos Afectados*” quando ocorre funcionamento não selectivo de protecções, sobrecargas associadas à saída de serviço dos elementos da rede sede de defeito, actuação de protecções diferenciais de barras ou falha de disjuntor, situação de tensão zero numa zona da rede. Independentemente, de serem origem ou afectados, os elementos de rede que saem de serviço contribuem igualmente para a perda de estabilidade do sistema.

A alteração topológica resultante de um incidente irá afectar, principalmente, a distribuição do trânsito de potência pelos elementos da rede que permanecerem em serviço e as tensões nos barramentos do sistema. Após uma ocorrência desta natureza dependendo da sua dimensão, isto é, número de elementos de rede afectados, pode ocorrer:

- sobrecargas em elementos de rede;
- violações dos limites de tensão;
- interrupção de consumos (parcial ou total) a um ou mais pontos de entrega aos consumidores;
- perda de produção.

2.1 AS CAUSAS MAIS FREQUENTES

Os incidentes têm diversas causas possíveis todas elas previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço, sendo as causas mais frequentes na RNT:

- **Cegonhas** (através dos dejectos que, ao caírem perto dos isoladores ou ao atingi-los, os sujam; ou através de materiais dos ninhos com alguma dimensão que caem durante a fase de construção ou da vida do ninho, ficando suspensos nos isoladores ou efectuando um trajecto próximo destes, o que constitui um excelente **caminho** para que a corrente flua da linha para o poste);
- **Nevoeiro e Poluição** (tal como na causa Cegonhas, a acumulação de sujidade que se agarra à superfície das cadeias de isoladores; como esta sujidade é condutora, com humidade, provoca a perda de isolamento e consequente contornamento com uma elevada quantidade de energia);
- **Descargas Atmosféricas;**

2.2 ORGANIZAÇÃO E INFORMAÇÃO

A centralização da operação e da supervisão da rede associada a uma capacidade de importação de registos locais tornou a recolha de toda a informação e a actividade de análise dos incidentes mais expedita, o que permite criar um histórico que permite concluir que as contingências

severas acontecem e que a necessidade de treinar os operadores do Centro de Controlo e do Centro de Operação é real.

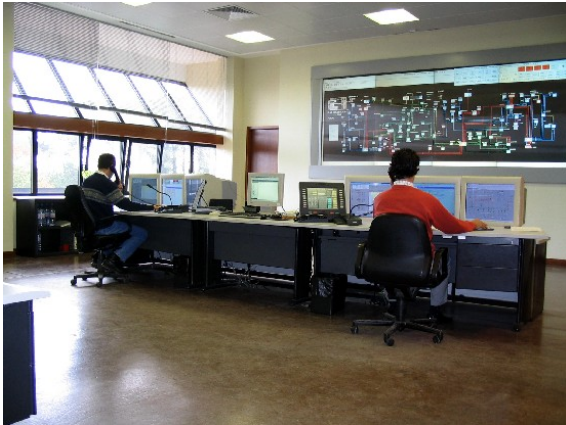


Fig. 2 – Centro de Operação da Rede

A informação necessária para a análise dos incidentes e a sua organização estão descritas na fig. 3:

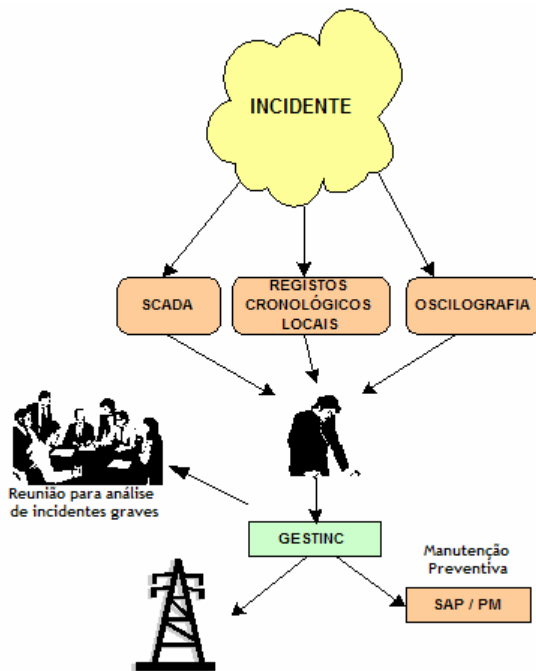


Fig. 3 – Organização da análise de incidentes

2.3 O HISTÓRICO

A Rede Eléctrica Nacional (REN), concessionária da rede de transporte de energia eléctrica em Portugal, desenvolveu uma aplicação para gestão dos incidentes ocorridos na Rede Nacional de Transporte. Esta aplicação contém todos os incidentes que ocorreram na rede desde o início de 2001, contendo: 609 incidentes em 2001, 717 em 2002, 562 em 2003 e 489 em 2004. No decurso de 2004, verificou-se uma melhoria global significativa no comportamento da Rede Nacional de Transporte, que se traduziu por uma redução do número de incidentes. O gráfico da fig. 4 apresenta o

número de incidentes por dia dos anos desde 2001 e confirma o carácter imprevisível destas ocorrências, pois os incidentes não escolhem dias nem horas.

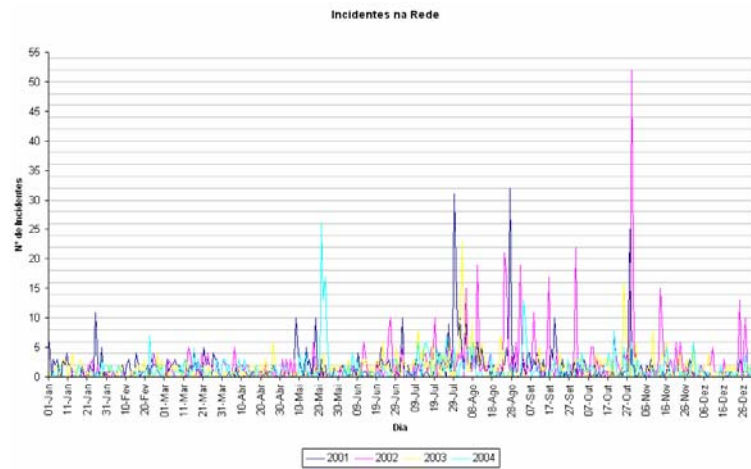


Fig. 4 – Número de incidentes por dia de 2001 a 2004

Apesar do seu grau de imprevisibilidade consegue-se observar no gráfico da fig.5 e uma tendência para um maior volume de incidentes a determinadas horas do dia.

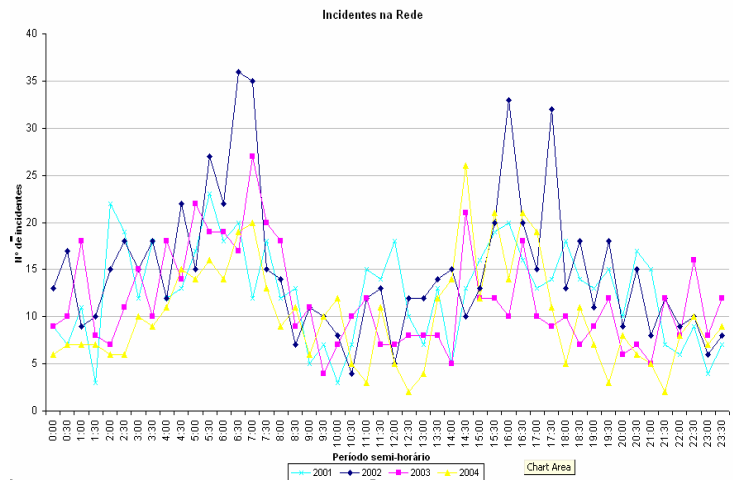


Fig. 5 – Distribuição pelas 24h anuais do número de incidentes (2001 a 2004)

3 DEFINIÇÃO DE CONTINGÊNCIAS

O número de contingências possíveis numa rede eléctrica é de uma tal dimensão que, tal como já foi referido, dependendo da amplitude da perturbação, estas poderão causar grandes transtornos. O facto da rede ser projectada com critérios de segurança bem definidos exige um “filtro” que permita, ultrapassando esses critérios, a selecção de contingências mais severas para a estabilidade da rede, como a saída de corredores relevantes e a perda de um nível de tensão numa instalação, por falha de disjuntor quando o serviço estiver todo ligado num único barramento. Este estudo incidiu na simulação de contingências dos 400 kV da RNT.

A identificação dos corredores de linha a simular baseou-se nos seguintes critérios:

- Largura do corredor inferior a 200 metros;
- Número de circuitos maior ou igual a 2;
- Trajecto comum das linhas superior a 1000 metros.

As linhas que constituem os corredores considerados mais críticos e escolhidos para comporem este artigo, apresentam-se na tabela 1. Na tabela está a designação total das linhas e não apenas o ramal afectado, porque perante um incidente com causa comum (por exemplo: incêndio), que afecte um corredor composto por vários elementos de rede, resultará a saída de serviço desses elementos por abertura dos disjuntores em todos os extremos.

CORREDOR Nº	LINHAS QUE COMPÕEM O CORREDOR	NÍVEL DE TENSÃO
1	Linhas Alto Lindoso – Riba de Ave 1 (LALRA1) + Alto Lindoso – Riba de Ave 2 (LALRA2)+ Linha Riba de Ave – Recarei 2 (LRARR2)	400 kV
2	Linha Mourisca – Pereiros 1/Mogofores (LMCPR1/MR) + Linha Recarei – Rio Maior 2 (LRRRM2)	220 / 400 KV
3	Linha Pereiros – Batalha 1 (LPRBL1) + Linha Recarei – Rio Maior 2 (LRRRM2)	220 / 400 kV
4	Linha Lavos - Recarei (LRRLV) + Linha Recarei – Rio Maior 2 (LRRRM2)	400 kV
5	Linha Carregado – Rio Maior 2 (LCGRM2) + Linha Carregado – Rio Maior 3 (LCGRM3) + Linha Rio Maior – Ribatejo (LRMRJ)	220 / 400 kV
6	Linha Porto Alto – Palmela 1 (LPMPA1) + Linha Porto Alto – Palmela 2 (LPAPM2) + Linha Palmela – Fanhões (LPMFN) + Linha Palmela - Ribatejo (LPMRJ)+ Linha Carregado – Seixal	150 / 220 / 400 kV
7	Linha Palmela – Sines 2 (LPMSN2)+ Linha Palmela – Sines 3 (LPMSN3)+ Linha Palmela – Monte da Pedra / Pegões (LPMP/PGS)	400 / 150 kV
8	Linha Sines – Ferreira do Alentejo (LSNES) + Linha Ferreira do Alentejo – Ermidas Sado (LESFA)	400 / 150 kV
9	Linha Pereiros – Batalha 1 (LPRBL1) + Linha Pereiros – Batalha 2/Pombal (LPRBL2/PB) + Linha Recarei –Rio Maior 2 (LRRRM2) + Linha Recarei – Lavos (LRRLV)	220 / 400 kV
10	Linha Fanhões – Alto Mira 4 (LFNAM4) + Linha Fanhões – Alto Mira 5 (LFNAM5)	400 kV

TABELA 1 – Corredores de linhas que incluem elementos de 400 kV

A utilização da base de dados de incidentes permitiu, que através da consulta do histórico de incidentes desde 2001, identificar quais os incidentes que englobam os corredores

definidos. Os resultados desta pesquisa apresentam-se na tabela 2:

Data Inc.	Causa Incidente	Elementos que compõe o incidente ¹⁾	Corredor
14/07/2004	Incêndios	Linha Pereiros – Batalha 1 + Linha Recarei – Rio Maior 2	36
6/09/2001	Nevoeiro ou neblina e poluição	Linha Palmela – Sines 2 + Linha Palmela – Sines 3	51 _{parcial}
6/09/2001	Erro humano- Conservação, montagens e ensaios	Linha Palmela – Sines 2 + Linha Palmela – Sines 3 - APAGÃO 6 DE SETEMBRO DE 2001	
2/08/2003	Incêndios	Linha Palmela – Sines 2 + Linha Palmela – Sines 3 - APAGÃO 2 DE AGOSTO DE 2003	
27/10/2003	Descargas atmosféricas	Linha Palmela - Fanhões + Linha Rio Maior - Palmela (actual Linha Palmela – Ribatejo)	69 _{parcial}
10/07/2004	Nevoeiro ou neblina e poluição	Linha Fanhões – Alto Mira 4 + Linha Fanhões – Alto Mira 5	70

TABELA 2 – Incidentes que afectaram os corredores apresentados desde 2001

1) Linhas que estiveram fora de serviço simultaneamente no incidente respectivo. Há mais incidentes que afectam

linhas do mesmo corredor, mas o período em que as linhas estão fora de serviço não é simultâneo.

4 SAVECASES SIMULADOS

Os cenários foram simulados, tal como já foi referido, são fotografias do sistema real. Apresentam-se na tabela 3 os dados dos *savecases* escolhidos:

Data	Geração (MW)	Carga (MW)	Interligação (MW)	Perdas (MW)
14/11/2004	2944	3959	-1102	86,2
27/01/2005	6773	7142	-532	163,9
27/01/2005 _{Mod}	6137	7142	-1200	195,9

TABELA 3 – Dados dos cenários simulados

Os *savecases* escolhidos traduzem situações de ponta e programas de importação significativos na interligação. Outro critério utilizado na escolha foi a entrada em serviço de elementos de rede com impacto no final de 2004, principalmente nos 400 kV.

A grande diferença na topologia da rede entre os *savecases* do dia 14/11/2004 e do dia 27/01/2005 é a entrada em serviço, no dia 23/12/2004, da nova interligação com Espanha – a linha Ferreira do Alentejo – Balboa /Central do Alqueva (LFABAL/AV), que reforçou em muito a segurança da rede.

Como este inverno está a ser extremamente seco e para conseguir simular um cenário de ponta húmida (com uma contribuição significativa de geração hídrica) foi modificado o perfil de geração do *savecase* do dia 27/01/2004 e foi também aumentado o programa de importação, originando o 27/01/2005_{Mod}.

5 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

O padrão global dos trânsitos de potências na RNT é bastante variado e depende não só diagrama de cargas, mas do perfil de produção (por causa da forte concentração das centrais hidráulicas a norte do rio Tejo) que varia com a situação de hidraulicidade, da época do ano e ainda das indisponibilidades de elementos da rede. Todos estes factores influenciam o resultados das simulações.

Com um programa de interligação importador em todos os cenários, verifica-se na totalidade de simulações efectuadas que o desvio no programa de interligação aumentou no sentido de compensar o aumento de perdas registado na RNT, após contingência relativamente ao caso base. Quando existe perda de consumos estes também são automaticamente reflectidos com a diminuição do programa de interligação.

Admite-se à partida que não se verificou perda de carga, perda de produção, sobrecargas em elementos da RNT nem violações nos limites de aceitabilidade de tensão. Caso se verifique é mencionado no corredor respectivo.

5.1 Corredor 1: LALRA1 + LALRA2 + LRARR2

Esta contingência interrompe a ligação entre o posto de corte do Alto Lindoso e a subestação de Riba de Ave, ficando a primeira instalação ligada à rede Espanhola pelas linhas Alto Lindoso – Cartelle 1 e 2. Caso exista produção na Central do Alto Lindoso, esta será injectada na rede Espanhola pelas linhas referidas. Para compensar a perda deste “caminho” entre os dois países, as outras linhas de interligação em serviço:

- Em 14/11/2004 e em 27/01/2005_{Mod}, ficaram todas com carácter importador e aumentaram o seu trânsito de potência activa nesse sentido;
- Em 27/01/2005, têm um comportamento idêntico aos outros cenários com a excepção da LFABAL/AV que

mantém o carácter exportador, diminuindo o valor do seu trânsito de potência activa;

Em todos os cenários, o trânsito de potência activa nas linhas de 220kV do Douro aumentou o seu valor, de modo a escoar a energia adicional importada. No cenário 27/01/2005_{Mod}, como a produção hídrica tem maior expressão registam-se ligeiras sobrecargas (inferiores a 10%) nas linhas Pocinho – Aldeadávila, Central do Picote – Mogadouro e Mogadouro – Central da Valeira, que serão rapidamente eliminadas através de medidas de redespacho na produção do Douro Internacional. Nos 400 KV desde a subestação de Riba de Ave até à subestação de Recarei, em todos os cenários, o trânsito de potências na linha diminuiu, verificando-se uma inversão nos autotransformadores de 400/220 kV da subestação de Recarei que passaram a injectar o trânsito de 220 kV nos 400 kV.

A maior dificuldade após uma contingência que interrompa a interligação norte a 400 kV é a reposição em serviço das linhas afectadas, porque o mais provável será existir uma diferença entre os ângulos dos barramentos de 400 kV da subestação de Riba de Ave e do posto de corte do Alto Lindoso (que ficara ligado apenas a Cartelle) superior ao valor de regulação do sincronizador para efectuar o fecho do disjuntor que colocará em serviço as linhas. O que torna necessário retirar de serviço as linhas Alto Lindoso – Cartelle 1 e 2, propagar tensão de Riba de Ave até ao Alto Lindoso e apoiar a rede portuguesa com a produção da Central do Alto Lindoso, com o objectivo de aproximar o ângulo entre os barramentos a interligar. Se a produção dos grupos da Central do Alto Lindoso não for suficiente, pode ainda ser necessário retirar produção do lado Espanhol. Daqui se pode concluir que a medida mais relevante será o redespacho de geração.

5.2 Corredor 2: LMCPRI/MR + LRRRM2

Perde-se inevitavelmente a carga da subestação de Mogofores que é monoalimentada pela LMCPRI/MR, o que implicará Energia Não Fornecida associada a esta contingência. A carga perdida poderá ser transferida para os pontos de entrega Mourisca e Pereiros.

Em todos os cenários, as linhas com um aumento mais significativo do trânsito de potência activa foram as linhas Recarei – Lavos e Lavos- Rio Maior para compensar a perda da LRRRM2. Nos 220 kV, a subestação da Mourisca fica alimentada em antena pela linha Carrapatelo - Mourisca.

5.3 Corredor 3: LPRBL1 + LRRRM2

Este cenário é muito idêntico ao anterior com as seguintes diferenças: não se regista perda de consumos e para além do aumento do trânsito na linhas Recarei – Lavos e Lavos - Rio Maior, para compensar a perda da LRRRM2, também aumenta significativamente o valor do trânsito de potência activa a linha Pereiros – Batalha 2/Pombal, compensando a perda da LPRBL1.

5.4 Corredor 4:LRRLV + LRRRM2

É relevante referir que a “auto – estrada” de 400 kV norte – sul fica interrompida, sendo usada como recurso a rede de 220 kV. Apesar do desvio no programa de interligação não ser significativo, as linhas de interligação do norte do país diminuíram o saldo importador e a linha Pego – Cedillo/ Falagueira passou a importadora nos cenários 14/11/2004 e 27/01/2005Mod (estes são cenários com um saldo importador superior a 1000MW). No cenário de 27/01/2005, com um programa de importação menor, a linha Pego – Cedillo/ Falagueira apenas reduziu o valor do trânsito de activa exportador.

Em todos os cenários, verificou-se a seguinte distribuição dos trânsitos de potências na RNT: a norte da subestação de Rio Maior as linhas de 400 kV diminuíram significativamente o trânsito de potências no sentido norte – sul. Por outro, as linhas de 220 kV aumentaram significativamente o seu trânsito de potências no mesmo sentido. A passagem dos 400 kV para os 220kV da energia injectada pela rede de 400 kV a norte é efectuada nos autotransformadores da subestação de Recarei. No cenário 27/01/2005_{Mod,} como a produção do Douro é mais significativa que nos outros simulados e como o programa de importação é de 1200 MW, verifica-se uma ligeira sobrecarga na linha Carrapatelo – Mourisca, que pode ser eliminada com um pequeno ajuste de produção e com transferência de cargas da subestação da Mourisca para norte.

5.5 Corredor 5:LCGRM2 + LCGRM3 + LRMJR

Em todos os cenários simulados verifica-se que os trânsitos das linhas de interligação mantiveram-se praticamente inalterados.

No cenário de 14/11/2004 não havia produção no grupo de 400 kV da Central do Ribatejo, logo o trânsito de potência activa na linha Palmela – Central do Ribatejo anulou-se. É relevante referir que também não havia produção na Central de Setúbal, o que se traduz numa contribuição de produção a sul menor, logo será através da linha Rio Maior –Fanhões e da linha Carregado – Fanhões que será injectada potência activa na subestação do Carregado.

Nos dois cenários do dia 27/01/2005 como havia produção no grupo de 400 kV da Central do Ribatejo e nos grupos da Central de Setúbal implicou que:

- a linha Palmela – Ribatejo ficou a injectar toda a produção dos 400 kV da Central do Ribatejo na subestação de Palmela;
- a linha Palmela – Fanhões transporta parte da produção das centrais a sul de Palmela e da Central do Ribatejo para norte pelos 400 kV.

Em todos os cenários a linha mais afectada por esta contingência foi a linha Carregado – Rio Maior 1, que aumentou o seu trânsito de potências no sentido de compensar a perda das outras linhas em paralelo.

5.6 Corredor 6:LPAPM1 + LPAPM2 + LPMFN + LPMRJ + LCGSXL

Esta contingência vai permitir concluir que a entrada em serviço da LFABAL/AV aumentou significativamente a estabilidade da rede a sul da subestação de Palmela, porque sem ela formação de uma rede isolada é inevitável. Perde-se a carga do cliente alimentado em antena através da linha Carregado - Seixal Longos a 220 kV. Independentemente do cenário, desta contingência resultou um aumento do trânsito de potências na rede de 400 kV a norte da subestação de Palmela. Verifica-se que a SPA tem um valor inferior a 59 kV.

No dia 14/11/2005, sem a LFABAL/AV, após contingência ocorre a formação de uma ilha eléctrica constituída pelas subestações de Palmela, Setúbal, Fernão Ferro, Sines, Évora, Ferreira do Alentejo, Ourique, Tunes e Estói e pelos postos de corte de Monte da Pedra, Ermidas do Sado e Sabóia. Os clientes MAT que ficam ligados à rede isolada são os alimentados pelo ponto de entrega Neves Corvo, pelo ponto de entrega Quinta do Anjo e pelos postos de corte referidos. As centrais em serviço desta “nova” rede são as Centrais de Sines e de Tunes e passarão a regular frequência na tentativa de convergir e manter o sistema estável. Caso o sistema não consiga permanecer estável, toda a produção e o consumo da ilha acabará por se perder por colapso, originando um valor elevado de energia não fornecida. É relevante referir que havia um excesso de produção a sul de Palmela, que estava a transitar no sentido sul – norte antes da separação da rede, o que implica um aumento de frequência na ilha. No saldo das linhas de interligação reflecte-se instantaneamente a separação de redes, verificando-se um aumento na importação equivalente ao défice de produção (correspondente ao produzido pelas centrais a sul de Palmela) verificado na rede norte que permanece interligada menos a carga do ponto de entrega Seixal Longos perdida.

Nos cenários do dia 27/01/2005, contrário do descrito, a LFABAL/AV está em serviço possibilitando que o excesso de produção a sul de Palmela seja absorvida pela rede interligada por Balboa, o que evita a formação da rede isolada na parte sul do sistema português, o que justifica o aumento do trânsito exportador na LFABAL/AV. É relevante ainda referir que as interligações aumentaram todas o seu trânsito de potência activa, com a excepção da linha Pego –Cedillo/Falagueira que diminui ligeiramente o seu valor continuando com carácter exportador, com o objectivo de suprir o défice de produção verificado a norte das linhas que constituem a contingência. Neste cenário, a carga da subestação de Porto Alto será alimentada em antena pela linha Porto Alto – Sacavém a 150 kV. Ao mesmo barramento da subestação de Sacavém, está ligada a linha Fanhões – Sacavém, que por sua vez tem ligado em série o autotransformador 220/150 kV da subestação de Fanhões, que está a limitar a sua capacidade de transporte e regista uma sobrecarga de cerca de 20%. Esta poderá ser

eliminada através de transferências de cargas da subestação de Porto Alto para outros pontos de entrega.

5.7 Corredor 7:LPMSN2 + LPMSN3 + LPMMP/PGS

A melhor forma de expor o que se passa na RNT depois desta contingência no cenário de 14/11/2004, antes da LFABAL/AV entrar em serviço, é resumindo o sucedido nos apagões de 6 de Setembro de 2001 e de 2 de Agosto de 2003, que apesar das causas serem distintas tiveram as mesmas consequências ao nível da rede.

6 Setembro 2001: Às 15 horas e 42 minutos do dia 6 de Setembro de 2001 ocorreu uma interrupção importante no fornecimento à zona Sul do país. O incidente teve origem na REN, na Subestação de Palmela, com o disparo da linha a 400kV Palmela-Sines_2 devido a um curto-circuito monofásico provocado pela lavagem na subestação de Palmela da cadeia de amarração ao pórtico da linha. Como esta linha estava em Regime Especial de Exploração não houve ordem de religação automática, tendo a linha permanecido aberta em ambos os extremos.

Em simultâneo com a abertura da linha Palmela – Sines 2 verificou-se a abertura do disjuntor em Palmela da linha Palmela – Sines 3, por actuação indevida da protecção. A linha Palmela – Sines 3 devido a lavagem de isoladores também se encontrava em Regime Especial de Exploração, disparando em definitivo.

A perda em simultâneo das duas linhas a 400 kV que estavam a escoar a maior parte dos 1200 MW da central de Sines para o Norte levou à ocorrência de sobrecargas nas linhas a 150 kV seguidas de disparo, o que provocou a Separação da Rede em Sines. O excedente de geração resulta da diferença entre as potências à saída das centrais de Sines (1200 MW) e Tunes (62 MW) e o consumo visto da rede de transporte na zona afectada (486 MW).

A rede permaneceu em rede isolada durante cerca de 4 minutos e meio, acabando por colapsar. O que afectou as Subestações de Évora, Ferreira do Alentejo, Sines, Ourique, Tunes, Estói e os Posto de Corte de Ermidas do Sado e Monte da Pedra ou seja, a maior parte do Alentejo e à totalidade do Algarve.

2 Agosto de 2003: Às 14 horas e 17 minutos do dia 2 de Agosto de 2003 ocorreu o disparo da linha de 400 kV Palmela-Sines 3, registando-se no minuto seguinte o disparo segunda linha de 400 kV Palmela-Sines 2, devido a dois incêndios sob as linhas.

A indisponibilidade simultânea das linhas provocou um excesso de geração em relação ao consumo a sul de Palmela, escoadas pelas linhas a 150 kV Palmela-Monte da Pedra e Palmela-Evora. Este excedente de geração resulta da diferença entre as potências à saída das centrais de Sines (1200 MW) e Tunes (70 MW) e o consumo visto da rede de transporte na zona afectada (535 MW). Os referidos trânsitos provocaram os disparos imediatos dessas duas

linhas, em situação de sobrecarga violenta, criando-se desta forma uma rede a 150 kV isolada do resto do país.

A instabilidade desta rede isolada conduziu ao disparo dos 4 grupos da Central de Sines e levou à perda da totalidade dos consumos a sul de Palmela, afectando as exactamente as mesmas instalações do incidente de 6 de Setembro de 2001.

Também no cenário do dia 14/11/2004 há um excesso de produção a sul de Palmela, que após contingência seria escoado pela linha Palmela – Évora. Este excedente de geração resulta da diferença entre as potências à saída da central de Sines (1200 MW) e o consumo visto da rede de transporte na zona afectada (357 MW). O mais provável, tal como nos casos apresentados, é a linha Palmela – Évora disparar de imediato por sobrecarga, criando desta forma uma rede isolada do resto do país. As centrais em serviço na ilha passarão a regular frequência na tentativa de convergir e manter o sistema estável. Caso o sistema não consiga permanecer estável, toda a produção e o consumo da ilha acabará por se perder.

A norte de Palmela a rede permanece interligada e no saldo das linhas de interligação reflecte-se instantaneamente a separação de redes, verificando-se um aumento na importação equivalente ao défice de produção, que estava a ser produzido pelas centrais a sul de Palmela.

Nos cenários de 27/01/2005, com a perda de 3 linhas que interligam a SPM com o sul do país, ficam a segurar a rede as linhas Palmela - Évora e a LFABAL/AV, evitando a formação da rede isolada. Principalmente, a LFABAL/AV assegura que o excesso de produção a sul de Palmela é veiculado para a rede interligada, o que origina um aumento no trânsito na LFABAL/AV relativamente ao caso base. É relevante ainda referir que as interligações aumentaram todas o seu trânsito de potência activa, com as excepções da linha Pego – Cedillo/Falagueira e da linha Bemposta - Aldeadávila que diminuíram o valor do trânsito de potência activa, continuando com carácter exportador. Estas alterações são consequência da resposta automática do sistema eléctrico interligado, no sentido de suprir o défice de produção verificado a norte das linhas que constituem a contingência e de escoar o excesso de produção a sul.

5.8 Corredor 8:LSNFA + LESFA

Em 14/11/2004, a LFABAL/AV ainda não entrou em serviço, logo não se verificam os trânsitos de potência activa exportadores usuais nessa linha e que afectam significativamente a LSNFA a 400kV. É relevante referir que se anulou o trânsito de potência activa no autotransformador de 400/150 kV da subestação de Ferreira do Alentejo e que a linha Ferreira do Alentejo – Ourique passou a alimentar a carga da subestação de Ferreira do Alentejo. Se neste cenário existisse produção da Central do Alqueva esta seria injectada na subestação de Ferreira do

Alentejo pelo autotransformador de 400/150 kV desta instalação.

Nos cenários de 27/01/2005, o trânsito de potência activa nas linhas de interligação de carácter importador diminuiu o seu valor. Quanto às linhas exportadoras:

- na linha Central da Bemposta - Aldeadávila e na linha Pego – Cedillo/Falagueira o valor do trânsito de potência activa aumentou;
- na LFABAL/AV (como perdeu a ligação a 400 kV directa à SSN) passou a exportar apenas o resultado da produção da Central do Alqueva afectado pelo trânsito no autotransformador de 400/150 kV da subestação de Ferreira do Alentejo.

É relevante referir que houve um aumento significativo do trânsito de potências das linhas de 400 kV desde a subestação de Sines até à subestação de Fanhões para norte, de forma a escoar o excesso de produção que estava a ser exportada pela LFABAL/AV, provocando uma diminuição no trânsito de potências das linhas de 400 kV a norte da subestação de Fanhões, cujo sentido é norte – sul. O comportamento da linha Ferreira do Alentejo – Ourique é igual ao já descrito.

5.9 *Corredor 14: LPRBL1 + LPRBL2/PB + LRRRM2 + LRRLV*

Ao perder-se a LPRBL2/PB que liga à subestação do Pombal a carga ficará alimentada pela subestação de Lavos, que está em malha fechada com esta pela rede de 60 kV do distribuidor. Neste cenário perde-se a ligação a 400 kV norte –sul e a ligação a 220kV entre as subestações de Pereiros e da Batalha, ficando apenas em serviço os corredores: Zêzere – Santarém – Carregado e Zêzere – Falagueira – Pego - Rio Maior para fazer o transporte entre o norte e o sul do país na RNT.

Nos cenários de 14/11/2004 e 27/01/2005_{Mod}, as linhas de interligação mantiveram o sentido do trânsito de potência activa, com a excepção da linha Pego – Cedillo/Falagueira que estava a exportar energia para o país vizinho e ficou com carácter importador. Houve uma redução no trânsito das linhas de interligação a norte, com a excepção da linha Central da Bemposta - Aldeadávila que aumentou a energia injectada no país vizinho. Esta reacção do sistema limitou o trânsito pelo centro do país. No cenário de 27/01/2005, a única diferença é a linha Pego – Cedillo/Falagueira ter mantido o sentido do trânsito de potência activa.

A distribuição dos trânsitos de potências na RNT foi a seguinte: a norte da SRR as linhas de 400 kV diminuíram significativamente o trânsito de potências no sentido norte – sul. Por outro, as linhas que constituem os percursos Zêzere – Falagueira – Pego-Rio Maior e Zêzere – Santarém – Carregado aumentaram o seu trânsito de potências no mesmo sentido, sendo que este último é bastante afectado pela produção da Central do Carregado (CCG), i.e., se a produção tiver expressão o trânsito de potências pode inverter e injectar potência activa na subestação do Zêzere,

precisamente ao contrário do descrito (apenas acontece no cenário de 27/01/2005 onde a produção na CCG é de 585 MW).

5.10 *Corredor 15: LFNAM4 + LFNAM5*

Neste cenário perde-se a ligação a 400 kV entre a subestação de Alto Mira e a subestação de Fanhões. Como estas linhas têm menos de 35km de comprimento não se assegura a perda sua simultânea nos critérios de segurança da exploração normal do sistema, o que vai originar uma sobrecarga superior a 50% no troço para a subestação de Fanhões da linha Fanhões Alto de Mira 3/ Carriche perante a indisponibilidade da linha Fanhões – Carriche nos dois cenários do dia 27/01/2005. No cenário de 14/11/2004 com a linha Fanhões – Carriche em serviço ocorre uma sobrecarga muito ligeira nesta linha após contingência.

Na subestação de Alto de Mira existe um autotransformador que interliga os 400 kV com os 220 kV. Com as linhas Fanhões – Alto de Mira a 400 kV fora de serviço a alimentação do consumo desta subestação vai ser garantida pelas linhas Carregado – Alto de Mira/Carriche, Fanhões – Alto de Mira/Carriche e Alto de Mira – Carriche/Trajouce de 220 kV que aumentam de forma significativa o valor do seu trânsito de potências. A linha Fanhões – Carriche e os autotransformadores da subestação de Fanhões também aumentam o valor do seu trânsito de potências.

A alimentação das cargas da subestação de Alto de Mira continua a ser assegurada pelos quatro transformadores (dois nos 220 kV e dois nos 400 kV), porque autotransformador 400/220 kV inverte o sentido do seu trânsito de potência activa após contingência, injectando nos 400kV. Se o autotransformador desta subestação estivesse indisponível, perante a contingência em análise, teríamos uma situação de tensão zero nos 400 kV e uma limitação na capacidade de transformação de 240 MVA (somatório da potência dos dois transformadores 220/60 kV), o que é claramente insuficiente em grande parte do ano. Para eliminar as sobrecargas e uma eventual limitação de potência de transformação (caso do autotransformador da instalação indisponível) pode-se transferir carga da subestação de Alto de Mira. Nos cenários de 27/01/2005 será necessário deslastrar alguma carga para eliminar totalmente a sobrecarga violenta no troço para a subestação de Fanhões da linha Fanhões Alto de Mira 3/ Carriche, considerando a linha Fanhões – Carriche indisponível.

6 FUTUROS DESENVOLVIMENTOS DO TRABALHO

Neste trabalho, o passo seguinte será a simulação da perda dos 400kV nas instalações com este nível de tensão, por falha de disjuntor quando o serviço estiver todo ligado num único barramento.

7 CONCLUSÕES

O passado demonstra que os incidentes são ocorrências de carácter imprevisível e que os corredores definidos como sendo contingências severas, que estão fora do âmbito dos critérios de segurança usados quer pelo planeamento quer pela gestão do sistema em tempo real, podem efectivamente acontecer. A simulação e a análise de contingências severas permite identificar as seguintes mais valias para a empresa:

- a definição de procedimentos de actuação em caso de emergência;
- o treino dos operadores das salas de comando que supervisionam e controlam a rede em tempo real, de modo a tornar a sua *performance* mais eficiente perante este tipo de cenários.

Com a interligação Ferreira do Alentejo - Balboa/Alqueva em serviço evitam-se apagões como o de 6 de Setembro de 2001 e o de 2 de Agosto de 2003, o permite afirmar que houve um aumento significativo da segurança da rede a sul do país. Podemos ainda afirmar que perante as contingências simuladas o comportamento da RNT é bastante estável e não se verificou com nenhum dos corredores simulados um desvio significativo ao programa de interligação.

REFERENCIAS

- [1]- Rede Eléctrica Nacional; “Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema”; disponível em www.ren.pt
- [2]- Rede Eléctrica Nacional; “Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2004-2009 (PIR)”; Novembro de 2003; disponível em www.ren.pt
- [3]- Rede Eléctrica Nacional; Caracterização da RNT 2004; disponível em www.ren.pt
- [4]- Rede Eléctrica Nacional; Departamento de Análise de Redes – PRAR; Análise Previsional de situações críticas de funcionamento da RNT – Disparo de Centrais de Ciclo Combinado; Outubro de 2004
- [5]- Rede Eléctrica Nacional; Relatório da Qualidade de Serviço 2003; disponível em www.ren.pt
- [6]- Rede Eléctrica Nacional; REN, em linha com o desenvolvimento sustentável; Novembro 2003
- [7]- Power Systems Analysis – John J. Grainger; William D. Steveson, Jr.; McGraw-Hill International Editions; 1994
- [8]- Power Systems Analysis – Hadi Saadat; McGraw-Hill International Editions; 1999
- [9]- A Base de Dados de Incidentes Gestinc - Motivações, Conteúdo, Gestão e Cálculo Automático De Indicadores - Futuros Desenvolvimentos; João Lobo e Susana Almeida para XI ERIAC; Novembro de 2004
- [10]- Rede Eléctrica Nacional; REN, Relatórios dos Incidentes de 6 de Setembro de 2001 e de 2 de Agosto de 2003, Grupo de Análise de Incidentes.

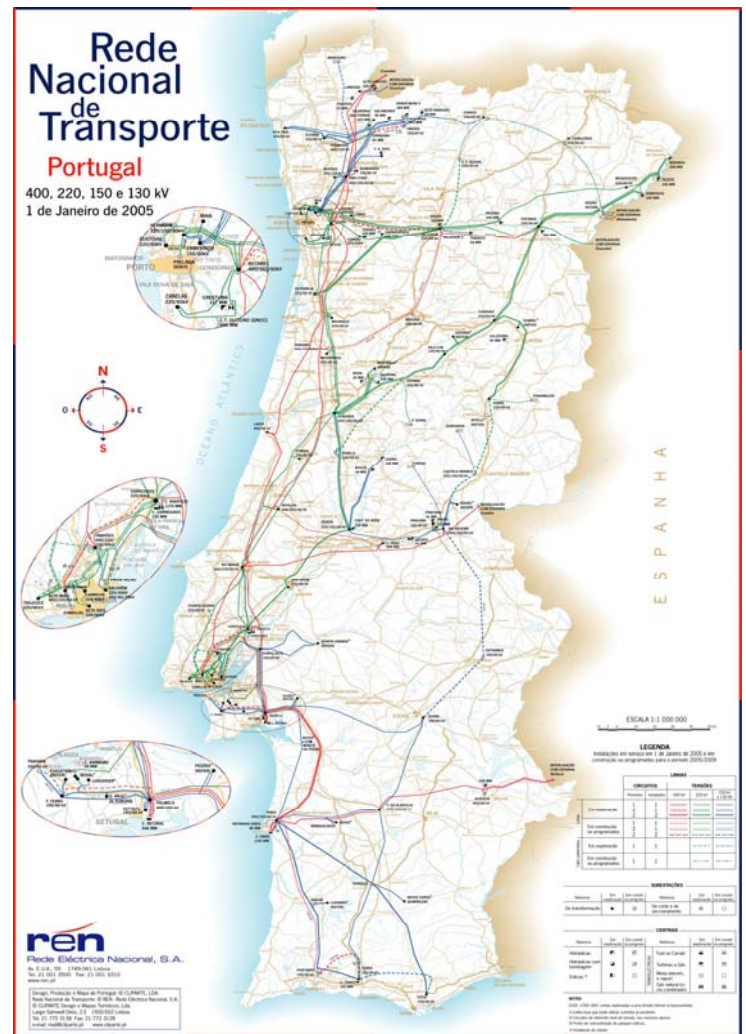


Fig. 5 – Mapa da Rede Nacional de Transporte