



Ministério de Minas e Energia

Grupo de Trabalho Portaria MME n.º 435/2009

Relatório Final

31 de maio de 2010

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	03
2. OBJETIVO	04
3. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	04
4. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	05
5. ANÁLISE	11
5.1 Operação	11
5.2 Proteção	16
5.3 Manutenção	17
5.4 Ensaios Normatizados e Pesquisa Experimental	19
5.5 Planejamento	23
5.6 Outras	24
6. PLANO DE AÇÃO	24
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	27
8. ANEXOS	29

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional – SIN sofreu no dia 10 de novembro de 2009, às 22h13m, uma perturbação que resultou em cortes de carga em parte do Brasil, principalmente nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul.

A ocorrência, classificada como blecaute grave, segundo os critérios definidos para elaboração do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia – BISE, teve origem no desligamento das LTs 765 kV Itaberá – Ivaiporã (circuitos 1, 2 e 3), por curtos-circuitos provocados por descargas atmosféricas e/ou pela redução da suportabilidade dos isoladores submetidos a condições meteorológicas adversas (chuvas intensas e ventos).

Foi interrompida uma carga de 24.436 MW do SIN, 40% do requisito no momento da ocorrência. O Paraguai também foi afetado com a perturbação, com uma carga interrompida da ordem de 880 MW.

Em face do evento, o Ministério de Minas e Energia – MME tomou uma série de providências para apurar as causas e as responsabilidades da perturbação.

Primeiramente, convocou para o dia seguinte à perturbação, 11 de novembro de 2009, reunião extraordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, órgão criado pelo Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Na reunião, foram apresentadas as primeiras análises e as causas prováveis da ocorrência e definidas as ações necessárias para aprofundamento das investigações.

Tendo como premissas a transparência e divulgação nas ações e informações da ocorrência, o MME promoveu, imediatamente após a reunião extraordinária do CMSE, uma entrevista coletiva com a participação dos principais agentes do setor elétrico brasileiro, compartilhando as informações até então obtidas da perturbação. Participou, também, de audiências públicas no Congresso Nacional para prestar informações aos congressistas, dentre eles, membros da Comissão de Minas e Energia.

O MME acionou também órgãos diretamente e indiretamente envolvidos com a perturbação para, prioritariamente, desenvolver estudos e análises da ocorrência, visando o aprofundamento das investigações, em particular, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás, por intermédio de sua subsidiária Furnas Centrais Elétricas S.A – Furnas, responsável pelas instalações onde ocorreu o início da perturbação, e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

Além dessas providências, a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel abriu procedimento de fiscalização, sob nº 48500.006877/2009-46, em conformidade com suas atribuições, definidas pela Lei 9.427, de 26 de Dezembro de 1996.

Considerando a necessidade de acompanhar os desdobramentos dessas ações, o MME criou, por meio da Portaria MME n.º 435, de 13/11/2009, Anexo 1, um Grupo

de Trabalho – GT para acompanhar os estudos e as análises da ocorrência, bem como propor ações de melhoria da segurança de suprimento de energia elétrica.

Além da participação e coordenação direta do MME, o GT foi composto com representantes da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Furnas Centrais Elétricas S.A – Furnas, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP, Itaipu Binacional e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

Os resultados dos trabalhos do grupo vem sendo apresentados ao CMSE para avaliação e tomada de decisões acerca das recomendações propostas.

2. OBJETIVO

O presente relatório tem o objetivo de apresentar os resultados dos estudos e análises da perturbação no SIN do dia 10/11/2009, às 22h13min, e propor ações de melhoria da segurança de suprimento de energia elétrica, em atendimento à Portaria MME n.º 435, de 13 de novembro de 2009.

3. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A coordenação do GT conduziu os trabalhos tendo como referências o Relatório de Análise de Perturbação – RAP, Relatório ONS-RE-3-252/2009 - Anexo 2, documento regulamentado pelos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, no submódulo 22.3, e os resultados das análises, simulações, ensaios e pesquisas experimentais realizadas pelo CEPEL, em parceria com Furnas, em aterramento, especificamente relacionadas a malha de terra da subestação (SE) Itaberá e resistência de pés de torres dos circuitos para Ivaiporã e Tijuco Preto, e isoladores de pedestais e conjunto de isoladores de suporte de filtro de onda da própria SE Itaberá. Os estudos desenvolvidos para avaliar a blindagem da área da SE Itaberá também foram considerados pelo grupo de trabalho.

O GT promoveu 7 (sete) reuniões, com a participação de todos os membros, onde foram analisados os documentos elaborados pelo ONS, CEPEL e Furnas, a partir dos estudos, ensaios e pesquisas efetuadas. Foi realizada também uma visita técnica ao local da origem da perturbação, a SE Itaberá, onde foram inspecionados os equipamentos envolvidos na ocorrência.

Os resultados obtidos pelas análises e estudos estão consolidados nesse relatório que, em sua primeira parte, apresenta uma descrição da perturbação, com destaque para as questões que foram capitais para a origem da perturbação e para a recomposição do sistema.

Num segundo momento, o relatório faz uma análise, especificamente quanto ao processo de recomposição do sistema, atuação dos esquemas de proteção,

manutenção e planejamento. Nessa parte do relatório, a contextualização desses pontos fundamenta a proposição de recomendações para melhoria da segurança operacional do sistema.

Cabe lembrar que o conjunto de recomendações proposto aqui não esgota a totalidade das ações que devem ser executadas para melhoria do sistema, sendo que o RAP - Relatório ONS-RE-3-252/2009, em seus capítulos 7 – Providências Tomadas ou em Andamento e 9 – Recomendações, apresenta uma relação de 53 (cinquenta e três) ações, com prazos e responsabilidades de atuação.

Para consolidar as recomendações, o relatório apresenta, no seu item 6, um Plano de Ação, definindo responsabilidades e prazo de execução.

Ao final, são apresentadas informações atualizadas do sistema elétrico brasileiro, caracterizando sua condição de equilíbrio adequado entre oferta e demanda e outros dados a respeito da sua evolução.

Como outra observação importante, verificou-se que o evento em questão esteve associado a fenômenos climáticos severos, com a ocorrência de “*chuva intensa acompanhada de descargas elétricas e rajadas de vento*”, para o local e período do evento, conforme citação do INPE/CPTEC, no item 3 (Condições Meteorológicas – Observações de Satélite) do seu relatório “*Análise das Condições de Tempo Observadas no dia 10/11/2009*”, apresentado no Anexo 3.

Tais fenômenos climáticos submeteram os equipamentos da SE Itaberá a condições atípicas, com exigências acima daquelas de projeto e prescritas em normas brasileiras, e que motivaram, inclusive, a realização de Pesquisas Experimentais pelo CEPEL e ações por parte de FURNAS, algumas de caráter emergencial.

Portanto, o evento não se caracterizou por causas estruturais de desequilíbrio entre oferta e demanda ou deficiências de investimentos ou, finalmente, falha de manutenção/operação, confirmando a robustez do Sistema Elétrico Brasileiro.

4. DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO

4.1 Condições Meteorológicas

O RAP ONS-RE-3-252/2009 destaca no que se refere às condições meteorológicas e despacho da UHE Itaipu 60 Hz no dia do distúrbio: *...verificava-se o deslocamento de uma frente fria ocasionando chuvas significativas e vento no norte de Santa Catarina e no Paraná. Na área do Estado do Paraná, onde estão localizadas linhas de 525 kV e de 765 kV (trechos Foz do Iguaçu / Ivaiporã e Ivaiporã / Itaberá), à partir das 14h00min foram observadas condições de tempo severo em Foz do Iguaçu e Cascavel, com a ocorrência de chuvas, ventos e descargas atmosféricas. Em função destas informações sobre as condições climáticas, o ONS, como já o faz de forma rotineira, apesar de já estar operando com valores de geração em Itaipu - 60 Hz que*

suportavam a perda dupla no trecho Foz do Iguaçu – Ivaiporã - Itaberá – Tijuco Preto, diminuiu ainda mais, a partir das 14h00min, o despacho nesta usina, reduzindo assim a transmissão de energia pelo tronco de 765 kV, privilegiando a segurança do sistema elétrico.”

Frente estas providências, no momento anterior à perturbação, o SIN como um todo estava operando dentro dos critérios de segurança elétrica, em conformidade com o planejamento da operação, sem restrições operacionais e, no caso do tronco de 765 kV, com segurança adicional, podendo suportar até contingência dupla, ou seja, critério de operação N-2.

As condições meteorológicas no período do evento mostraram-se adversas, com a presença de chuvas intensas, ventos e descargas atmosféricas. Ressalta-se que na Estação Meteorológica Fazenda Agrolim, no município de Itaberá, operada pela Duke Energy, com medições horárias, foram registradas chuvas de 24 mm, concentradas em curto período de tempo, por volta do horário da perturbação.

O despacho de carga, com montantes de geração para cada instalação, e os principais fluxos regionais e de interligações, bem como os carregamentos de transformadores e intervenções de manutenção programadas estão descritas no capítulo 2 do RAP - Relatório ONS-RE-3-252/2009.

A figura abaixo mostra o descritivo inserido pelo operador da SE Itaberá no sistema de Registro de Ocorrências, relatando as condições atmosféricas no momento da ocorrência.

Registro de Ocorrências

Ocorrência

Data: 10/11/2009 Hora: 22:13 Sequencial: 01 Local: STIA.O

Sistema: Área de 750 KV Sub-Sistema: Linha de Transmissão

Evento: Distúrbio

Relevante? Sim Não

Descritivo: IPS-1336/2009-CTRS.O-Bruno

Distúrbio: LTIAIV1, LTIAIV2, LTIAIV3 e Barra A.

- Disjuntores abertos pela proteção: DJ12918, DJ12928, DJ12938, DJ12948, DJ12838, DJ12848 e DJ12858.
- Disjuntores que permaneceram fechados: DJ12718, DJ12728, DJ12738 e DJ12868.
- LTIAIP1, LTIAIP2 e LTIAIP3: Ficaram com tensão de retorno.
- LTIAIV1, LTIAIV2, LTIAIV3: Sem tensão de retorno.
- BSIAIP202: Bypassou pela proteção.
- Condição do tempo: Chuvoso com descargas atmosféricas.

Importante se faz destacar que, para corroborar este informe climatológico, o INPE/CPTEC apresentou em seu relatório *“Análise das Condições de Tempo Observadas no dia 10/11/2009”*, incluído em seu item 7 - Conclusão (vide Anexo 3): *“A imagem do radar meteorológico, correspondente ao horário da interrupção do fornecimento de energia, indicava a ocorrência de chuva intensa próxima à cidade de Itaberá (SP)”*. (Grifo nosso)

Adicionalmente, o citado relatório do INPE/CPTEC acrescentou em seu item 3 (*Condições Meteorológicas – Observações de Satélite*) aue: *“a imagem de satélite*

no canal infravermelho mostra a temperatura dos topos das nuvens às 22h15min.... Observam-se valores de temperatura baixos entre -70°C e -80°C, em três regiões do estado de São Paulo, uma delas nas proximidades das cidades de Itaberá e Itapeva. Os topos frios indicam a presença de nuvens de grande desenvolvimento vertical, que geralmente estão associadas à ocorrência de chuva intensa acompanhada de descargas elétricas e rajadas de vento". (Grifo nosso)

Além disso, o INPE/ELAT apresentou em seu relatório "*Incidência de descargas atmosféricas associadas à interrupção de suprimento de energia elétrica ocorrida no dia 10/11/2009 na região do sistema Itaipu*", também incluído no Anexo 3, em seu item 4.2 (Análise para o período das 22:03 às 22:23): "*Considerando-se o período das 22:03 às 22:23 hora local, isto é, cerca de mais ou menos 10 minutos ao redor do período da interrupção de suprimento de energia elétrica, pode-se ver na Figura 8 que neste período foram registradas descargas atmosféricas próximas às linhas e subestações do sistema de Itaipu somente na região de Itaberá*". (Grifo nosso)

No Item 2 (*Rede BrasilDat*) deste mesmo relatório do INPE/ELAT destaca-se: "*O desempenho da BrasilDat na detecção de descargas nuvem-solo Pode-se observar que a ED (Eficiência de Detecção) total da rede ao longo do sistema de Itaipu é de 85%, o que significa que 85% das descargas que ocorrem são registradas*". (Grifo nosso)

Em termos da eficiência de detecção da rede BrasilDat, utilizada pelo INPE, há que se ressaltar que descargas com intensidade inferior a 25 kA, com uma probabilidade de ocorrência de 15%, podendo ter atingido as linhas de transmissão de 765 kV ou a SE Itaberá, sem terem sido detectadas por esta rede.

4.2 A Perturbação e suas conseqüências

A perturbação teve início às 22h13min (Horário Brasileiro de Verão - HBV), com a incidência de um curto-circuito monofásico envolvendo a fase B da LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã - Circuito 1, localizado no isolador de pedestal do filtro de ondas do terminal de linha na SE Itaberá.

Cerca de 13,5 ms após a primeira falta ocorreu um segundo curto-circuito, também monofásico, envolvendo a fase C da LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã - Circuito 2, localizado na coluna de isoladores do vão de entrada na SE Itaberá.

Aproximadamente 3,5 ms após a segunda falta ocorreu um terceiro curto-circuito novamente monofásico, envolvendo a fase A, localizado na barra A de 765 kV da SE Itaberá, incidindo também sobre a coluna de isolador pedestal.

Pelo exposto anteriormente, fica clara a gravidade do evento e o seu caráter evolutivo, tendo sido iniciado com um curto-circuito monofásico e progredido rapidamente para um defeito trifásico, num dos principais troncos de transmissão de energia do Brasil.

Os curtos-circuitos foram eliminados sequencialmente, conforme abaixo:

I) Para a LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã - Circuito 1, pelas atuações das proteções principal e alternada de distância, baseadas no princípio de ondas trafegantes, modelo RALZA-Fabricante ABB, em ambos os terminais, num tempo total de 48ms;

II) Para a LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã - Circuito 2, pelas atuações das proteções principal e alternada de sobrecorrente direcionais para faltas desbalanceadas, modelo MOD III- Fabricante GE, unidades de subalcançe na SE Itaberá, e de sobrealcançe associadas aos esquemas de teleproteção na SE Ivaiporã, num tempo total de 48,8 ms;

III) Para a Barra A de Itaberá - 765 kV, pela atuação da proteção diferencial de barras, modelo 7SS52- Fabricante SIEMENS, no tempo de 41,9 ms; e,

Na LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã - Circuito 3, houve atuação da unidade instantânea da proteção de sobrecorrente residual do reator desta linha no terminal da SE Ivaiporã.

Em função da perda dos 3 circuitos de 765 kV entre as SEs Ivaiporã e Itaberá, houve inicialmente a atuação da Lógica 15 de perda dupla, do Esquema de Controle de Emergência (ECE) do tronco de 765 kV, comandando os desligamentos, na UHE Itaipu - 60 Hz, de 4 unidades geradoras, em aproximadamente 251 ms e, na sequência, a atuação da Lógica 8 de perda tripla deste mesmo ECE, desligando mais uma unidade, em 476 ms, rejeitando o total de 3.100 MW de geração.

Após a abertura do tronco de transmissão 765 kV, entre as SEs Itaberá e Ivaiporã, ocorreu sobrecarga pelas interligações Sul/Sudeste, nas LTs 525 kV, 230 kV e 138 kV, ocasionando os desligamentos das mesmas, em tempos inferiores a 1 s.

Após a abertura destas linhas de interligação, os Sistemas Sul e Sudeste ainda permaneceram interligados apenas pela LT 525 kV Londrina – Assis – Araraquara, que foi desligada em 1min20s após o início da perturbação.

No período compreendido entre 1 e 2 s após o início da perturbação, houve a abertura em condições de oscilação de potência, de várias linhas, principalmente as de tensões de 440 kV do Sistema São Paulo, promovendo desta forma a separação das usinas hidráulicas conectadas a esta malha.

Verificou-se também a perda de sincronismo entre as usinas do 440 kV com relação às usinas dos Rios Paranaíba, do Tocantins e do sistema Norte/Nordeste, ocasionando a abertura das seguintes linhas:

- LT 500 kV Água Vermelha – São Simão em aproximadamente 1,3 s;
- LT 500 kV Água Vermelha – Marimbondo em aproximadamente 1,8 s;

Observação: Estes desligamentos separaram o sistema de 440 kV do Sistema de 500 kV da área Minas Gerais

Adicionalmente foram desligadas as seguintes linhas:

- LT 230 kV Dourados – Guaíra em aproximadamente 2 s; e,
- LT 230 kV Nova Porto Primavera – Imbirussu e Nova Porto Primavera – Dourados em aproximadamente 5 s.

Observação: Estes desligamentos separaram o Estado do Mato Grosso do Sul das Regiões Sul e Sudeste, acarretando o colapso no suprimento deste Estado, que conseqüentemente levou à interrupção de 588 MW de cargas de MS.

Nessa ocasião, a frequência do sistema Sul atingiu valores da ordem de 63,5 Hz, com uma taxa de variação de frequência superior a 1,4 Hz/s, o que ocasionou a atuação do relé de taxa de frequência de Itaipu – 60 Hz (Lógica 4), comandando os desligamentos dos 3 circuitos em 765 kV entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã, ocorridos em aproximadamente 2 s após o início da perturbação.

Nestas condições ocorreu a interrupção total da energia proveniente das unidades geradoras em 60 Hz da UHE Itaipu. Com o ilhamento do sistema Sul, ocorreu o desligamento automático, de algumas linhas de transmissão locais, em 525 kV, por sobretensão.

Com a abertura do Sistema de 440 kV no Estado de São Paulo, acentuou-se o afundamento da tensão no barramento de 345 kV da SE Ibiúna. Por ser o Elo HVDC fundamentalmente dependente da tensão do sistema receptor, nesta SE, ocorreram oscilações e redução na potência por ele transmitida até o bloqueio seqüencial total do mesmo, por atuação de suas proteções de mínima tensão CC, que atuam na Estação Conversora de Foz do Iguaçu.

Os tempos decorridos no bloqueio dos 4 Pólos deste Sistema HVDC são apresentados abaixo:

- Pólo 3 em cerca de 2,5 s (operava em - 300 kV);
- Pólo 4 em cerca de 4,2 s (operava em + 600 kV);
- Pólo 2 em cerca de 7,0 s (operava em + 600 kV); e,
- Pólo 1 em cerca de 8,5 s (operava em - 600 kV).

Como a tensão na Região Sudeste estava completamente degradada, seguiram-se vários desligamentos por sobrecarga e subtensão. Destacam-se os desligamentos das LT 345 kV Itutinga – Adrianópolis - Circuitos 1 e 2, cerca de 2,8 s do início da perturbação, a LT 500 kV Itajubá 3/Cachoeira Paulista em cerca de 11 s e a LT 525 kV Assis/Araraquara em cerca de 1 min 20 s.

Com os desligamentos relatados anteriormente, houve colapso quase total ao suprimento aos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul, permanecendo parte das cargas dos Estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e região metropolitana de São Paulo alimentadas precariamente apenas pelo tronco de 500 kV Marimondo / Araraquara / Campinas / Cachoeira Paulista, pela LT 345 kV Ouro Preto 2 – Vitória e pelo Transformador 230/138 kV da UHE Mascarenhas.

Estabeleceu-se nesta área um perfil de tensão extremamente baixo, cerca de 23 % da tensão nominal. Houve interrupção de 21.363 MW de cargas nos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Também ocorreu o ilhamento do Sistema Acre / Rondônia, pela atuação da Proteção para Perda de Sincronismo (PPS) instalada na LT 230 kV Vilhena/Pimenta Bueno. Na ilha formada houve a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), rejeitando 199 MW de cargas.

No sistema ilhado, formado pelos estados do Pará, Tocantins, Região Nordeste e as áreas Minas Gerais e Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, a frequência atingiu um mínimo de 58,3 Hz (SE/CO) e de 58,0 Hz (N/NE), acarretando a atuação do ERAC, com o seguinte corte de carga:

- Na Região Nordeste de 802 MW;
- Na Região Centro-Oeste de 279 MW; e,
- Na Área Minas de 667 MW.

A Tabela 1 apresenta o montante de carga interrompido, a respectiva duração média de seu restabelecimento e a energia interrompida, por Empresa.

Tabela 1 - Montante de Carga Interrompida por Empresa

Empresa	Estado	Carga (MW)	Duração Média (minutos)	Energia (MWh)
Escelsa	ES	1.286	124	2.657,7
Elfsm	ES	56	240	224,0
Celg	GO	89	10	14,8
Cemat	MT	190	38	120,3
Enersul	MS	588	94	921,2
Cemig	MG	331	40	220,7
Energisa MG	MG	186	98	303,8
Light	RJ	4.600	235	18.016,7
Ampla	RJ	1.576	227	5.962,5
Energisa N.Friburgo	RJ	55	161	147,6
Eletropaulo	SP	6.700	284	31.713,3
Bandeirante	SP	2.120	209	7.384,7
Caiuá	SP	92	205	314,3
Elektro	SP	1.464	182	4.440,8
Jaguariuna	SP	63	274	287,7
Paulista	SP	1.974	243	7.994,7
Piratinga	SP	1.911	290	9.236,5
Santa cruz	SP/PR	54	30	27,0
Ceal	AL	54	29	26,1
Coelba	BA	150	30	75,0
Energisa PB / BO	PB	90	29	45,4
Celpe	PE	414	22	151,8
Copel	PR	53	3	2,7
Cosern	RN	38	21	13,3
Ceron	RO	136	30	68,0

Aes sul	RS	16	8	2,1
Celesc	SC	35	19	11,1
Energisa SE	SE	52	5	4,3
Eletroacre	AC	63	26	27,3
TOTAL		24.436	222	90.415
<i>Tabela 1 - Montante de Carga Interrompida por Empresa</i>				
<i>Fonte: ONS</i>				

O RAP - Relatório ONS-RE-3-252/2009 apresenta fotografias, registros oscilográficos e outras evidências que corroboram a descrição da perturbação.

5. ANÁLISE

Esse item do relatório contempla uma avaliação dos principais temas da ocorrência. No item anterior foram descritos eventos que merecem, para elucidação da origem e causas da perturbação, uma análise técnica e uma proposição de ações para melhorar a segurança de suprimento de energia elétrica.

Assim, foram estruturadas análises sobre questões associadas à operação, proteção, manutenção, ensaios normatizados e pesquisa experimental, envolvendo instalações e equipamentos, planejamento e outras.

As análises concluídas até agora levam a considerar que os curtos-circuitos verificados foram provocados por descargas atmosféricas e/ou pela redução da suportabilidade dos isoladores quando submetidos a condições atmosféricas adversas, caracterizadas por chuvas intensas com rajadas de ventos.

Importantes ações são recomendadas, como, por exemplo, avaliação de sistemas de comunicações, revisão de critérios de segurança, identificação e proposição de procedimentos adicionais para instalações estratégicas, avaliação de sistemas de proteção, execução de ações de melhorias na SE Itaberá e outras.

Essas ações são fundamentais para o processo de melhoria contínua das condições operacionais do SIN, com o acompanhamento estratégico do MME.

5.1 Operação

Todos os sistemas de transmissão de energia elétrica estão sujeitos à ocorrência de distúrbios, das mais diferentes magnitudes e causas (intempéries, queimadas, vandalismo, defeitos, etc.) durante a sua operação.

No caso do sistema elétrico brasileiro, muitas das conseqüências destes distúrbios não são percebidas pelos consumidores, na medida em que o suprimento é feito por meio de linhas de transmissão formando um sistema interligado. Este sistema é dotado de tecnologia de última geração para supervisão e controle em tempo real, sistemas especiais de proteção, entre outros recursos para ajudar a preservar sua integridade frente perturbações, ou até mesmo, em casos extremos, quando da necessidade de desligamentos dos seus componentes, agilizar seu processo de recomposição.

Em outras palavras, a interrupção da transmissão de energia por um circuito pode, normalmente, ser compensada por meio de outras linhas de transmissão desta malha. Esta característica compreende o que se denomina critério de planejamento N-1, adotado para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Em algumas situações, partes (em geral, corredores de transmissão) do sistema elétrico brasileiro podem suportar a perda simultânea de até dois circuitos (N-2). É importante mencionar que se desejasse reduzir as conseqüências de perturbações que envolvam o desligamento simultâneo de 2 ou mais circuitos para o sistema como um todo, o que equivaleria migrar do critério N-1 para N-2, por exemplo, isto implicaria em um dispêndio excessivamente elevado, e certamente com impacto relevante na tarifa final dos consumidores.

Mesmo com um sistema todo interligado, com seus controles e proteções, é possível a ocorrência de perturbações como a verificada no dia 10/11/2009, com sua gravidade, pelo fato de ter se iniciado e atingido integralmente um dos principais troncos de transmissão do sistema elétrico brasileiro e, portanto, três linhas de transmissão de 765 kV, logo, muito além do critério de planejamento N-1.

No que se refere ao processo de recomposição do sistema elétrico em si, considerando a abrangência da ocorrência, o envolvimento de um número elevado de agentes, a complexidade dos procedimentos de restabelecimento em suas fases fluente e coordenada, além das anormalidades que se apresentam nestas horas, a recomposição do sistema pelas equipes de operação pode ser avaliada como adequada, quando comparada com blecautes semelhantes ocorridos anteriormente.

Para corroborar este entendimento, destaca-se o texto extraído do RAP ONS-RE-3-252 /2009: *“O tempo médio de recomposição das cargas do SIN foi de 222 minutos. Com isto a gravidade desta perturbação, segundo metodologia internacionalmente adotada, foi de 90 sistema.minutos, inferior a dos blecautes de 1999 e 2002 que foram respectivamente de 111 e 106 sistema.minutos”.*

5.1.1 Principais dificuldades do processo de recomposição

Com o intuito de se buscar a melhoria dos procedimentos de recomposição, identificaram-se as principais dificuldades que se apresentaram durante o mesmo, de forma que se pudesse incorporar providências e recomendações adequadas no Plano de Ação.

Nos primeiros instantes após a perturbação foi verificada a perda total do sistema de supervisão e controle das SEs Foz do Iguaçu, Itaberá e Tijuco Preto sendo restabelecido em seguida. Também ficou evidenciado este problema nas SEs São José, Campos, Vitória, Viana e com determinados agentes da área São Paulo.

Além desse impedimento temporário, dificuldades para obtenção do valor limite de tensão na SE Foz do Iguaçu alteraram a seqüência de energização do tronco de 765 kV, energizado a partir do Sistema Sul.

Durante o processo de fechamento do paralelo dos sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste ocorreram desligamentos automáticos de equipamentos. Em função desses

eventos foram retomadas as ações na busca de regulação de tensão na área que, quando obtida, permitiu o sincronismo da Usina de Itaipu com o Sistema Sul.

Com o restabelecimento do tronco de 765 kV foi dada seqüência na recomposição do sistema, com energização da SE Tijuco Preto e circuitos de 345 kV, que permitiram o início da tomada de carga de determinadas áreas. Cabe registrar que foram encontradas dificuldades de regulação de tensão, motivadas pela impossibilidade de manobra em equipamentos na SE Tijuco Preto.

A recomposição dos equipamentos restantes do tronco de 765 kV ocorreu de acordo com os requisitos de carga e tensão, durante a madrugada do dia 11 de novembro, à exceção do AT01 750/500 kV da SE Tijuco Preto, impedido para operação devido a dano no pára-raio da fase B.

O processo de recomposição da região Sudeste ocorreu num cenário de dificuldade de regulação de tensão, combinando valores elevados e extremamente baixos. A compensação reativa recentemente implantada na área São Paulo, através de bancos de capacitores "shunt", contribuiu para a melhoria significativa do perfil de tensão desta área, em regime permanente.

Entretanto, o controle do perfil de tensão na área São Paulo, notadamente durante transitórios eletromecânicos, depende fundamentalmente da contribuição de reativos vindos pelo tronco de 765 kV e pelas interligações em 500 kV entre o Sul e o Sudeste, impactando fortemente a área quando ocorrem perturbações de grande porte nestes troncos, principalmente como os verificados nesta perturbação, com contingência tripla.

Estudos em andamento estão analisando a viabilidade de se utilizar Compensação Reativa Controlável e/ou outros equipamentos associados na área São Paulo, no sentido de dotar a mesma de controles rápidos e eficientes para garantir um desempenho adequado do perfil de tensão no sistema de 440 kV e 345 kV, durante perturbações de grande porte, minimizando suas conseqüências.

Assim, recomenda-se **concluir os estudos de melhoria do perfil de tensão na área de São Paulo, analisando a viabilidade de se utilizar compensadores estáticos e/ou outros controles rápidos e eficientes de regulação de tensão no sistema de 440 kV e 345 kV, durante perturbações de grande porte.**

As recomposições dos sistemas regionais, em suas diversas áreas, ocorreram em tempos diferentes, com durações relacionadas com a dimensão do corte de carga e anormalidades observadas durante o restabelecimento.

Na área de São Paulo, cinco minutos após o início da perturbação, todos os Agentes envolvidos já tinham liberação do ONS para o início da fase fluente de recomposição. Às 23h38min todas as empresas de distribuição já tinham iniciado a recomposição coordenada de suas cargas. Por volta das 03h30min, 75 % das cargas da área estavam recompostas.

Na área Rio de Janeiro e Espírito Santo, às 00h26min todas as empresas distribuidoras já podiam iniciar o processo coordenado de recomposição de suas cargas. À 01h30min, cerca da metade das cargas da área encontrava-se recomposta e, por volta das 03h30min, praticamente a totalidade de suas cargas.

Na área de Minas Gerais, a recomposição aconteceu em patamares de 100 MW com coordenação do ONS. Às 23h53min estavam recompostas todas as cargas da área.

Na Região Nordeste, no sistema Acre/Rondônia e nas áreas dos estados de Goiás e Mato Grosso, as recomposições das cargas interrompidas transcorreram normalmente e nos tempos esperados.

Na Região Sul observou-se elevação de tensão na área norte do Paraná nos primeiros minutos que sucederam a perturbação. Os valores das tensões foram normalizados com a utilização dos recursos de controle de tensão e com o retorno de máquina na UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga e posteriormente na UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto. Os cortes de carga nesta região foram da ordem de 131 MW. A região ficou energizada, isolada de outros sistemas regionais.

Na área do Mato Grosso do Sul, durante o restabelecimento das cargas, ocorreu sobrecarga na LT 230 kV Cascavel Oeste – Guaíra, impedimentos na UTE Willian Arjona e dificuldades de recomposição da área a partir da usina 440 kV de Porto Primavera.

Outras anormalidades foram observadas no processo de restabelecimento dessa área, como, por exemplo, oscilações com desligamento automático de transformador e, conseqüentemente, com corte de carga da ordem de 284 MW no sistema da Enersul, durante fechamento do anel da LT 230 kV Nova Porto Primavera - Imbirussú na SE Imbirussú, interligando com a rede de 230 kV Dourados/Guaíra.

A configuração completa do estado do Mato Grosso do Sul foi normalizada às 04h30min quando foi ligada a LT 230 kV Nova Porto Primavera - Dourados.

5.1.2 Constatações do processo de recomposição

➤ O SIN tem evoluído bastante nos últimos anos com a entrada em operação de novas instalações e agentes. Nesse sentido faz-se necessário o aperfeiçoamento dos procedimentos de recomposição do sistema em situações de contingência, nas fases fluente e coordenada, objetivando reduzir o tempo de interrupção das cargas.

Assim, com o objetivo de aperfeiçoar o processo de restabelecimento do sistema, recomenda-se **reavaliar os procedimentos de recomposição do sistema, analisando novas alternativas de ilhamento de subsistemas e corredores de transmissão.**

➤ Verificou-se durante o processo de recomposição perdas de comunicação e de dados de Agentes para o sistema de supervisão e controle do ONS. Nesse particular, é desnecessário caracterizar a importância dessas comunicações e informações para a operação do sistema, principalmente em situações de contingências graves como o ocorrido.

➤ Cabe também nesse item, uma avaliação sobre a sistemática de comunicação da ocorrência com a sociedade, de uma maneira geral. Apesar dos esclarecimentos prestados à população, ainda durante o processo de restabelecimento do sistema, por meio da imprensa, inclusive, numa etapa posterior, com espaço em Rede Nacional, é necessário instituir uma estrutura temporária – “Sala de Crise” para, de forma coordenada, comunicar, na medida do possível em tempo real, os desdobramentos da perturbação, principalmente quanto ao processo de recomposição das cargas interrompidas.

Evidentemente que devem ser estabelecidos critérios para determinar qual a dimensão da ocorrência que justifica a criação dessa estrutura. Nesse caso, por exemplo, um patamar de severidade delimitaria o corte da necessidade de instalação da “Sala de Crise”.

Assim, recomenda-se **elaborar proposta para instituir, sob critérios de grau de severidade da perturbação, estrutura de gerenciamento de crise, decorrente de perturbações no SIN.**

➤ Observa-se que independente da instalação, seja num importante centro de carga, ou num ponto de transferência de grandes blocos de energia, ou, até mesmo, numa pequena interligação regional, o critério de segurança de referência é N-1. Este critério de operação estabelece que a continuidade do atendimento deve ser mantida na indisponibilidade de qualquer elemento de transmissão ou geração.

Porém, verifica-se que para a gestão do SIN, esse critério poderia ser diferenciado, considerando procedimentos adicionais de acesso, planejamento da operação, especialmente critérios de segurança, filosofia de proteção, operação em tempo real e manutenção de instalações.

Uma seleção de instalações estratégicas do sistema, composta, por exemplo, de usinas primordiais para geração e recomposição do SIN, troncos de transmissões fundamentais para escoamento de grandes blocos de geração e para a formação de ilhamentos, corredores de restabelecimento de sistema pós-falta e outras, é importante para ampliar o patamar de segurança operacional e oferecer ao ONS recursos para otimização eletroenergética do complexo Sistema Elétrico Brasileiro – SEB.

Assim, recomenda-se **elaborar proposta de modo a definir critérios para seleção de um conjunto de instalações estratégicas do SIN, estabelecendo procedimentos adicionais para acesso, planejamento de operação, proteção e controle, operação em tempo real e manutenção, bem como critério específico de fiscalização.**

Por fim, cabe registrar que a recomposição do sistema, apesar das anormalidades observadas, descritas de forma sucinta nesse item e de forma detalhada no RAP - Relatório ONS-RE-3-252/2009, em anexo, ocorreu de forma adequada e segura. As recomendações propostas, consolidadas no Plano de Ação do item 6, certamente contribuirão para o aperfeiçoamento da operação do sistema.

5.2 Proteção

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema complexo, de dimensões continentais e com múltiplos agentes. Nos últimos anos, a topologia da rede vem se modificando constantemente, com a entrada em operação de novas usinas, linhas de transmissão, interligações entre regiões, grandes troncos de transmissão e de carga. Estas expansões vêm incorporando novos tipos de geração e equipamentos de tecnologias avançadas.

De uma maneira geral, na perturbação do dia 10/11/2009 às 22h13min, o desempenho operacional dos sistemas de proteção foi satisfatório, com atuações dentro do esperado pela filosofia de proteção.

No que diz respeito a eliminação dos defeitos (curtos-circuitos) nas LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã - Circuitos 1 e 2 e na barra A de 765 kV da SE Itaberá, os mesmos ocorreram dentro dos tempos esperados. Houve também a abertura da LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã Circuito 3 motivada pela atuação da proteção de sobrecorrente instantânea residual do reator de linha no terminal da SE Ivaiporã, ocasionando assim a abertura do tronco de transmissão de 765 kV. Houve atuação correta do relé para o valor de sobrecorrente para o qual ele estava ajustado. Estas sobrecorrentes se verificam apenas para configurações de rede ocasionadas por eventos atípicos tais como os do dia 10/11/2009, no qual foram registrados 3 curtos-circuitos monofásicos, quase simultâneos, em fases distintas, de dois circuitos de 765 kV entre as SEs Itaberá e Ivaiporã e da Barra A de Itaberá, todos eletricamente situados na SE Itaberá, configurando um curto-circuito trifásico com envolvimento de terra nesta SE.

Neste sentido cabe acrescentar, que no dia 22/07/2009, às 23h14min, houve uma perturbação no Sistema que culminou com o desligamento das LTs 765 kV Itaberá/Ivaiporã Circuitos 1,2 e 3. Após análise dos registros oscilográficos das correntes residuais dos reatores de linha, FURNAS informou que estava providenciando o reajuste das proteções de sobrecorrente residuais, unidades instantâneas, dos reatores dos circuitos 1 e 2 da LT Itaberá/Ivaiporã, cujo prazo inicial para conclusão era 30 de setembro de 2009 (RAP-ONS-RE-3-170/2009).

Como medida adicional, Furnas passou a proceder ao reajuste de todos os reatores do tronco de transmissão de 765 kV, para 1600 A, num total de 17 reatores e no dia 03 de novembro de 2009, Furnas informou que já haviam sido reajustadas as proteções dos reatores do terminal de Itaberá. Informou também que já havia registrado as providências junto ao Sistema de Gestão das Recomendações – SGR do ONS prorrogando o prazo para implantar os novos ajustes na proteção dos reatores das LTs 765 kV Itaberá/Ivaiporã Circuitos 1 e 3, no terminal de Ivaiporã. No caso do reator da LT 765 kV Itaberá – Ivaiporã C3, no terminal de Ivaiporã, o reajuste estava programado para o dia 11 de novembro de 2009.

Após a análise da perturbação e em decorrência de decisão tomada no âmbito do CMSE, com participação de membros do GT, como providência emergencial, foi recomendado a FURNAS o bloqueio das proteções instantâneas de sobrecorrente residual em todos os reatores “shunt” do tronco de 765 kV, que totalizam 17 reatores. FURNAS, em atendimento à recomendação supracitada, finalizou em 12/12/2009 o bloqueio da proteção de todos os reatores “shunt” do tronco de 765 kV.

Observa-se que as correntes que circularam no neutro dos reatores “shunt” foram decorrentes dos curtos-circuitos monofásicos sequenciais ocorridos nas linhas e no barramento da SE, fenômeno não esperado no sistema de transmissão.

Com o aprofundamento das análises verificou-se a possibilidade da melhoria do desempenho dos sistemas de proteção associados ao tronco de transmissão de 765 kV, com o intuito de dotar estes sistemas com proteções novas e de tecnologias mais avançadas. Também foi verificada a necessidade do aprofundamento da análise das causas que têm levado a atuações das proteções de sobrecorrente instantânea residual de reatores “shunt” e da proteção diferencial do reator, como ocorrido no dia 22/07/2009, por possível saturação de TCs. Visando esta análise, encontra-se em andamento em FURNAS, com o acompanhamento do ONS e do CEPEL, um estudo de transitórios eletromagnéticos no Simulador Digital em Tempo Real de Sistemas Elétricos (RTDS), tendo em vista a complexidade deste fenômeno.

Os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs), como os Esquemas de Controle de Emergência (ECEs) e os Esquemas Regionais de Alívio de Carga (ERACs), evitaram a propagação da perturbação, ilhando sistemas e preservando cargas em determinadas regiões.

Ressalta-se que o recente reforço do sistema de transmissão na área Minas Gerais, que propiciou um melhor desempenho do sistema de transmissão, evitando o desligamento imediato da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Vitória, indica a possibilidade de se analisar um SEP que permita suprir parte do Estado do Espírito Santo, por meio da área Minas Gerais e das UHEs Aimorés e Mascarenhas.

Aliás, como explicitado anteriormente, o SIN tem evoluído bastante nos últimos anos e, provavelmente, outras áreas, como as do Espírito Santo e Minas Gerais, supracitadas, podem requerer uma reavaliação dos esquemas de proteção, como, por exemplo, o ilhamento da área Rio de Janeiro, por meio da geração da UTN Angra I e II.

Adicionalmente, com o objetivo de aperfeiçoar e atualizar os esquemas de ilhamento e alívio de carga, frente à evolução do SIN, e de modo a minimizar os impactos de perturbações e conter suas propagações, recomenda-se **reavaliar os esquemas existentes e verificar a oportunidade de implantação de novos ECEs, SEPs, inclusive ERACs, Proteções para Perda de Sincronismo – PPS, nos principais troncos de transmissão e geração do SIN e dar continuidade ao processo de implantação de ilhamentos de pequenas e médias UHEs, com carga local, por subfrequência.**

5.3 Manutenção

A subestação de Itaberá, assim como as demais instalações de transmissão e geração do sistema FURNAS, utiliza como filosofia, a Manutenção Centrada em Confiabilidade - MCC. Trata-se de um método estruturado para estabelecer a melhor estratégia de manutenção para um dado sistema ou equipamento.

Sua aplicação consiste da identificação das funções e dos padrões de desempenho dos equipamentos, do levantamento dos modos de falha e suas causas prováveis e

do detalhamento dos efeitos e conseqüências das falhas. Desta forma, é possível selecionar as tarefas adequadas de manutenção, direcionadas para cada modo de falha identificado.

Devido à grande importância dos equipamentos da SE Itaberá, a maioria das tarefas de manutenção de seus equipamentos é realizada sob a forma de manutenção preventiva e preditiva. Durante o planejamento da manutenção da SE Itaberá, os equipamentos foram avaliados à luz da MCC e foram então estabelecidas estratégias de manutenção individualizadas para cada equipamento, de acordo com seus modos e criticidades de falhas. O Anexo 4 mostra o detalhamento das diretrizes de manutenção que compõem o PMP - Plano de Manutenção Preventiva da SE Itaberá, com especificações das tarefas e periodicidades de cada um dos equipamentos.

Através do Sistema de Informações para Administração da Manutenção – SIAM, desenvolvido e administrado por FURNAS, é possível gerenciar as ordens de serviço de manutenção preventiva e preditiva, que são geradas automaticamente pelo sistema.

Após sua execução, todos os dados inerentes à manutenção ficam registrados nessas ordens de serviço dentro do sistema SIAM. A Tabela 2 mostra um resumo das ordens de serviço da SE Itaberá por tipo de equipamento.

O detalhamento de todas as ordens de serviço planejadas, executadas e pendentes na SE Itaberá encontra-se no Anexo 4.

Tabela 2 - Resumo do status da manutenção dos equipamentos da SE Itaberá

Equipamento	Ordens de serviço de manutenções preventivas executadas ou programadas	Ordens de serviço de manutenções preventivas pendentes	Percentual de execução de ordens de serviço de manutenção preventiva
BANCO SÉRIE	48	0	100,00%
DCP	36	0	100,00%
REATOR	1059	6	99,44%
TC	36	1	97,30%
PARARRAIOS	342	0	100,00%
DISJUNTOR	100	4	96,15%
SECIONADOR	195	6	97,01%
PROTEÇÃO	219	46	82,64%
TOTAL	2035	63	97,00%

Fonte: SIAM – Sistema de Informações para Administração da Manutenção – Furnas Centrais Elétricas S.A.
Atualizado até 04/01/2010

Verifica-se que a grande maioria dos equipamentos da SE Itaberá encontra-se com o Plano de Manutenção Preventiva - PMP em dia e o índice médio de realização de manutenção preventiva é da ordem de 97%. Os poucos equipamentos que apresentam pendências tiveram seus desligamentos cancelados por motivos alheios à vontade de FURNAS. Além disso, conforme o RAP, não há nenhum envolvimento dos equipamentos passíveis de manutenção preventiva (banco série, DCP, reator, TC, pára-raios, disjuntor, seccionador e proteção) com a causa do evento de

10/11/2009. No caso dos isoladores, as investigações conduzidas pelo CEPEL indicaram desempenho adequado de acordo com as normas.

Especificamente no caso dos pára-raios, o CEPEL realizou, por solicitação de FURNAS, verificações em campo do estado operativo de todas as unidades tipo estação, de várias subestações, inclusive da SE Itaberá 765 kV e ensaios em laboratório de algumas amostras retiradas de serviço (classificadas preliminarmente, para efeito de priorização de ensaios, nas categorias “Normal”, “Suspeita” e possível “Defeituosa”). Foi constatado que não havia qualquer unidade na condição de curto-circuito ou de circuito aberto, e que, no caso das unidades ensaiadas em laboratório, as suas características protetivas estavam todas preservadas (Vide Anexo 6). Além disso, o CEPEL mediante análise de oscilogramas e simulações verificou a correta atuação dos pára-raios na ocorrência de 10 de novembro de 2009, assim como em outros eventos da mesma natureza como em 2003 e 2007 (Relatório Técnico CEPEL DIE 33850/07 “Análise de Transitórios e Sobretensões na Subestação de Itaberá”, de 09/10/2007).

Observa-se ainda que, quando da retirada de pára-raios de serviço para ensaios em laboratório, verificou-se que o invólucro de porcelana de algumas seções dos pára-raios estava com uma coloração aparente de “ferrugem”, provavelmente oriunda de material das flanges de ferro que compõem a interface entre seções do pára-raios, carregado pela água da chuva. Ensaios nos laboratórios do CEPEL indicaram que as suas condições de operação estavam íntegras, incluindo o isolamento elétrico provido pela porcelana. Este aspecto visual (“ferrugem” na porcelana), por si só, não é relevante para efeito de manutenção.

Finalmente, tomando-se como base o índice de disponibilidade dos equipamentos instalados na SE Itaberá, da ordem de 99,6% no último triênio, pode-se afirmar que este valor está de acordo com os padrões de qualidade e confiabilidade praticados no SIN, evidenciando um adequado gerenciamento da manutenção.

5.4 Ensaios Normatizados e Pesquisa Experimental

O CEPEL realizou (vide Anexo 4) ensaios de verificação de desempenho elétrico e avaliações do ponto de vista mecânico de isoladores pedestal suporte de barramento e da estrutura isolante dos filtros de onda; análise da malha de aterramento da SE Itaberá e medição da resistência de pé de torres de transmissão próximas à SE.

Os equipamentos ensaiados, incluindo isoladores retirados de serviço, com e sem trincas na base da seção inferior, e de almoxarifado, atenderam às condições prescritas em norma brasileira.

A malha de aterramento mostrou-se adequada em termos da efetividade elétrica e mecânica de seus condutores e conexões. Os valores encontrados de resistência de pé de torre situaram-se em níveis aceitáveis para a classe de tensão 765 kV.

A Pesquisa Experimental conduzida pelo CEPEL (vide Anexo 4) foi motivada por relatos de chuvas intensas na região de Itaberá, confirmadas em relatórios posteriores do INPE, apresentados no Anexo 3, e por indicações da literatura

técnico-científica de redução da suportabilidade elétrica de isoladores em condições de chuvas intensas.

O foco da Pesquisa Experimental foi a avaliação de medidas mitigadoras, no caso, defletores de chuva ("Booster Shed") para fazer frente a esta redução da suportabilidade dielétrica, mediante ensaios em laboratório sob chuva artificial com precipitação superior (de até 5 mm/min) à normatizada (1 mm/min), de modo a buscar representar as condições de campo na região de Itaberá. Com base na experiência acumulada pelo CEPEL, serão feitas propostas de aperfeiçoamento da norma brasileira pertinente.

O programa de atividades, as principais constatações e conclusões dos ensaios e das Pesquisas Experimentais são resumidos a seguir:

5.4.1- Ensaios de verificação do desempenho dielétrico e mecânico dos isoladores a 60 Hz e sob impulso atmosférico, a seco e sob chuva artificial de 1mm/min a 5 mm/min.

> Os ensaios dos isoladores tipo multicorpo para suporte de barramento, tanto em amostras retiradas de almoxarifado ou de campo da SE Itaberá, com ou sem trincas na sua base, atenderam os requisitos de aprovação, previstos em norma, do ponto de vista do desempenho elétrico (tensão suportável em frequência industrial 60 Hz, a seco e sob chuva; tensão suportável e corrente de fuga em 60 Hz, sob névoa limpa; arco de potência em 60 Hz). Desta forma, as trincas não afetaram o desempenho dielétrico a seco ou sob chuva, estando em conformidade com os procedimentos estabelecidos em Norma Brasileira (NBR 6936).

> Quanto ao aspecto mecânico, a avaliação dos isoladores com a primeira saia trincada indica que estes devem ser retirados de operação, pois a erosão logo abaixo da região das trincas, entre a porcelana e o flange da base, pode progredir com o tempo e comprometer o desempenho da coluna de isoladores, pelo menos mecanicamente. Neste sentido recomenda-se que fabricantes sejam contactados para o desenvolvimento com maior resistência mecânica.

> As avaliações realizadas com o propósito de Pesquisa Experimental ou seja, em condições de chuva com valores de precipitação acima daqueles normatizados, indicaram que a suportabilidade dielétrica das seções e colunas das amostras de isoladores tipo pedestal retiradas de campo, é reduzida pela ocorrência de chuvas intensas (acima de 3 mm/min, por 1 minuto), confirmando as informações disponíveis na literatura. Esta redução, segundo as medições realizadas, pode ser até da ordem de 30 % em relação à tensão suportável a 60 Hz, a seco.

> Visando melhorar a sua suportabilidade dielétrica sob chuvas intensas, foram realizados ensaios com o uso de defletores de chuva ("Booster Shed"-BS). Com base nos resultados obtidos nas condições de avaliação da Pesquisa Experimental e imagens de câmera de espectro de radiação ultravioleta (UV), pode-se concluir que seu uso traz reduções substanciais nas atividades associadas a descargas ao longo das colunas de isoladores pedestal tipo multicorpo para suporte de barramento. Por outro lado, outras medidas como o emprego de graxa de silicone

e RTV silicone não apresentaram resultados satisfatórios, além de demandarem manutenção freqüente.

- > Verificou-se que os isoladores de ambos os fabricantes estão adequados, sob o ponto de vista do desempenho da tensão suportável a impulso atmosférico, a seco e sob chuva, com e sem a presença dos BS.
- > Além das medidas já citadas, houve também uma avaliação de modelo de isolador de pedestal multicorpo, para suporte de barramento, com seção inferior modificada. O mesmo foi submetido a avaliação com BS feitos pelo próprio fabricante do isolador, não suportando a tensão de 885 kV, por 1 min, sob chuva de 5 mm/min. As imagens da câmera UV mostraram intensas atividades associadas a descarga ao longo de toda a coluna de isoladores durante esses ensaios.

5.4.2- Ensaios de verificação do desempenho dielétrico a 60 Hz da estrutura isolante do filtro de onda.

> O arranjo composto por três colunas de isoladores pedestal suporte de barramento, tipo multicorpo, para suporte do Filtro de Onda, conforme a montagem encontrada na SE Itaberá (tripé com distâncias entre eixos de cada coluna igual a 900 mm), quando avaliado em laboratório do CEPEL, suportou, sob condições normatizadas, a aplicação de tensão de 900 kV e 885 kV por 1 minuto, respectivamente, a seco e sob chuva (1mm/min). No entanto, as imagens obtidas pela câmera UV mostraram intensa atividade associada a descargas, tanto no topo como ao longo das colunas de isoladores e entre elas.

> Ainda no que se refere ao suporte do Filtro de Onda, no âmbito da Pesquisa Experimental, com a aplicação de 885 kV e sob chuva com intensidade de 5 mm/min houve descarga em todas as configurações consideradas: original; com instalação de um e de dois anéis de equalização de potencial, e adotando-se os “Booster Shed”. Portanto, em diferentes arranjos com “Booster Shed” no conjunto isoladores do Filtro de Onda, permaneceu a instabilidade no comportamento das colunas de isoladores do filtro em condições de chuva 5 mm/min, o que resultou na recomendação de retirada da estrutura isolante do Filtro de Onda e, em consequência, dos filtros de onda.

5.4.3- Verificação de desempenho de isoladores com instalação parcial de “Booster Sheds” (seção superior).

> Tendo em vista a instalação escalonada dos BS, função do cronograma de fornecimento, foi verificado o desempenho dielétrico dos isoladores de pedestal (IP) na condição de instalação parcial de defletores de chuva.

> Como conclusão, verificou-se que, nas configurações ensaiadas (IP na extremidade ou no meio de barramento), e utilizando-se unidades de BS confeccionadas pelo CEPEL, os IP suportaram a tensão aplicada de 885 kV sob chuva de 5 mm/min por até 3 minutos, com os BS instalados somente em sua seção superior (4 no IP do fabricante B e 5 no IP do fabricante A). Mas, como pode ser observado pelas imagens de câmera UV, a instalação plena de BS elimina as

atividades associadas à formação de descarga ao longo de toda a coluna de isoladores, enquanto que com a instalação parcial de BS ainda há atividades reduzidas de descargas na região da base da seção inferior. Finalmente, também com base nestas imagens, o desempenho do IP com instalação parcial de BS é muito superior ao do IP sem BS.

5.4.4- Sugestões para aperfeiçoamento da Norma Brasileira NBR 6936 (Técnicas de Ensaio Elétricos de Alta-Tensão)

> O CEPEL sugeriu os seguintes pontos da Norma Brasileira NBR 6936 para aperfeiçoamento, com relação à classe de tensão 800 kV, sobretudo para ensaios sob chuva:

Itens 4.4.1 e 4.4.2 – Procedimento de ensaio

1. Especificar procedimento normatizado para ensaios sob chuvas intensas. Há apenas informações sobre métodos convencionais.
2. Definir arranjo para ensaios dielétricos em isolador suporte classe 800 kV.
3. Considerar a dispersão da chuva ao longo do item sob ensaio de grandes dimensões.
4. Investigar influência da duração do ensaio e sua representatividade.
5. Avaliar a inclusão de investigações com câmera em espectro de ultravioleta – UV.

5.4.5- Levantamento do estado da arte em termos da aplicação de isoladores tipo suporte, classe de tensão 800 kV, sob condições de chuva intensa.

> Foram feitas consultas à Hydro-Quebec (empresa de energia elétrica do Canadá) e a diversos fabricantes de isoladores. Nenhum dos consultados relatou a existência de isoladores comerciais projetados para classe de tensão de 800 kV, aplicável a condições de chuvas intensas. Uma pesquisa bibliográfica também constatou a ausência de literatura sobre isoladores suporte, para a classe de tensão de 800 kV, com aplicação específica para uso sob chuva intensa.

> Quanto à aplicação em nível internacional, a utilização de “Booster Shed” tem sido feita sob condições climáticas que podem ser distintas das brasileiras. Está em curso no CEPEL uma avaliação dos aspectos ligados ao envelhecimento do material com que o mesmo é fabricado, sob condições climáticas brasileiras.

> Ainda no levantamento do estado da arte de subestações classe 800 kV, a tendência para as novas subestações é o arranjo híbrido, sendo por exemplo, os barramentos, seccionadoras e disjuntores blindados a SF6, e os demais equipamentos ao ar livre.

5.4.6- Avaliação da malha de aterramento da SE Itaberá e de resistências de pé de torre.

> Quanto às avaliações da malha de aterramento da SE Itaberá, concluiu-se que esta não apresenta qualquer problema relativo à continuidade dos condutores de aterramento, à conexão dos equipamentos da instalação e à malha de aterramento, e à segurança de pessoas que circulem na sua instalação. Os resultados das medidas de resistência dos aterramentos das torres de transmissão, conduzidas por FURNAS, situaram-se dentro dos níveis aceitáveis para esta classe de tensão.

Por recomendação **deste GT ao CMSE, a partir dos resultados da Pesquisa Experimental, como também, dos estudos desenvolvidos por Furnas, foi elaborado e está sendo implementado, em caráter emergencial, um conjunto de ações para melhoria do desempenho da SE Itaberá, especificamente no que diz respeito ao seu comportamento frente a descargas atmosféricas em condições de chuva intensa, descritas no Item 6.**

5.5 Planejamento

Os planos mensais de operação, que definem as estratégias operativas de curto prazo e visam garantir as condições de atendimento ao mercado consumidor, com a otimização dos recursos energéticos, elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, são estabelecidos priorizando a segurança eletroenergética do SIN.

Da mesma forma, a EPE, ao elaborar estudos dos planos decenais de expansão de geração e transmissão, e o ONS, ao consolidar os planos de ampliações e reforços, também priorizam a segurança eletroenergética do SIN.

A exemplo das considerações descritas no item 5.1 – Operação, o critério de segurança padrão atualmente utilizado por esses órgãos nesses planos corresponde ao critério de operação denominado N-1.

Cabe mencionar que independente da instalação, seja num importante centro de carga, ou num ponto de transferência de grandes blocos de energia, ou, até mesmo, numa pequena interligação regional, o critério N-1 é referência.

Entretanto, em função das análises de perturbações, principalmente em eventos como do dia 10/11/2009, fica evidenciada a necessidade de se aperfeiçoar o atual critério, de forma a se obter maior segurança em pontos estratégicos dos sistemas de transmissão, como grandes centros de consumo, troncos de transmissão de escoamento de grandes blocos de geração e outros a serem definidos em criterioso estudo de planejamento.

Recomenda-se **reavaliar os critérios de segurança atualmente adotados para os planejamentos da expansão e operação, especialmente para pontos estratégicos dos sistemas de transmissão, como grandes centros de consumo e troncos de transmissão de escoamento de grandes blocos de geração.**

5.6 Outras

Para a elaboração dos estudos de planejamento da expansão e, principalmente, da operação, as informações meteorológicas e as condições climáticas devem ser consideradas.

Parâmetros associados a fenômenos meteorológicos e condições ambientais são necessários nos projetos de linhas de transmissão, como por exemplo, a velocidade e direção de ventos, temperatura, pressão, umidade, precipitação de chuva, radiação solar e níveis ceráunicos. Alguns destes parâmetros, notadamente a velocidade de ventos, a precipitação de chuva e o nível ceráunico, também poderiam ser considerados no planejamento da expansão da transmissão. A utilização destes parâmetros, tanto no projeto de linhas como no planejamento da expansão, principalmente de linhas de transmissão de longa distância, é de suma importância por atravessarem regiões de distintas condições climáticas.

O escoamento da hidroeletricidade da Amazônia se dará principalmente por linhas de transmissão que atravessarão as regiões norte e centro-oeste, onde existe uma deficiência acentuada de estações de medição meteorológica, podendo restringir a otimização tanto do projeto das linhas como da sua futura operação.

Para o planejamento da operação, as informações meteorológicas e as condições climáticas são fundamentais para a programação diária da operação e para melhorar a previsão de carga de curto prazo.

Além do mais, em condições atmosféricas adversas, com presença de descargas atmosféricas, chuvas fortes e rajadas de ventos, o risco de ocorrência de perturbações é maior e exige medidas operativas adicionais para manter o patamar de segurança do sistema.

A EPE e o ONS têm como referência de informações meteorológicas para elaborar os seus planejamentos de expansão e operação os dados coletados pelas estações administradas pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA, Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT e outros órgãos estaduais de meteorologia, além de redes de concessionárias de energia elétrica.

Uma parceria com essas entidades e uma ampliação do número de estações de medição e modernização daquelas existentes é fundamental para melhorar as previsões meteorológicas para setor elétrico brasileiro

Recomenda-se **elaborar proposta para se aprimorar os processos referentes às informações meteorológicas e ampliar a infraestrutura de meteorologia, com participação de empresas e instituições e em parceria com o MAPA e MCT.**

6. PLANO DE AÇÃO

Nos quadros a seguir, estão agrupadas todas as recomendações propostas no item anterior, de caráter prioritário, além de ações emergenciais resultantes dos ensaios de Pesquisa Experimental.

Deve-se destacar que no RAP ONS-RE-3-252/2009, apresentado no Anexo 2, são elencadas uma série de recomendações aos diferentes agentes do setor elétrico. Aquelas que pela sua natureza ou alcance são de ordem sistêmica passam a constar também da lista do Plano de Ações conforme os quadros a seguir, para o seu devido acompanhamento.

O Plano de Ações Emergenciais contempla:

AÇÕES EMERGENCIAIS			
Ação	Descrição	Responsável	Prazo
AE-1	Retirar os 13 filtros de ondas das 6 linhas da SE Itaberá.	Coordenador: Furnas	Concluída em 30/01/2010
AE-2	Adquirir e instalar <i>BS</i> nos 278 isoladores de pedestal da SE Itaberá. (Ref: item 9.1.5.1 RAP)	Coordenador: Furnas	Até 30/05/2010 Concluída em 25/04/2010
AE-3	Melhorar a blindagem da SE Itaberá para incidência de descargas atmosféricas.	Coordenador: Furnas	Até 30/05/2010 Concluída em 14/05/2010

- **retirar os 13 filtros de ondas das 6 linhas da SE Itaberá.** Esta ação teve como objetivo de minimizar a probabilidade de falta nos Isoladores de pedestal dos filtros de onda da subestação de Itaberá. Para a implementação dessa ação foi necessário migrar a teleproteção do sistema *Carrier* para o sistema micro-ondas, possibilitando a retirada dos filtros de onda daquele sistema. Esta ação foi concluída no dia 30 de janeiro de 2010.
- **adquirir e instalar defletores de chuva (“*booster sheds*” - *BS*) nos 278 isoladores de pedestal da SE Itaberá.** Esta ação tem o objetivo de melhorar o desempenho destes isoladores sob condições de chuva intensa. Um cronograma priorizando os pontos estratégicos da SE foi elaborado, com previsão de conclusão de todo o trabalho para 30 de maio de 2010.
- **melhorar a blindagem da SE Itaberá para incidência de descargas atmosféricas.** Esta ação busca prover a SE de características que se sobrepõem às especificações usuais de projeto, reduzindo o valor admissível de corrente de descargas atmosféricas nos condutores fase ou barramentos, minimizando o valor de tensão aplicada nos elementos de isolamento quando deste tipo de evento. O projeto consiste na aquisição e instalação de sete estruturas de dezenove toneladas e 50 m de altura e relocação de uma estrutura já existente para melhoria da blindagem da subestação. A conclusão da ação está prevista para 30 de maio de 2010.

O plano com ações consideradas como prioritárias tem a seguinte composição:

AÇÕES PRIORITÁRIAS			
Ação	Descrição	Responsável	Prazo
AP-1	Reavaliar os critérios de segurança atualmente adotados para os planejamentos da expansão e operação, especialmente para pontos estratégicos dos sistemas de transmissão, como grandes centros de consumo, troncos de transmissão de escoamento de grandes blocos de geração. (Ref: item 9.1.1 RAP)	Coordenador: MME Participantes: EPE, ONS e CEPEL.	Agosto/2010
AP-2	Concluir os estudos de melhoria do perfil de tensão na área de São Paulo, analisando a viabilidade de se utilizar compensadores estáticos e/ou outros controles rápidos e eficientes de regulação de tensão no sistema de 440 kV e 345 kV, durante perturbações de grande porte. (Ref: item 9.1.2 RAP)	Coordenadora: EPE Participantes: MME, ONS, FURNAS e CTEEP	Agosto/2010
AP-3	Elaborar proposta para estruturar sala de gerenciamento de crise, decorrente de perturbações no SIN, definindo critérios para sua instituição e plano de comunicação das informações da ocorrências para a sociedade	Coordenador: MME Participante: ONS, ANEEL, Associações e Fórum de Secretários de Energia dos Estados	Julho/2010
AP-4	Elaborar proposta de modo a definir critérios para seleção de um conjunto de instalações estratégicas do SIN, estabelecendo procedimentos adicionais para acesso, planejamento de operação, proteção e controle, operação em tempo real e manutenção.	Coordenador : ONS Participantes: MME, EPE e ANEEL. CEPEL	Julho/2010
AP-5	Reavaliar os procedimentos de recomposição do sistema e corredores de transmissão, levando em conta novas alternativas de ilhamento de subsistemas, verificando a viabilidade da utilização de usinas térmicas, as usinas nucleares de Angra 1 e Angra 2, e outros recursos, bem como a incorporação de dispositivos de auto-restabelecimento em mais usinas. (Ref: item 9.1.3.4, 9.1.3.5, 9.2.1.3 RAP)	Coordenador: ONS Participantes: MME, Agentes e EPE CEPEL	Julho/2010
AP-6	Reavaliar os esquemas existentes, inclusive ERACs, e verificar a oportunidade de implantação de novos ECEs, SEPs e Proteções para Perda de Sincronismo – PPS, nos principais troncos de transmissão e geração do SIN e dar continuidade ao processo de revisão e implantação de ilhamentos de pequenas e médias UHEs, com carga local, por subfrequência. (Ref: item 9.2.1.1, 9.2.1.2, 9.2.1.4, 9.2.1.5, 9.1.3.3 RAP)	Coordenador: ONS Participantes: MME e EPE	Agosto/2010

AP-7	Verificar quais pontos da Norma Brasileira NBR 6936 – Técnicas de Ensaio Elétricos de Alta-Tensão podem ser aperfeiçoados com relação à classe de tensão 800 kV e encaminhar proposta de revisão.	Coordenador: CEPEL Participante: MME	Julho/2010
AP-8	Elaborar proposta para se aprimorar os processos referentes às informações meteorológicas, com participação de empresas que dispõem de infraestrutura de meteorologia e em parceria com o MAPA e MCT. (Ref: item 9.1.4 RAP)	Coordenador : MME Participantes: MAPA, MCT, EPE, ONS, Agentes e CEPEL.	Julho/2010
AP-9	Avaliar a filosofia de proteção de linhas de transmissão e de equipamentos dos principais troncos, que possam afetar através de sua atuação o desempenho do SIN como um todo. (Ref: item 9.1.3.6 RAP)	Coordenador: ONS Participantes: Agentes	Agosto/2010
AP-10	Realizar estudos de transitórios eletromagnéticos para a reavaliação da proteção dos reatores do tronco de 765 kV, utilizando o RTDS. (Ref: item 9.1.5.2 RAP)	Coordenador: FURNAS Participantes: ONS e CEPEL	Mai/2010

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Sistema Interligado Nacional - SIN, possui dimensões continentais. São 97.349 km de linhas de transmissão na Rede Básica, com tensão igual ou superior a 230 kV; e, no ano de 2010, esta extensão chegará à marca histórica de 100.000 km.

No período de 2003 a 2009, foram incorporados ao SIN 21.724 km de linhas de transmissão. Este incremento representa, aproximadamente, 29% da transmissão construída até àquela época. Em capacidade de transformação, foram agregados 52.924 MVA.

Os limites de intercâmbios entre as regiões nesse período foram ampliados. Por exemplo, a capacidade de importação pelo Nordeste cresceu 3,5 vezes e a capacidade de exportação pelo Norte 2 vezes. No sul, o limite de importação foi ampliado em 2,5 vezes. Esses crescimentos proporcionaram maior integração dos sistemas regionais, ampliando a capacidade de transferência entre as regiões, com aproveitamento mais eficiente da diversidade hidrológica do País, garantindo as condições necessárias para o suprimento de eletricidade, com qualidade e confiabilidade, contribuindo para a maior robustez do sistema.

Os investimentos em transmissão nesse período, compreendendo as expansões em linhas e subestações totalizaram 15,6 bilhões de reais.

Pelo lado da geração, são pelo menos 200 usinas com capacidade instalada igual ou maior que 30 MW, despachadas centralizadamente pelo ONS. No total são 106 GW instalados em todo o território nacional.

No período de 2003 a 2009 foram incorporados ao SIN 24.362 MW de capacidade de geração, em média 3.480 MW/ano, o que corresponde a 30,3% da capacidade instalada existente em 2002. Foram 325 usinas, com 1972 unidades geradoras. Foram 34,8 bilhões de reais em investimentos no segmento de geração.

Todos esses números mensuram a grande evolução do sistema elétrico nos últimos anos. Esses investimentos proporcionaram uma robustez ao SIN, garantindo qualidade e confiabilidade no suprimento de energia elétrica.

É importante também destacar que foram implementados e aperfeiçoados métodos de monitoramento do equilíbrio entre oferta e demanda. Mecanismos como Leilões de Energia, inclusive aqueles relacionados com reserva de geração, Curva de Aversão a Riscos – CAR, Nível Meta e outros, permitem tomadas de decisões com a devida antecedência para evitar eventuais desequilíbrios.

Por outro lado, a gestão de toda essa estrutura setorial está consolidada, com órgãos de planejamento, pesquisa, operação, comercialização, regulação e fiscalização. Em particular, a operação desse complexo sistema elétrico exige conhecimento e competência profissional. Os indicadores de continuidade, tempos de restabelecimento em perturbações, investimentos em tecnologias de ponta para segurança de operação, como PMUs (Phasor Measurement Units) para aquisição de dados do SIN sincronizados por satélites, em apoio à supervisão em tempo real, e o reconhecimento internacional da excelência do setor elétrico nacional, por meio de trabalhos apresentados em fóruns e seminários do setor, são fatores que comprovam a capacidade dos profissionais que atuam no setor elétrico brasileiro, bem como a robustez do modelo do setor elétrico.

Nesse ponto, fica patente, portanto, que a ocorrência registrada no dia 10 de novembro de 2009 foi pontual e intempestiva, sem qualquer relação com desequilíbrios de oferta e demanda. Muito menos, com fragilidades estruturais do sistema.

As análises de perturbações se constituem para todos os sistemas elétricos em um importante recurso de *feedback*, para identificar e implantar melhorias para o desempenho dos sistemas, no âmbito de seu aperfeiçoamento contínuo, haja vista que as perturbações, notadamente as mais graves, são diferentes umas das outras.

Esse caso não é diferente. Todo o trabalho de análise desenvolvido pelos agentes envolvidos diretamente e indiretamente na perturbação trará grandes contribuições para melhoria da segurança e aperfeiçoamento da gestão do SIN.

Várias ações propostas neste relatório, incluindo seu anexo RAP - Relatório ONS-RE-3-252/2009, já estão sendo implementadas, aliás, algumas, inclusive, já foram concluídas. Destacam-se as ações que estão sendo conduzidas por Furnas, como a retirada de operação dos isoladores de sustentação dos filtros de onda, instalação dos “Booster Sheds” e a melhoria da blindagem da SE Itaberá.

Como medida adicional o ONS, com base em determinação do CMSE, aumentou o patamar de segurança do SIN, implantando limites de transmissão que suportem a perda de três circuitos adjacentes no tronco de 765 kV, entre as SEs Foz do Iguaçu e Tijuco Preto (critério operacional N-3), mesmo que para atender esta diretriz, seja

necessário o despacho de geração térmica adicional. Considerando que o montante de geração térmica está diretamente associado ao comportamento da carga, os valores de geração térmica deverão ser definidos na etapa de programação diária com o objetivo de atender aos requisitos de segurança ao menor custo.

O objetivo dessa medida é preservar a confiabilidade da operação elétrica do SIN, em cenário hidrológico onde se observa a atuação do fenômeno El Niño, que tem se caracterizado, este ano, por condições de tempo severo, com chuvas, rajadas de ventos e descargas atmosféricas, notadamente nos estados do Paraná e São Paulo, até que sejam implementadas as ações propostas no Plano de Ação, especificamente aquelas relacionadas diretamente com a SE Itaberá.

Por fim, recomenda-se que o MME faça o monitoramento da implementação do Plano de Ação apresentado no item 6 deste relatório.

8. ANEXOS

Anexo 1 - Portaria MME nº435-2009 (Criação do GT)

Anexo 2 - Relatório de Análise da Perturbação - RAP (ONS-RE-3-252-2009)

Anexo 3 – Relatório INPE (CPTEC e ELAT)

Anexo 3.1 - Relatório INPE (CPTEC)

Anexo 3.2 - Relatório INPE (ELAT)

Anexo 4 – Relatório de Manutenção – Furnas

Anexo 4.1 - Análise do Desempenho da Manutenção da Subestação de Itaberá (Resumo)

Anexo 4.2 - Subestação de Itaberá_Análise do Desempenho da Manutenção

Anexo 4.3 - ANEXOS do Relatório - Subestação de Itaberá_ Análise do Desempenho da Manutenção

Anexo 4.4 - Tabelas Resumo de O.S.

Anexo 4.5 - Diretrizes do PMP

Anexo 5 – Relatório Técnico CEPEL – DLE – 6626/2010

Anexo 6 - Nota Técnica CEPEL – DLE – 001-2010