



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GOP/25
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP

DEFINIÇÃO DE AÇÕES OPERATIVAS FRENTE A CONTINGÊNCIAS MÚLTIPLAS NO SIN

M. Alzira Noli Silveira *

Sergio de Barros Martins

Joao M. Francischetti Ferreira

ONS

RESUMO

Os limites de intercâmbios entre as regiões para efeito de planejamento da operação energética, programação de geração e formação de preços são definidos seguindo as diretrizes estabelecidas nos Procedimentos de Rede. Entretanto, o planejamento da operação elétrica deve se preparar para situações de alerta ao longo dos grandes troncos de transmissão com elevada importância para o desempenho do SIN, tais como ocorrências de queimadas e tempestades de ventos que aumentam as chances de desligamentos múltiplos. Neste sentido, o objetivo deste trabalho é mostrar os limites nestes troncos para perdas múltiplas, considerando a atuação dos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs)

Palavra-Chave: Planejamento da Operação, Limites de Interligações, Segurança do Sistema.

1.0 - INTRODUÇÃO

Um dos grandes desafios do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é trabalhar de forma a garantir a economicidade do sistema mantendo os padrões de segurança e de atendimento. Portanto, com o aumento da complexidade do Sistema Interligado Nacional - SIN o planejamento da operação elétrica deve se preparar para diversos cenários de intercâmbios ao longo do ano. Os limites de intercâmbios entre as regiões para efeito de planejamento da operação energética, programação de geração e formação de preços são definidos seguindo as diretrizes estabelecidas nos Procedimentos de Rede. Entretanto, o planejamento da operação elétrica deve se preparar para situações de alerta ao longo dos grandes troncos de transmissão com elevada importância para o desempenho do SIN, tais como queimadas e tempestades de ventos que aumentam as chances de desligamentos múltiplos.

São considerados troncos importantes para o SIN o sistema em 765 kV associado à usina de Itaipu, o sistema conhecido como Norte-Sul desde a SE Colinas até a região de Brasília os dois bipolos de corrente contínua entre as Subestações Foz do Iguaçu e Ibiúna e os bipolos entre as Subestações Coletora Porto-Velho e Araraquara 2, conforme mostrado na Figura 1.

O objetivo deste trabalho é mostrar os limites nestes troncos para perdas múltiplas, considerando os Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) existentes e avaliando a possibilidade de implantação de novos. Estes limites seriam adotados por pouco tempo em situações extremas quando ocorrerem queimadas ao longo destes troncos ou para situações de tempestades com previsão de ventos fortes. Serão mostrados os limites de geração na usina de Itaipu para perda tripla do tronco em 765 kV para os cenários de elevados recebimentos da região Sul, bem como para os cenários em que a região Sul está exportando para a região Sudeste. Estes valores também serão parametrizados com relação ao intercâmbio entre as regiões Norte e Sudeste. Estes limites deverão ser adotados em situações de tempestade ao longo da rota dos circuitos em 765 kV, quando o risco de desligamento dos três circuitos é mais elevado.

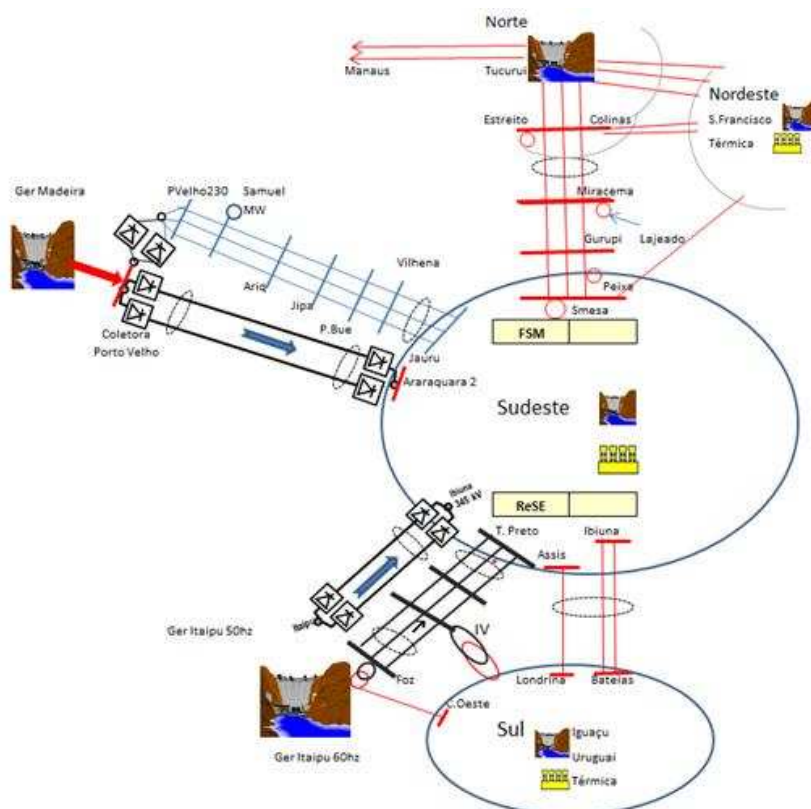


FIGURA 1 – Principais Troncos do Sistema Interligado Nacional – SIN

Serão também mostrados os valores máximos em todos os trechos entre Colinas e Samambaia/Luziânia no cenário Norte exportador e importador para a perda múltipla onde ocorre a separação dos sistemas Norte-Nordeste e Sul Sudeste. Estes limites deverão ser adotados em situações de queimadas ao longo da rota da Norte-Sul.

Todas as análises realizadas até o momento mostram que mesmo em situações de risco de perda de um dos bipolos do Elo de Corrente Contínua que interliga a usina de Itaipu 50 Hz ao SIN, não há necessidade de se impor nenhuma limitação da transmissão no SIN, isto graças à capacidade de operação com sobrecargas do bipolo remanescente. Por último serão apresentados os valores máximos no tronco em 765 kV e na Norte-Sul para que o sistema suporte a perda do único bipolo entre as Subestações Coletora Porto Velho e Araraquara 2, durante o período de operação com apenas um bipolo. Na Tabela 1 são apresentadas as definições das grandezas que serão mencionadas neste trabalho.

Tabela 1- Grandezas monitoradas

Intercâmbios	Descrição – Somatório do Fluxo de Potência Ativa nas seguintes instalações:
FSE	<ul style="list-style-type: none"> Três circuitos de 765 kv Ivaiporã - Itaberá
RSE (Recebimento pelo Sudeste)	<ul style="list-style-type: none"> FSE + FPR→MS/SP + Fba-in + FLOAS525
RSUL (Recebimento pelo Sul)	$F_{TR\ 765/525\ kV\ IVP} + F_{FOCO} + F_{in-ba} - F_{LOAS525} - F_{PR\rightarrow MS/SP}$
Exportação do SE → NNE (EXPSE)	<ul style="list-style-type: none"> LT 500 kV Miracema-Colinas C1, C2 e C3 e LT 500 kV Serra da Mesa II -Rio das Éguas. <p>Com valor positivo para o fluxo que sai de Miracema e Serra da Mesa II.</p>
Fluxo Serra da Mesa FSM	<ul style="list-style-type: none"> LT 500 kV Gurupi-Serra da Mesa C1 e C2; LT 500 kV Peixe 2– Serra da Mesa 2; LT 500 kV Rio das Éguas – Serra da Mesa 2; Geração na UHE Serra da Mesa; Geração na UHE Cana Brava e Geração na UHE São Salvador.

Intercâmbios	Descrição – Somatório do Fluxo de Potência Ativa nas seguintes instalações:
Fluxo Norte-Sul FNS	<ul style="list-style-type: none"> LT 500 kV Gurupi-Serra da Mesa C1 e C2; LT 500 kV Peixe 2– Serra da Mesa 2;

2.0 - CASOS ESTUDADOS

2.1 Sistema em 765 kV em carga Pesada

Ao longo da rota do sistema em 765 kV, de propriedade de Furnas, ocorrem fortes rajadas de ventos que, por mais de uma vez ao longo de seu período de operação, levaram à queda de diversas torres deste sistema, interrompendo o fluxo de energia proveniente da usina de Itaipu 60 Hz ou das usinas de Itaipu 60 Hz e do Sul para o restante do SIN provocando gravíssimas consequências para o suprimento às cargas. Para garantir a segurança de atendimento ao sistema o ONS deve dispor de valores limites de geração de Itaipu, RSUL e/ou RSE que devem ser adotados durante as situações de tempestade, ou de aviso de risco de tempestade, ao longo desta rota. O objetivo de tal modo de operação, normalmente bastante restritiva mesmo considerando a atuação dos esquemas deste sistema, é garantir a integridade do SIN mesmo em situações de perda tripla de qualquer trecho deste sistema, fato que poderia levar o sistema a um blecaute generalizado.

Foram, portanto, analisadas as perdas triplas nos três trechos do tronco em 765 kV destacados na Figura 2, a seguir, para as situações que a região Sul é importadora e exportadora.

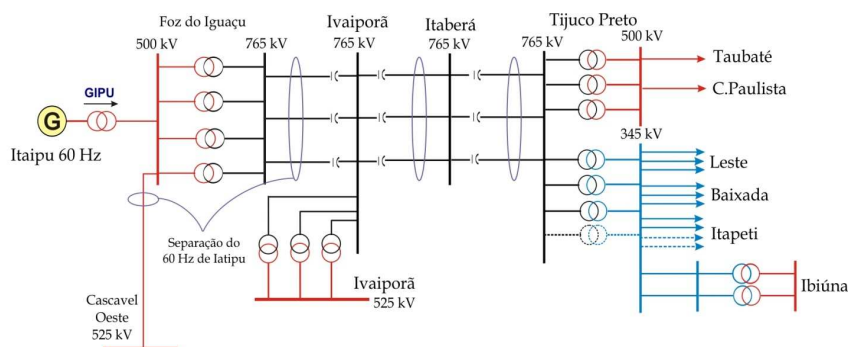


Figura 2: Tronco em 765 kV

Após a entrada da LT 500 kV Foz do Iguaçu-Cascavel Oeste, foi implantada uma nova lógica no Esquema de Controle de Emergências associado ao sistema de transmissão de 765 kV, chamada lógica 24, para ser acionada em situações de perda dos três circuitos de 765 kV entre as SEs Foz do Iguaçu e Itaiporã, que tem o objetivo de manter duas máquinas de Itaipu 60 Hz conectadas ao sistema Sul através da referida LT de 500 kV.

Antes da implantação da lógica 24 a perda tripla da LT Foz-Itaiporã desligava automaticamente a LT 500 kV Foz-Cascavel Oeste. Para que o sistema suportasse a perda tripla da LT Foz-Itaiporã e consequente abertura da LT 500 kV Foz-Cascavel Oeste por atuação de SEP, causando o isolamento da usina de Itaipu 60 Hz, ou a perda tripla de qualquer um dos trechos entre as Subestações Itaiporã e Itaberá ou Itaberá e Tijuco Preto a geração da usina de Itaipu 60 Hz era limitada em 3.000 MW.

Ressalta-se que nas situações de alerta de tempo severo na região do tronco de 765 kV admite-se que aumente significativamente a probabilidade de perda tripla dos circuitos de 765 kV Foz - Itaiporã e consequentemente de perda de toda a geração da usina de Itaipu, setor de 60 Hz antes da implantação da lógica 24.

Após a implantação da lógica 24 para suportar a perda tripla da LT 765 kV Foz-Itaiporã, a geração da usina de Itaipu deve ficar limitada conforme tabela 2.

Tabela 2- Limites máximos para Geração de Itaipu e RSUL (MW) durante alerta de tempo severo

Carga	Itaipu 60 Hz com no máximo 7 máquinas	RSUL
Pesada e Média	4.200 MW	2.300 MW
Leve	3.900 MW	2.800 MW
Mínima	3.800 MW	2.800 MW

2.2 Reflexos de perdas no Sistema em 765 kV no desempenho da interligação Norte - Sul

Desde que entrou em operação o circuito I de 500 kV entre Colinas, Miracema, Gurupi e Serra da Mesa, que interligou os sistemas das regiões Norte-Nordeste e Sudeste-Centro Oeste, foram instaladas Proteções de Perda de Sincronismo – PPS, que atuam abrindo esta interligação. Estas PPS têm objetivo de evitar um desligamento descontrolado das LTs que compõem a interligação Norte – Sul assim como os riscos de colapso de tensão na região de Brasília.

Os estudos têm mostrado que eventos que causam a perda de um grande bloco de geração nos sistemas das regiões Sudeste-Centro Oeste ou Sul provocam uma grande variação de potência nas LTs que compõem a interligação Norte – Sul e que tal variação, dependendo do ponto de operação antes da perturbação poderia impor sérios riscos de perda de sincronismo entre as regiões Norte-Nordeste e Sudeste-Centro Oeste ou mesmo de colapso de tensão no sistema da região de Brasília que escoava para a região Sudeste-Centro Oeste a potência proveniente da Interligação Norte – Sul, não fosse a atuação das referidas PPS. Ressalta-se que quanto maior o fluxo de potência do Norte-Nordeste para o Sudeste-Centro Oeste, assim como quanto maior o fluxo FSM, maior a necessidade de contar-se com a atuação destas PPS.

Ocorre que duas ocorrências desta magnitude em cascata, ou seja, a perda de um grande bloco de geração na região Sul/Sudeste/Centro Oeste seguida da abertura da interligação Norte-Sul, poderiam provocar, no mínimo, a atuação do Esquema Regional de Alívio de Cargas – ERAC das regiões Sul-Sudeste-Centro Oeste, esquema este sensibilizado por queda de frequência, que corta até 5 estágios de 7% das cargas destas regiões. Para eliminar todos esses riscos há necessidade de limitar-se o fluxo na interligação Norte – Sul assim como o Fluxo FSM, em função da geração praticada em Itaipu 60 Hz.

A tabela 3, a seguir, apresenta os limites de FNS e FSM em função da geração em Itaipu 60 Hz para que na perda dos três circuitos Foz – Ivaiporã 765 kV e consequente corte de máquinas da UHE Itaipu 60 Hz não haja riscos de colapso de tensão em Brasília nem de atuação das PPS que comandam a separação entre os sistemas das regiões Norte-Nordeste das regiões Sul-Sudeste-Centro Oeste.

Tabela 3: Limites FNS e FSM em função da Geração de Itaipu – Carga Pesada

Ger de Itaipu (MW)	Sem Esquema de corte de geração em Tucuruí		Com Esquema de corte de geração em Tucuruí	
	FSM (MW)	FNS (MW)	FSM (MW)	FNS (MW)
5.500	2.200	3.200	2.800	3.900
5.000	2.600	3.600	3.000	4.100
4.500	3.000	4.100	3.500	4.600
4.000	3.300	4.500	3.800	4.900

2.3 Sistema em 500 kV da Norte Sul – Carga Pesada

Ao longo da rota do sistema em 500 kV, conhecida como Norte-Sul, entre a SE Colinas e a região de Brasília nas Subestações Samambaia e Luziânia ocorrem queimadas que já levaram à abertura total da interligação, separando os sistemas Norte-Nordeste do Sul-Sudeste/Centro-Oeste. Para garantir a segurança de atendimento ao sistema o ONS deve dispor de valores limites de EXPSE, FNS e FSM que devem ser adotados durante as situações de queimadas ao longo desta rota. O objetivo é garantir a integridade do sistema mesmo com a perda tripla de qualquer trecho deste sistema, considerando a atuação dos SEPs existentes neste sistema.

Foram, portanto, analisadas as perdas triplas nos trechos do tronco em 500 kV destacados na Figura 3 para as situações do Sul recebendo e exportando.

2.3.1 Cenário Norte Exportador

Para o cenário Norte Exportador, o trecho mais carregado e consequentemente a contingência mais severa é a perda combinada de quaisquer três dos quatro circuitos de 500 kV entre Serra da Mesa/Serra da Mesa 2 – Samambaia/Luziânia. Atualmente o SEP existente para esta perda tripla retira 4 máquinas de Tucuruí, 2 de Lajeado, 1 de Peixe Angical e 1 de Serra da Mesa e desliga o circuito de 500 kV remanescente e os transformadores 500/230 kV de Serra da Mesa, separando os sistemas Norte-Nordeste do Sul-Sudeste/Centro-Oeste. Neste caso as usinas de Lajeado, Peixe Angical e Serra da Mesa ficariam conectadas ao sistema Norte-Nordeste.

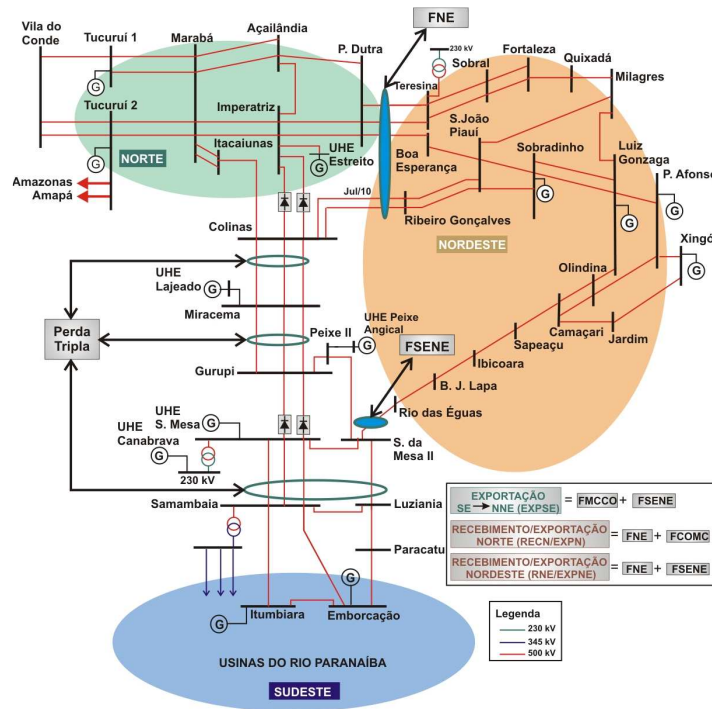


Figura 3 – Sistema em 500 kV Norte-Sul

A perda tripla das LTs Colinas-Miracema, leva à abertura de 4 máquinas de Tucuruí e da interligação Sudeste-Nordeste, separando os sistemas Norte-Nordeste do Sul-Sudeste/Centro-Oeste. Neste caso as usinas de Lajeado, Peixe Angical e Serra da Mesa ficam conectadas ao sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

A perda tripla entre os trechos Miracema e Gurupi ou Gurupi e Serra da Mesa também leva à abertura de 4 máquinas de Tucuruí e da interligação Sudeste-Nordeste, separando os sistemas Norte-Nordeste do Sul-Sudeste/Centro-Oeste.

Os estudos têm mostrado que a separação entre os sistemas Norte-Nordeste e Sul-Sudeste/Centro-Oeste, dependendo do ponto de operação, pode provocar um colapso de tensão no tronco de 765 kV. Ressalta-se que quanto maior o fluxo de potência do Norte-Nordeste para o Sudeste-Centro Oeste, assim como quanto maior a geração em Itaipu 60 Hz e o Fluxo no tronco de 765 kV entre Ivaiporã e Tijucu Preto, maiores são os riscos de colapso neste último.

As tabelas 4 e 5 apresentam os limites de FNS e FSM em função da geração em Itaipu 60 Hz para que na perda total de um dos trechos da Norte-Sul, separando os sistemas Norte-Nordeste do Sul-Sudeste/Centro-Oeste não haja riscos de colapso no sistema em 765 kV nem de atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC da região Sudeste/Centro-Oeste. Caso a prioridade seja gerar em Itaipu os valores de FNS e FSM devem ser limitados conforme a Tabela 4, a seguir. Entretanto, se a prioridade for exportar energia da região Norte durante período de queimada ao longo da rota da Norte-Sul, os valores de geração em Itaipu e o RSE devem ser limitados aos valores da Tabela 5, para que não haja atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC na região Sudeste/Centro-Oeste nem colapso no 765 kV após a separação da região Norte-Nordeste.

Tabela 4 – Limites FNS (Fluxo Norte-Sul) e FSM (Fluxo Serra da Mesa) – Prioridade gerar em Itaipu

Carga	Geração de Itaipu (MW)	RSE (MW)	RSUL (MW)	FNS (MW)	FSM (MW)	Frequência S/SE (Hz)
Pesada e Media	7.200	9.200	7.700	2.900	3.900	59,33
Leve	7.200	9.100		2.330	3.000	59,5

Tabela 5 – Limites FNS (Fluxo Norte-Sul) e FSM (Fluxo Serra da Mesa) – Prioridade exportação do Norte

Carga	Geração de Itaipu (MW)	RSE (MW)	RSUL (MW)	FNS (MW)	FSM (MW)	Frequência S/SE (Hz)
Pesada e Media	7.000	7.100	7.000	4.100	5.100	58,57
Leve	6.300	6.500		3.000	4.000	59,1

2.3.2 Cenário Norte Importador

Para o cenário Norte Importador, o trecho mais carregado e consequentemente a contingência mais severa é a perda tripla das LTs Miracema-Colinas. Atualmente o SEP existente desliga a LT Serra da Mesa 2- Rio das Éguas, separando os sistemas Norte-Nordeste do Sul-Sudeste/Centro-Oeste. Neste Cenário o despacho térmico na Região Nordeste, em geral, está elevado. Portanto, o objetivo é ter um limite para EXPSE nas situações de risco de queimada ao longo da rota em que, no caso da abertura total desta interligação, conduzisse a frequência do sistema Norte/Nordeste a excursionar a valores não inferiores a 57 Hz.

Esse valor de frequência evita que as usinas térmicas sejam desligadas do sistema interligado durante o ilhamento das regiões Norte e Nordeste, por atuação de suas proteções de subfrequência ajustadas em 57 Hz, o que faria aumentar consideravelmente o déficit dessas regiões, levando à condição de instabilidade e perda de grandes blocos de carga.

Para estabelecer os limites de Exportação Sudeste a serem aplicados em situações de alerta foram analisados três patamares de carga da região Nordeste. Em todos eles o cenário de partida das análises foi o de geração mínima na cascata do São Francisco e em Tucuruí, respectivamente 3.788 MW e 1.200 MW. Para que a frequência do sistema Norte /Nordeste não atinja valores abaixo de 57 Hz, quando da abertura da interligação Norte/Nordeste – Sudeste/centro Oeste, os limites de EXPSE durante as situações de alerta ao longo da rota da Norte-Sul são mostrados na Tabela 6. Além da adoção desses limites de exportação, deverá sempre ser mantida uma inércia sincronizada mínima nas regiões Norte e Nordeste.

Tabela 6 – Limites de Exportação Sudeste

Limites Conjunturais de EXPSE (MW)	Patamar de Carga
3.900	Pesada/Média
2.200	Leve

2.4 Bipolos de CC Coletora Porto Velho-Araraquara 2

Segundo o cronograma atual de entrada em operação dos dois bipolos e das máquinas de Santo Antônio e Jirau, é prevista a operação de um bipolo único com o seu despacho máximo. Portanto, foi analisada esta configuração de um único bipolo até a potência máxima de 3.150 MW e 600 MW no *Back-to-Back* para o sistema Acre e Rondônia. Nesta situação, a partir de um despacho de 2.400 MW no bipolo 1, haverá necessidade de se monitorar o fluxo na interligação Norte – Sul e o fluxo FSM, para evitar riscos de atuação da PPS da referida interligação. Para fluxos de até 2.400 MW no único bipolo, o sistema suporta a perda do mesmo com FNS e FSM simultaneamente em até 4.000 e 5.150 MW respectivamente em qualquer patamar de carga e intercâmbio com a região Sul. Entretanto, caso a entrada do segundo bipolo seja postergada e a disponibilidade de geração total permita o despacho máximo no bipolo 1, o sistema da região Sudeste poderá ser submetido a situações de baixa inércia, especialmente na carga leve, recebendo elevadas transferências das regiões Norte e Sul.

Neste cenário, caso a prioridade seja despachar as usinas do Madeira no máximo, o recebimento da região Norte deve ser limitado em carga leve para evitar a atuação da PPS das linhas da Norte-Sul que elimina o risco de colapso de tensão na região de Brasília na perda deste bipolo. A Tabela 7 apresenta esses limites de acordo com o despacho do bipolo e condição de carga.

Tabela 7 – Limites de FNS e FSM dependendo do despacho do Bipolo único

Condição de Carga no SIN (MW)	Bipolo Porto Velho-Araraquara		Bipolo Porto Velho-Araraquara	
	> 2.400 MW		< 2.400 MW	
	Limite de FNS	Limite de FSM	Limite de FNS	Limite de FSM
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Leve	4.000	4.590	4.000	5.150
Leve	3.480	5.150		
Media	4.000	5.150		
Pesada	4.000	5.150		

Portanto, nas situações operativas de carga leve nas quais o bipolo único Coletora Porto Velho-Araraquara 2 esteja despachado acima de 2.400 MW, devem ser monitorados e limitados os fluxos na interligação Norte-Sul (FNS) e fluxo Serra da Mesa (FSM) para se evitar os riscos mencionados. O corte de uma máquina de Tucuruí eliminaria esta limitação. Entretanto, devido ao curto espaço de tempo em que o sistema vai operar com apenas um bipolo, não justificaria a instalação de SEP para esta situação.

3.0 - CONCLUSÃO

O Planejamento da Expansão do Sistema utiliza o critério N-1, ou seja, a expansão do SIN é planejada de forma que todas as contingências simples sejam suportadas sem perda de cargas. Qualquer análise econômica mostrará que o critério utilizado no Planejamento da Expansão é o melhor sob o aspecto do custo x benefício, pois a construção de uma rede que possa suportar contingências múltiplas sem riscos de perda de cargas aumentaria exponencialmente o custo da energia sem garantir a segurança total do suprimento aos consumidores.

Apesar disso, especificamente para os troncos de interligação, a ocorrência de contingências duplas e triplas pode levar a desligamentos em cascata de outras linhas de transmissão e ocasionar o corte de grandes montantes de carga, resultando em interrupção do fornecimento de energia que poderiam abranger diversos estados e mesmo regiões inteiras. Para estes casos há que se ponderar a probabilidade de ocorrência e os custos de interrupção de energia, que podem ainda ser ampliados devido à complexidade para recomposição do sistema.

Para o cumprimento de sua missão de operar o Sistema Interligado Nacional de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir o suprimento de energia elétrica contínuo, econômico e seguro no país, seguindo os Procedimentos de Rede, o ONS opera o SIN de forma a garantir a integridade do suprimento para as situações não só de N-1 como também para as de perdas de linhas de circuito duplo e para as perdas simultâneas de linhas de circuito simples que utilizam a mesma faixa de passagem ou que atravessem regiões onde há ocorrência de fenômenos naturais e/ou queimadas que possam atingi-las, ou ainda por perdas de seções de barras em subestações, ponderando a evidência estatística de ocorrência e o nível de consequência ao SIN e à sociedade.

Ainda assim, o planejamento da operação elétrica, respaldado por decisões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, deve se preparar para situações especiais, de alerta ao longo dos grandes troncos de transmissão com elevada importância para o desempenho do SIN, tais como queimadas e/ou tempestades de ventos que aumentam as chances de desligamentos múltiplos simultâneos, de até 3 ou 4 circuitos, cujo nível de consequência ao SIN e à sociedade justifique uma operação mais onerosa, por breve intervalo de tempo.

Para estas situações são realizadas diversas análises de perdas múltiplas nos principais troncos do SIN e impostos alguns limites à operação de forma a mitigar as consequências dessas perdas múltiplas. Cabe destacar que estes limites são constantemente reavaliados.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Procedimentos de Rede do ONS – site www.ons.org.br

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Maria Alzira graduou-se em engenharia elétrica em 1981 na PUC-RJ e obteve o grau de mestre em Engenharia Elétrica em 1998 pela Universidade Federal de Itajubá. Ingressou em Furnas em 1981 onde atuou nas áreas de operação e planejamento. Em 2005 entrou para EPE atuando no planejamento da Transmissão. Desde 2012 está no ONS na área de planejamento da operação elétrica.



Sergio de B. Martins graduou-se em engenharia elétrica em 1981 na PUC-RJ. Ingressou na CHESF em 1982 atuando nas áreas de planejamento da operação. Em 1987 foi para a Eletrobrás, permanecendo na mesma área de atuação. Desde 2000 está no ONS na área de planejamento da operação elétrica.



João M. F. Ferreira graduou-se em engenharia elétrica em 1997 na UFJF e concluiu o curso de mestrado em Engenharia Elétrica em 2000 pela UFSC. Em 2004 ingressou no ONS (Núcleo Sul – Florianópolis), onde trabalhou na área de planejamento da operação elétrica e estudos especiais. Desde 2006 trabalha na Gerência de Programação Elétrica do ONS onde realiza estudos de planejamento e programação da operação elétrica do SIN.