



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GAT/07
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

**VISÃO INTEGRADA DA ANÁLISE DE LIMITES DE INTERCÂMBIOS ELÉTRICOS
DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN**

Elder Sant'Anna (*)
ONS

Lillian Monteath
ONS

Fabício Calvelli
ONS

Luiz Felipe Marques
ONS

Sérgio Martins
ONS

Eliane de Fátima Silva
ONS

Maria A. Noli
ONS

Bruno Sessa
ONS

RESUMO

Para propiciar o aumento das transferências de energia entre as regiões, o sistema de transmissão tem sido ampliado tornando-se cada vez mais robusto e, com isso os impactos decorrentes de contingências na rede, tornam-se mais severos e abrangentes. Para ilustrar tal condição é apresentada, dentre outras situações, aquela em que o nível de geração considerado no sistema das regiões Norte e Nordeste, pode impactar o valor do limite de recebimento da região Sudeste proveniente da região Sul.

PALAVRAS-CHAVE

Desempenho Dinâmico, Região de Segurança, Limites de Intercâmbios, Estabilidade, Planejamento da Operação

1.0 - INTRODUÇÃO

A concepção da interligação Norte-Sudeste, na década de 90, teve por princípio explorar as diversidades entre as bacias hidrográficas de todo o país, proporcionando assim o melhor aproveitamento dos recursos naturais por meio da operação integrada e centralmente executada, com base no menor custo operativo. Desde então pudemos constatar o sucesso daquela proposta, tendo sido possível em diversas oportunidades, prover o atendimento ao mercado de algumas regiões, considerando a máxima exploração do intercâmbio de energia entre regiões, não necessariamente vizinhas. No ano de 2006, por exemplo, tivemos o atendimento ao mercado da região Sul do país feito com grande contribuição da geração da Usina Hidrelétrica de Tucuruí, na região Norte, utilizando para tanto, a interligação Norte-Sudeste. Para propiciar o aumento das transferências de energia entre as regiões, o sistema de transmissão tem sido ampliado tornando-se cada vez mais robusto e, com isso os impactos decorrentes de contingências na rede, tornam-se mais severos e abrangentes. Nessa linha o ONS tem buscado a aplicação de ferramentas de simulação de forma rápida e efetiva que faça a avaliação da segurança estática e dinâmica em tempo real, visando assegurar o uso efetivo e seguro de todos os recursos do SIN, conforme referenciado em [1].

O primeiro indicativo dessa maior abrangência foi observado durante as análises de transferências elevadas da região Norte-Nordeste para a região Sudeste onde foram observadas grandes variações de potência nas linhas que compõem esta interligação durante a perda de um significativo bloco de geração nos sistemas das regiões Sudeste-Centro Oeste ou Sul. A perda de geração pode ser provocada pela atuação do esquema de corte de três ou quatro máquinas da UHE Itaipu que ocorre para falhas duplas no tronco em 765 kV em cenários de elevado RSE. Foi então implantado um esquema que promovesse o desligamento de 2 unidades na UHE Tucuruí quando de desligamento de 03 (três) ou mais unidades geradoras na UHE Itaipu 60 Hz, de forma a evitar a abertura da

(*) Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rua Júlio do Carmo, 251 – 5º andar – CEP 20.211-160, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 3444-9849 – Fax: (+55 21) 3444-9420 – Email: elder@ons.org.br

interligação Norte/Sudeste. Caso esse esquema não existisse, o limite na interligação Norte-Sudeste seria ainda mais restrito nos cenários de elevados RSE. O esquema evita a abertura desta interligação pela atuação da proteção de perda de sincronismo (PPS), seguida de possível corte de carga. [2].

Recentemente, foi implantado mais um esquema que comandará o corte de quatro unidades geradoras na UHE Tucuruí, sensibilizado pela função de Proteção de Perda de Sincronismo do circuito C1 da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa, no terminal de Gurupi, para detecção de eventos que levem à atuação das PPS em Serra da Mesa e Serra da Mesa 2, porém de forma seletiva e coordenada, de tal forma que a PPS de Gurupi atue em tempo inferior às outras duas. Esta nova lógica se baseia na avaliação da impedância vista da SE Gurupi para a SE Serra da Mesa, de forma a detectar eventos de perda de grandes blocos de geração nas regiões Sudeste, Centro-Oeste ou Sul e atuar, de forma preditiva, comandando um corte de geração na UHE Tucuruí. O objetivo é evitar a abertura das Interligações Norte/Sudeste e Sudeste/Nordeste, garantindo assim a estabilidade do sistema.

Nas recentes análises do Plano de Ampliações e Reforços - PAR 2015-2017, referenciado em [3], observou-se que o valor limite de recebimento de energia pela região Sudeste, oriundo da região Sul e Itaipu, para ser maximizado, precisou ser condicionado à presença de um nível mínimo de despacho de usinas hidráulicas nas usinas das regiões Norte e Nordeste, conforme mostrado em detalhes neste informe técnico.

Este informe mostra a necessidade de uma análise integrada do desempenho de todo o sistema, independentemente de estarmos calculando os valores de limites dos subsistemas Norte-Nordeste-Sudeste ou Sul-Sudeste. Serão apresentadas duas abordagens distintas, a do planejamento da operação, que mostrará a importância da parametrização de fluxos e níveis de geração entre as regiões, como forma de atender aos critérios de desempenho e, consequentemente, garantir a segurança do SIN e aquela relacionada ao planejamento da expansão das interligações, que deverá evidenciar o elevado grau de congestionamento, atualmente verificado no SIN para a efetiva troca de energia entre as regiões.

2.0 - CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO DE RECEBIMENTO PELA REGIÃO SUDESTE

Este cenário é utilizado para a definição do máximo recebimento de energia pelo subsistema Sudeste que usualmente ocorre no segundo semestre do ano, quando as bacias hidrográficas da região Sul têm afluições maiores. É caracterizado pela transferência de energia do subsistema Sul para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, através da interligação Sul – Sudeste, e desta para os subsistemas Norte e Nordeste, via interligação Norte – Sudeste e Sudeste – Nordeste. São considerados despachos hidráulicos elevados nas usinas da região Sul, podendo atingir valores da ordem de 100%, além do despacho de usinas térmicas desta região. A fim de viabilizar a máxima entrega de energia na região Sudeste pela interligação Sul-Sudeste, em caso de esgotamento da capacidade instalada das usinas da região Sul, poderá ser utilizado o intercâmbio de energia da Argentina para o Brasil, via conversora de frequência de Garabi. Para a geração da UHE Itaipu 60 Hz, usualmente se considera o seguinte despacho típico de geração: 6.000 MW (9 máquinas), na carga pesada, 5.450 MW (9 máquinas), na carga média e 4.500 MW (8 máquinas), na carga leve.

A Figura 1 mostra o sentido dos principais fluxos resultantes do cenário de Recebimento pela Região Sudeste, quando se observa que as regiões Norte e Nordeste estão, a princípio, em seus períodos secos uma vez que estão ambas regiões recebendo energia das regiões Sul e Sudeste.



Figura 1: Sentido dos principais fluxos no cenário de recebimento de energia pelo Sudeste

3.0 - METODOLOGIA PARA CÁLCULO DOS LIMITES DE INTERCÂMBIOS

O procedimento usual para o cálculo dos limites de intercâmbio do SIN é realizado de forma independente por dois grupos de trabalho, um que aborda o cálculo dos limites referentes à interligação Sul – Sudeste e outro que aborda o cálculo dos limites referentes à interligação Norte – Nordeste – Sudeste. Para tal cálculo, as interligações são estressadas ao máximo até que critérios de segurança pré-definidos sejam violados, o que caracterizará o valor de limite de intercâmbio de regime permanente e dinâmico. Dessa forma, esse ponto de operação ajustado no limite de intercâmbio deve suportar a ocorrência de qualquer emergência simples, além de um grupo de contingências duplas previamente definidas, que interligam ou que sejam internas às duas regiões, importadora e exportadora de energia. O detalhamento da metodologia adotada atualmente pelo ONS foi descrita em [4] e os critérios utilizados estão descritos em [5].

Até então as premissas para o cálculo dos limites de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste, por exemplo, somente levavam em consideração níveis de geração e fluxos relacionados às próprias regiões dos subsistemas, Sul ou Sudeste, ocorrendo o mesmo para o cálculo dos limites de intercâmbios entre as regiões Norte-Nordeste-Sudeste/Centro Oeste.

A partir dos resultados das análises mais recentes foi observado que o resultado do valor do limite de recebimento pela região Sudeste, que envolve, a princípio, somente as regiões Sul e Sudeste, também apresentou significativa dependência do montante de usinas despachadas em regiões remotas, não diretamente associadas a esta interligação cujo limite está sendo calculado. Esse fato nos direciona para uma mudança de paradigma no sentido de passarmos a considerar a possibilidade de o estado da rede fora das áreas diretamente envolvidas com o limite de intercâmbio sendo calculado, vir a alterar o valor deste limite ou de precisarmos condicionar a prática do intercâmbio limite identificado à uma determinada configuração de geração dentro ou fora das regiões envolvidas. No próximo item estão apresentados os resultados que melhor fundamentam tal constatação.

4.0 - RESULTADOS OBTIDOS NO CÁLCULO DOS LIMITES DE RECEBIMENTO PELA REGIÃO SUDESTE – RSE

Os resultados das simulações aqui apresentadas para o cálculo do valor do limite de RSE consideraram o patamar de carga leve prevista para o período de inverno do ano de 2017.

Para a elaboração do referido cenário, RSE, conforme descrito no item 2, partiu-se de um ponto de operação em que a condição de despacho das usinas do SIN constituem o cenário de Sudeste Exportador, que é usualmente elaborado pela equipe que calcula os limites das interligações Norte – Nordeste – Sudeste e que origina dois pontos específicos: (a) um que determina o cenário de máxima exportação da região Sudeste para as regiões Norte e Nordeste caracterizando o máximo recebimento por estas regiões, e (b) outro em que as usinas da região Norte geram apenas o suficiente para atendimento a sua carga (Norte Autossuficiente), diferenciados basicamente pelo valor do fluxo na interligação Norte – Sudeste.

A equipe que calcula os valores dos limites referentes ao cenário de RSE partiu do ponto (a) elaborado pela outra equipe onde o fluxo na interligação Norte – Sudeste está com seu valor mais elevado em relação ao ponto (b). O primeiro ponto de operação analisado, ponto (a), apresentou um comportamento oscilatório de tensão no tronco de 765 kV, que viola o critério de 2%, quando da perda dupla da LT 525 kV Ibiúna – Bateias para valores de RSE vigentes.

Considerando que já tínhamos o outro ponto elaborado, ponto (b), optou-se por verificar o desempenho desse após a consideração das premissas referentes ao cenário de RSE, conforme mencionado no item 2. A Figura 2 mostra a comparação entre os desempenhos do SIN para os pontos (a) e (b), ressaltando-se que ambos estão ajustados com o mesmo valor de RSE e atendendo a todas as premissas que constituem esse cenário.

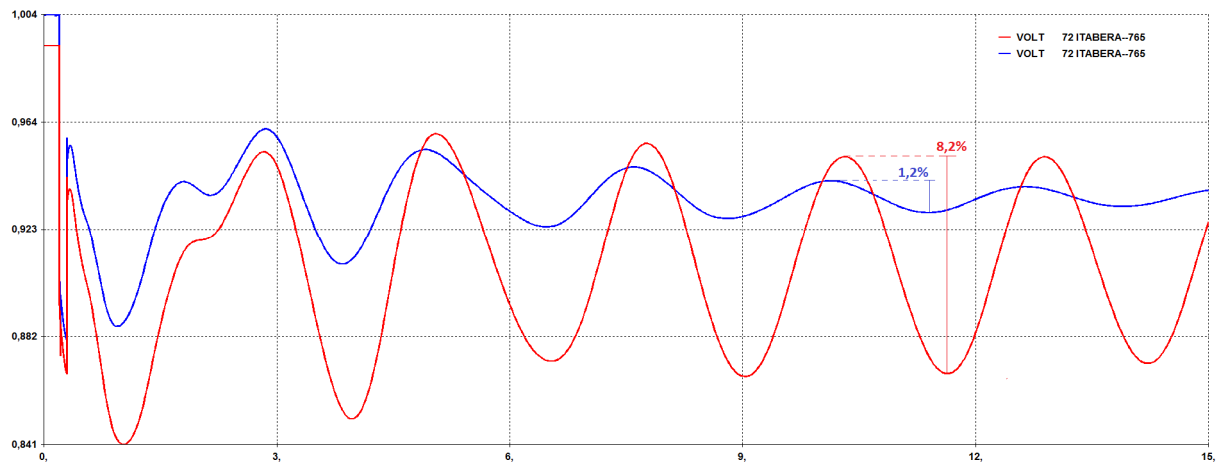


Figura 2 – Comparação Nível de Oscilação de Tensão - Cenário (a) x (b)

O resultado mostra desempenhos bastantes diferentes, pois no caso correspondente ao cenário (a) a perda dupla da LT 525 kV Ibiúna – Bateias provocou uma oscilação de 8,2 %, enquanto que o desempenho correspondente ao cenário (b), apresentou uma oscilação de 1,2 %, que não viola o critério de máxima oscilação de tensão de 2% após 10 segundos de simulação.

Esse fato motivou uma análise mais aprofundada do ponto (a) de forma a identificar quais parâmetros que pudessem justificar essa alteração no desempenho dinâmico.

Após a análise foi identificado que o desempenho oscilatório mencionado anteriormente poderia estar associado ao valor de intercâmbio entre as regiões Norte e Nordeste (FNNE) que, posteriormente, apontou para o fator mais preponderante que foi o montante de geração hidráulica despachado na região Norte, uma vez que essa foi a principal diferença entre os casos (a) e (b). De forma a buscar a relação desse valor com o desempenho observado, foi realizado no caso (a) o aumento da geração nas usinas hidráulicas da região Norte e redução na mesma proporção da geração hidráulica na região Nordeste com o objetivo de identificar qual seria o montante de geração capaz de eliminar o problema de oscilação de tensão no tronco 765 kV. A figura 3 compara os desempenhos de três diferentes pontos de operação, sendo cada um deles com montantes de despacho de geração hidráulica na região Norte cada vez mais elevados. Deve-se ressaltar que em todos os três pontos mostrados o valor de RSE é o mesmo.

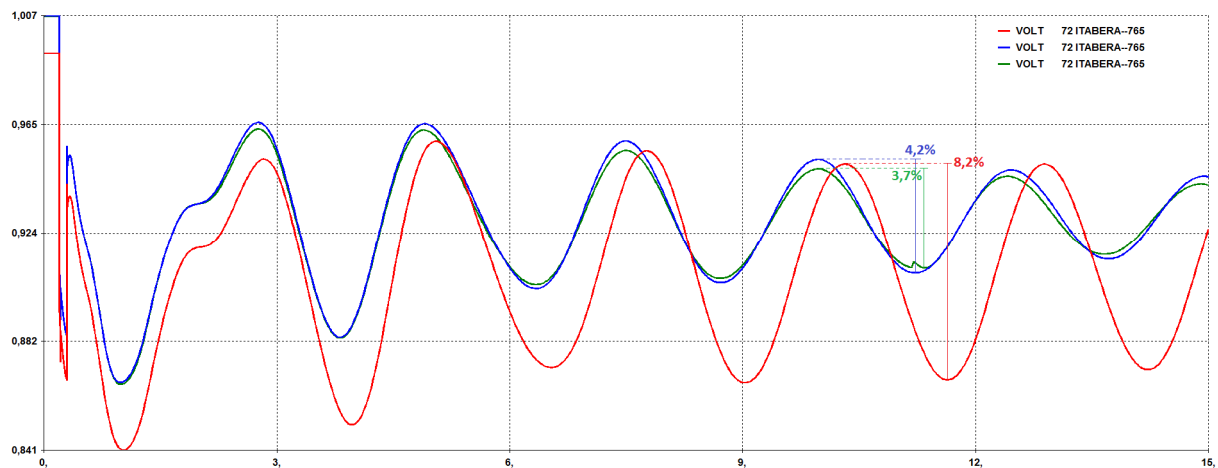


Figura 3 – Sensibilidade ao Despacho da Geração Hidráulica da Região Norte

O desempenho apresentado mostra que a elevação do intercâmbio da região Norte para a região Nordeste (FNNE) feito por meio do aumento do despacho das usinas da região Norte e redução do despacho das usinas da região Nordeste proporcionou redução da oscilação, mas não a eliminou completamente, pois dependendo de qual usina da região Nordeste for desligada, poderá ser observado um efeito contrário a redução da oscilação, caso as desligadas sejam as de elevado valor de inércia que venham a comprometer o desempenho dinâmico do SIN.

Considerando que a premissa de mínimo montante de geração hidráulica não garante o controle da oscilação, buscou-se então o estabelecimento de outra condicionante que melhor assegurasse esse controle. Para tanto,

foram levantados os valores correspondentes aos graus de afastamentos angulares entre os subsistemas Norte e Sudeste que, então poderiam retratar de forma conjunta o comprometimento da oscilação, simultaneamente com os níveis de despacho nas regiões Norte e Nordeste. A tabela a seguir relaciona os níveis de oscilação para diferentes combinações de despachos nos subsistemas e o distanciamento angular entre os subsistemas Norte e Sudeste, representados respectivamente pelas usinas, UHE Tucuruí e UHE Furnas.

Tabela 1: Níveis de Despacho nas Regiões x Distanciamento Angular entre Norte e Sudeste

	PONTO a	PONTO a.1	PONTO a.2
% de Despacho UHEs Norte	15 %	19 %	23 %
% de Despacho UHEs Nordeste	31 %	21 %	12 %
Nível de Oscilação de Tensão na SE Itaberá 765 kV	8,2 %	4,2 %	3,7 %
Distanciamento Angular entre Regiões Norte e Sudeste	70°	60°	60°

Dos resultados apresentados na tabela 1, conclui-se que o aumento do despacho das usinas da região Norte foi bastante efetivo para reduzir a oscilação de 8,2 para 4,2%, quando a geração do Norte foi elevada de 15 para 19%. Porém, esperava-se que num próximo aumento na mesma proporção, essa oscilação fosse eliminada e, isso, não ocorreu, conforme mostrado na tabela 1 o valor de 3,7%, que não atende ao critério de 2%.

O esgotamento de recursos para prosseguir com a redução ainda maior do despacho da região Nordeste e a necessidade de se estabelecer uma maior aproximação angular entre os subsistemas Norte e Sudeste motivou a redução do valor de FNS(sentido Sudeste – Norte) obtida pelo redespacho de usinas das regiões Sudeste (redução) e Norte (elevação).

A figura 4 e a tabela 2, mostram o resultado das oscilações calculadas após a limitação do valor de intercâmbio na interligação Norte – Sudeste, na direção Sudeste para o Norte com os respectivos afastamentos angulares calculados. Salienta-se que os valores de RSE permanecem os mesmos nos pontos de operação analisados.

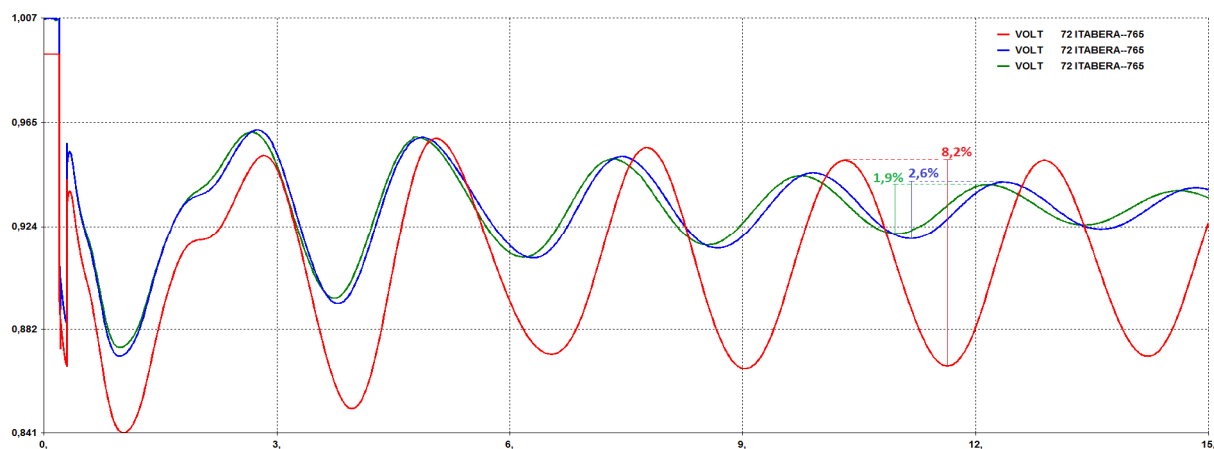


Figura 4 – Sensibilidade ao Despacho da Geração Hidráulica da Região Norte

Tabela 2: Níveis de Despacho nas Regiões x Distanciamento Angular entre Norte e Sudeste

	PONTO a	PONTO a.3	PONTO a.4
Percentual de Despacho UHE Norte	15 %	19 %	23 %
Percentual de Despacho UHE Sudeste	48 %	45 %	42 %
Nível de Oscilação de Tensão na SE Itaberá 765kV	8,2 %	2,6 %	1,9 %
Distanciamento Angular entre Norte e Sudeste	70°	44°	33°

A análise dos resultados obtidos indica que quando se reduz o valor de FNS (sentido Sudeste – Norte), o controle da oscilação é mais efetivo, se comparado ao resultado da Tabela 1, pois o seu valor passou de 8,2 para 2,6%, após primeiro estágio de redução e 1,9% após o segundo.

Ao se constatar que o valor do distanciamento angular entre os subsistemas Norte e Sudeste apresentou uma correlação positiva em relação ao valor da oscilação, concluiu-se que a adequada referência a ser adotada no âmbito no planejamento da operação será esse distanciamento. Para o ambiente de tempo-real, no entanto, por impossibilidade de acesso aos valores de medição dessa variável, deverá ser previamente utilizado o programa PacDyn para identificar o conjunto de usinas pertencentes aos subsistemas, Norte, Nordeste ou Sudeste que sejam mais efetivas no controle da oscilação.

Cabe ressaltar que além das medidas mencionadas anteriormente, a utilização de ferramentas de simulação que determinam a região de segurança dinâmica pode proporcionar um mapeamento mais completo que evidencie os estrangulamentos possíveis de ocorrer no SIN, em função das diversas combinações de despachos nas regiões exportadora e importadora de energia, conforme pode ser observado na figura abaixo, originada a partir de valores de despachos obtidos com o programa ORGANON:

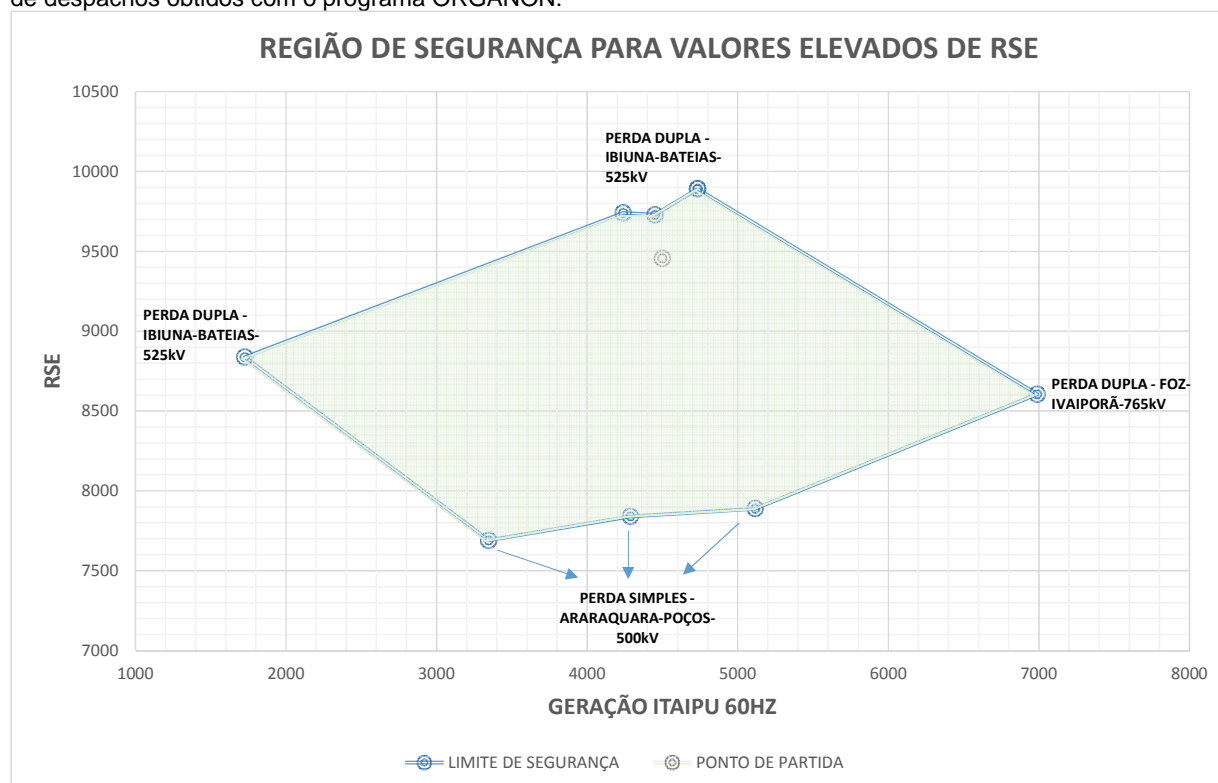


Figura 5 – Região de Segurança para Elevados Valores de RSE

A figura 5 mostra que dependendo dos níveis de despacho da usina de Itaipu é possível alcançar com segurança (região interna ao contorno) diferentes valores de RSE, além de evidenciar novos pontos de operação do SIN limitados por contingências que, no ponto de partida para a exploração segura do RSE, não causam violação de nenhum critério definido nos procedimentos de rede do ONS, exceto a perda dupla da LT 525kV Ibiúna-Bateias. O resultado acima também mostra que, partindo do ponto inicial, o aumento da geração de Itaipu foi efetivo para o aumento de RSE até um determinado ponto, e que a partir desse, o aumento na geração de Itaipu implicou uma diminuição no valor de RSE para evitar uma condição insegura. Cabe ressaltar que nessa simulação, não foi considerado o esquema de corte de máquinas em Itaipu para perdas duplas no tronco 765kV, o que poderia viabilizar um maior valor de RSE no ponto em que a perda limitante foi a da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã e que a Figura 5 teve como objetivo apenas mostrar um novo produto gerado a partir da utilização da construção da região de segurança.

5.0 - CONCLUSÃO

Quando do cálculo do limite de recebimento pela região Sudeste (RSE), usualmente a preocupação se restringia ao atendimento de premissas de geração na UHE Itaipu e nas usinas da região Sul, a partir dos resultados apresentados, constatou-se que deve-se também parametrizar fluxos e/ou despachos, que envolvem também as regiões Norte e Nordeste, de forma a controlar violações nas regiões diretamente envolvidas que neste caso foram as regiões Sul e Sudeste. No caso apresentado neste informe constatou-se que ao se calcular o valor de limite de

recebimento pela região Sudeste, a perda dupla da LT 525 kV Ibiúna – Bateias poderá causar um problema de oscilação de tensão na SE 765 kV Itaberá, caso não seja atendido um montante mínimo de despacho de geração hidráulica na região Norte.

O cálculo dos limites de intercâmbios entre todas as regiões do SIN deve ser realizado da forma mais integrada possível, buscando identificar e analisar todas as possíveis relações entre os valores dos limites identificados com os demais fluxos que eventualmente possam influenciar no valor de limite calculado.

Para o controle das oscilações verificadas no tronco de 765 kV, foi mais efetivo elevar o despacho da região Norte e reduzir o despacho da região Sudeste, se comparado à medida que limitaria o recebimento pela região Sudeste pela redução do fluxo no tronco de 765 kV. Tal medida foi também correlacionada com o distanciamento angular máximo entre 45° e 50° entre duas usinas representativas dos subsistemas Norte e Sudeste, valor esse que assegura o atendimento ao critério de 2% para a oscilação quando se estiver praticando o valor de máximo recebimento pela região Sudeste (RSE).

A utilização de ferramentas de simulação que determinam a região de segurança dinâmica pode proporcionar, não somente uma maior flexibilidade operativa para o planejamento da operação de curto prazo e programação da operação, mas também um mapeamento mais completo que evidencie os estrangulamentos possíveis de ocorrer no SIN, em função das diversas combinações de despachos nas regiões exportadora e importadora de energia, sendo essa informação bastante relevante quando da proposição de efetivas ampliações das interligações.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) P.H.L. Santos, L. Monteath, C.A.S. Neto, M. Groetaers, S.B. Chaves, M.C. Passaro Utilização de Regiões de Segurança em Estudos de Planejamento da Ampliação da Rede - XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - 2012
- (2) M. Alzira Noli Silveira, Sergio de Barros Martins, Joao M. Francischetti, Ferreira Operação do Sistema Interligado Nacional em Situações de Alerta, XXII SNPTEE, Brasília, Outubro de 2013.
- (3) Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN - PAR - 2015 a 2017 – Volume III (disponível em www.ons.org.br/agentes)
- (4) E.G.S. Sant'Anna, A.C. Zambroni de Souza, A.Y. Takahata T.M.L. Assis, M.Th. Schilling, J.A. Passos Filho, Cálculo de Limites de Intercâmbio em Sistemas de Grande Porte Através de Ferramentas de Otimização, XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE, Belém - PA, Mar. 2009
- (5) Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Módulo 23.3 (disponível em www.ons.org.br)

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

- Elder Sant'Anna graduou-se em engenharia elétrica em 1987 na UERJ e obteve grau de mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá em 2010. Trabalhou na Eletronorte e Eletrobras e desde de 1998 trabalha no ONS na área de Ampliações e Reforços - PAR.
- Lillian Monteath graduou-se em engenharia elétrica em 1983 na UFPE. Trabalhou na Chesf até 1998 e atualmente trabalha no ONS na área de Ampliações e Reforços - PAR.
- Maria Alzira Noli Silveira 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. Trabalhou em Furnas e na EPE e desde 2012 está no ONS na área de planejamento da operação elétrica
- Luiz Felipe Marques graduou –se em Engenharia Elétrica em 2013 na PUC-RJ e desde de 2011 trabalha no ONS na área de Ampliações e Reforços – PAR.
- Bruno Sessa graduou-se em engenharia elétrica em 2013 pela UFRJ. Atualmente trabalha na área de Ampliação e Reforços – PAR do ONS
- Sergio de B. Martins graduou-se em engenharia elétrica em 1981 na PUC-RJ. Trabalhou na CHESF e na Eletrobrás e desde 2000 está no ONS na área de planejamento da operação elétrica Sérgio de Barros Martins
- Fabrício Calvelli graduou-se em engenharia elétrica em 1996 na UFRJ. Trabalha no ONS desde 1998 na área de Ampliações e Reforços - PAR