



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

FI/GPL/29  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**ANÁLISE DO CONGESTIONAMENTO NA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUL**

**Mario Daher (\*)**

**Maria Aparecida Martinez**

**Vitor Silva Duarte**

**Alex Nunes de Almeida**

**OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS**

**RESUMO**

As interligações inter-regionais propiciam a transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas elétricos do Sistema Interligado Nacional - SIN, permitindo que o Operador Nacional do Sistema elétrico - ONS, através da operação eletroenergética integrada, explore a diversidade hidrológica entre regiões, resultando em ganhos sinérgicos consideráveis e aumento da segurança do atendimento ao mercado. Adicionalmente, a integração entre subsistemas contribui para a expansão da oferta de energia e para a otimização dos recursos energéticos, através da complementaridade energética existente entre as diversas fontes nos referidos subsistemas. Desta forma, considerando-se as características atuais do SIN, com a perda gradativa do grau de regularização, conjugada aos possíveis cenários de secas severas, como a ocorrida em 2013/2014, é fundamental a atenção especial aos estudos de avaliação do custo/benefício da expansão e/ou reforços das interligações inter-regionais, de forma que essas não sejam fatores limitantes à otimização da operação eletroenergética do SIN. Esses cenários certamente estão associados à expressiva entrada de oferta de energia inflexível, como as usinas a fio d'água da Amazônia e as usinas eólicas, distante dos centros consumidores e concentradas nos subsistemas Norte e Nordeste, respectivamente, concomitante às restrições nos troncos de interligação para escoá-la. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo apresentar um diagnóstico do comportamento da interligação Norte-Sul, indicando as possíveis ações a serem tomadas para a mitigação do impacto de cenários onde poderão ocorrer congestionamentos no fluxo de transferência de excedentes energéticos dos subsistemas Norte/Nordeste para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste/Sul.

**PALAVRAS-CHAVE**

Norte-Sul, Interligações inter-regionais, Congestionamento.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Até o final da década de 90, o sistema elétrico brasileiro era constituído pelos sistemas interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, que operavam de forma separada. Em 1999, entrou em operação o primeiro circuito da interligação Norte-Sul, integrando eletricamente o país e formando o que hoje se constitui o Sistema Interligado Nacional - SIN. Posteriormente, essa integração foi ampliada com a entrada em operação do segundo circuito da Norte-Sul, em 2000, e da interligação Sudeste-Nordeste (SENE), em 2003.

As interligações inter-regionais propiciam a transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas elétricos, permitindo que o ONS, através da operação integrada do SIN, explore a diversidade hidrológica entre regiões e a complementaridade entre as diversas fontes, o que resulta em ganhos sinérgicos consideráveis e aumento da segurança do atendimento ao mercado. Portanto, a integração entre subsistemas contribui para a expansão da oferta de energia regional e para a otimização dos recursos energéticos, propiciados pela complementaridade energética existente entre os referidos subsistemas. Não obstante, grandes interligações, com

(\*) Rua Júlio do Carmo, n° 251 – 5º andar – CEP 20.221-160 Rio de Janeiro, RJ – Brasil  
Tel: (+55 21) 3444-9667 – Fax: (+55 21) 3444-9413 – Email: mjdaher@ons.org.br

transferências de grandes blocos de energia, aumentam sobremodo a complexidade do planejamento, da programação e da operação elétrica do SIN, no que diz respeito à segurança operativa.

As interligações permitem também a integração de empreendimentos de grande porte situados distantes dos centros de carga, além de representarem uma alternativa de atendimento em situações de escassez local de recursos, como por exemplo o ocorrido em 2006, quando a região Sul enfrentou um regime hidrológico desfavorável, agravado pela perda contratual de 2.000 MW de energia proveniente da Argentina via conversora de Garabi. A existência de uma forte interligação entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, naquela época, garantiu o suprimento da região Sul, quando 65% do seu consumo foi atendido por energia proveniente por outras regiões do País.

Um outro exemplo foi a interligação Norte-Sul, que possibilitou trocas de energia entre os subsistemas Sul-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste, segundo os critérios de otimização da operação, representando ganhos da ordem de 700 MW médios para o Sistema Interligado Nacional, ou seja, o equivalente a uma usina hidroelétrica de cerca de 1.000 MW.

Portanto, a expansão das interligações inter-regionais pode resultar no aumento da disponibilidade total de energia do sistema, visto que um eventual ou sistemático excedente de energia de um subsistema, mesmo que em apenas um determinado período do ano, pode reduzir ou eliminar o déficit de um outro, ou pode resultar em uma operação mais econômica, na medida em que este excedente substitua uma geração térmica do outro subsistema. Dessa forma, a expansão das interligações regionais pode postergar novos investimentos em geração.

Vale destacar que estudos sistemáticos de avaliações de desempenho do SIN vêm mostrando diferenças também sistemáticas de Custos Marginais de Operação (CMO) entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, onde, em geral, os CMOs dos subsistemas Norte e Nordeste têm se apresentado inferiores aos demais subsistemas, bem como a ocorrência de frequências elevadas de intercâmbios máximos, indicando, portanto, a necessidade de se avaliar a viabilidade econômica de ampliação da capacidade de exportação do Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e Sul, uma vez que esses cenários certamente estão associados à expressiva entrada de oferta local e às restrições no tronco de interligação.

Para atendimento a esse objetivo, faz-se necessário o levantamento da oferta contratada no horizonte de estudo, principalmente no que diz respeito aos subsistemas Norte e Nordeste, bem como a evolução das obras de transmissão que impactam diretamente o carregamento da interligação Norte-Sul, o que será detalhado no item a seguir.

## 2.0 - PREMISSAS BÁSICAS

As informações utilizadas neste estudo referentes ao parque gerador, carga, limites de intercâmbio entre subsistemas, assim como as demais premissas, são as constantes do Plano da Operação Energética 2014/2018 – PEN 2014.

As previsões de carga adotadas foram elaboradas em conjunto pela EPE/MME e pelo ONS e consubstanciadas em Nota Técnica conjunta – “2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional”.

Os limites elétricos de intercâmbio são obtidos com base em estudos elétricos, utilizando os critérios definidos nos Procedimentos de Rede do ONS. A Figura 1, a seguir, apresenta a evolução dos limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste (Norte/Sul - FNS). Em seguida, a Figura 2 apresenta a evolução dos limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste (Interligação Sudeste/Nordeste - FSENE).

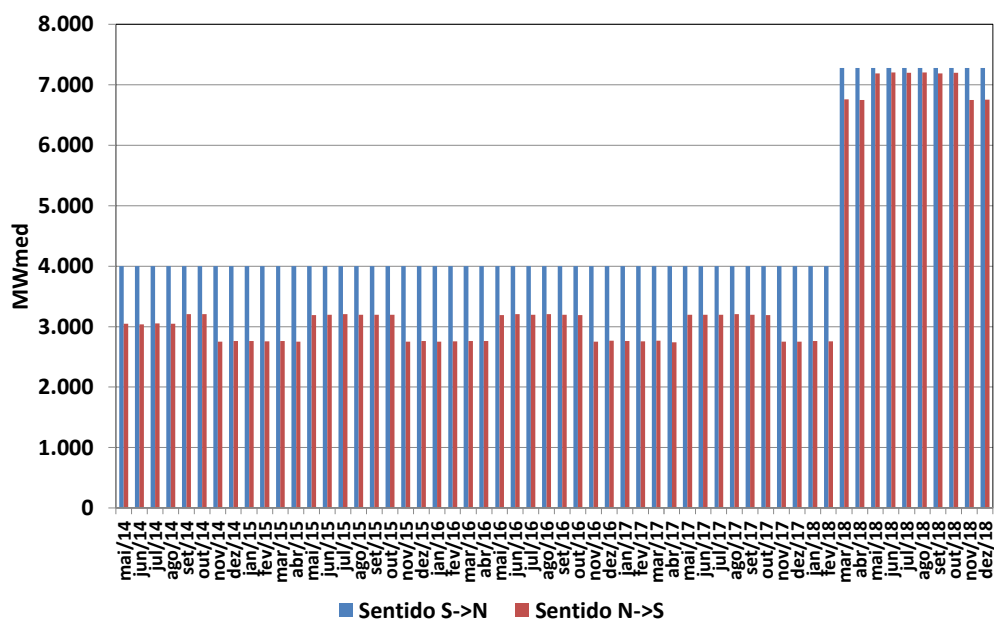


FIGURA 1 – Limites de Intercâmbio Norte/Sul (MWmed)

A elevação dos limites de intercâmbio na Norte-Sul em março de 2018 está associada à entrada em operação do Elo CC +/- 800 kV, 4.000 MW, SE Xingu - SE Estreito, referente ao escoamento da UHE Belo Monte, estabelecendo um caminho elétrico paralelo aos três circuitos em 500 kV da interligação Norte-Sul. Na representação energética, o ganho deste Bipolo pode ser considerado como um reforço à interligação Norte-Sul (Imperatriz → Sudeste/Centro-Oeste).

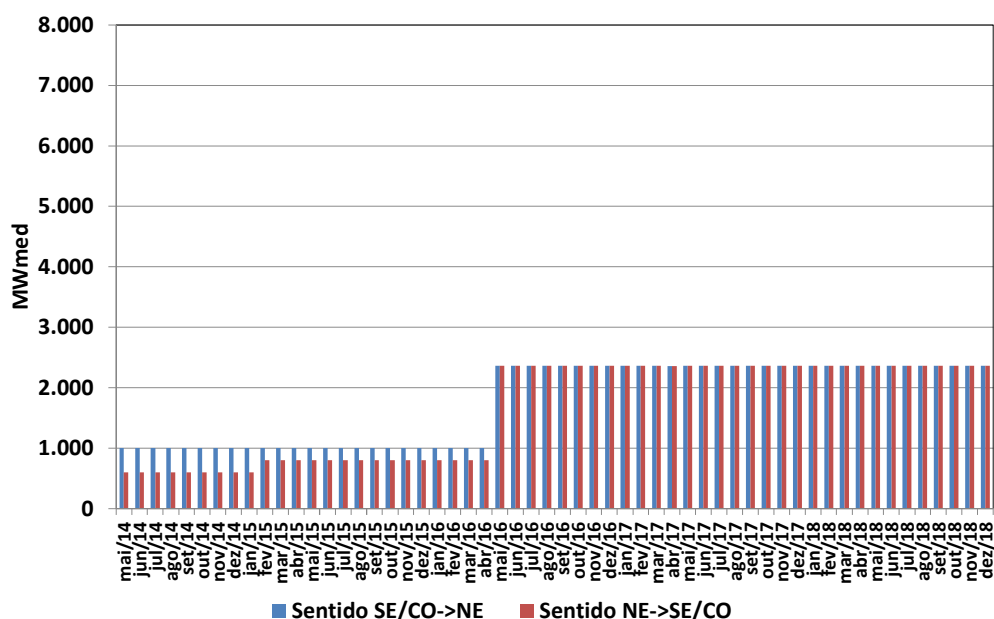


FIGURA 2 – Limites de Intercâmbio SE/NE (MWmed)

Para o ano de 2016 está prevista a entrada de um circuito entre as regiões Sudeste e Nordeste, além de reforços internos a esta região, o que permitirá um aumento da capacidade de trocas de energia entre essas regiões.

Observa-se, portanto, das duas Figuras anteriores, que é previsto um acréscimo na capacidade de intercâmbio de energia entre o Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste, tanto pela Sudeste/Nordeste, em 2016, como pela Norte/Sul, em 2018.

A Figura 3, a seguir, apresenta a evolução do limite de recebimento do Sudeste/Centro-Oeste da energia proveniente do Norte/Nordeste, que consiste na soma do limite de recebimento via Norte/Sul com o limite de recebimento via Sudeste/Nordeste.

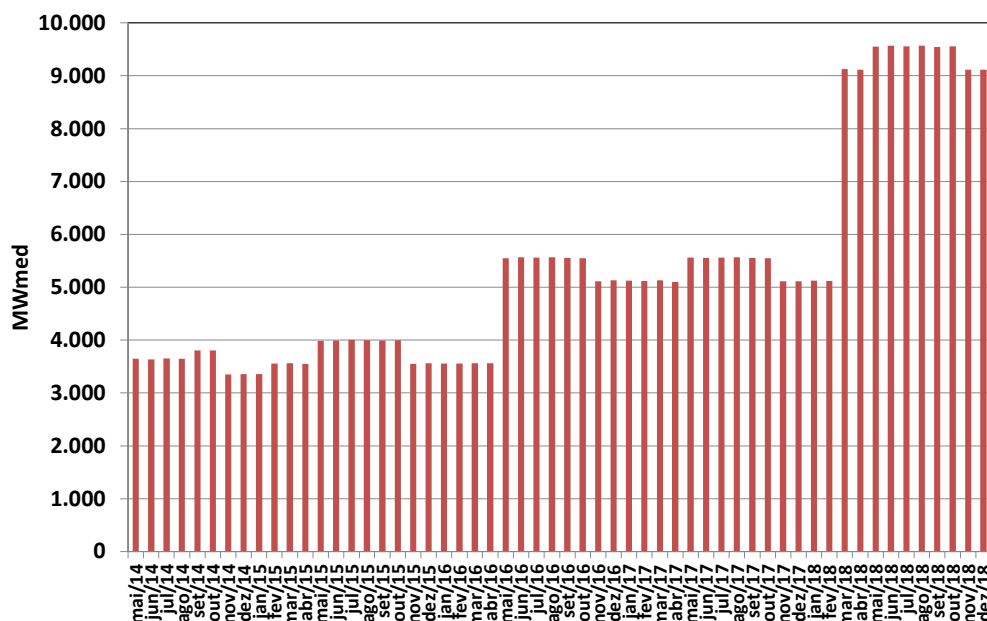


FIGURA 3 – Limites de Recebimento pelo SE/CO do N/NE (MWmed)

Oberserva-se que é previsto um acréscimo da ordem de 6.000 MWmed ao longo do período entre maio de 2014 e dezembro de 2018. Por outro lado, constata-se uma expansão da ordem de 22 GW na oferta de geração dos subsistemas Norte/Nordeste no mesmo período, conforme apresentado na Tabela 1, a seguir.

Tabela 1 – Evolução da Oferta de Geração Norte/Nordeste (MW)

	Dez/13	Dez/18	Acréscimo
Hidráulicas	20.483	31.105	10.622
Térmicas	7.379	8.477	1.098
PCHs	458	473	15
Biomassa	591	610	19
Eólicas	1.477	11.766	10.289
Total	30.388	52.431	22.043

Os destaques do período analisado são a entrada da UHE Belo Monte, prevista para início da operação a partir de maio de 2016, totalizando 10.622 MW de potência instalada ao final de 2018 e a incorporação de 10.289 MW de fonte eólica. Em uma análise simplificada, considerando-se que a energia gerada em Belo Monte deve ser próxima a sua capacidade instalada nos primeiros semestres de cada ano, pode-se concluir que a expansão da transmissão (da ordem de 6.000 MWmed) não seria compatível com a expansão da geração (superior a 10.000 MWmed no período úmido).

Uma análise mais detalhada do congestionamento na Norte/Sul é apresentada no item a seguir.

### 3.0 - ANÁLISE DO CONGESTIONAMENTO NA NORTE-SUL

Para a análise das interligações foram feitas simulações, no horizonte 2015 a 2018, com 2.000 séries sintéticas de energias naturais e com séries históricas, empregando-se a modelagem a subsistemas equivalentes, onde o SIN foi representado com base em uma configuração representativa da prática operativa, ou seja, tendo como subsistemas independentes, além do Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte, os sistemas elétricos Acre Rondônia (AC/RO), Manaus Macapá (TMM), as usinas hidroelétricas do Complexo do Rio Madeira, do Teles Pires e a UHE Belo Monte.

Os resultados dessas simulações, ratificam a ocorrência de congestionamentos da interligação Norte-Sul, no horizonte 2015 a 2018, quando se observa elevadas frequências de intercâmbios máximos, com tendência de redução apenas em 2018, devido a entrada em operação do sistema de transmissão associado à UHE Belo Monte.

Fator relevante é que os subsistemas Norte e Nordeste têm, em geral, CMOs inferiores aos demais subsistemas, indicando, mais uma vez, a necessidade de se avaliar a viabilidade econômica de ampliação da capacidade de exportação do Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

O congestionamento é avaliado pela contabilização da frequência com que o intercâmbio de energia entre subsistemas diretamente conectados atinge o limite da interligação – frequência de intercâmbios máximos. Destaca-se na Figura 1, a seguir, a frequência de intercâmbios máximos para a interligação Norte-Sul, no sentido Imperatriz (IPZ)→SE/CO. Os valores indicam congestionamento elevado ao longo de todo o período de estudo, atingindo valores da ordem de 70%, com tendência de redução apenas em 2018, quando da entrada em operação do sistema de transmissão associado à UHE Belo Monte (1º Bipolo – março/2018).

De posse desses resultados, considerou-se um segundo cenário para análise, onde a entrada do reforço na transmissão do escoamento de Belo Monte - Elo CC da SE Xingu-SE Estreito foi antecipada em 12 meses, de março de 2018 para março 2017, sendo avaliado o ganho sistêmico dessa antecipação, inclusive sob o ponto de vista da economia de combustível para geração térmica prevista.

A Figura 4, a seguir, apresenta uma avaliação indicativa do benefício da antecipação do 1º Bipolo da UHE Belo Monte, previsto para março de 2018 e considerado para efeitos de estudo, em março de 2017.

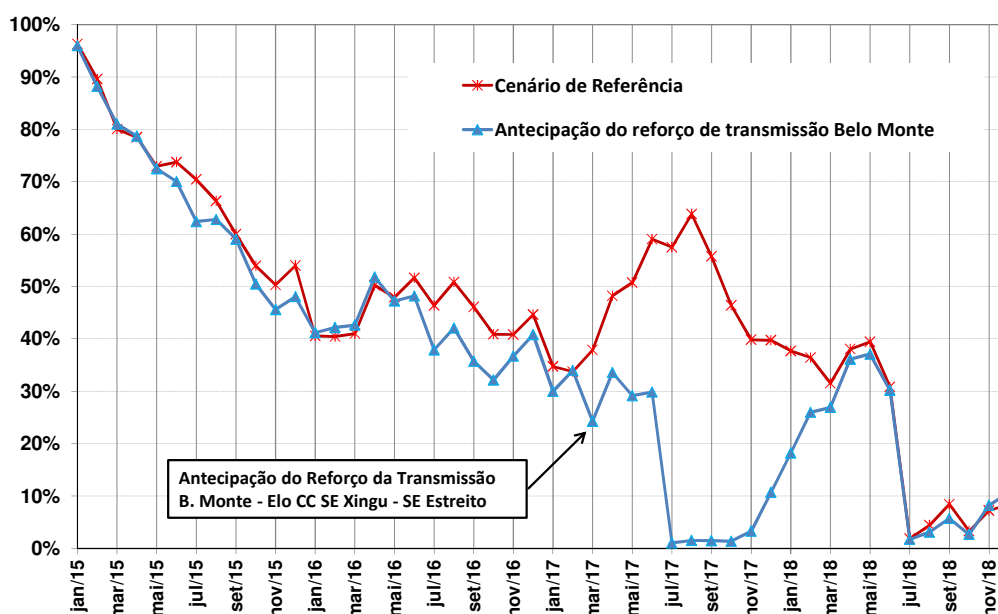


FIGURA 4 – Frequência de intercâmbios máximos na Norte/Sul

Deve-se destacar que frequências de intercâmbios máximos elevadas, combinadas às diferenças significativas dos CMOs entre subsistemas diretamente conectados indicam, mais uma vez, a necessidade de estudos detalhados de planejamento para avaliação técnico-econômica de reforços nas interligações entre o Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste/Sul.

A Figura 5, a seguir, apresenta uma avaliação do impacto decorrente do “congestionamento” da interligação Norte/Sul para diversas séries sintéticas de ENAs, em termos do valor esperado de geração térmica adicional decorrente dessa situação. Também na Figura 5, é apresentado o benefício da antecipação do 1º Bipolo de escoamento da UHE Belo Monte, indicando que existem ganhos nessa antecipação da ordem de 200 MW med em 2016 e de 1.200 MW med em 2017. Como já comentado, o grau de congestionamento de uma interligação, em cada patamar de carga e cada mês, é avaliado pelo percentual de séries em que os fluxos de energia, entre os subsistemas, atingiram o valor máximo, indicando uma limitação ativa ao intercâmbio. Essa limitação pode estar diretamente associada ao tronco de interligação, ou ser consequência de condições internas nos subsistemas que reduzem sua capacidade de envio de energia em cada patamar de carga.

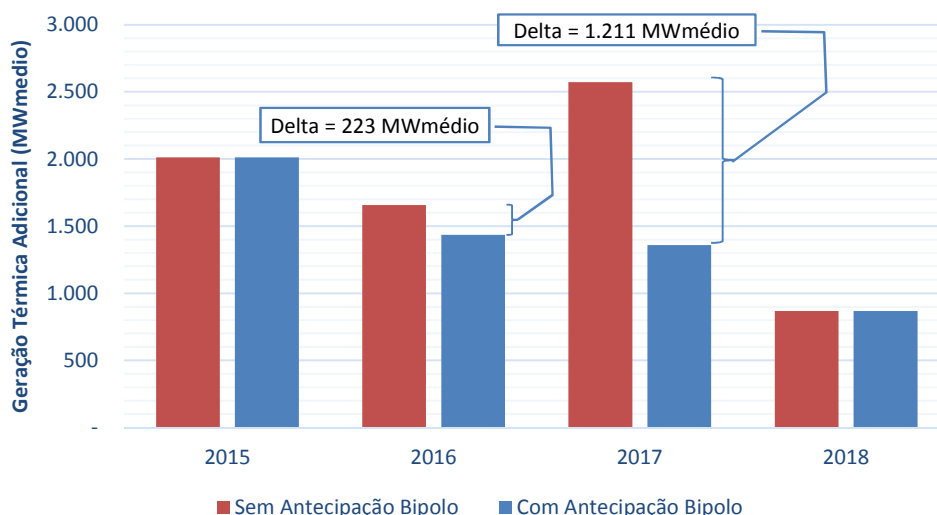


FIGURA 5 – Benefícios na antecipação no 1º Bipolo de escoamento da UHE Belo Monte

Adicionalmente, a Figura 6, a seguir, apresenta curvas de permanências anuais dos intercâmbios de energia entre os subsistemas Norte/Nordeste e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

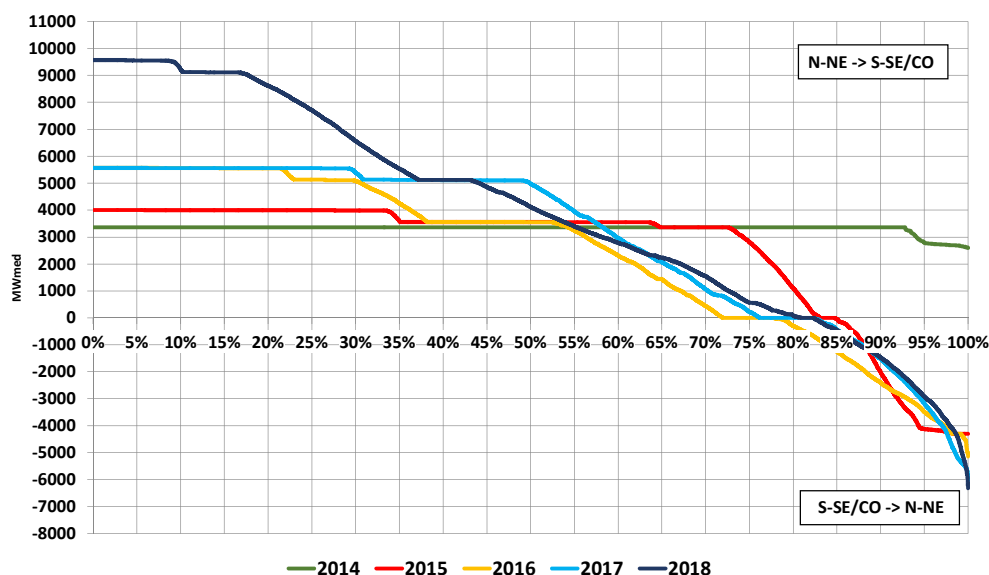


FIGURA 6 – Curvas de Permanência dos intercâmbios de energia entre Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

Pode-se observar na Figura 6, anterior, que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste deverá ser importador de grandes blocos de energia proveniente do Norte/Nordeste, com tendência de aumento ao longo do horizonte de análise.

Além disso, as curvas de permanência de fluxos de energia entre os subsistemas N/NE e SE/CO ratificam a evidência de que em diversos cenários, entre 35% e 50% das 2000 séries sintéticas, poderá haver limitação de intercâmbio por restrição elétrica na interligação entre esses subsistemas.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Com base no Cenário de Referência do PEN 2014, foi avaliado o grau de congestionamento da interligação entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, o que indica a necessidade de reforço na capacidade de intercâmbio entre os referidos sistemas, à luz das evidências do desequilíbrio entre os custos marginais de operação entre os subsistemas N/NE e SE/CO-S e os elevados congestionamentos dessa interligação.

É fato que o Setor Elétrico Brasileiro passa por uma importante mudança de paradigma, quer seja sobre a matriz de energia elétrica, com a evolução crescente da participação de fontes renováveis intermitentes e inflexíveis, como as usinas a fio d'água da Amazônia, as usinas eólicas e as usinas solares, em futuro próximo, além da perda gradual de regularização, decorrente da falta de expansão com usinas de regularização, quer seja pela intolerância crescente da sociedade brasileira com a interrupção do serviço de energia elétrica em seus lares, no

comércio e na indústria.

O que se vislumbra para os próximos anos, fruto da forte concentração de oferta inflexível nas regiões Norte e Nordeste, é a necessidade de transferência de grandes blocos de energia para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, principalmente na estação chuvosa do SIN, quando os excedentes energéticos daquelas regiões poderão ficar engarrafados nas interligações com o restante do país, resultado de limitações na transmissão.

Esses cenários se aproximam de uma situação inédita, que seria a de um sistema radial inter-regional, o que sugere uma reflexão sobre os critérios para a definição dos limites de transmissão associados às interligações entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Plano da Operação Energética 2014/2018 – PEN 2014 – Operador Nacional do Sistema Elétrico, outubro de 2014.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Mario Daher

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ, mestrado em Engenharia Elétrica pela UNICAMP, pós-Graduação pela COPPEAD/UFRJ e pela PUC/RJ - IAG Master em Desenvolvimento Gerencial – CAISE. Atuou na área de planejamento da expansão da geração na Eletrobrás (1978/2000). Desde 2001, trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, onde atualmente ocupa o cargo de gerente executivo de planejamento da operação.

Maria Aparecida Martinez

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Veiga de Almeida, e pós-graduação pela PUC/RJ - IAG Master em Desenvolvimento Gerencial – CAISE. Atuou como engenheira na Light (1989/2001), nas áreas de Planejamento da Operação e Mercado Atacadista de Energia. Desde 2001, trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, onde atualmente ocupa o cargo de gerente de planejamento da operação energética.

Vitor Silva Duarte

Possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora e doutorado em Engenharia Elétrica pelo Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia. Atuou como pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL. Atualmente trabalha como engenheiro no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Planejamento Energético, atuando principalmente nos seguintes temas: programação dinâmica dual estocástica, planejamento da operação energética, planejamento da operação interligada, multiobjetivo e planejamento da operação de médio prazo.

Alex Nunes de Almeida

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFPa, mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e pós-graduação pela PUC/RJ - IAG Master em Desenvolvimento Gerencial – CAISE. Atuou como engenheiro na Eletrobrás (1988/1999), na área de planejamento da expansão da geração. Desde 2000, trabalha como engenheiro no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, na área de planejamento da operação energética.