

PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA 2018/2019 PEL 2017

SUMÁRIO EXECUTIVO

© /ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE-3-0075/2017

PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA 2018/2019 PEL 2017

SUMÁRIO EXECUTIVO

Julho 2017

Sumário

1	Introdução e Objetivos	4
2	Principais Conclusões do PEL 2017	7
2.1	Evolução da Capacidade das Interligações Regionais	7
2.2	Considerações quanto ao impacto da perda de geração na região Sudeste nos limites da Norte/Sul	20
2.3	Impacto de Grandes Injeções de Potência na Região Sudeste	22
2.3.1	Impactos nas Áreas São Paulo e Minas Gerais da Integração do 1º Bipolo de Corrente Contínua Xingu - Estreito	22
2.3.2	Escoamento da geração do Complexo do Madeira	24
2.4	Interações entre os Elos de Corrente Contínua (<i>Multi-Infeed</i>)	28
2.5	Integração da Geração Eólica ao SIN	30
2.6	Geração Térmica por Razões Elétricas	31
3	Recomendações quanto às Obras Prioritárias do SIN	33

1 Introdução e Objetivos

O Ciclo Anual de Planejamento da Operação do SIN é um processo composto por dois estudos de médio prazos, um da operação elétrica, consubstanciado no Plano de Operação Elétrica - PEL, cujo horizonte de análise é de janeiro do ano subsequente a sua edição a abril do segundo ano (dezesesseis meses), e outro da operação energética, consubstanciado no Plano da Operação Energética - PEN, cujo horizonte de análise é de maio do ano em curso a sua edição a dezembro do quinto ano a frente (cinco anos).

Nesse contexto, no Ciclo de Planejamento da Operação de 2017 são elaborados o Plano da Operação Elétrica 2018/2019 - PEL 2017, que avalia o desempenho dos sistemas elétricos do SIN no horizonte de janeiro de 2018 a abril de 2019, em conformidade com os critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede - Submódulo 6.2, e o Plano da Operação Energética 2017/2021 - PEN 2017, que avalia o desempenho energético dos subsistemas elétricos do SIN no horizonte de maio de 2017 a dezembro de 2021, em conformidade com os critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede - Submódulo 7.2.

O PEL é composto por 4 Relatórios, denominados, *Sumário Executivo, Volume I: "Obras Prioritárias do SIN, Volume II: "Desempenho das Interligações Regionais e o Volume III: "Principais Aspectos do Desempenho do SIN e Recomendações.*

Esse Relatório refere-se ao Sumário Executivo e apresenta a síntese dos aspectos mais relevantes do desempenho do SIN, as principais recomendações do estudo que necessitam de ação gerencial, bem como os destaques relativos aos limites das interligações regionais e à geração térmica necessária devido a restrições elétricas nas usinas do SIN.

O detalhamento quanto ao conteúdo dos demais documentos está descrito a seguir:

Volume I: "Obras Prioritárias do SIN": tem como objetivo apresentar um conjunto de obras previstas, identificadas como prioritárias, que merecem, de acordo com os critérios de seleção estabelecidos, tratamento especial, tanto do Poder Concedente e do Órgão Regulador, como dos Agentes Concessionários, bem como ações especiais que envolvem órgãos e secretarias de governo para solucionar problemas no intuito de obter licenças ambientais;

Volume II: "Desempenho das Interligações Regionais": contempla em detalhes as análises do desempenho das interligações regionais e as recomendações associadas; em especial nesse Ciclo 2017 a integração da usina de Belo Monte e do Bipolo Xingu-Estreito, já considerando o atraso de parte do sistema de transmissão associado, bem como as análises da integração ao SIN do 2º Bipolo

de corrente contínua Porto Velho – Araraquara 2, considerando possíveis atrasos no sistema de transmissão em 500 kV na área São Paulo.

Volume III: "Principais Aspectos do Desempenho do SIN e Recomendações", que está dividido em 3 Tomos, sendo o Tomo A para a região Sul e Mato Grosso do Sul, o Tomo B para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Acre/Rondônia e o Tomo C para as regiões Norte e Nordeste. O Volume III, assim dividido, apresenta todos os resultados das avaliações do desempenho do SIN para as áreas geoeletricas, as recomendações relacionadas, e a geração térmica devido às restrições elétricas nas usinas do SIN.

As avaliações realizadas têm como referência as previsões de carga informadas pelos Agentes e consolidadas pelo ONS, bem como o programa de obras apresentado nos relatórios intitulados Consolidação de Obras de Transmissão 2015, documento emitido pelo MME, e Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão – PAR 2018 a 2021, ora em andamento, com as datas atualizadas pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico - DMSE do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, para os cronogramas das obras de transmissão e geração outorgadas pela ANEEL.

Os estudos do PEL 2017 foram desenvolvidos visando avaliar, principalmente, o desempenho das interligações regionais, a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A partir dessas avaliações, os principais resultados dos estudos do PEL 2017 são:

- Limites de transmissão inter-regionais;
- Montantes de geração térmica mínima necessária para assegurar operação dentro dos padrões estabelecidos;
- Propostas de adequação do cronograma das obras programadas (linhas de transmissão, transformadores, etc.) às necessidades do SIN;
- Indicação de medidas operativas, tais como: a implantação de Sistemas Especiais de Proteção - SEP e a mudança de topologia da rede como, por exemplo, abertura de barramentos. Essas soluções provisórias ou mitigadoras se justificam como recursos operacionais, em última instância, até que se viabilizem a execução dos reforços e ampliações estruturais identificadas pelos estudos de planejamento da expansão do sistema;
- Efeitos no desempenho elétrico do SIN decorrente do atraso para entrada em operação das obras previstas no horizonte de estudo, bem como dimensionamento dos benefícios decorrentes desses novos empreendimentos;
- Estratégias operativas que serão utilizadas na operação eletroenergética do SIN neste horizonte, a serem detalhadas e atualizadas nos estudos elétricos

quadrimestrais e mensais, bem como, no que se aplica, aos estudos energéticos de médio prazo.

Os estudos foram desenvolvidos com o apoio das equipes técnicas do Núcleo Norte/Nordeste (NNNE), em Recife e Núcleo Sul (NSUL), em Florianópolis, no que diz respeito às áreas elétricas das Regiões Norte/Nordeste e Sul/Mato Grosso do Sul, respectivamente. Com relação aos estudos referentes às áreas elétricas das regiões Sudeste, Centro Oeste, Acre e Rondônia e Interligação Tucuruí-Manaus-Macapá e das interligações Norte/Nordeste/Sudeste e Sul/Sudeste, as mesmas foram desenvolvidas pelas equipes do Escritório Central, no Rio de Janeiro, também responsável pela coordenação geral dos trabalhos.

2 Principais Conclusões do PEL 2017

2.1 Evolução da Capacidade das Interligações Regionais

Nos estudos do PEL 2017 foram efetuadas análises do desempenho das interligações regionais, avaliando-se a influência das obras a serem incorporadas ao SIN no período de janeiro de 2018 até abril de 2019, buscando-se definir as máximas transferências de energia entre os subsistemas, segundo critérios que garantem a operação do SIN com segurança.

Na definição dos limites foram considerados cenários energéticos caracterizados a partir da diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas. Para cada cenário energético procurou-se definir os máximos intercâmbios entre os subsistemas sem que houvesse violação nos critérios de desempenho, tanto em regime permanente como em regime dinâmico de operação. Estes limites são valores referenciais que serão atualizados nos estudos de mais curto prazo (quadrimestrais e mensais), podendo vir a serem modificados por situações conjunturais, com o objetivo de melhor explorar a capacidade de exportação e/ou importação nas interligações regionais.

A seguir serão apresentados os principais resultados referentes ao desempenho das interligações regionais.

Interligação Sul/Sudeste

Atualmente, os limites associados à interligação Sul/Sudeste são determinados de forma que o sistema suporte todas as contingências simples de LTs e de transformadores e também a ocorrência de perda simultânea de 2 circuitos do tronco de 765 kV ou dos 2 circuitos da LT 500 kV Ibiúna – Bateias, que utilizam a mesma torre, em virtude da gravidade das consequências para o SIN dessas contingências duplas de circuitos.

O desempenho dessa interligação é medido através de 4 parâmetros, são eles: a máxima geração na UHE Itaipu (GIPU), o máximo Recebimento pelo Sudeste (RSE), o máximo Fornecimento pela Região Sul (FSUL) e o máximo Recebimento pela Região Sul (RSUL). A partir deles são determinados os limites que garantem o adequado atendimento aos Procedimentos de Rede e que serão operacionalizados nos estudos de curto prazo.

No horizonte desse PEL 2017 está prevista a entrada em operação do segundo circuito em 500 kV Londrina - Assis, reforçando a interligação Sul/Sudeste e da LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté, na área São Paulo, que formam a *configuração 1*, e referem-se ao período de outubro de 2017 a maio de 2018. A partir de junho de 2018 está prevista a entrada em operação da

LT 500 kV Itatiba-Bateias, formando, portanto, a *Configuração 2*. Essa configuração também contempla reforços importantes na área São Paulo, tais como: SE 500/440 kV Fernão Dias e LTs 500 kV Estreito – Fernão Dias C1 e C2, Araraquara 2 – Itatiba, e Araraquara 2 – Fernão Dias.

Ressalta-se que, mesmo após a entrada em operação dos empreendimentos previstos, permanece a necessidade da utilização das lógicas de corte de unidades geradoras na UHE Itaipu 60 Hz como forma de garantir a manutenção do sincronismo dessa usina com as demais usinas do SIN na situação de contingências múltiplas no tronco de 765 kV, principalmente quando de contingência dupla de circuitos paralelos desse tronco, assim como das lógicas de sobrecarga na transformação de Tijuco Preto.

A evolução dos limites de intercâmbio para a interligação Sul/Sudeste será apresentada a seguir:

a) Recebimento pelo Sudeste (RSE)

Atualmente, o fator limitante ao valor máximo de Recebimento pelo Sudeste (RSE) é a ocorrência de oscilações de tensão pouco amortecidas na contingência do circuito duplo da LT 500 kV Ibiúna – Bateias.

O ganho previsto com a *Configuração 1*, em relação aos limites atuais, são de cerca de 300 MWmed e o fator limitante continua sendo oscilações de tensão na perda dos dois circuitos Ibiúna - Bateias 500 kV. A partir de junho de 2018, com a entrada da LT 500 kV Itatiba - Bateias, *Configuração 2*, o ganho previsto no RSE é de cerca de 1.400 MWmed e o fator limitante passa a ser o carregamento máximo admissível, por 30 minutos, no banco de capacitores série (BCS) do circuito remanescente, na perda dupla de circuitos entre Ivaiporã e Itaberá 765 kV, bem como oscilações de tensão na perda dos dois circuitos Ibiúna - Bateias 500 kV. Portanto, o ganho total em relação aos limites atuais é de 1.700 MWmed.

b) Recebimento pela Região Sul (RSUL)

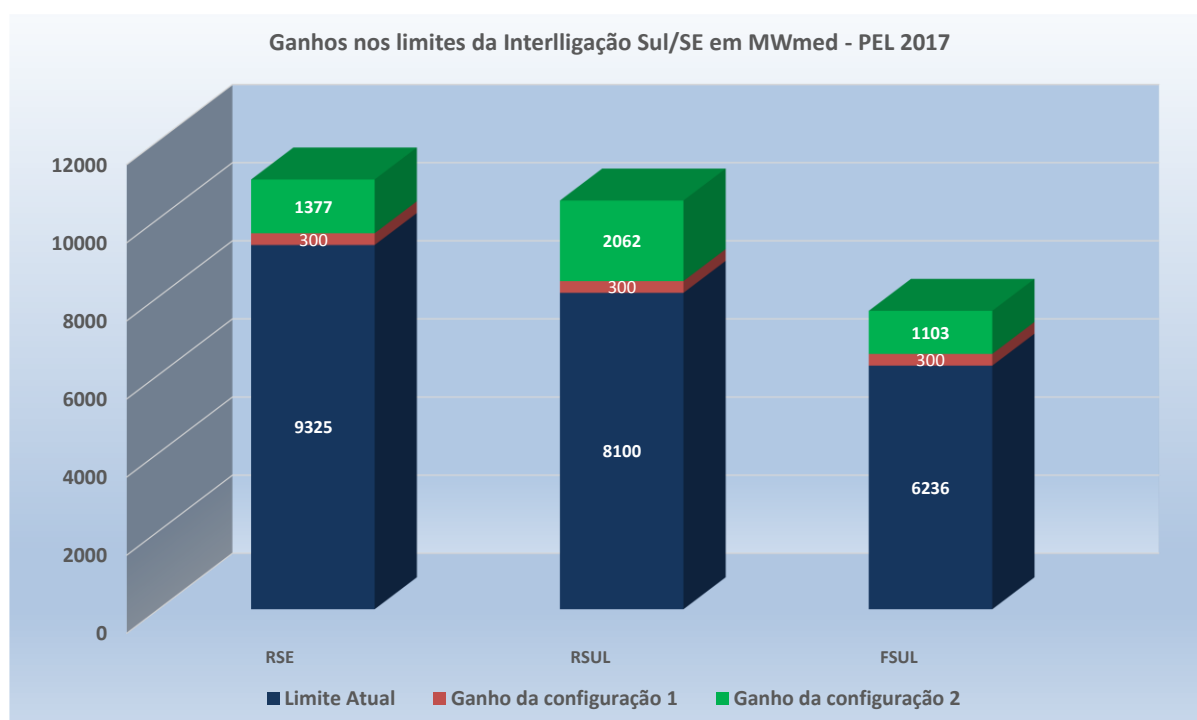
A partir do início do horizonte de análise desse PEL 2017, com a presença do segundo circuito da LT Londrina – Assis C2, *Configuração 1*, os limites de RSUL passam a 8.400 MW, em todos os patamares de carga, o que representa um aumento de 300 MWmed em relação aos limites atuais. Com os reforços previstos na *Configuração 2*, os limites de RSUL tem um ganho superior a 2.000 MWmed, perfazendo 2.300 MWmed em relação aos limites atuais. Cabe salientar, que para evitar redução generalizada de tensão nas regiões Centro Sul e Leste do Paraná e norte de Santa Catarina com possibilidade de corte de grandes montantes de carga, inclusive na Região Metropolitana de Curitiba poderá ser necessário o despacho da UTE Araucária para valores de RSUL superiores a 7.700 MW, notadamente no período de verão.

c) Fornecimento pela Região Sul (FSUL)

Atualmente, e ao longo de todo horizonte do PEL 2017, o valor máximo de Fornecimento pelo Sul é determinado de forma a evitar oscilações de tensão pouco amortecidas decorrentes da contingência do circuito duplo da LT 500 kV Ibiúna – Bateias. Os empreendimentos que formam as *Configurações 1 e 2* elevam a capacidade de Fornecimento da Região Sul (FSUL) em cerca de 300 MWmed e 1.100 MWmed, respectivamente.

A Figura 2-1, a seguir, apresenta um resumo, em MWmed, dos limites de intercâmbio atuais e dos ganhos entre as regiões Sul e Sudeste, com a entrada em operação do cronograma de obras previsto. Destaca-se que em cenários de carga elevada na região Sul a operação nos valores de FSUL indicados estará condicionada à importação de energia via interligações internacionais.

Figura 2-1: Ganhos Associados às Configurações Analisadas em Relação aos Limites Atuais nas Transferências de Energia entre as Regiões Sul e Sudeste (MWmed)



d) Geração de Itaipu (GIPU)

O limite de geração na UHE Itaipu (GIPU) com 10 unidades é de 7.200 MW em todos os patamares de carga e não é afetado pelas configurações analisadas nesse PEL 2017. Entretanto, até a entrada do 5º banco 765/500/69 kV – 4 x 1.650 MVA de Foz do Iguaçu, previsto para fevereiro de 2019, é necessária a utilização do SEP de redução de geração da UHE Itaipu (60 Hz), quando a geração estiver em 7.200 MW

e elevado RSE, de modo a evitar sobrecarga em emergência nesta transformação. Após a entrada do 5º banco de autotransformadores de Foz do Iguaçu não será necessária mais atuação de SEP para contingências simples.

Cabe ressaltar que a substituição/modernização dos CLPs atualmente instalados no tronco de 765 kV, e que gerenciam a grande maioria dos SEPs existentes para fazer frente às contingências simples, duplas e triplas de equipamentos desse tronco, originalmente prevista para abril de 2015, sofreu um grande revés em vista da desistência da empresa vencedora da licitação para instalação desse novo equipamento. Atualmente, essa modernização, que está a cargo da SEL–Schweitzer Engineering Laboratories, encontra-se com o projeto finalizado, com previsão de entrada em operação para o primeiro semestre de 2018.

O novo equipamento trará benefícios significativos para o desempenho do SIN, dando mais confiabilidade aos SEPs existentes, além de permitir substituir, em algumas situações, o corte instantâneo de unidades geradoras de Itaipu por uma redução de geração nesta usina, o que trará consequências positivas para a flexibilidade operativa, principalmente no que tange aos reflexos na Interligação Norte/Sul, praticamente eliminando a interdependência entre o corte de máquinas de Itaipu e possíveis limitações no fluxo da Norte/Sul.

Interligações Norte/Sul, Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste

O sistema em corrente alternada (CA) de 500 kV planejado para ampliação das interligações, associado à entrada em operação da UHE Belo Monte, constava de 22 circuitos em 500 kV, cerca de 6.300 km, sendo três reforçando a interligação Norte/Nordeste e um circuito reforçando a interligação Nordeste/Sudeste. Os demais 18 circuitos configuravam reforços internos nas regiões Norte, Nordeste e um na região Sudeste.

Além dos reforços CA em 500 kV, estão previstos dois Bipolos de 4.000 MW em \pm 800 kV ligando a SE Xingu a dois pontos na região Sudeste. O primeiro está previsto para março de 2018, portanto dentro do horizonte do PEL 2017, conectando a SE Xingu à SE Estreito. O segundo Bipolo foi licitado em 2015, está previsto para dezembro de 2019 e conectará a SE Xingu ao novo Terminal no Rio de Janeiro na região de Nova Iguaçu.

A Abengoa, vencedora dos leilões referentes a 15 das 22 linhas supracitadas, declarou problemas econômicos/financeiros, de tal forma que estas 15 linhas estão sem previsão para entrada em operação, aguardando-se assim a solução que será encaminhada pela ANEEL/MME. Nesta mesma situação encontram-se os circuitos em 500 kV Tucuruí - Itacaiúnas e o segundo circuito Itacaiúnas - Colinas, de propriedade da ISOLUX. Além disso, o circuito de 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV, de propriedade da Chesf, foi postergado para setembro de 2021.

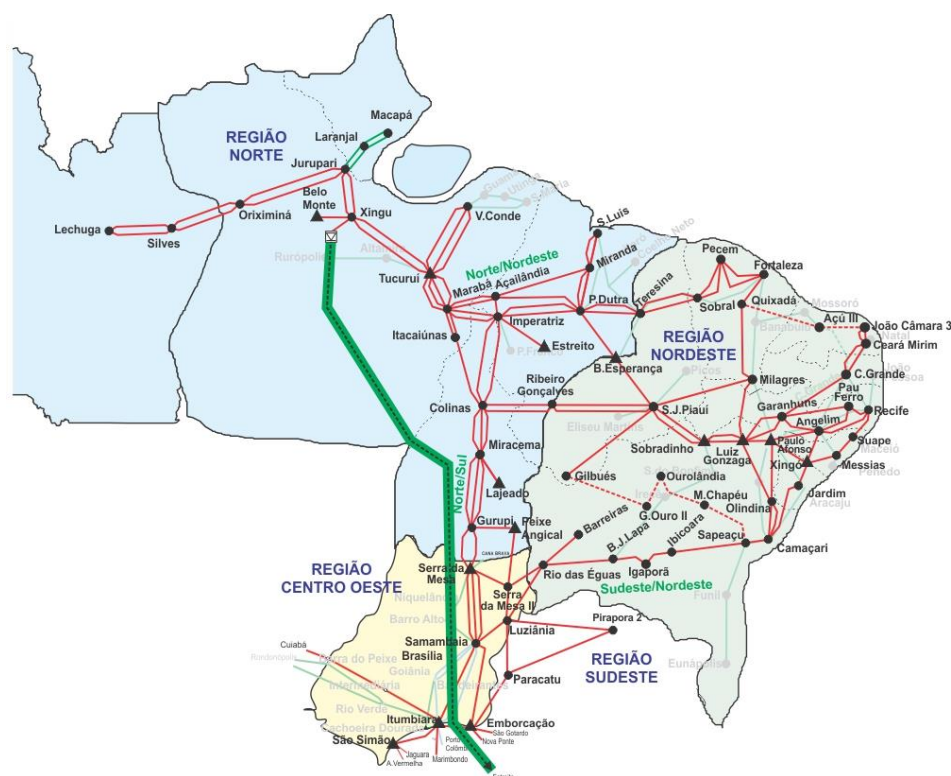
Em relação aos reforços na região Sudeste, o circuito duplo de 500 kV Estreito - Fernão Dias e as linhas de escoamento do Madeira, Araraquara 2 -Fernão Dias e Araraquara 2- Itatiba, foram postergados para junho de 2018.

Nesse contexto, foram analisadas três configurações para a definição dos limites de transferência entre as regiões Norte/Nordeste/Sudeste. A *Configuração 1*, com o sistema atual, acrescida das obras internas da Região Nordeste que estão previstas para entrarem em operação ao longo de 2017 e a *Configuração 2*, considerando a entrada do Bipolo Xingu-Estreito previsto para março de 2018. Já *Configuração 3* considera os reforços na região Sudeste.

Vale destacar que este Bipolo será o primeiro sistema CC com as duas estações conversoras na mesma área síncrona (*Embedded*) no SIN. O respectivo equipamento irá reforçar a Interligação Norte/Sul, operando em paralelo com a rede em 500 kV nos dois sentidos, com capacidade de 4.000 MW no sentido Xingu→Estreito e de 3.200 MW no sentido Estreito→Xingu, na tensão de ± 800 kV.

A entrada do 1º Bipolo compõe a *Configuração 2* e está destacada em verde na Figura 2-2, a seguir. As linhas pontilhadas estão previstas para entrarem em operação ao longo dos anos de 2017 e 2018. Finalmente, para a *Configuração 3*, que considera a entrada de alguns reforços na região Sudeste, a partir de junho de 2018, não se observa ganho aos limites nas interligações em questão, afetando apenas o atendimento local na região Sudeste.

Figura 2-2: Rede em 500 kV dos Sistemas Norte/Nordeste Prevista no Horizonte do Estudo



É importante comentar ainda que a entrada do Bipolo Xingu-Estreito (1º Bipolo) vai alterar sobremaneira a operação do SIN, introduzindo um corredor expresso e controlável em paralelo com a rede em 500 kV da interligação Norte/Sul e do sistema da região Nordeste.

Embora haja um grande aumento de flexibilidade e controlabilidade com a entrada do 1º Bipolo, a postergação de parte da rede CA em 500 kV (Abengoa e da Isolux) irá introduzir algumas restrições na operação do SIN, conforme será mostrado abaixo.

a) Cenário Norte Exportador (EXPN)

Atualmente a exportação do Norte é limitada pela capacidade em regime do capacitor série da LT 500 kV Itacaiúnas – Colinas (*Configuração 1*). Com o objetivo de elevar a EXPN, foi considerado o *bypasse* deste banco, o que altera o limite para 5.600 MW nas cargas pesada e média e 5.700 MW na carga leve, proporcionando um ganho da ordem de 500 MW médios, tendo como fator limitante o fluxo, em regime normal de operação, nas LT 500 kV Imperatriz-Colinas e Tucuruí-Marabá.

A partir de maio de 2016, com o início da entrada em operação da UHE Belo Monte, vem se verificando um aumento na disponibilidade para exportação da região Norte. Assim, a capacidade hidráulica instalada nessa região será elevada em 20%, de janeiro de 2018 a abril de 2019, atingindo 18.119 MW que, somados à geração térmica, irá alcançar cerca de 21.000 MW instalados.

Com a entrada do Bipolo Xingu-Estreito (*Configuração 2*) a exportação da região Norte (EXPN) deverão incorporar o fluxo no respectivo Bipolo. Dessa forma, a EXPN total será a soma dos fluxos pelo sistema de 500 kV (EXPN-CA) e pelo Bipolo (EXPN-CC).

Entretanto, cabe ressaltar que, no que diz respeito aos limites de exportação da região Norte, não é possível exportar simultaneamente os máximos individuais de cada sistema CA e CC, devido à postergação das obras da Abengoa, em particular as linhas em 500 kV Xingu-Parauapebas-Miracema.

Assim, considerando o cenário em que a região Norte exporta energia prioritariamente para a região Sudeste, o 1º Bipolo não poderá atingir 4.000 MW concomitantemente com valores de fluxo na Interligação (FNS) de 4.100 MW. A soma destas duas grandezas deverá ser no máximo 6.200 MW, para que o sistema suporte a perda do Bipolo, mesmo considerando corte de geração (6 máquinas com 600 MW) na UHE Belo Monte.

Com isso, quando a região Sudeste estiver recebendo o valor máximo de 6.200 MW (soma FNS + 1º Bipolo), o recebimento da região Nordeste (RNE) deverá ser limitado a 4.300 MW nas cargas média e pesada.

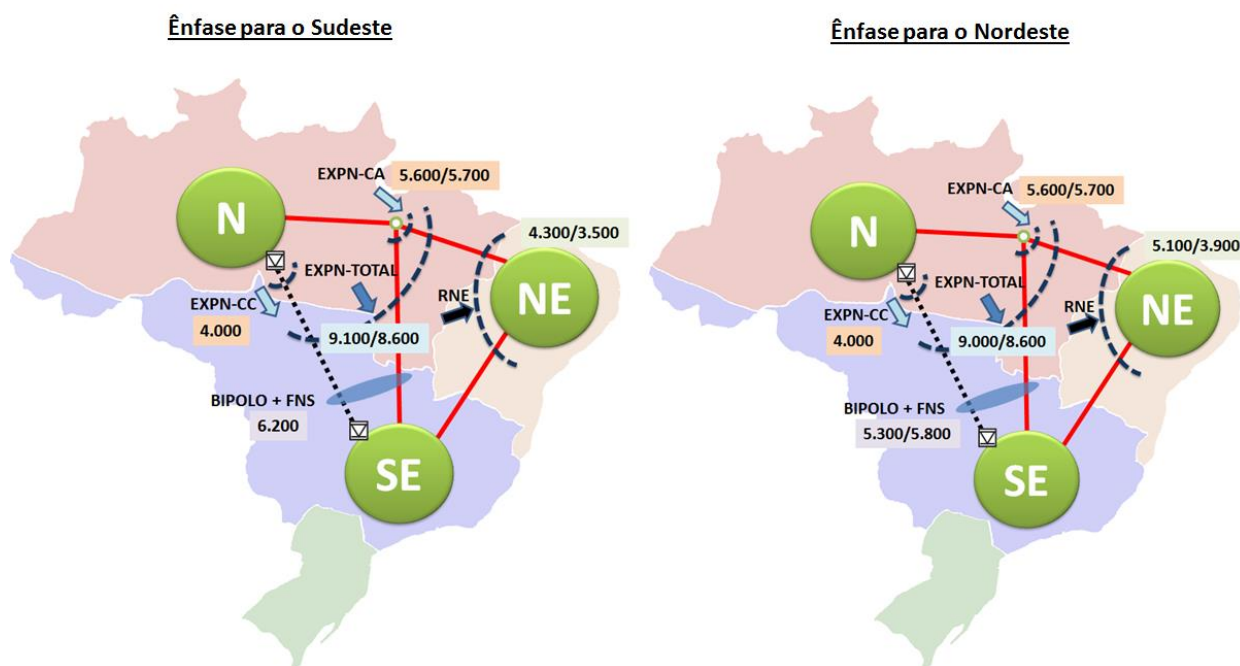
Já no cenário onde a região Norte exporta energia prioritariamente para a região Nordeste, o fluxo para a região Sudeste (Bipolo + FNS) deve ser reduzido para 5.300 MW nas cargas pesada e média. Nessa condição o recebimento da região Nordeste poderá alcançar valor de 5.100 MW, nas condições de cargas pesada e média.

Em ambos os cenários, ênfase para o Sudeste ou ênfase para o Nordeste, a capacidade de exportação da região Norte, descontando as UHEs Lajeado e Peixe, será da ordem de 9.000 MW nas condições de carga pesada e média.

Além disso, a melhor estratégia operativa será privilegiar o Bipolo em detrimento ao fluxo na Interligação Norte Sul, pois essa forma de operação irá proporcionar uma maior dedução de perdas e ainda tende a mitigar os riscos de atuação da PPS da Interligação Norte – Sul, em Serra da Mesa, quando da ocorrência de contingências que provoquem grandes perdas de geração na região Sudeste/Centro Oeste.

A Figura 2-3, a seguir, apresenta um resumo das grandezas que devem ser monitoradas para maximizar a Exportação do Norte, quando a ênfase for para o Sudeste ou para o Nordeste, nos patamares de carga pesada/média e leve.

Figura 2-3: Limites de Exportação do Norte



Para definição do excedente de geração na região Norte foi realizado um balanço estático, onde considerou-se a geração média disponível nas usinas hidráulicas da região Norte. Para tal, utilizou-se histórico de vazões, somado à necessidade de geração térmica em Manaus e Macapá por razões elétricas e da inflexibilidade das usinas térmicas no Maranhão. Desse montante abateu-se a carga prevista para a região Norte nos diversos patamares e comparou-se aos limites de exportação anteriormente apresentados.

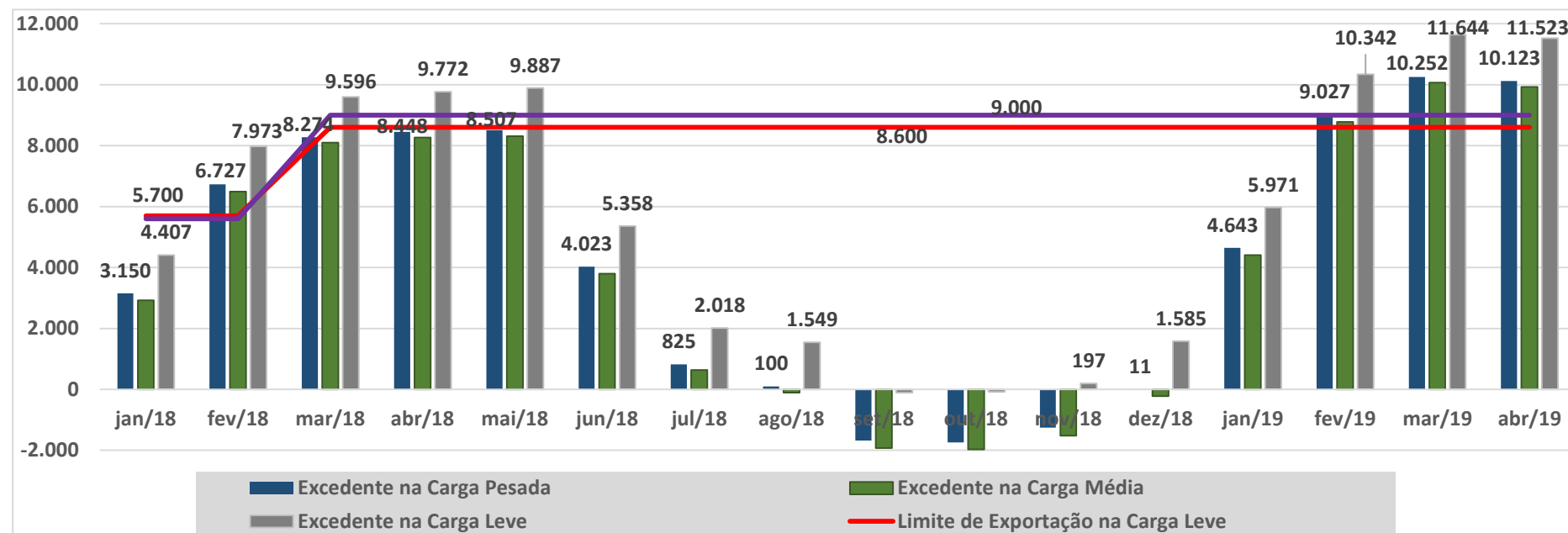
Dessa forma, foi possível concluir que no período úmido de 2018, antes da entrada do 1º Bipolo, poderá ocorrer restrições na exportação da região Norte, durante o mês de fevereiro, dado que a capacidade de exportação dessa região está limitada em valores da ordem de 5.600 MW. A partir de março de 2018, com a presença do 1º Bipolo, a capacidade de exportação total da região Norte pode atingir 9.100 MW, caso venha ser explorada toda a capacidade de recebimento da região Sudeste.

Assim, nos períodos de fevereiro a maio de 2018 e de fevereiro a abril de 2019, prevê-se uma limitação para exportação da energia da região Norte, da ordem de 680 e 1.400 MWmed por mês, totalizando 2.720 e 4.200 MWmed, respectivamente.

Para a situação de atraso nos empreendimentos previstos para início de 2018, para data posterior a maio de 2018, a restrição de geração da região Norte pode alcançar 2.750 MWmed por mês, totalizando 11.000 MWmed, em 2018.

A Figura 2-4, a seguir, apresenta o balanço estático previsto da região Norte, ao longo do horizonte do PEL 2017, quando a UHE Belo Monte terá disponibilizado 7.333 MW, considerando 12 unidades em operação até abril de 2019.

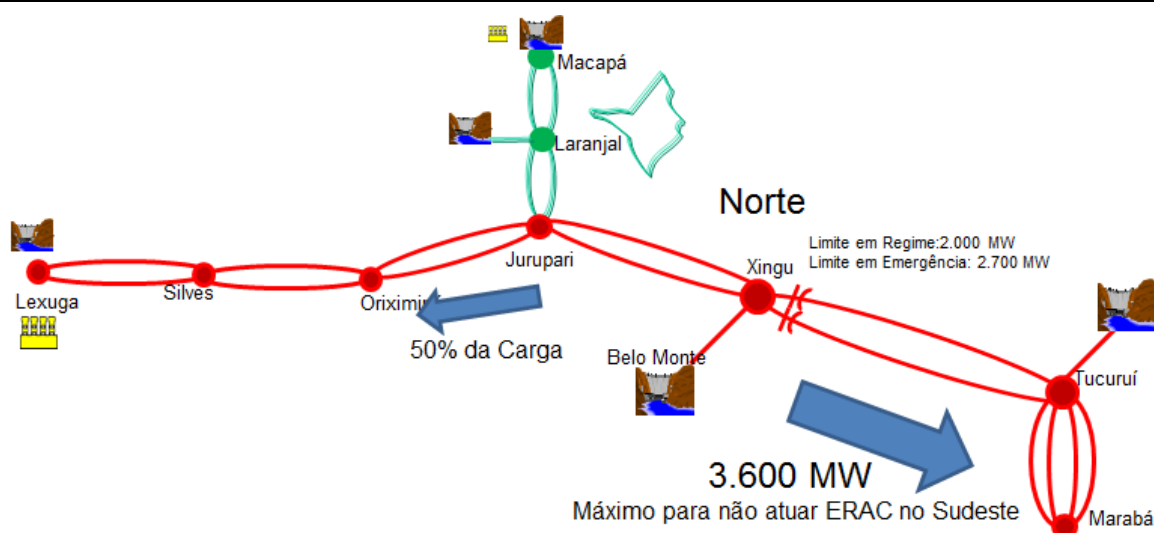
Figura 2-4: Balanço: Geração Hidráulica Média + Geração Térmica na inflexibilidade – Carga da Região Norte (MW)



Cabe ressaltar que além da restrição na exportação total da região Norte (EXPN CC + EXPN CA), que inclui todas as usinas hidráulicas, tais como Tucuruí, Belo Monte, Estreito, entre outras, também se verifica uma restrição interna na região, que impacta exclusivamente a geração da UHE Belo Monte e das usinas do Amapá.

Tal fato ocorre em função da limitação imposta pela perda dupla da LT 500 kV Xingu - Tucuruí 2, que até março de 2018, poderá provocar ilhamento da UHE Belo Monte com as áreas Manaus e Macapá, bem como déficit de geração no restante do SIN, com risco de atuação do ERAC, sendo necessário, para esse cenário, controlar o fluxo no respectivo trecho em 3.600 MW, conforme destacado na Figura 2-5, a seguir.

Figura 2-5: Diagrama Simplificado do Trecho Tucuruí – Manaus e Limites – Configuração 1 (Janeiro de 2018)



Ressalta-se que este fluxo poderá chegar a valores de até 4.000 MW (limite de carregamento dos BCS em regime permanente), a depender das condições operativas dos sistemas receptores.

A entrada do 1º Bipolo Xingu - Estreito estabelece uma nova ligação da SE Xingu com o restante do sistema. Entretanto, a perda dupla de circuitos entre Xingu e Tucuruí continua sendo muito severa pois isola a região de Manaus/Macapá com a UHE Belo Monte e com o 1º Bipolo.

Assim serão necessárias ações de controle sobre o fluxo do Bipolo ou sobre as gerações das UHE Belo Monte e/ou Tucuruí para mitigar as consequências da perda dupla entre Xingu e Estreito.

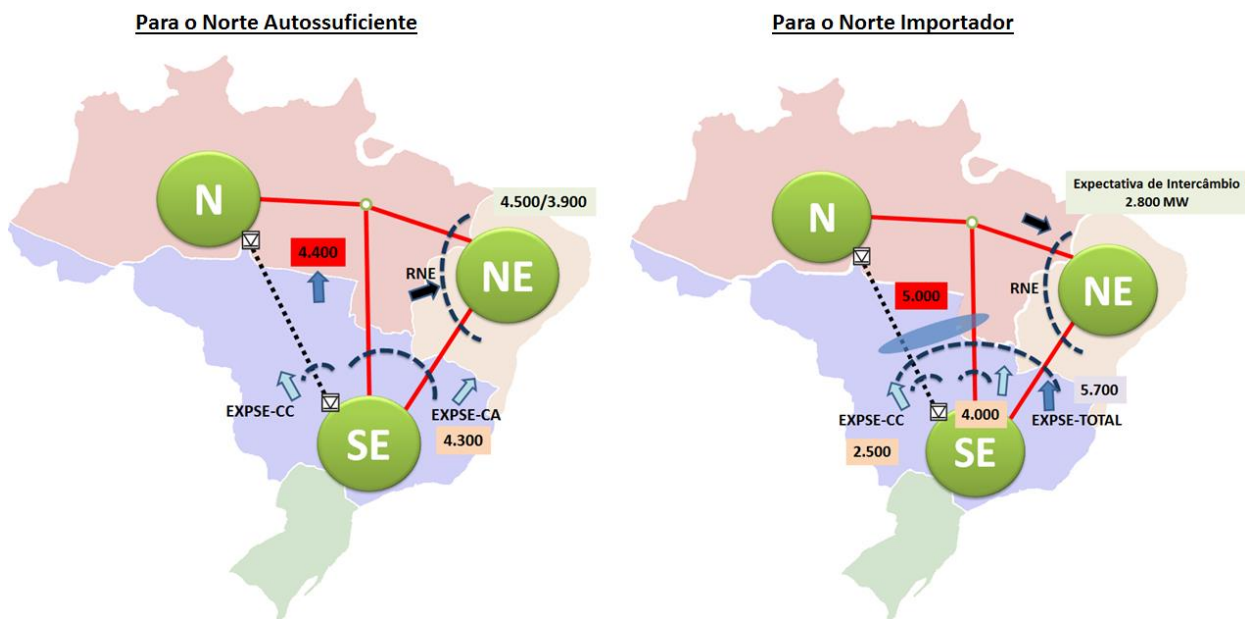
b) Cenário Sudeste Exportador (EXPSE)

Para o cenário Sudeste exportador, embora a capacidade nominal do Bipolo no sentido Estreito→Xingu seja de 3.200 MW, o fluxo deve ser limitado a 2.500 MW para que o sistema suporte a pior contingência, ou seja, a perda dupla da LT 500 kV Tucuruí - Xingu. Neste cenário, como não existe corte de geração efetivo para a perda do Bipolo, todo o fluxo é transferido para o corredor CA, sendo necessário adotar, como ação de controle, a redução da potência seguida do *run-back* no Bipolo.

Nesse cenário, também se faz necessário limitar o somatório de fluxos entre o Bipolo e a Norte-Sul.

A Figura 2-6, a seguir, apresenta um resumo das grandezas que devem ser monitoradas para maximizar a Exportação do Sudeste, quando a ênfase for para o Nordeste ou para o Norte, nos patamares de carga pesada/média e leve.

Figura 2-6: Limites de Exportação Sudeste



c) Cenário Nordeste Exportador (EXPNE)

A máxima exportação da região Nordeste é dependente do cenário, ou seja, para qual região a exportação está sendo predominantemente realizada. No caso da EXPNE os maiores valores poderão ser praticados no cenário Norte importador.

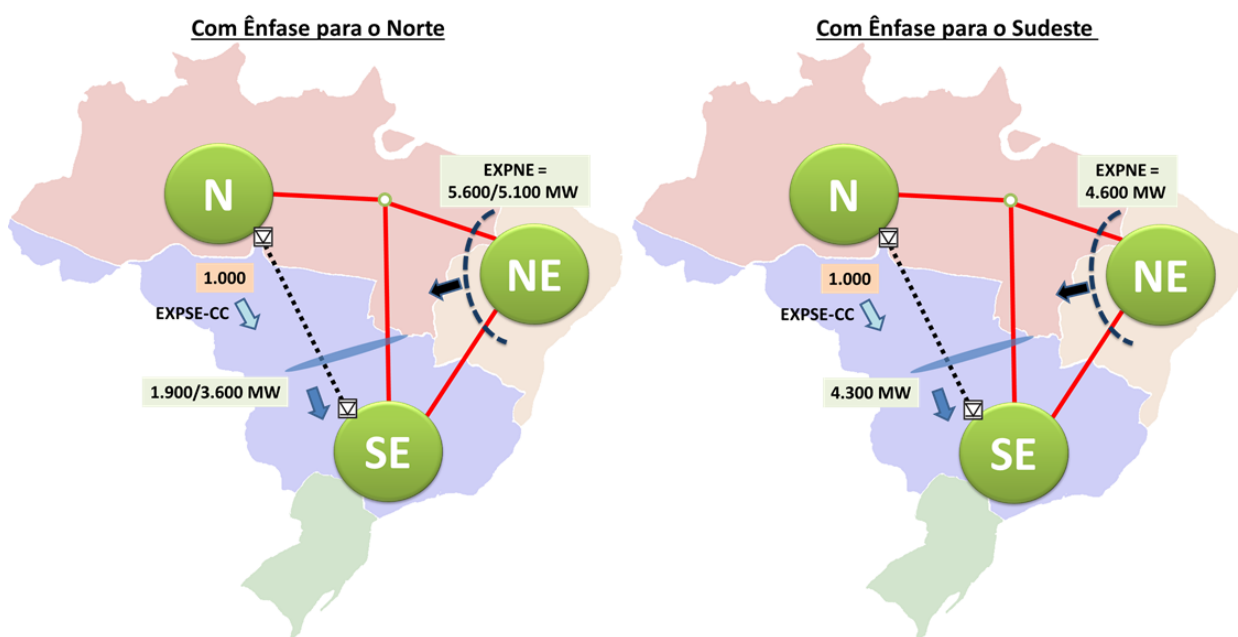
Com a postergação das linhas de interligação Norte/Nordeste, Miracema-Gilbués C1 e C2, e do terceiro circuito Presidente Dutra-Teresina os limites de EXPNE são pouco alterados no horizonte deste PEL 2017. A entrada do Bipolo Xingu-Estremo trouxe um benefício marginal para a EXPNE.

O limite de exportação Nordeste é limitado pelo fluxo em emergência na LT 500 kV Sobradinho – São João do Piauí e pela emergência do Bipolo. Cabe ressaltar que o fluxo no Bipolo não deve ultrapassar 1.000 MW no sentido Xingu-Estremo. Esta limitação se deve a inexistência de medida operativa para a perda do Bipolo, considerando que neste cenário a região Norte estará seca.

Para que o sistema suporte a perda do mesmo, a soma FNS + Bipolo também deve ser limitada considerando que não há medida operativa neste cenário de Norte seco e importador.

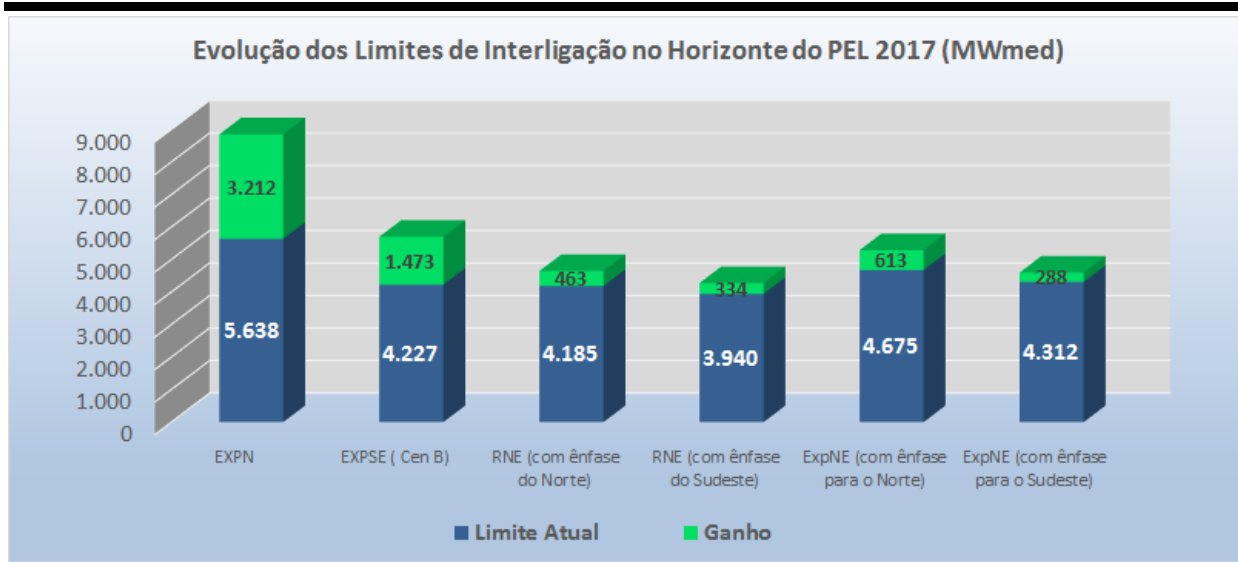
A Figura 2-7, a seguir, apresenta um resumo das grandezas que devem ser monitoradas para maximizar a Exportação do Nordeste, quando a ênfase for para o Norte ou para o Sudeste, para os patamares de carga pesada/média e leve.

Figura 2-7: Limites de Exportação do Nordeste



A Figura 2-8, a seguir, apresenta um resumo, no horizonte analisado, em MWmed, dos limites de intercâmbio e dos ganhos entre as regiões Norte/Nordeste/Sul/Sudeste, com a entrada em operação do cronograma de obras previsto.

Figura 2-8: Limites e Ganhos Associados às Configurações Analisadas nas Transferências de Energia entre os Subsistemas (MWmed)



Cenário Energético A: Exportação Sudeste com ênfase para o Nordeste sem contribuição do Norte (EXPN=0);

Cenário Energético B: Máxima Exportação Sudeste com ênfase para o Nordeste.

Da Figura 2-8, anterior, observa-se com maior relevância que:

- A entrada em operação do Bipolo Xingu-Estreito, impacta positivamente a capacidade de exportação da Região Norte e da Região Sudeste. Esse empreendimento permite um aumento da capacidade de exportação da região Norte, da ordem de 3.200 MWmed e da região Sudeste da ordem de 1.500 MWmed.
- O Recebimento Nordeste foi impactado com a entrada do Bipolo e de reforços internos na região Nordeste da ordem de 450 MWmed, quando a região Norte é exportadora, e de 300 MWmed quando a região Sudeste é exportadora.
- A EXPNE foi impactada com a entrada do Bipolo e de reforços internos na região Nordeste da ordem de 600 MWmed quando a ênfase é para a região Norte e de 300 MWmed quando a ênfase é para a região Sudeste.

Tendo em vista o exposto, conclui-se que é de suma importância garantir a entrada em operação do Bipolo Xingu-Estreito, no início de fevereiro, de forma a viabilizar o escoamento da energia excedente, em especial da região Norte para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, contribuindo para a recuperação dos reservatórios desses submercados a partir do período úmido 2017/2018 e 2018/2019.

2.2 Considerações quanto ao impacto da perda de geração na região Sudeste nos limites da Norte/Sul

Algumas perdas duplas em troncos importantes do SIN estão associadas à perda de geração que podem impactar o desempenho do sistema da região Sudeste, com reflexos nos limites da interligação Norte/Sul. Os principais troncos em questão são o sistema em 765 kV associado à usina de Itaipu e os dois Bipolos de corrente contínua do Madeira entre as Subestações Coletora Porto-Velho e Araraquara 2 e a partir de março de 2018, a perda do Bipolo Xingu-Estreito.

Dependendo do montante de geração perdido ou retirado de operação pela atuação do Esquema de Corte de Geração, juntamente com o valor do fluxo na interligação Norte/Sul no sentido Norte Exportador, a resposta das máquinas das regiões Norte e Nordeste ao déficit de geração na região Sudeste produz uma variação de fluxo nessa interligação que pode provocar a perda de sincronismo entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro Oeste, evitado pela atuação da PPS instalada na Norte/Sul, a qual atua separando as regiões Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste.

Entretanto, dependendo da situação operativa neste instante, a abertura desta interligação agravará a situação do sistema das regiões Sul e Sudeste/Centro Oeste, que passarão a acumular um déficit de até mais 4.000 MW, o que implicará em um risco muito grande de ocasionar uma atuação do ERAC nas regiões Sul/Sudeste e Centro Oeste e até mesmo a perda de sincronismo da UHE Itaipu 60 Hz, com consequências severas para o SIN.

De forma a evitar severas restrições operativas, e consequentemente a desotimização da operação energética e permitir aumentar a exploração do intercâmbio na interligação Norte/Sul no sentido Norte Exportador, aproveitando os excedentes de geração da UHE Tucuruí/Belo Monte, sem expor o SIN ao risco de perda de sincronismo descrito anteriormente, foi implantado uma lógica no CLP do tronco de 765 kV e da usina de Itaipu que seleciona o corte de 2 unidades geradoras na UHE Tucuruí, sempre que houver comando de desligamento de 3 ou mais máquinas, simultaneamente, na UHE Itaipu 60 Hz, decorrente de contingência dupla no tronco de 765 kV. Posteriormente, foi implantado um SEP sensibilizado por um relé instalado na LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1 que providencia um corte de 4 unidades geradoras na UHE Tucuruí, sendo que 2 unidades são as mesmas quando já retiradas de operação pela lógica do CLP do tronco de 765 kV. Esse relé também será sensibilizado tanto para a perda do Bipolo Porto Velho – Araraquara 2, quanto para a perda do Bipolo Xingu-Estreito.

Dessa forma, para aumentar a segurança operativa do sistema, são calculados limites que restringem o fluxo na interligação Norte/Sul. Essa interligação passa a

ter um importante papel de amortecer os grandes distúrbios provenientes da saída dos Bipolos de Corrente Contínua e da interligação Sul/Sudeste.

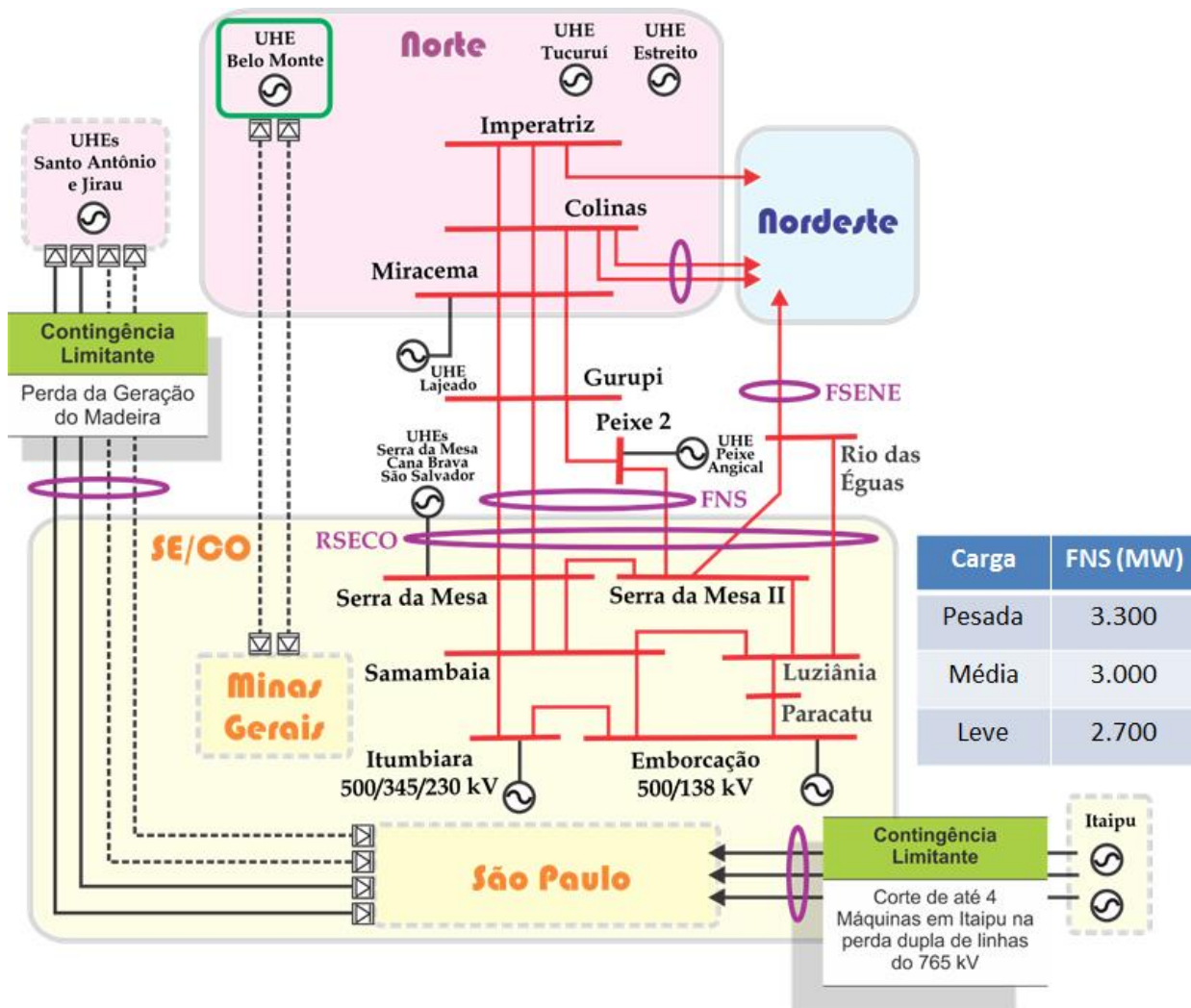
Nesse contexto, quando o Bipolo Xingu-Estreito estiver operando com 4.000 MW o fluxo pela Norte/Sul (FNS) deverá ser limitado em 2.200 MW, para que o sistema suporte a perda do Bipolo.

Com a limitação de 2.200 MW na Norte-Sul, a perda de um Bipolo do Madeira transmitindo 3.150 MW não provocaria limitação adicional no FNS. Porém, caso o Bipolo Xingu-Estreito esteja operando com potência inferior a 3.000 MW, será necessário limitar o FNS em 3.300, 3.000 MW e 2.700 MW, para os períodos de carga pesada, média e leve, respectivamente, de forma a atender as contingências do Bipolo do Madeira e do 765 kV.

Ressalta-se que os ajustes da PPS instalada na SE Gurupi, que promove corte de geração na UHE Tucuruí, estão sendo reavaliados nos estudos pré-operacionais do Bipolo CCAT Xingu – Estreito e por isso a atuação desse esquema não foi considerado nessa avaliação. Assim, os limites de fluxo FNS apresentados, foram dimensionados para evitar a atuação da PPS instalada na SE Serra da Mesa, que promove a abertura dos três circuitos em 500 kV que interligam as subestações Gurupi e Serra da Mesa.

Na Figura 2-9, a seguir, são apresentados o diagrama esquemático e os valores limites de FNS para o sistema suportar a perda de um dos bipolos do Madeira ou a atuação de uma das lógicas de corte de 4 máquinas na UHE Itaipu, quando o Bipolo Xingu-Estreito não estiver na potência máxima.

Figura 2-9: Impacto na Norte/Sul da Perda do Bipolo do Madeira ou do Corte de 4 Máquinas em Itaipu



2.3 Impacto de Grandes Injeções de Potência na Região Sudeste

2.3.1 Impactos nas Áreas São Paulo e Minas Gerais da Integração do 1º Bipolo de Corrente Contínua Xingu - Estreito

A SE Estreito é formada, atualmente, por três linhas em 500 kV em direção às SEs Nova Ponte, Jaguará e Ribeirão Preto, além de uma transformação 500/345 kV (2 x 900 MVA), conectando-se à rede em 345 kV das usinas do Rio Grande. No cenário Norte Exportador, que impacta diretamente o desempenho da área Minas Gerais, a SE Xingu operará como terminal retificador e a SE Estreito como terminal inversor. A Figura 2-10, a seguir, ilustra o diagrama unifilar da região em questão.



ONS - PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA 2018/2019 PEL 2017 SUMÁRIO EXECUTIVO 23 / 37

No início da operação do 1º Bipolo ainda não será possível contar com a LT 500 kV Estreito – Fernão Dias, dessa forma foram identificadas restrições operativas, conformes descritas a seguir:

- Com o Bipolo no sentido Xingu→Estreito em sua potência nominal (4.000 MW), na carga pesada é possível que haja sobrecarga em regime na transformação de Estreito 500/345 kV. Nesse caso serão necessárias medidas operativas de elevação do despacho das usinas do Grande ou de redução do fluxo no Bipolo.
- A contingência mais crítica para esse cenário no sistema receptor é a perda de um dos transformadores 500/345 kV da SE Estreito, podendo acarretar em carregamentos da ordem de 155% a 175% no transformador remanescente, caso esta configuração perca.
- Dessa forma, a solução indicada para a contingência de um dos transformadores 500/345 kV da SE Estreito foi a abertura do transformador remanescente. Após esse procedimento, pode ser necessário efetuar um redespacho de geração no SIN para eliminar as sobrecargas admissíveis observadas nas transformações 500/345 kV de Jaguará e de Poços de Caldas, e na LT 500 kV Estreito – Jaguará.
- Com a entrada do circuito duplo Estreito Fernão Dias e de pelo menos dois transformadores na SE Fernão Dias os problemas em regime e na contingência do transformador de Estreito serão eliminados.
- Na situação em que o terminal de Estreito estiver operando com retificador e de Xingu como inversor, não foram identificados problemas nas áreas São Paulo e Minas mesmo com o Bipolo operando na sua potência nominal neste sentido que é de 3.200 MW.

2.3.2 Escoamento da geração do Complexo do Madeira

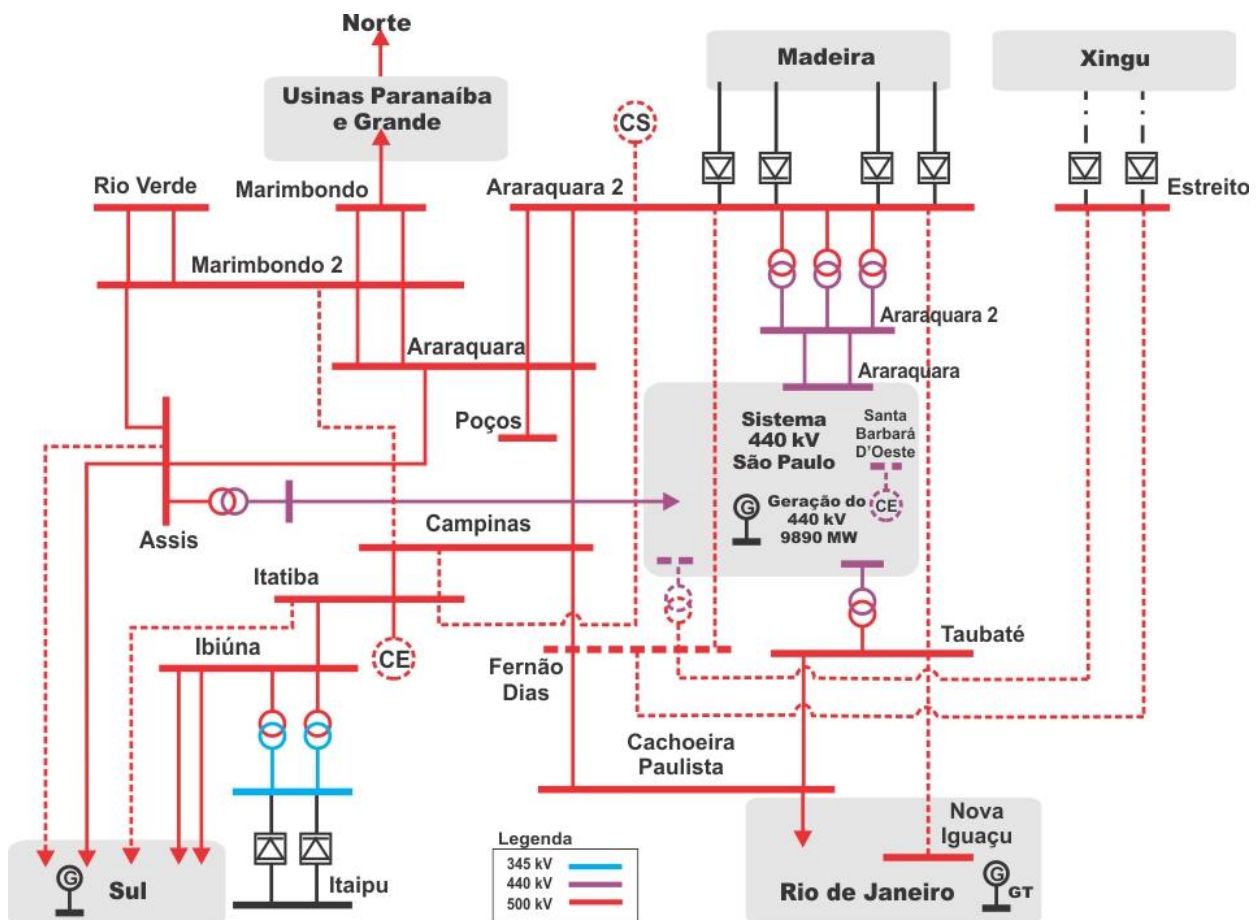
Atualmente estão em operação comercial todas as máquinas previstas para o complexo do Madeira, isto é, 50 unidades geradoras na usina de Santo Antônio (3.568 MW) e as 50 unidades da usina de Jirau (3.750 MW), perfazendo uma geração total de 7.318 MW. Estas usinas estão interligadas ao SIN através do sistema Acre/Rondônia pelas duas conversoras *Back-to-Back* (2 x 400 MW), entre as subestações Coletora Porto Velho (RO) e Porto Velho (RO), através de um circuito duplo em 230 kV Porto Velho - Santo Antônio adicional e através de dois Bipolos de corrente contínua (2 x 3.150 MW, ± 600 kV), entre as subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara 2 (SP), em uma extensão aproximada de 2.375 km.

Com a entrada em operação comercial do 2º Bipolo do Madeira, previsto atualmente para janeiro de 2018, o sistema de corrente contínua chega à sua

capacidade nominal (6.300 MW) e o aproveitamento da energia das usinas do Complexo do Rio Madeira passará a ser limitado pela capacidade do sistema receptor na SE Araraquara 2.

Dessa forma, em função do atraso no cronograma de obras em 500 kV que partem da SE 500 kV Araraquara 2, poderá haver restrições no sistema receptor da região Sudeste, conforme descrito a seguir. A Figura 2-11, mostra o sistema previsto para o escoamento dos Bipolos do Madeira a partir da SE 500 kV de Araraquara 2.

Figura 2-11: Sistema de Interligação das Usinas do Rio Madeira



Como pode ser observado na Figura 2-8, anterior, antes da entrada das LTs em 500 kV entre a SE Araraquara 2 e as SEs Taubaté, Itatiba e Fernão Dias o escoamento a partir de Araraquara 2 conta apenas com as duas LTs 440 kV Araraquara 2 – Araraquara (CTEEP) em série com os três bancos de autotransformadores 500/440 kV e duas LTs 500 kV Araraquara 2 – Araraquara (Furnas). Portanto, para se controlar os fluxos nestas duas únicas saídas de Araraquara 2 deve-se contar com três variáveis: a geração nas usinas conectadas

à rede em 440 kV; geração das usinas térmicas da área Rio de Janeiro; e o intercâmbio para a região Sul.

De acordo com o acompanhamento do MME/DMSE, na reunião de maio de 2017, no horizonte até abril de 2019, estão previstas a entrada em operação da LT 500 kV Assis – Londrina C2, em outubro de 2017, da LT 500 kV Araraquara 2 - Taubaté, em janeiro de 2018 e as LTs de 500 kV Araraquara 2 - Itatiba e Araraquara 2 - Fernão Dias em junho de 2018. Ressalta-se que as duas últimas linhas apresentam elevado risco de novos atrasos conforme relatado pela Mata de Santa Genebra na 12ª reunião deliberativa do Grupo de Trabalho de São Paulo que ocorreu em 26 de maio de 2017.

Mediante aos expressivos atrasos para entrada em operação das linhas que partem da SE Araraquara 2, procurou-se pesquisar e mapear diversos cenários de geração hidráulica de bacias e intercâmbios entre subsistemas, com o objetivo de identificar as restrições ao escoamento da potência transmitida pelos Bipolos de corrente contínua, e os pontos de operação nos quais será possível a operação dos Bipolos sem restrições.

A seguir estão apresentados os principais resultados mostrando as restrições operativas esperadas em função da evolução cronológica da rede. O detalhamento das análises encontra-se disponíveis no Volume II do PEL 2017.

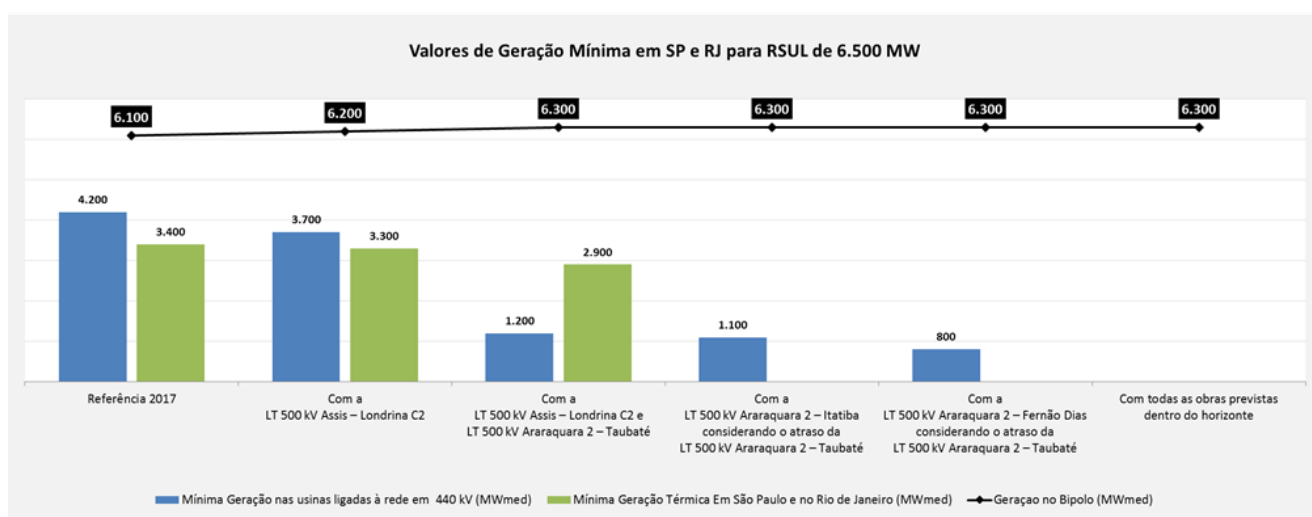
- Na configuração atual, para cargas superiores a 75.000 MW, espera-se uma limitação no Bipolo em valores da ordem de 5.000 MW, de forma a evitar sobrecarga em regime normal de operação da LT 440 kV Araraquara – Araraquara 2 e da LT 500 kV Araraquara – Campinas ao se praticar elevadas transferências para a região Sul. O Recebimento pela Região Sul também deverá ser limitado em no máximo 7.100 MW, bem como dispor de valores superiores a 6.400 MW de geração nas usinas conectadas à rede em 440 kV e de 3.400 MW na geração térmica da área Rio de Janeiro.
- A partir da entrada em operação da LT 500 kV Assis – Londrina C2, será possível elevar o despacho no Bipolo para 5.700 MW. Entretanto, permanece a necessidade de geração elevada nas usinas térmicas das áreas São Paulo e Rio de Janeiro e nas usinas conectadas à rede em 440 kV para possibilitar elevadas transferências para o Sul.
- Com a entrada em operação da LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté, será possível elevar a transferência de energia das usinas do rio Madeira para a região Sudeste para 6.300 MW, com menores restrições as gerações nas áreas São Paulo e Rio de Janeiro e nas usinas conectadas à rede em 440 kV,

para controle do carregamento da LT 500 kV Araraquara – Campinas e da LT 440 kV Araraquara 2 – Araraquara.

- A entrada em operação da LT 500 kV Araraquara 2 – Itatiba ou da LT 500 kV Araraquara 2 – Fernão Dias e a SE Fernão Dias 500/440 kV – 1 x 1.200 MVA, mesmo considerando o atraso da LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté, eliminam todas as restrições operativas na rede em questão.

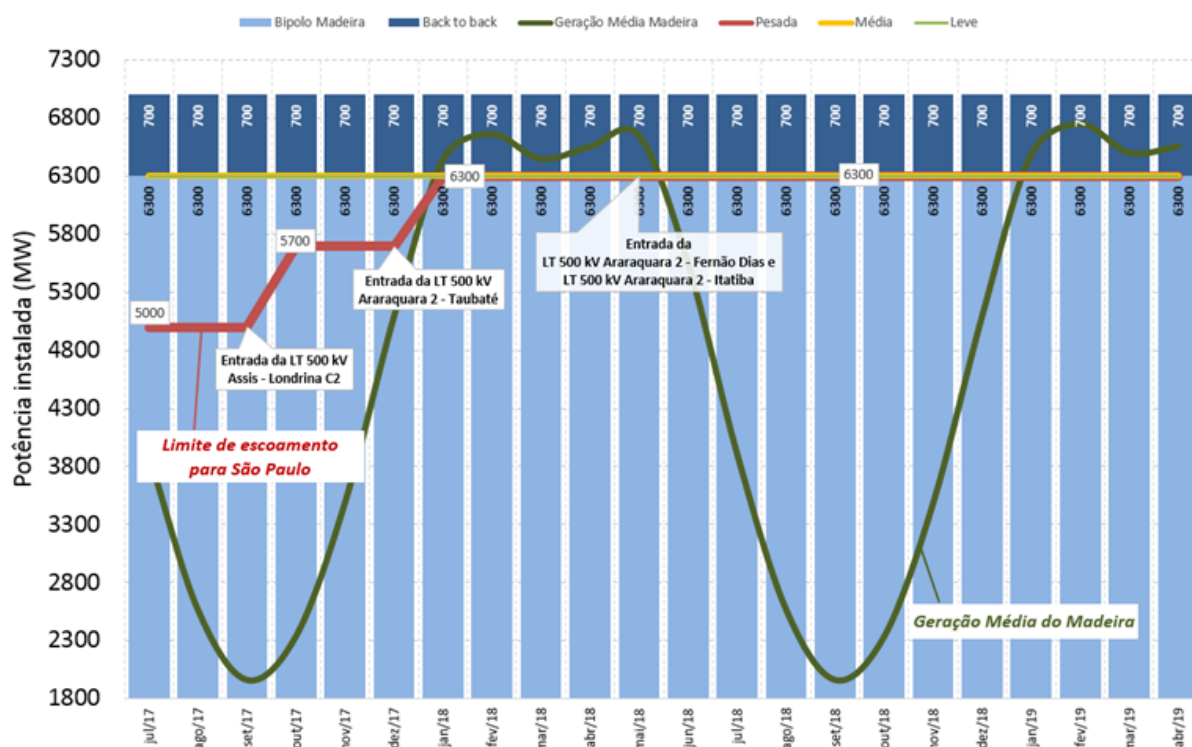
A Figura 2-12, a seguir, apresenta um resumo das análises realizadas neste PEL 2017, em MWmed, considerando um RSUL de 6.500 MW. Os valores destacados em preto representam a máxima injeção pelo Bipolo também em MWmed.

Figura 2-12: Resumo das Análises das Restrições de Escoamento do Madeira em MWmed



A Figura 2-13, a seguir, apresenta um resumo das possíveis limitações da geração do Madeira frente às restrições do sistema e o cronograma de entrada em operação das máquinas de Santo Antônio e Jirau no patamar de carga pesada.

Figura 2-13: Possíveis Restrições ao Escoamento do Madeira Frente ao Cronograma de Obras da Transmissão



2.4 Interações entre os Elos de Corrente Contínua (*Multi-Infeed*)

Após a entrada em operação do elo de corrente contínua de ± 800 kV entre Xingu e Estreito, existirão três subestações conversoras de potência operando na rede de transmissão da região Sudeste, totalizando 16 GW de capacidade de injeção de nessa rede, aproximadamente. Portanto, torna-se extremamente importante analisar as interações entre as conversoras de Ibiúna, Araraquara 2 e Estreito frente às condições operativas mais adversas.

Nesse contexto, foram realizadas avaliações *Multi-Infeed* considerando duas configurações para o sistema transmissão da região Sudeste, a de fevereiro de 2018 e fevereiro de 2019. Destaca-se que a configuração de fevereiro de 2018 contempla o atraso da subestação de Fernão Dias, dos circuitos de 500 kV Fernão Dias - Araraquara 2 e Araraquara 2 - Itatiba, da LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu, da LT 525 kV Londrina – Assis e dos compensadores estáticos das subestações de Itatiba e Santa Bárbara.

Para a configuração de fevereiro de 2018, o cálculo dos índices *Multi-Infeed Interaction Factors (MIIFs)* indicou que os inversores dos elos de Ibiúna e

Araraquara 2 possuem uma forte interação, ou seja, uma falha de comutação em uma subestação inversora irá provocar falha de comutação na outra subestação. Por outro lado, o inversor do elo de Estreito possui interação moderada com os outros elos, indicando uma menor probabilidade de ocorrência de falha de comutação simultânea.

Além disso, foram realizadas análises dinâmicas à frequência fundamental com a simulação de diversas contingências nos terminais inversores de Araraquara 2, Ibiúna e Estreito e também em diversas subestações da região Sudeste. Essa análise permitiu definir o número mínimo de máquinas necessário para que o desempenho dinâmico do sistema atenda aos critérios previstos pelo Procedimentos de Rede.

A partir da definição do número mínimo de máquinas foram propostos equivalentes de rede para análise em programas transitórios eletromagnéticos, buscando manter representado o sistema de transmissão entre as subestações inversoras bem como e garantir uma boa aproximação da resposta dinâmica entre o sistema completo e equivalente.

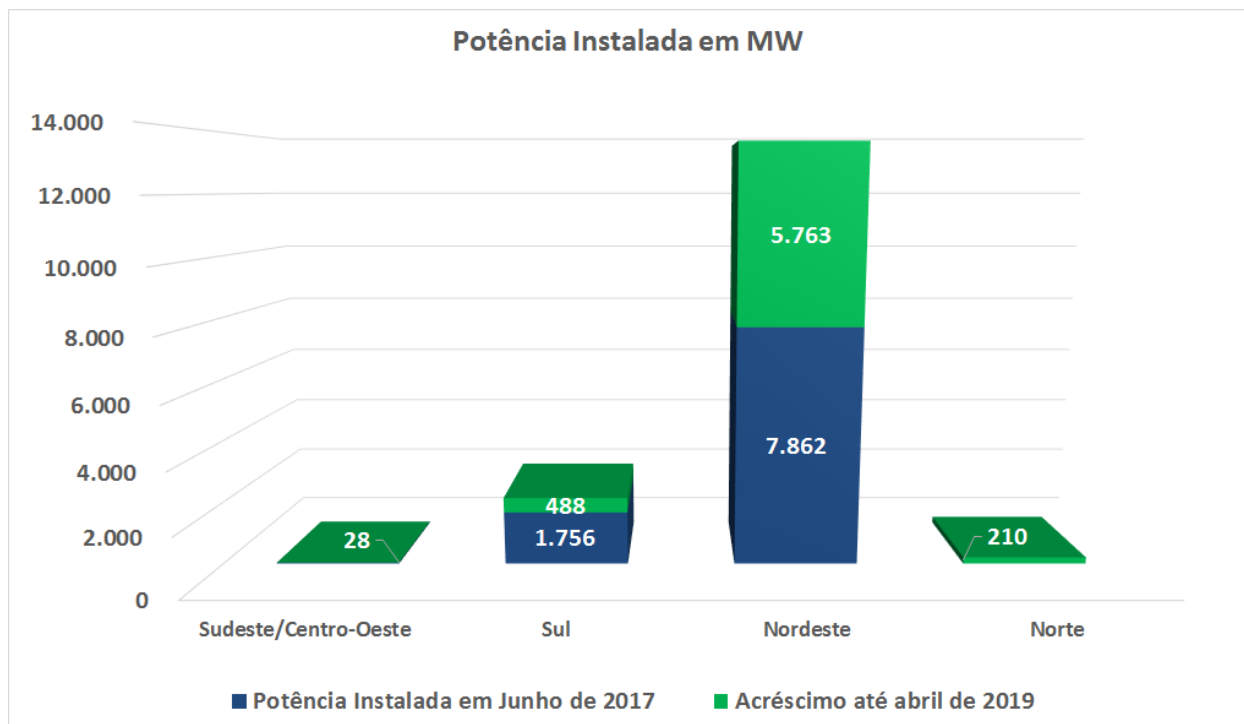
Os resultados permitem concluir que para contingências na subestação de Araraquara 2, o tempo de recuperação dos elos de corrente contínua alcança valores superiores a 200 ms, para configuração de fevereiro de 2018. A partir da entrada dos reforços previstos para o sistema de Sudeste, configuração de fevereiro de 2019, verifica-se uma melhora nos tempos de recuperação, em função de uma maior aproximação elétrica entre as subestações de Araraquara 2 e Ibiúna. Em relação do elo de Estreito, não foi identificada diferença significativa no desempenho para as duas configurações estudadas.

Cabe ressaltar que esses estudos devem ser reavaliados a partir da disponibilização dos modelos autênticos do elo de Estreito para os programas de análise de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos, o que irá permitir um maior detalhamento quanto à detecção de falha de comutação, dos tempos adotados para eliminação da falha, bem como, da avaliação de curto-circuito trifásico nas conversoras.

2.5 Integração da Geração Eólica ao SIN

A energia eólica vem ocupando uma crescente posição de destaque na matriz elétrica brasileira. Em 2005, o Brasil tinha cerca de 30 MW de capacidade instalada, que representava menos de 0,5% da capacidade instalada. Em 2011, experimentou uma evolução sustentada, cuja capacidade instalada chegou a 1.500 MW. Em dezembro de 2012, atingiu o marco de 2.500 MW, e em junho de 2014 de 3.200 MW distribuídos em 12 estados. No horizonte deste PEL, até abril de 2019, a capacidade instalada deverá atingir cerca de 13.500 MW, constituindo-se assim em um dos mercados mais promissores para geração de energia eólica nos próximos dois anos, conforme Figura 2-14, a seguir.

Figura 2-14: Evolução da Capacidade Instalada de Energia Eólica por Região (MW)



Notadamente as regiões Nordeste e Sul são as que se destacam como produtoras de energia eólica. Deste conjunto novo de centrais eólicas, previstas para entrar em operação entre 2017 e 2019, cerca de 5.700 MW serão integrados na região Nordeste e 500 MW na região Sul.

Em 2019 a previsão percentual da potência instalada da energia eólica no SIN será da ordem de 10%. Na região Nordeste esse percentual representará 47%, ou seja, cerca de 13.600 MW de geração eólica instalada nesta região. Na região Sul a penetração é menor que na região Nordeste e representará cerca de 11% da capacidade instalada no Sul em 2019.

A crescente participação da geração eólica na matriz de energia elétrica brasileira, traduzida pela grande quantidade de parques eólicos a serem implantados, sobretudo nas regiões Sul e Nordeste, demandam soluções estruturais robustas na Rede Básica para viabilizar o escoamento de toda essa produção, além do desenvolvimento de projetos que visem aprimorar o processo de previsão de geração eólica com vistas aos processos de programação e despacho.

2.6 Geração Térmica por Razões Elétricas

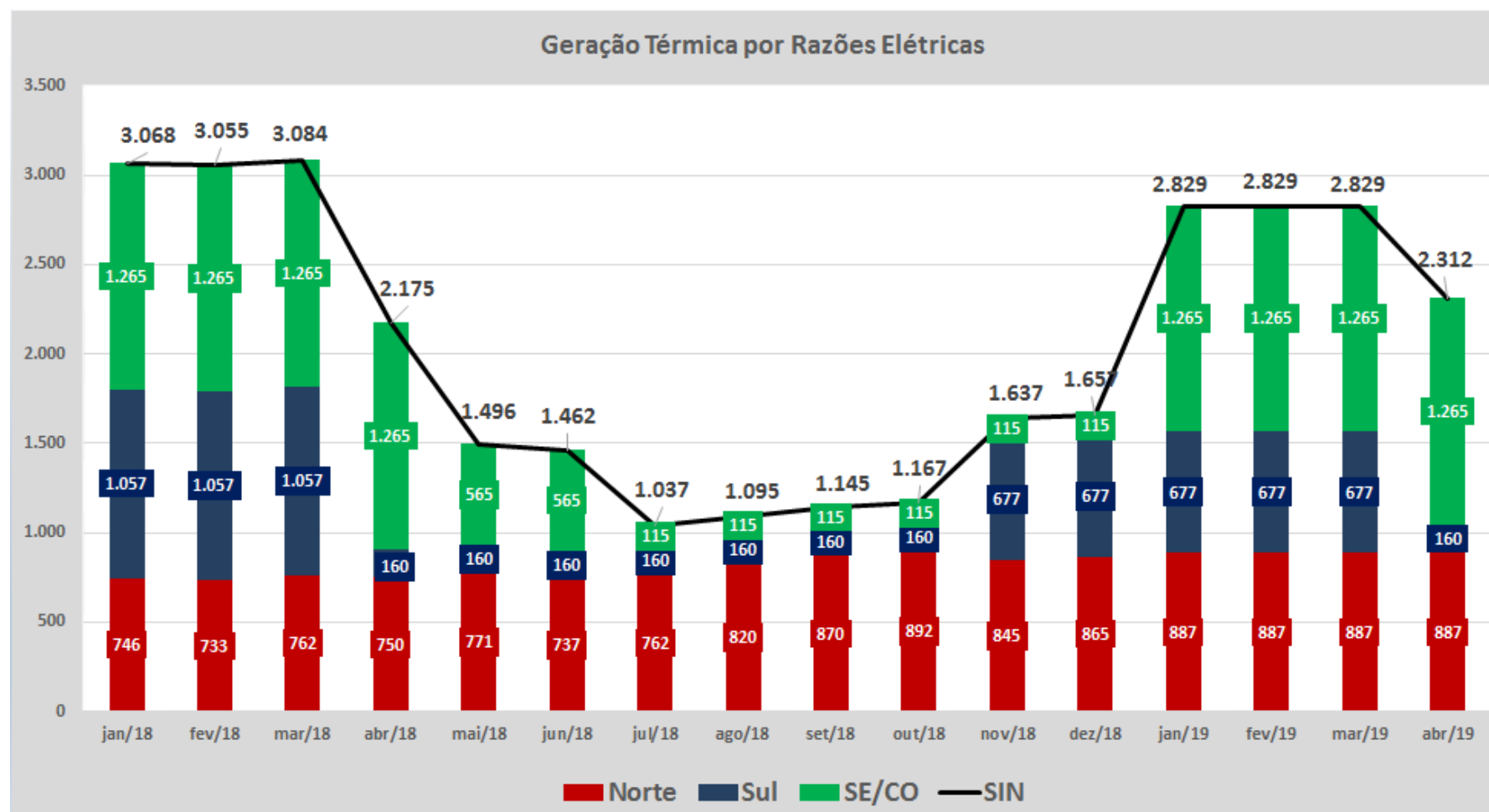
A identificação dos valores de geração mínima necessária a serem despachados nas usinas térmicas do SIN, por razões elétricas, para o atendimento aos critérios e padrões operativos definidos nos Procedimentos de Rede é importante para a estimativa anual da conta de Encargos de Serviço do Sistema – ESS, buscando retratar adequadamente a expectativa dos custos financeiros a serem imputados nas tarifas das distribuidoras.

Dessa forma, estima-se, para as condições mais críticas esperadas para o pior mês de cada um dos três ciclos característicos do horizonte de análise do PEL, quais sejam: os ciclos do verão de 2017/2018, do inverno de 2018 e do verão 2018/2019, os valores de geração mínima por restrições elétricas. Esses valores serão atualizados nos estudos de Diretrizes para Operação Elétrica com horizonte quadrimestral (“Quadrimestral”) e, posteriormente, mais uma vez, são refinados pelos estudos mensais de Planejamento da Operação Elétrica do SIN (“mensal”).

A necessidade de geração térmica devido a restrições elétricas no horizonte do PEL 2017 está restrita às seguintes usinas: UTES Presidente Médici, Candiota 3, e Jorge Lacerda, na região Sul, UTES Governador Leonel Brizola, Barbosa Lima Sobrinho, Norte Fluminense ou Mario Lago, Linhares e Araguaia na região Sudeste/Centro-Oeste e UTES de Manaus e Santarém na região Norte até o final do horizonte analisado. A UTE Santa Cruz é necessária até a entrada em operação da SE Nova Iguaçu, prevista para dezembro de 2017, a UTE Barbosa Lima Sobrinho será necessária a partir da entrada da SE Nova Iguaçu. Ainda na região Sul, o despacho da UTE Araucária poderá ser necessário quando da simultaneidade de elevados valores de Recebimento pela Região Sul com elevados valores de carga nesta região, assim como o despacho da UTE Sepé Tairaju em cenário de hidrologia desfavorável no estado do Rio Grande do Sul.

A Figura 2-15, a seguir, apresenta, por região, o montante de geração térmica total. Da figura pode-se observar que os maiores montantes estão previstos para o verão 2017/2018, chegando a valores de 3.554 MW no mês de março de 2018.

Figura 2-15: Geração Térmica Necessária por Região (MW)



3 Recomendações quanto às Obras Prioritárias do SIN

O ONS vem atuando, em conjunto com o MME e ANEEL, no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, no sentido de viabilizar a entrada em operação dos empreendimentos apontados como prioritários para garantir a operação segura e mais econômica possível do SIN.

Ressalta-se, neste contexto, a importância dos Grupos de Trabalho coordenados pelo ONS, com participação ativa dos Agentes, ANEEL, MME, Secretarias de Estado e Confederações de Classes que vêm atuando, desde 2005, no sentido de viabilizar a implantação das soluções apresentadas e garantir o cumprimento dos cronogramas, buscando, se possível, a antecipação das obras.

Foram consideradas prioritárias as obras de ampliações e reforços com os seguintes objetivos: i) eliminar necessidade de corte de carga em condição normal de operação; ii) eliminar necessidade de restrição de escoamento de geração; iii) eliminar necessidade de geração térmica por razões elétricas; e iv) eliminar necessidade de corte de carga em contingências em capitais.

A relação das obras prioritárias do SIN, todas detalhadas no Volume I, deste PEL 2017, com ou sem concessão já outorgadas, que solucionam os problemas identificados de acordo com os critérios definidos, está apresentada em função das ações necessárias, ou seja, que necessitam de: i) ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para revisão de outorga; ii) ações do poder concedente e/ou do órgão regulador para agilizar outorga; iii) ações do agente e órgãos ambientais para agilizar o licenciamento ambiental; e iv) ações do agente para agilizar implementação da instalação.

A Tabela 3-1, a seguir, apresenta um quadro resumo do número de empreendimentos considerados prioritários, por unidade da Federação considerados no Volume I "Obras Prioritárias do SIN", deste PEL 2017, conforme os critérios anteriormente mencionados e que podem impactar a continuidade do fornecimento de energia e a otimização eletroenergética do SIN.

Tabela 3-1: Empreendimentos Prioritários que Necessitam de Acompanhamento

Obras Prioritárias									
Solução Para	Sem Licença		Sem Outorga		Implementação		Revisão de Outorga		Total
Regime Normal	4	SP (4)			19	AL (2), BA (6), GO (3), PE (1), PI (2), RS (3), SP (2)			23
Restrição de Geração ou Intercâmbio	13	ES (1), MG (1), MT (1), PA (5), RJ (1), RO (1), SP (3)	10	PR (2), RJ (1), RO (4), SP (3)	41	BA (10), CE (1), ES (1), GO (2), MG (1), PA (2), PR (1), RJ (2), RN (6), RO (3), SP (12)	16	BA (3), BA/PI (1), CE (1), PA (3), PE (1), PI (3), PI/TO (1), RN (1), RN/CE (1), TO (1)	80
Necessidade de GT por Razões Elétricas	11	AC (4), ES (4), MG (1), MT (1), RS (1)	3	ES (2), SC (1)	9	AM (1), BA (2), ES (1), MT (2), RJ (2), SC (1)			23
Corte de Carga em Capitais, em contingências	9	BA (3), RS (1), SP (1), TO (4)	7	PE (1), PI (1), PR (4), SC (1)	15	AC (1), AM (1), CE (4), GO (2), PI (1), RN (1), RS (1), SE (2), SP (2)			31
Total	37		20		84		16		157

Dos 157 empreendimentos indicados na Tabela 3-1, anterior, ressalta-se que 73 empreendimentos ainda não obtiveram licenciamento ambiental, estão em processo de revisão de outorga ou ainda não foram outorgados. Dentre esses empreendimentos, 23 estão associados a problemas de atendimento em regime normal de operação e 80 à restrição de escoamento de geração ou intercâmbio. Dentre estes 80 empreendimentos que geram restrição de geração e intercâmbio, 16 estão em processo de revisão de outorga.

Neste contexto, ressalta-se que a operação eletroenergéticas do SIN estará submetida a uma série de restrições por um período ainda indefinido.

Ressalta-se que existem ainda diversas recomendações de caráter operativo, no que diz respeito a implementação de novos SEPs, adequações dos existentes e desativação de outros, totalizando cerca de 29 novos esquemas e 10 com possibilidade de desativação frente à entrada em operação dos novos empreendimentos. Esses esquemas encontram-se detalhados nos Volumes II e III desse PEL 2017.

A Figura 3-1 e a Figura 3-2, a seguir apresenta uma comparação entre o PEL 2016 e 2017 no sentido de identificar a evolução dos problemas considerados prioritários do SIN.

Figura 3-1: Comparação de Obras Prioritárias PEL 2016 x PEL 2017

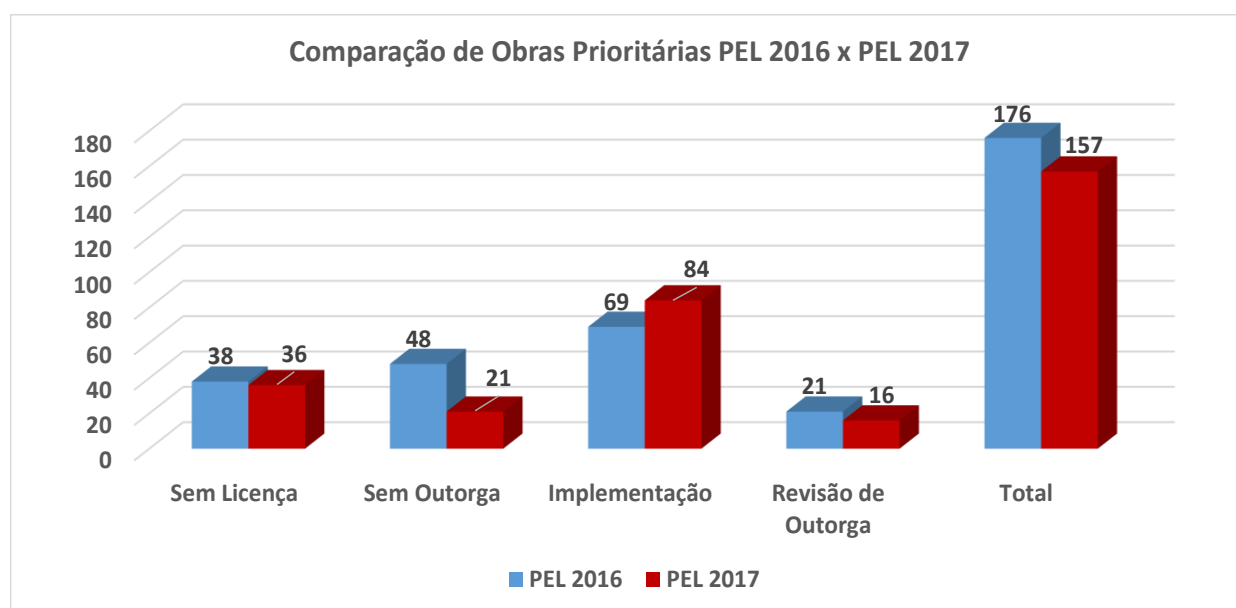
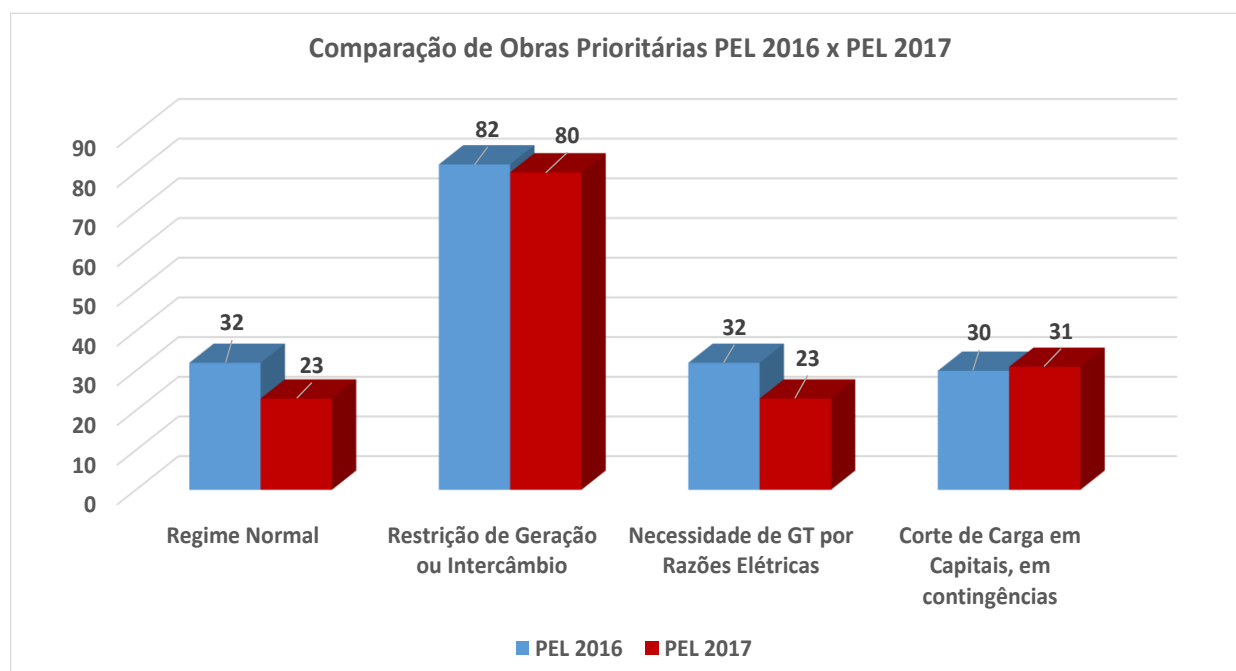


Figura 3-2: Comparação de Obras Prioritárias PEL 2016 x PEL 2017



Das figuras anteriormente apresentadas, constata-se uma redução do número de empreendimentos considerados prioritários, em especial aqueles que já foram outorgados, bem como um aumento das obras em fase de implementação. Além disso, observa-se uma redução significativa de empreendimentos que devem

entrar em operação para solucionar problemas em regime normal de operação e que evitam geração térmica por restrições elétricas. Esse quadro indica uma evolução positiva do sistema de transmissão.

Finalmente, vale destacar que o detalhamento de todos os itens apresentados nesse sumário executivo, encontra-se registrado nos Volumes I, II e III do Plano da Operação Elétrica – PEL 2017.

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 2-1: Ganhos Associados às Configurações Analisadas em Relação aos Limites Atuais nas Transferências de Energia entre as Regiões Sul e Sudeste (MWmed)	9
Figura 2-2: Rede em 500 kV dos Sistemas Norte/Nordeste Prevista no Horizonte do Estudo	11
Figura 2-4: Balanço: Geração Hidráulica Média + Geração Térmica na inflexibilidade – Carga da Região Norte (MW)	15
Figura 2-5: Diagrama Simplificado do Trecho Tucuruí – Manaus e Limites – Configuração 1 (Janeiro de 2018)	16
Figura 2-8: Limites e Ganhos Associados às Configurações Analisadas nas Transferências de Energia entre os Subsistemas (MWmed)	19
Figura 2-9: Impacto na Norte/Sul da Perda do Bipolo do Madeira ou do Corte de 4 Máquinas em Itaipu	22
Figura 2-10: Sistema Receptor em Estreito	23
Figura 2-11: Sistema de Interligação das Usinas do Rio Madeira	25
Figura 2-12: Resumo das Análises das Restrições de Escoamento do Madeira em MWmed	27
Figura 2-13: Possíveis Restrições ao Escoamento do Madeira Frente ao Cronograma de Obras da Transmissão	28
Figura 2-14: Evolução da Capacidade Instalada de Energia Eólica por Região (MW)	30
Figura 2-15: Geração Térmica Necessária por Região (MW)	32
Figura 3-1: Comparação de Obras Prioritárias PEL 2016 x PEL 2017	35
Figura 3-2: Comparação de Obras Prioritárias PEL 2016 x PEL 2017	35

Tabelas

Tabela 3-1: Empreendimentos Prioritários que Necessitam de Acompanhamento	34
--	-----------