

PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2016/2020 PEN 2016

SUMÁRIO EXECUTIVO

© 2016/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS RE-3-0101/2016

PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2016/2020 PEN 2016

SUMÁRIO EXECUTIVO

Sumário

1	Apresentação	4
2	Introdução	6
3	Constatações de ordem geral	13
4	Conclusões	16
5	Recomendações	19
6	Premissas Básicas	21
6.1	Previsões de Carga	21
6.2	Oferta Existente e em Expansão	21
6.2.1	Oferta de Geração	21
6.3	Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2016 e 2020	23
7	Principais Resultados do PEN 2016	25
7.1	Impactos das Usinas da Amazônia na Operação do SIN	30
7.2	Impactos das Usinas Eólicas na Operação do SIN	32
7.3	Sensibilidade à Carga de Energia	34
7.4	Impacto das Obras da Abengoa no Escoamento de Energia do Norte e do Nordeste	36
7.4.1	Análise Determinística	39
7.4.2	Análise Probabilística	41
7.5	Balanço Estático de Demanda Máxima	42
7.5.1	Abordagem Probabilística	42
7.5.2	Abordagem Determinística	44
8	ANEXO	49
	Lista de figuras e tabelas	53

1 **Apresentação**

O Plano da Operação Energética - PEN tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente, subsidiando assim o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

As análises do Plano da Operação Energética 2016/2020 – “PEN 2016” tomaram por base o Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2016, no que diz respeito à oferta, aos condicionantes referentes à segurança operativa e as restrições ambientais e de uso múltiplo da água, existentes e previstas nas bacias hidrográficas. A expansão da oferta de geração teve como referência os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o PMO de maio de 2016. Excepcionalmente, os limites de intercâmbio entre subsistemas foram atualizados, conforme reunião do DMSE Transmissão realizada em 18 de maio de 2016, devido ao impacto ocasionado pelo atraso das obras associadas à Abengoa, para além do horizonte de análise do PEN 2016.

Com relação à previsão de carga, os valores de energia e demanda correspondem às projeções elaboradas para a 1ª Revisão Quadrimestral da Carga de 2016, ocorrida em abril, que considera uma taxa média anual de crescimento do PIB no período 2016/2020 de 2,4% a.a..

As principais diretrizes para a execução das avaliações energéticas (entre as quais a análise de desempenho do SIN – com base nos riscos de déficit e custos marginais de operação) estão em consonância com os Procedimentos de Rede, Submódulo 7.2 – Planejamento anual da operação energética, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 372/2009 de 05/08/2009, e Submódulo 23.4 – Diretrizes e critérios para estudos energéticos, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 461/2011 de 11/11/2011.

O PEN 2016 é composto de três volumes:

- **Sumário Executivo**, que apresenta uma contextualização da avaliação de desempenho do SIN à luz da experiência operativa dos últimos anos, um conjunto de constatações recentes, de caráter geral, decorrentes da evolução da Matriz de Energia Elétrica Brasileira e um resumo das principais premissas, dos principais resultados e das principais conclusões

e recomendações quanto às condições de atendimento à carga do SIN nos próximos cinco anos.

- **Volume I – Condições de Atendimento**, que apresenta, além do conteúdo do Sumário Executivo, uma análise mais detalhada dos principais resultados das avaliações energéticas para o horizonte 2016/2020; e
- **Volume II - Relatório Complementar**, que, além de resultados de avaliações complementares não apresentados no Volume I, traz ainda conceitos básicos necessários à interpretação dos resultados, um resumo da metodologia adotada e um conjunto de Anexos detalhando as informações e os dados considerados nestes estudos.

Além desses três volumes, também é disponibilizado o Relatório de Informações Visuais, cujo objetivo é o de facilitar a consulta técnica às principais informações do PEN, trazendo ao público de interesse agilidade no acesso ao seu conteúdo.

2 Introdução

A elaboração do PEN após o final da estação chuvosa do SIN permite mitigar a influência das incertezas do comportamento das vazões ao longo dessa estação do ano e, conseqüentemente, dos armazenamentos iniciais das usinas hidroelétricas, que normalmente são os maiores valores observados no primeiro ano da avaliação energética do PEN. Nesse momento, estão definidos quais os montantes armazenados em cada subsistema que poderão ser utilizados de forma a garantir o suprimento adequado ao menor custo possível.

No PEN 2016, assim como no PEN 2015, as avaliações das condições de atendimento foram divididas em dois horizontes. No primeiro horizonte, 2016/2017, foram feitas análises conjunturais determinísticas e probabilísticas, destacando-se as evoluções de armazenamentos de cada subsistema do SIN. Em geral, nesse período as configurações de usinas e linhas de transmissão estão definidas e dificilmente há possibilidade de incorporação/antecipação de novos empreendimentos.

O segundo horizonte das análises compreende os três anos restantes, 2018/2020, e apresenta um caráter mais estrutural, sendo avaliados indicadores como os riscos de déficit e custos marginais de operação. Destaca-se que, nesse período, a expansão da geração e da transmissão é preponderante para aumentar a segurança do atendimento ao mercado de forma estrutural. Mesmo com o equilíbrio entre a oferta de garantia física e a carga prevista (equilíbrio estrutural), premissa do modelo institucional vigente, situações conjunturais desfavoráveis de suprimento energético podem ocorrer, em grande parte devido à conjugação de situações hidrológicas adversas com a gradativa redução da capacidade de regularização do sistema hidroelétrico brasileiro, fruto da evolução recente e futura da matriz de energia elétrica.

É importante observar que, em função dessa perda gradativa da capacidade de regularização das usinas hidroelétricas do SIN frente ao crescimento da carga, as condições de armazenamento inicial têm sido cada vez mais influentes para as avaliações energéticas nos estudos de médio e curto prazos, impactando principalmente os resultados dos primeiros dois anos do horizonte de avaliação de desempenho do SIN, com destaque para os impactos nas métricas normalmente utilizadas no planejamento da operação energética, como riscos de déficit, valor esperado da energia não suprida e custos marginais de operação.

Um exemplo claro da constatação da perda de regularização do SIN é a situação hidroenergética vivenciada nos anos de 2014 e 2015, quando as condições climáticas nas estações chuvosas 2013/2014 e 2014/2015 imputaram condições

hidroenergéticas desfavoráveis que impediram a retomada dos estoques armazenados nos principais reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste nas estações chuvosas, apesar da plena utilização do parque térmico, o que levou a níveis iniciais de armazenamentos do PEN 2014 e do PEN 2015 bastante inferiores aos normalmente utilizados em edições anteriores do Plano da Operação Energética.

Deve-se destacar que, em termos da operação do SIN, todos os recursos deverão ser utilizados para garantir o pleno atendimento da carga, dentro dos critérios preconizados nos Procedimentos de Rede do ONS. Assim, nos últimos anos, diversas articulações inter-setoriais vêm sendo desenvolvidas no sentido de flexibilizar algumas restrições de caráter de uso múltiplo da água e/ou ambientais nos principais reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Nesse contexto, é importante uma interpretação cuidadosa dos resultados da análise de desempenho do SIN, principalmente com relação aos riscos de déficit de energia calculados pelos modelos matemáticos tradicionais de avaliação energética.

Ponto de destaque nessas avaliações de desempenho de médio prazo da operação energética do SIN, realizadas no âmbito do PEN, é o uso da função de custo do déficit e a política de “rationamentos preventivos”. Embora a curva de custo do déficit em quatro patamares seja, em princípio, a representação mais adequada para o fato real de que quanto maior a profundidade de um eventual corte de carga maior será o seu impacto econômico, e vice-versa, o uso desta função nas avaliações de desempenho energético do SIN provoca, implicitamente nos resultados dos modelos matemáticos, “rationamentos preventivos” de energia e, conseqüentemente, maiores riscos de déficit (frequência relativa de séries hidrológicas com algum déficit de energia ao longo de cada ano).

É intuitivo que estes “rationamentos preventivos” apresentados pelos modelos energéticos possam ocorrer até mesmo em uma estação chuvosa para que, preventivamente, seja evitado um corte de carga mais profundo ao final da estação seca subsequente. Observa-se também, por simulações, que estes rationamentos preventivos em geral ocorrem na forma de “liga-desliga” (*bang-bang*), o que na prática operativa atual do SIN não se aplica, em vista de outros fatores tais como a previsibilidade hidrológica de curto prazo, bem como pelo seu impacto socioeconômico, possivelmente desnecessário e controverso.

Ademais, a prática de um racionamento traz não só impactos econômicos de curto prazo como gera expectativas negativas no mercado de energia elétrica. Ao se decretar um racionamento deve-se avaliar com bastante profundidade o risco de arrependimento da saída desse processo. Dificilmente um racionamento seria interrompido antes da estação chuvosa seguinte, fato que os modelos

matemáticos não conseguem capturar, indicando até mesmo a suspensão dos cortes de carga durante a estação seca. Importa muito, nesse contexto, diferenciar o risco de déficit tradicionalmente calculado pelos modelos energéticos com o risco de racionamento, que tem uma amplitude socioeconômica a ser avaliada pelas autoridades setoriais e governamentais.

Portanto, uma maneira de eliminar grande parte dos “racionamentos preventivos” apontados pelos modelos matemáticos é utilizar uma função de custo do déficit de apenas um patamar. Com isso, os riscos de déficit, embora menores, estarão mais adequados para efeito das avaliações estruturais de desempenho da operação do SIN. Esse critério já vem sendo aplicado pelo ONS em versões anteriores do PEN, bem como nos estudos de planejamento da expansão no âmbito da EPE e do MME.

Soma-se a este fato, a realidade de que a atual função de custo do déficit homologada para uso nos estudos energéticos do Setor não é calculada em consonância com o verdadeiro valor econômico do racionamento para diferentes patamares de carga, ou seja, existe uma arbitrariedade nos percentuais de carga e seus montantes de déficit, o que reforça a tese de uso de uma função de apenas um patamar, mesmo que seja anualmente corrigida por índices econômicos (IGP-DI).

Adicionalmente, cabe ressaltar que a versão atual do Modelo NEWAVE permite inibir o “racionamento preventivo” na simulação final, quando a função de custo do déficit adotada é de um patamar. Dessa forma, eliminam-se eventuais cortes de carga que ocorreriam em situações nas quais baixos armazenamentos levariam a valores da água superiores ao custo do déficit. Ao se inibir o “racionamento preventivo”, os cortes de carga (déficit) sinalizados pelo modelo só ocorrerão quando não existir mais energia armazenada nos subsistemas equivalentes (déficits por falta de água).

Assim, fica evidenciado que o PEN não quantifica o risco de racionamento, que se diferencia do risco de déficit pela possibilidade da tomada de ações operativas preventivas a fim de se evitar o esgotamento das reservas de água nas usinas com reservatório de regularização. Tais ações são de curto prazo, calcadas no monitoramento das condições meteorológicas e hidroenergéticas, sujeitas a um processo específico estabelecido em legislação e de representação não factível nas simulações do PEN.

Não obstante aos resultados de modelos matemáticos, o monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas de curto prazo é o que deve indicar a necessidade da aplicação de medidas operativas que reduzam, na prática, os riscos de algum corte de carga, tais como geração térmica fora da

ordem de mérito e/ou a necessidade de articulações com Agentes do Setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais para flexibilização de restrições operativas de diversas naturezas, inclusive de uso múltiplo da água e/ou ambientais, como já comentado. No limite, podem de fato ser necessárias ações sobre o consumo de energia elétrica.

Sob esse aspecto, é importante mencionar que a eficiência dessas medidas operativas, que permitem o pleno atendimento da carga, depende fundamentalmente do nível de reserva energética do SIN, na qual se inclui a reserva operativa do sistema para atendimento à demanda máxima e mitigações dos impactos da intermitência da geração eólica e/ou solar. O dimensionamento adequado desta reserva energética constitui uma importante avaliação dos estudos de planejamento da operação.

Com relação à geração de cenários sintéticos de energia natural afluyente (ENA), tem-se observado que os índices de desempenho do sistema ficam fortemente influenciados pela adoção da geração de cenários condicionada ao passado recente, não só no primeiro ano, mas em todos os demais anos do horizonte de planejamento de médio prazo. Considerando que o Plano da Operação Energética possui uma característica estrutural para os três últimos anos do horizonte de 5 anos à frente, a extensão dessa influência da tendência hidrológica além do horizonte de curto prazo, como no caso do Programa Mensal de Operação – PMO, não é adequada. Dessa forma, desde o PEN 2013 está sendo adotada a geração de cenários não condicionados ao passado recente para a avaliação de desempenho nos últimos três anos.

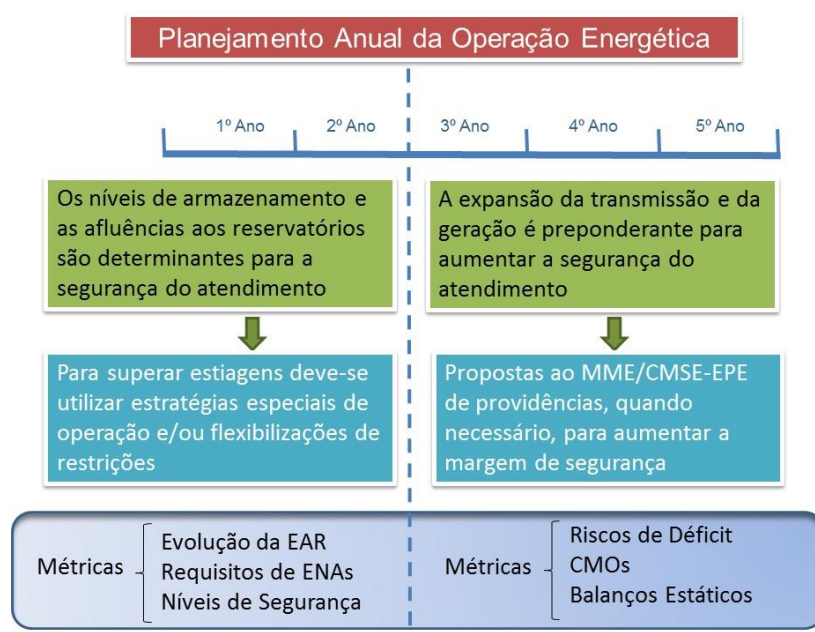
Outro ponto importante a destacar é a representação mais detalhada do SIN nas avaliações de desempenho em comparação à representação utilizada no âmbito do PMO. Tal consideração já vem sendo utilizada desde o PEN 2010, inclusive com a separação de subsistemas específicos para a representação das grandes usinas da Amazônia, como o Complexo do Rio Madeira (UHEs Jirau e Santo Antônio) e a UHE Belo Monte, todas a fio d'água e com acentuada diferença de geração de energia na estação chuvosa e na estação seca.

Sob esse aspecto, a simulação dessas usinas em subsistemas/reservatórios equivalentes próprios evita que as energias controláveis calculadas para os reservatórios equivalentes (passíveis de serem armazenadas, para efeito de simulação) contabilizem, indevidamente, parcelas expressivas de energia a fio d'água, principalmente nas estações chuvosas. Portanto, essas separações em subsistemas específicos tornam os resultados das simulações mais aderentes à realidade física da operação.

A partir deste PEN 2016 considera-se uma configuração ainda mais detalhada, representando-se separadamente as regiões elétricas de Manaus e de Amapá, de forma a permitir uma melhor análise nas condições de atendimento em cada uma dessas regiões, assim como a UHE Itaipu, que passa a ser representada como um subsistema associado a um sistema de transmissão mais aderente a realidade operativa do SIN.

Com relação às avaliações das condições de atendimento, a Figura 2-1, a seguir, resume a sistemática básica utilizada nos estudos de planejamento da operação de médio prazo, com horizonte futuro de cinco anos, período no qual a ampliação da oferta de geração considerada já está contratada, através dos leilões de expansão ao menor custo.

Figura 2-1: Sistemática Básica dos Estudos de Planejamento da Operação



Como já comentado, nos dois primeiros anos o desempenho do sistema depende basicamente das condições hidroenergéticas de curto prazo, principalmente dos níveis de partida ao final da estação chuvosa. Considerando-se que nesse período qualquer alteração da oferta depende essencialmente da viabilidade da antecipação de obras já em andamento, seja de geração ou transmissão, as ações sistêmicas para a segurança do atendimento à carga se limitam a “proteger” o sistema para diferentes hipóteses de severidade das estações seca (maio a novembro) e chuvosa (dezembro a abril do segundo ano), através do uso de ações operativas de curto prazo.

Para o primeiro ano desse horizonte são realizadas avaliações prospectivas, utilizando previsões de aflúências com modelos baseados nas séries históricas. Dessa maneira, são definidas expectativas e requisitos mínimos de armazenamento dos subsistemas equivalentes de modo a se garantir o atingimento de níveis seguros ao final da estação seca desse primeiro ano.

Para o segundo ano desse período, análises probabilísticas e determinísticas, com séries sintéticas e históricas de energia natural afluyente, devem subsidiar eventuais recomendações de ações operativas de curto prazo e/ou avaliações pelo CMSE/EPE da viabilidade de antecipação de projetos em andamento. Não obstante, reforça-se a necessidade de especial atenção ao uso das métricas de natureza probabilística, em particular os riscos de déficit, uma vez que estes são cada vez mais influenciados pelas condições de armazenamento inicial e pela tendência hidrológica do passado recente, como já mencionado anteriormente. Este é um ponto de destaque nas avaliações probabilísticas para o horizonte de médio prazo.

A experiência de 2014 e a avaliação da estação chuvosa de 2015, com um quadro hidroenergético bastante desfavorável para diversas bacias hidrográficas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, mostrou claramente que os riscos de déficit sofrem variações no intervalo de até cinco anos, dependendo dos armazenamentos iniciais, mesmo no caso de simulações com função de custo de déficit de um patamar. Avaliando-se os resultados dos PMOs de 2014 e 2015, verificou-se maior impacto nos dois primeiros anos, quando os riscos de déficit oscilaram dentro e fora do critério de garantia preconizado pelo CNPE. Esta é uma das razões pelas quais, a partir do PEN 2014, foram apresentadas avaliações de cenários determinísticos de energias naturais afluentes para os dois primeiros anos, com objetivo de ter-se uma análise de desempenho do SIN com maior estabilidade e praticidade.

Com relação aos três últimos anos do horizonte de análise, apesar da oferta já estar contratada através dos leilões de expansão, pelo princípio básico do modelo institucional vigente, o ONS pode, se necessário, recomendar ao CMSE/EPE estudos de viabilidade da expansão adicional e/ou antecipação da oferta já contratada para aumentar a margem de segurança do sistema, à luz dos critérios de segurança da operação e do nível de reserva energética que possa ser necessário para enfrentar situações climáticas adversas.

Nesse horizonte, ainda são feitas avaliações com cenários sintéticos e históricos de energias naturais afluentes, utilizando-se o Modelo NEWAVE, avaliando-se a frequência relativa de séries com algum déficit de energia em cada ano e em cada subsistema para diferentes percentuais de corte da carga projetada – análise de risco. Cabe destacar que, embora nesse horizonte ainda sejam percebidas

variações dos riscos de déficit em função dos armazenamentos iniciais, estas têm uma variabilidade bem inferior aos dois primeiros anos de estudo, em função, basicamente, das estações chuvosas subsequentes, que podem permitir reenchimentos dos reservatórios, mesmo que parcialmente. Além de que, como tradicionalmente os riscos de déficit são avaliados para a ocorrência de qualquer série com déficit no ano de análise, à medida que o tempo avança no ano em curso a estatística de risco de déficit tende a sofrer reduções pelo menor do período de análise (número menor de meses) conforme se aproxima a estação seca, quando as incertezas são menores.

Adicionalmente, são realizados balanços estáticos de energia e de demanda máxima. Os balanços estáticos de energia são importantes para se ter uma avaliação preliminar do equilíbrio estrutural, “Oferta versus Demanda”, e permitem identificar a evolução de alguns atributos da Matriz de Energia Elétrica, como a participação percentual por fonte no atendimento à carga. Pode-se afirmar que balanços estáticos negativos levam a resultados de avaliações dinâmicas fora dos critérios de garantia de atendimento à carga. No entanto, balanços estáticos positivos não necessariamente conduzirão a resultados de avaliações dinâmicas dentro dos critérios de garantia, pois nesses casos, as condições hidroenergéticas de curto prazo e a política da operação térmica serão determinantes nas avaliações, ou seja, sistemas hidrotérmicos com baixo grau de regularização, podem ter equilíbrio estrutural e desequilíbrio conjuntural, exigindo ações operativas que mitiguem a situação hidroenergética desfavorável.

Pode-se afirmar que em sistemas hidrotérmicos com baixo grau de regularização o equilíbrio estrutural é condição necessária, mas não suficiente para o equilíbrio conjuntural. A reserva energética dessa natureza passa a ser vital sob o ponto de vista da segurança operativa.

Finalmente, o balanço estático de demanda máxima do SIN tem como objetivo avaliar o atendimento à demanda máxima, considerando condições eletroenergéticas conjunturais e aspectos estruturais relevantes, permitindo assim uma análise de cunho estratégico, levando-se em consideração as capacidades de intercâmbios entre as diversas regiões do SIN.

3 **Constatações de ordem geral**

Decorridos mais de dez anos da implantação do atual modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, foram realizados 34 leilões de expansão da geração, sendo 20 de energia nova (A-3 e A-5), 3 leilões estruturantes, 8 leilões de energia de reserva e 3 leilões de fontes alternativas, totalizando cerca de 72 GW em 990 novas usinas outorgadas entre 2005 e novembro de 2015. Para o horizonte de análise deste PEN 2016 estão previstas 486 novas usinas, totalizando aproximadamente 33 GW de capacidade instalada já contratada na forma de leilões de expansão ao menor custo da energia vendida, além das usinas autorizadas pela ANEEL, que não passam pelo processo de licitação de outorga.

A partir de setembro de 2013, o mecanismo de aversão a risco CVaR, passou a ser utilizado como mecanismo adicional de segurança no Programa Mensal de Operação - PMO, sendo incorporado, também, nas avaliações do Ciclo de Planejamento Anual da Operação, pelo ONS, e no Ciclo de Planejamento da Expansão, realizado pela EPE. Sob esse aspecto, está em curso no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP avaliação da oportunidade de alteração dos parâmetros α e λ que, certamente, na hipótese de mudança serão submetidos pela ANEEL a um processo de Audiência Pública.

Nos Planos da Operação Energética recentes, vem-se apontando como um fato relevante a mudança de paradigma que se fará necessária na operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, em função, basicamente, dos seguintes aspectos:

- Desde o final da década de 90 não ingressam em operação usinas hidroelétricas com reservatórios de regularização plurianual;
- Como decorrência desse fato, o uso da geração termoeletrica tem sido mais intenso, mesmo para anos hidrológicos próximos à média de longo termo (MLT);
- A continuidade da expansão da transmissão se apresenta como de fundamental importância, permitindo a importação e/ou exportação de grandes blocos de energia entre regiões, tirando proveito da diversidade hidrológica existente entre bacias e/ou regiões, e mesmo entre as fontes de geração, como a eólica e a biomassa, fator importante para a redução dos custos de operação;
- A geração termoeletrica também vem sendo necessária para complementação do atendimento à demanda máxima ao final de cada

estação seca, em função da perda de potência por deplecionamento nos reservatórios, bem como no verão, em função da elevação da temperatura ambiente. Destaca-se que nesses períodos aumenta a dependência de recursos provenientes dos subsistemas Norte e Nordeste;

- A entrada em operação dos grandes projetos da Amazônia, a fio d'água, com acentuada sazonalidade, com montantes significativos de geração na estação chuvosa e baixa produção na estação seca ("usinas de safra"); e
- A expressiva expansão da geração eólica para os próximos cinco anos, exigindo ações operativas mitigadoras dos potenciais impactos sistêmicos e locais da forte intermitência, intrínseca dessa nova fonte na Matriz de Energia Elétrica, além de sua baixa previsibilidade.

Todos esses aspectos conduzem a mudanças na definição das estratégias de operação do sistema, com custos de operação mais elevados em decorrência do significativo despacho térmico. Portanto, tornam-se necessárias algumas reflexões sobre os atributos da Matriz de Energia Elétrica desejada para o futuro, sendo que neste contexto as seguintes reflexões devem ser consideradas para a definição das diretrizes gerais quanto à expansão do SIN:

- Inclusão, na medida do possível, de novos reservatórios de regularização, que serão importantes para mitigar as intermitências de geração das fontes não convencionais, como as usinas eólicas e, proximamente, as usinas solares, bem como restaurar a capacidade do SIN de suportar períodos hidrológicos desfavoráveis;
- Hoje a intermitência da geração eólica no Brasil está sendo mitigada pelo recebimento de energia pela região Nordeste e pelas usinas hidráulicas disponibilizadas no Controle Automático de Geração - CAG em outras regiões. Na medida em que a parcela de fontes renováveis intermitentes adquira maior participação na Matriz de Energia Elétrica Brasileira, maiores demandas por geração de *backup* serão necessárias, quer com usinas hidráulicas no CAG quer com usinas térmicas de rápida tomada de carga, as chamadas "usinas flexíveis", cuja tecnologia ainda não foi incorporada ao Setor Elétrico Brasileiro;
- A ampliação dos grandes troncos de transmissão, em especial entre regiões, deve considerar inclusive o critério N-2 de confiabilidade no seu planejamento e, se necessário, na operação, como forma de mitigar impacto da eventual ocorrência de grandes perturbações decorrentes das adversidades climáticas presentes no Brasil;

- O aumento da participação de fontes térmicas convencionais (carvão mineral e gás natural) no médio prazo, para a complementação da geração hidroelétrica com sinal locacional pré-definido; e
- A viabilidade da expansão do parque nuclear no longo prazo, visto que são usinas tipicamente de base e podem contribuir para atenuar a perda crescente de regularização do SIN.

4 Conclusões

1. Considerando a atualização das premissas macroeconômicas para a 1ª Revisão Quadrimestral da Carga, que admite uma taxa média anual de crescimento do PIB no período 2016/2020 de 2,4% a.a, a carga de energia do SIN deverá evoluir de 64.573 MWmed em 2016 para 75.472 MWmed em 2020 (já com a incorporação do sistema isolado de Boa Vista), o que representa o equivalente a um aumento médio de 4,0% a.a. da carga a ser atendida no SIN;
2. A capacidade instalada do SIN deverá elevar-se de 133.142 MW, existentes em 31/12/2015, para 170.633 MW, em 31/12/2020. A hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação na matriz sofra uma redução nos próximos cinco anos, passando de 72,7% (96.832 MW) para 66,8% do SIN (114.054 MW);
3. Destaca-se o significativo incremento da capacidade instalada das usinas eólicas, que passará de 5,0 % da Matriz de Energia Elétrica (6.684 MW em dezembro de 2015) para 10,1%, equivalente a 17.304 MW instalados ao final de 2020, sem considerar os próximos leilões de energia nova que possam ocorrer em 2016 e 2017;
4. Sob o enfoque da análise das condições de atendimento à carga, as avaliações probabilísticas para o horizonte 2018/2020 com base nos riscos de déficit de energia indicam adequabilidade ao critério de suprimento preconizado pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, na medida em que os riscos de déficit são inferiores a 5% em todos os subsistemas;
5. A análise dos custos marginais de operação indica a necessidade de estudos de viabilidade de reforços na capacidade de exportação dos Subsistemas Norte/Nordeste, na medida em que estes apresentam custos sempre inferiores aos demais subsistemas;
6. O balanço estático de energia contratada no SIN indica sobras de energia ao longo de todo o horizonte. Estas sobras anuais se encontram, a partir de 2016, no intervalo entre 11,1 GWmed e 16,8 GWmed. Cabe ressaltar que parte dessa sobra está associada à importante redução do consumo previsto para os próximos cinco anos (redução da ordem de 6 GW por ano quando comparados com o ciclo de planejamento de 2015) e à geração das usinas não simuladas individualmente, sem tratamento da estocasticidade natural das fontes renováveis;
7. Considerando que a maior parte das sobras no balanço de energia do SIN está localizada no subsistema Nordeste, com valores significativos durante todo o

horizonte do estudo e considerando ainda que neste subsistema existe geração hidráulica mínima obrigatória, em razão de restrições de uso múltiplo da água no rio São Francisco, especificamente no reservatório de Sobradinho, foram feitas avaliações de eventuais restrições de alocação na curva de carga do SIN da geração total contratada nos leilões. Os resultados indicam que a partir de 2018, em todos os patamares de carga, poderão ocorrer montantes de geração térmica não alocável, com uma tendência de acréscimo com o decorrer dos anos. Os maiores montantes foram observados no ano de 2020, atingindo valores de 1.180 MWmed na carga pesada, 1.290 MWmed na carga média e 2.407 MWmed na carga leve, ou seja, poderá ocorrer restrição ao uso de geração térmica total contratada do subsistema Nordeste por limitação na capacidade de exportação de energia desse subsistema, caso tenhamos a condição de defluência mínima de 1.300 m³/s em Sobradinho. Esse quadro seria atenuado caso não houvesse atraso nas obras associadas à Abengoa;

8. Nesse contexto, a localização da nova oferta decorrente dos próximos LEN e/ou LER deveria priorizar os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul;
9. As diferenças nos montantes de congestionamento observados entre os dois cenários analisados (com e sem Abengoa) tendem a se elevar ao longo do tempo, em consequência do aumento da capacidade instalada de geração nos subsistemas Norte (UHE Belo Monte) e Nordeste (principalmente usinas eólicas), aumento este que não é acompanhado pela evolução da capacidade de transmissão para escoamento dos excedentes energéticos dessas regiões, cujos projetos são, em sua maioria, de propriedade da Abengoa ou impactados por eles (como no caso dos Bipolos que interligam a SE Xingu ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste);
10. Os resultados apresentados em relação ao impacto da retirada das obras da Abengoa do horizonte de Planejamento da Operação (2016/2020) ratificam as recomendações anteriores de diversos estudos de planejamento da operação energética de médio prazo do ONS (Plano da Operação Energética - PEN), onde se visualizava a importância das obras de transmissão que permitiriam escoar a energia da UHE Belo Monte;
11. Considerando a perda gradativa do grau de regularização e a incorporação cada vez maior de usinas ditas de safra (usinas da Amazônia), o SIN passa a perder sua inércia hidroenergética, ou seja, poderá ser cada vez mais frequente o uso acentuado dos grandes reservatórios de regularização ao final de cada estação seca, passando-se a depender cada vez mais da estação chuvosa subsequente para o reenchimento do sistema. Com essa perda de inércia, o sistema ficará cada vez mais exposto às condições hidroenergéticas menos favoráveis, o que reforça a tese de que o equilíbrio estrutural é condição

necessária, mas não suficiente para o equilíbrio conjuntural, cabendo ao ONS prover o sistema de medidas operativas de curto prazo que preservem a segurança eletroenergética do SIN;

12. Com relação ao atendimento da demanda máxima do SIN, o balanço de ponta indica que a capacidade líquida disponível prevista no horizonte do PEN 2016 pode não ser suficiente para o pleno atendimento à demanda instantânea projetada, incluindo a reserva operativa necessária;
13. Apesar da indicação de sobras de disponibilidade para atender a demanda máxima do SIN, poderão ser necessárias ações especiais de despacho para manter o controle de frequência em situações de aumentos não previstos da demanda máxima em função da elevação de temperatura nos meses de verão;
14. A disponibilidade de potência hidráulica poderá ser aumentada com a implantação de novas unidades geradoras em poços provisionados em algumas usinas hidroelétricas existentes (em torno de 5 GW, segundo inventário da ABRAGE);
15. Finalmente, assim como nas avaliações energéticas, observou-se, para os estudos de atendimento a demanda máxima, uma forte dependência dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul em relação aos subsistemas Nordeste e Norte, para a importação de potência, principalmente nos períodos onde há sobras em Belo Monte e maior geração eólica no Nordeste. Entretanto, essas sobras não são totalmente transferidas, em função de limitação do sistema de transmissão e não seriam suficientes para eliminar completamente o déficit em alguns meses. A limitação do sistema de transmissão se agravou com a desconsideração das obras associadas ao escoamento da produção da UHE Belo Monte, de responsabilidade da Abengoa.

5 Recomendações

1. Considerando que os resultados de um estudo dessa natureza estão intrinsecamente relacionados com as premissas de carga e, principalmente, da expansão da oferta prevista, é recomendação relevante que o MME/CMSE e a ANEEL mantenham o estrito acompanhamento dos cronogramas de expansão da oferta, com destaque para as seguintes instalações: usinas hidroelétricas - Belo Monte (11.233 MW), São Manoel (700 MW), Sinop (400 MW), Baixo Iguaçu (350 MW) e Colíder (300 MW); usinas termoeletricas - Porto do Sergipe I (1.515 MW), Novo Tempo (1.238 MW), Rio Grande (1.238 MW), Mauá 3 (590 MW), Maranhão III (518 MW) e Pampa Sul (340 MW);
2. Os resultados das avaliações energéticas deste PEN 2016 recomendam, tanto sob o ponto de vista de atendimento à carga de energia como à demanda máxima instantânea, a necessidade do desenvolvimento de estudos de viabilidade econômica de retomada do plano de obras de transmissão em corrente alternada associado ao escoamento da produção da UHE Belo Monte e a garantia da implementação nos prazos das soluções estruturais de geração e transmissão previstas no âmbito do Planejamento da Expansão;
3. Considerando o perfil atual de expansão da oferta, com parcela significativa de termoeletricas, parte importante do atendimento da demanda máxima será realizada com esta fonte. Neste sentido, é recomendável ao MME e ANEEL o avanço nos estudos de criação de incentivos econômicos e regulatórios para motorização dos poços existentes em algumas usinas já em operação (da ordem de 5 GW), bem como o aumento de potência hidráulica no SIN, que poderá ser viabilizado através de repotenciação de usinas existentes e/ou previsão da instalação de potência adicional em novos projetos hidroelétricos. Para tal, faz-se necessário o desenvolvimento de mecanismos regulatórios para remunerar esta potência adicional;
4. Neste contexto, avaliar também a possibilidade de criação de mecanismos regulatórios para contratação de potência e/ou encargos de capacidade;
5. Que o MME/EPE avalie junto a fabricantes de usinas térmicas novas tecnologias de projetos que possam ter maior flexibilidade na tomada e retomada de carga, de forma a fazer frente à participação de fontes intermitentes na Matriz de Energia Elétrica Brasileira;
6. Exigência de requisitos mínimos operativos no uso de fontes renováveis não convencionais intermitentes (eólicas e solares), para não comprometer a

segurança operativa do SIN na ocorrência de grandes perturbações sistêmicas e/ou locais;

7. As análises apresentadas não só demonstram a importância das obras que foram outorgadas à Abengoa e que permitem o escoamento dos excedentes energéticos dos subsistemas Norte e Nordeste para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em situações hidroenergéticas desfavoráveis, como também evidenciam que sejam priorizados leilões de energia nova por fonte e por região, dando-se ênfase à geração térmica com baixo custo de operação nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, mitigando-se, assim, o efeito da perda de regularização do SIN;
8. Mesmo considerando o equilíbrio estrutural da oferta para os próximos cinco anos, sob a ótica dos critérios vigentes, é importante uma avaliação conjunta, com o CMSE e EPE/MME, quanto a metodologia de definição de uma reserva energética (reserva de geração), como prevista em Lei, diferente da Energia de Reserva para recuperação de lastros físicos. Essa reserva de geração deve ser prevista na Matriz de Energia Elétrica para o enfrentamento de situações climáticas desfavoráveis, como as vivenciadas nos anos de 2014 e 2015 para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, uma vez que, com a perda gradual de regularização e o aumento de fontes intermitentes, como eólicas e solares, futuramente situações semelhantes poderão também demandar medidas operativas adicionais para o pleno atendimento da carga com custos elevados para o consumidor final, mesmo em anos hidrológicos próximos à MLT; e
9. É importante a retomada de estudos conjuntos MME/EPE, ANEEL, CCEE, Agentes e ONS no sentido de avaliar a necessidade de atualização dos parâmetros que mais impactam o planejamento da expansão e da operação do SIN como o uso de superfícies de segurança de armazenamento (SAR), parâmetros do CVaR e a função de custo do déficit, bem como representação topológica do sistema hidráulico, reaproximando os estudos de médio e longo prazos dos estudos de programação da operação.

6 Premissas Básicas

6.1 Previsões de Carga

As previsões de carga adotadas foram elaboradas em conjunto pela EPE/MME e pelo ONS e foram consubstanciadas no Boletim Técnico ONS EPE – “Previsões de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2016-2020 – 1ª Revisão Quadrimestral”.

A Tabela 6-1, a seguir, apresenta a projeção de carga anual considerada neste PEN 2016, destacando-se o crescimento anual da carga do SIN em MWmed e em %.

Tabela 6-1: Previsão de Carga de Energia do SIN 2016 - 2020 (MWmed)

Ano	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte	AC/RO	Manaus (3)	Macapá	SIN	Cresc. (MWmed)	Cresc. (%)
2015(1)	38.718	11.155	10.363	4.209	540	1.084	84	66.154	-	
2016(2)	37.376	10.904	10.329	4.091	592	1.074	207	64.573	-1.581	-2,4
2017	38.233	11.182	10.585	4.250	670	1.070	220	66.209	1.636	2,5
2018	39.680	11.594	10.991	4.379	715	1.184	233	68.776	2.567	3,9
2019	41.298	12.096	11.470	4.486	754	1.310	246	71.661	2.885	4,2
2020	43.261	12.626	12.054	5.113	798	1.359	260	75.472	3.811	5,3
Crescimento Médio de 2016 a 2020										4,0

(1) Valor verificado. (2) Valores verificados até abril; maio e junho coincidentes com previsão de curto prazo para o modelo DECOMP. (3) Sistema Manaus inclui interligação de Boa Vista, prevista para julho de 2018.

6.2 Oferta Existente e em Expansão

6.2.1 Oferta de Geração

A Tabela 6-2, a seguir, apresenta a capacidade instalada no SIN em 31/12/2015, que totaliza 133.142 MW, dos quais 91.266 MW (68,5%) correspondem a usinas hidroelétricas, incluindo as PCHs e a parcela de Itaipu disponível para o Brasil, 22.661 MW (17,0%) em usinas termoeletricas convencionais e nucleares e 19.197 MW (14,5%) em PCHs, usinas a Biomassa, Eólicas e Solares.

O programa de expansão da oferta de geração teve como referência os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o PMO de maio de 2016 que prevê para 31/12/2020 um total de 170.633 MW – aumento de

37.491 MW, aproximadamente 30% nos 5 anos do horizonte de estudo. Destaca-se o crescimento percentual para a expansão das usinas eólicas (158,9%).

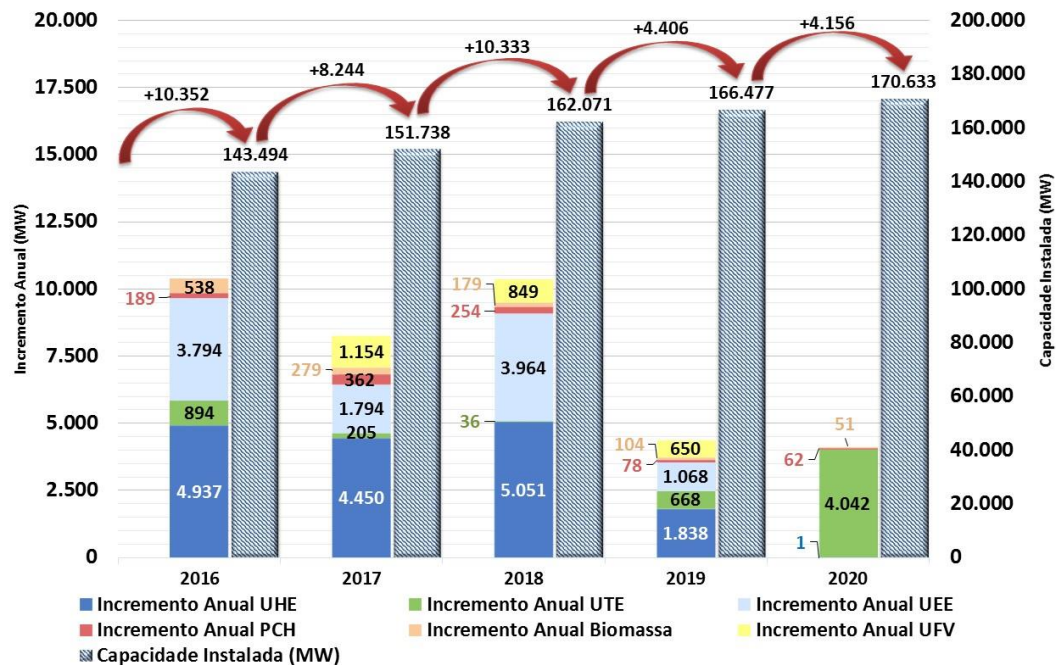
Tabela 6-2: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) - 31/dez

TIPO	2015		2020		Crescimento 2015-2020	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica (1)	96.832	72,7	114.054	66,8	17.222	17,8
Nuclear	1.990	1,5	1.990	1,2	-	0,0
Gás/GNL	11.893	8,9	17.018	10,0	5.125	43,1
Carvão	3.210	2,4	3.514	2,1	304	9,5
Biomassa	6.947	5,2	8.098	4,7	1.151	16,6
Outros (2)	837	0,6	1.253	0,7	416	49,7
Óleo Combustível/Diesel	4.731	3,6	4.731	2,8	-	0,0
Eólica	6.684	5,0	17.304	10,1	10.620	158,9
Solar	18	0,0	2.671	1,6	2.653	-
Total	133.142	100	170.633	100	37.491	28,2

OBS: (1) A contribuição das PCHs e da Compra da UHE Itaipu está considerada na parcela "Hidráulica". (2) A parcela "Outros" se refere a outras usinas térmicas com CVU.

A Figura 6-1, a seguir, apresenta o detalhamento do incremento anual já contratado e a evolução da potência instalada por fonte, indicando a participação de cada uma na evolução da Matriz de Energia Elétrica.

Figura 6-1: Evolução da Capacidade Instalada Total do SIN (MW)

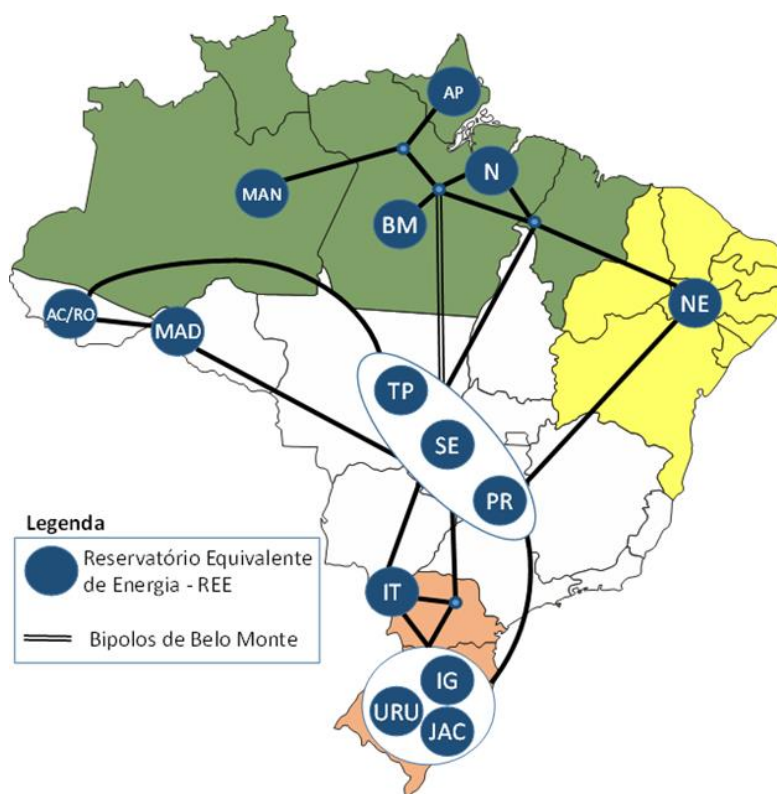


6.3 Expansão das Interligações Inter-regionais entre 2016 e 2020

Nos estudos do PEN 2016, objetivando avaliar as condições de atendimento ao SIN com base em uma configuração representativa da prática operativa, foram representados como subsistemas independentes, além do Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, os sistemas elétricos Acre-Rondônia (AC/RO), Manaus, Amapá, as UHEs do Complexo do rio Madeira, a UHE Belo Monte e a UHE Itaipu.

A Figura 6-2, a seguir, esquematiza a configuração eletroenergética adotada no PEN 2016, incluindo os nós fictícios Imperatriz, Xingu, Jurupari e Ivaiporã. Esses nós não possuem geração ou carga associados.

Figura 6-2: Configuração Eletroenergética para o PEN 2016



Um fato relevante a respeito da expansão das interligações inter-regionais e que merece destaque nesse PEN, foi o atraso determinado na reunião do DMSE Transmissão, realizada em 18 de maio de 2016, referente aos limites de transmissão impactados pelas obras da Abengoa. Foi determinado pelo CMSE/DMSE que os reforços referentes a estas obras devem ser considerados fora do horizonte de Planejamento da Operação, ou seja, não devem ser contemplados no horizonte 2016-2020. Desta forma, devido à relevância deste tema e considerando essa determinação, os limites de transmissão impactados pela Abengoa foram revistos, sendo estes utilizados nos estudos do PEN 2016.

A Figura 8-1 e a Figura 8-2, do Anexo, indicam os limites de transferência e recebimento de energia através das interligações inter-regionais Sul – Sudeste/Centro-Oeste – Acre/Rondônia – Nordeste – Norte – Manaus - Amapá, bem como as principais obras associadas aos incrementos destes limites.

No **Volume II – Relatório Complementar do PEN 2016** são apresentados os valores de limites de intercâmbio considerados para efeito de simulação com o modelo NEWAVE e o detalhamento da modelagem adotada para representação destes limites.

7 Principais Resultados do PEN 2016

As avaliações energéticas foram realizadas com base no Modelo NEWAVE Versão 22 Linux, considerando tanto 2.000 séries sintéticas de energias naturais afluentes como o histórico de energias naturais afluentes.

No **Volume I – Condições de Atendimento** estão detalhados os resultados das avaliações intituladas “Análise Conjuntural (2016/2017)”, onde se destacam as avaliações prospectivas para 2016 e 2017 e avaliações probabilísticas para 2016 e 2017, procurando-se avaliar a evolução dos armazenamentos de cada subsistema e os requisitos de ENAs para atingir níveis de segurança operativos.

Para pronta referência, a Figura 7-1 e a Figura 7-2 apresentam as expectativas de armazenamento em novembro de 2016 (final da estação seca de 2016) e abril de 2017 (final da estação chuvosa 2016/2017) para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste. Em seguida, a Figura 7-3 e a Figura 7-4 apresentam as expectativas de armazenamento para o Nordeste.

Figura 7-1: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2016 – SE/CO

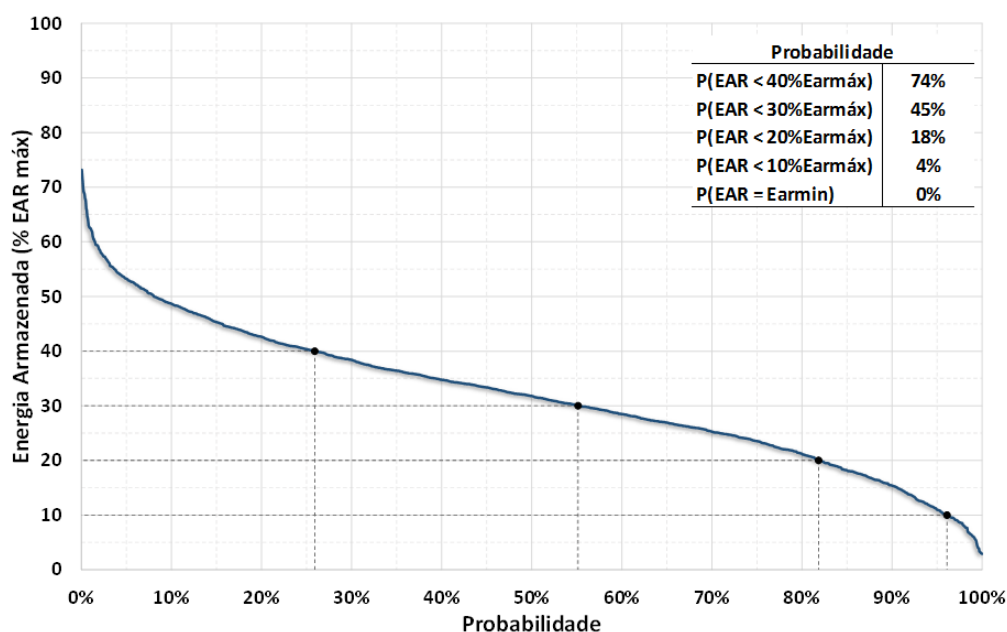


Figura 7-2: Curva de Permanência do Armazenamento em Abril/2017 - SE/CO

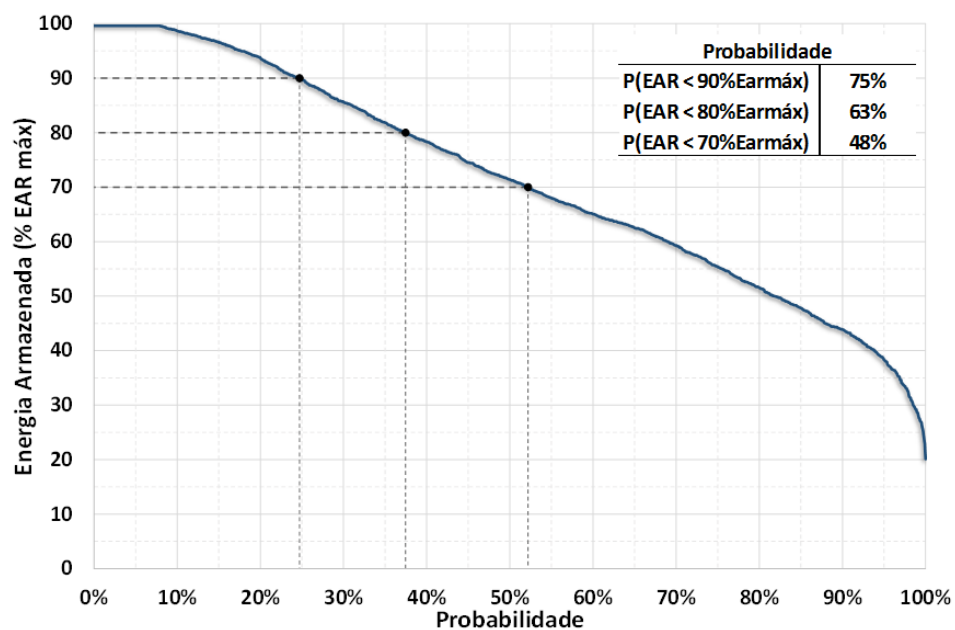


Figura 7-3: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2016 – NE

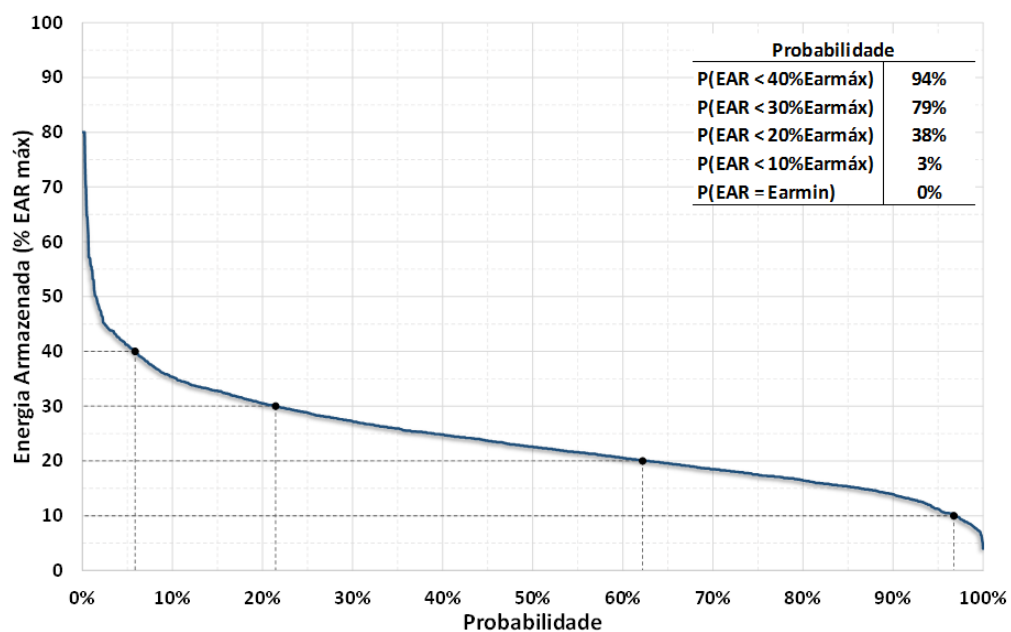
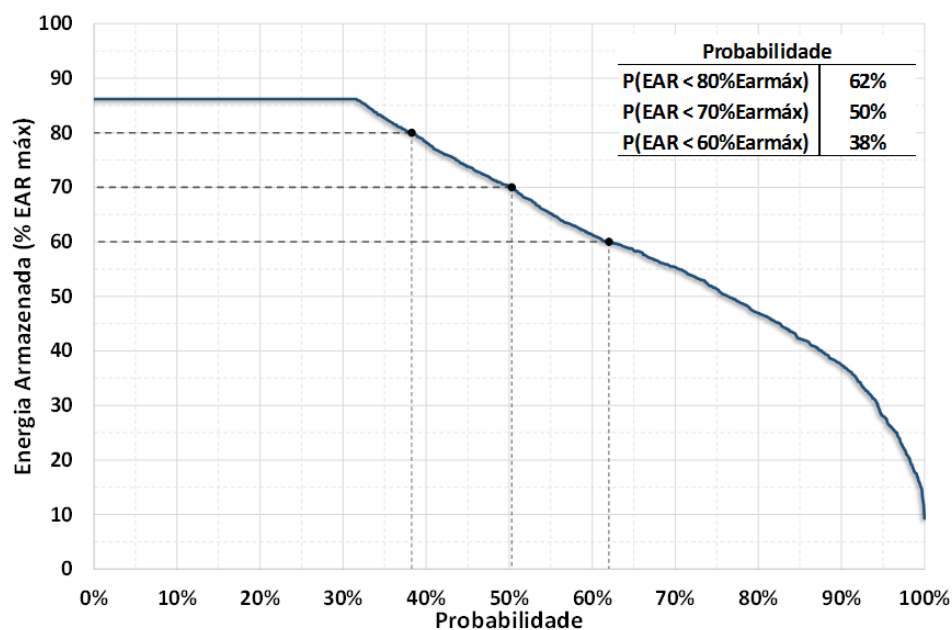


Figura 7-4: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2017 – NE



A Tabela 7-1, a seguir, apresenta os riscos de déficit de energia para o período 2018/2020. Observa-se que em todos os anos os riscos de déficit estão inferiores ao critério de garantia postulado pelo CNPE (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas, exceto para o subsistema Amapá. No **Volume I – Condições de Atendimento** é apresentada uma análise detalhada do atendimento ao subsistema Amapá.

Tabela 7-1: Riscos de Déficit de Energia (%) – Avaliação Estrutural

Subsistema	2018	2019	2020
SUDESTE/CENTRO-OESTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,6	0,8	1,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,5	0,2	0,3
SUL			
PROB (Qualquer Déficit)	0,7	0,5	0,6
PROB (Déficit>1%Carga)	0,4	0,4	0,3
NORDESTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,0	0,0	0,0
PROB (Déficit>1%Carga)	0,0	0,0	0,0
NORTE			
PROB (Qualquer Déficit)	0,1	0,1	0,1
PROB (Déficit>1%Carga)	0,1	0,0	0,2
ACRE/RONDONIA			
PROB (Qualquer Déficit)	0,1	0,1	0,3
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,1	0,1	0,0
MANAUS			
PROB (Qualquer Déficit)	0,1	0,1	0,6
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,1	0,1	0,4
AMAPÁ			
PROB (Qualquer Déficit)	8,3	11,8	13,6
PROB (Déficit > 1% Carga)	0,1	0,6	0,8

É importante observar que estes resultados refletem as simulações com a curva de custo do déficit de um patamar e a não consideração da tendência hidrológica. O **Volume II – Relatório Complementar**, dedica um Item à justificativa para o uso dessas premissas nas avaliações energéticas no enfoque do Planejamento da Operação Energética do SIN.

Na Tabela 7-2, a seguir, apresenta os custos marginais médios anuais de operação – CMOs para o horizonte 2018/2020.

Tabela 7-2: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Análise Estrutural

	Ano	Média	Mínimo	1º Quartil (25%)	Mediana	3º Quartil (75%)	Máximo
SE/CO	2018	33,09	0,00	0,77	4,93	18,41	2.648,36
	2019	25,11	0,00	1,37	6,94	18,98	3.114,48
	2020	31,92	0,00	2,85	9,03	24,93	2.831,94
S	2018	33,70	0,00	0,78	4,86	18,35	2.648,36
	2019	24,81	0,00	1,32	6,75	18,80	2.967,45
	2020	31,23	0,00	2,71	8,82	24,70	2.495,28
NE	2018	13,45	0,00	0,32	2,98	11,11	822,41
	2019	10,11	0,00	0,69	4,36	12,66	458,59
	2020	16,86	0,00	2,23	7,38	20,16	1.324,77
N	2018	16,27	0,00	0,30	3,00	11,35	1.519,59
	2019	11,90	0,00	0,76	4,72	13,40	790,25
	2020	22,85	0,00	2,31	7,76	20,92	2.196,62
AC/RO	2018	26,16	0,00	0,49	3,63	14,02	2.620,14
	2019	20,32	0,00	1,01	5,72	15,52	1.851,41
	2020	31,60	0,00	2,86	9,03	25,01	2.693,55
Manaus	2018	15,24	0,00	0,18	2,57	10,62	1.499,06
	2019	11,72	0,00	0,75	4,69	13,36	782,68
	2020	25,50	0,00	2,33	7,78	20,99	2.424,59
Amapá	2018	58,24	0,00	1,69	10,61	59,75	1.499,06
	2019	65,20	0,00	3,54	15,38	63,90	1.015,12
	2020	82,89	0,00	5,81	19,49	74,35	2.748,83

OBS: Custo Marginal de Expansão = 193,00 R\$/MWh, segundo Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-010/2016-r0.

Observa-se que, em todo o horizonte, os CMOs médios anuais são inferiores aos 193,00 R\$/MWh estimados pela EPE como Custo Marginal de Expansão – CME para todos os subsistemas, conforme Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-010/2016-r0.

Os subsistemas Norte e Nordeste têm, em geral, CMOs inferiores aos demais subsistemas, indicando a necessidade de se avaliar a viabilidade econômica de ampliação da capacidade de exportação do Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Observa-se nas estatísticas da Tabela 7-2, anterior, que as distribuições associadas aos custos marginais de operação possuem grande assimetria, com a

presença de valores extremos (“outliers”). Esses pontos estão associados a séries críticas, que apresentam déficit durante o ano ou estão com valores da água muito elevados em função de baixos armazenamentos.

Também no **Volume I - Condições de Atendimento**, são apresentadas análises do balanço estático de energia, sinalizando que no horizonte 2016/2020 existem sobras estruturais de energia. Contudo, os resultados indicam que a hidroeletricidade terá uma participação no atendimento à carga da ordem de 75%, o que indica que as demais fontes como eólicas e termoelétricas terão um papel cada vez mais importante no atendimento ao mercado.

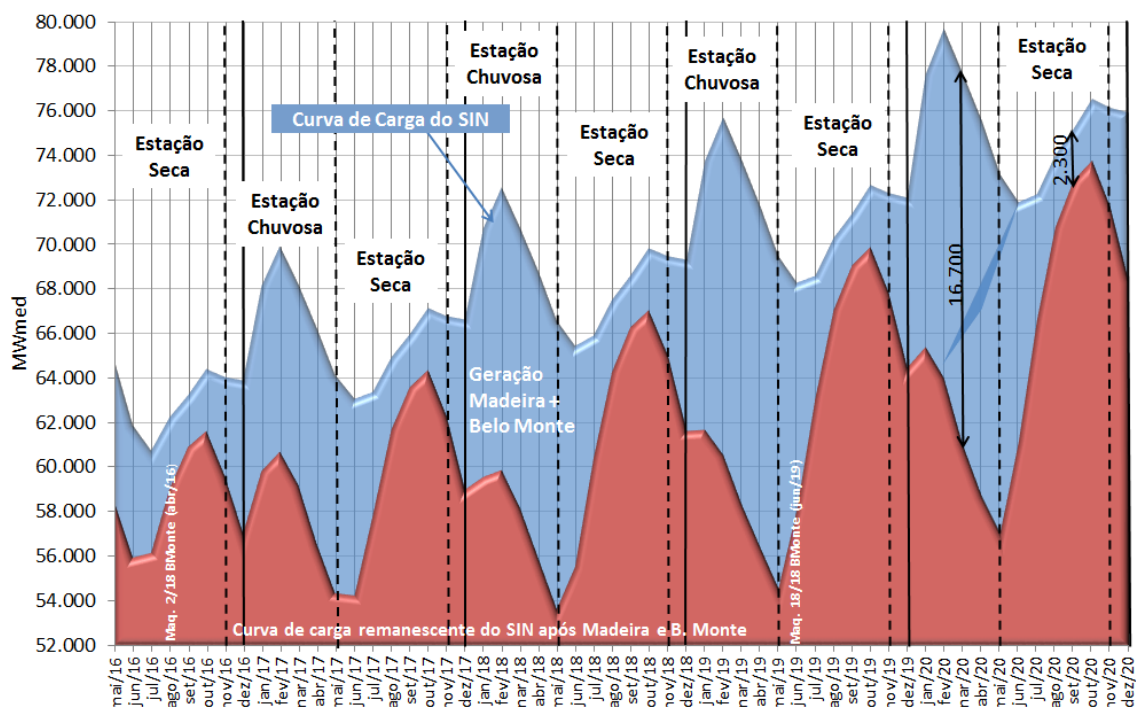
7.1 Impactos das Usinas da Amazônia na Operação do SIN

Em diversos Planos da Operação, recentes, têm sido apontados os impactos da operação das usinas da Amazônia, que apresentam, como características marcantes, a falta de reservatórios de regularização e valores de produção elevados na estação chuvosa e bastante reduzidos na estação seca.

Considerando-se que estas usinas são a fio d’água, a geração delas será inflexível, ou seja, toda a geração disponível deverá ser despachada para os centros de consumo, através de longos sistemas de transmissão, e/ou armazenada nos demais reservatórios do SIN.

A Figura 7-5, a seguir, ilustra como deverá ser a alocação dessa geração na curva de carga mensal projetada entre 2016 e 2020.

Figura 7-5: Alocação da Geração do Complexo Madeira e Belo Monte na Curva de Carga



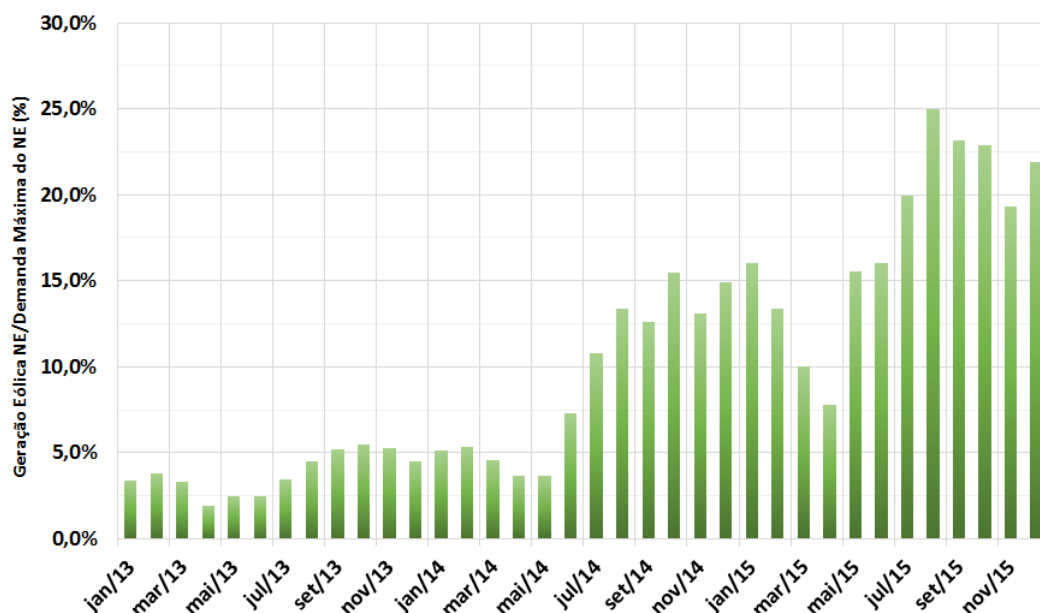
A parte superior da Figura 7-5, anterior, representa a curva de carga do SIN e a parte inferior seria uma curva de carga remanescente, abatida da geração esperada das usinas do Complexo Madeira e de Belo Monte, uma vez que estas gerações serão inflexíveis, pela inexistência de reservatórios de acumulação. Dessa forma, a expectativa é de que à medida que estas usinas terminem de motorizar, haja um evidente deslocamento virtual dos meses de consumo máximo do SIN, que ocorrem nas estações chuvosas e que passariam a ser “percebidos” pelas demais usinas apenas nas estações secas, permitido, dessa forma, que durante as estações chuvosas essas usinas possam contribuir para a recuperação dos reservatórios de regularização, através de uma menor geração destes, deslocando o início do período de deplecionamentos nas estações secas, desde que sejam viáveis estas operações sob o ponto de vista da segurança do sistema elétrico e flexibilizadas as restrições de cunho ambiental.

7.2 Impactos das Usinas Eólicas na Operação do SIN

Conforme apresentado anteriormente, a capacidade instalada em usinas eólicas no SIN deverá evoluir de 6.684 MW (5,0% da Matriz), existentes em 31/12/2015, para 17.304 MW (10,1% da Matriz), em 31/12/2020 - aumento de 10.620 MW em 5 anos.

No passado recente, a geração eólica já tem se mostrado essencial para o atendimento à carga do SIN, principalmente sob condições hidrológicas ruins, conforme observado nos anos de 2014 e 2015. No Nordeste, por exemplo, a geração eólica foi responsável pelo atendimento de até 25% da demanda máxima média em 2015, como ilustra a Figura 7-6.

Figura 7-6: Atendimento à Demanda Máxima do Nordeste pela Geração Eólica 2013/2015



A expressiva geração de energia eólica no Nordeste tem sido também responsável pelo atendimento energético deste subsistema, possibilitando o replecionamento de importantes reservatórios da região. Além dos benefícios citados, a rápida expansão dessa fonte também tem trazido consigo desafios para a operação em tempo real, dentre os quais pode-se destacar: alta intermitência em intervalos curtos de tempo (rampas e rajadas) e difícil previsibilidade não só na programação (D-1) como durante a operação.

Os impactos da geração eólica na operação do SIN podem se intensificar nos próximos anos com a contínua expansão dessa fonte na Matriz. Com um crescimento expressivo esperado para os próximos anos, é fundamental que essa geração seja bem caracterizada e representada no âmbito do planejamento da operação energética. A Figura 7-7 e a Figura 7-8, seguir, ilustram o comportamento da geração eólica por patamar de carga (Pesada, Média, Leve) entre 2013 e 2015 nos subsistemas Nordeste e Sul, respectivamente.

Figura 7-7: Geração Eólica por Patamar (Média Mensal 2013-2015) – Nordeste

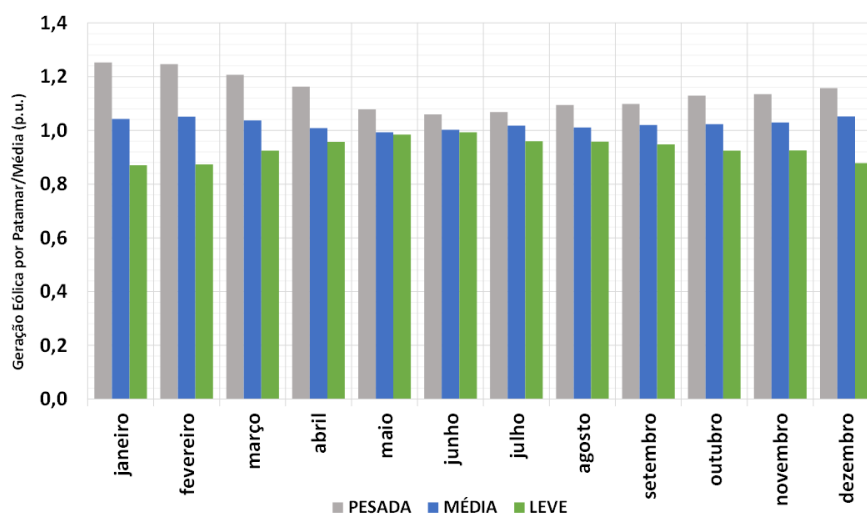
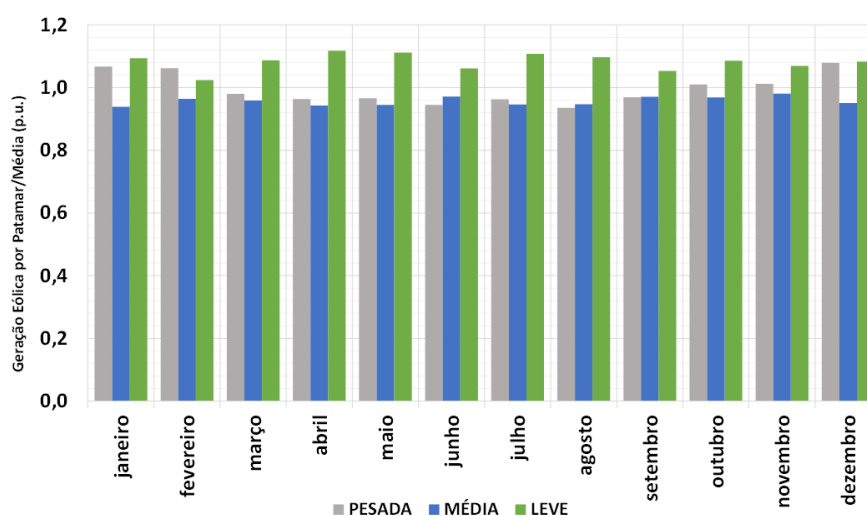


Figura 7-8: Geração Eólica por Patamar (Média Mensal 2013-2015) – Sul



Através da Figura 7-7 e da Figura 7-8, observa-se que a geração eólica apresenta comportamento diferenciado por patamar de carga, principalmente na região Nordeste, onde a geração eólica possui sazonalidade diária bem definida, o que sugere a possibilidade de uma representação mais precisa da geração eólica nos modelos utilizados no planejamento e programação da operação energética.

A crescente participação da fonte eólica na Matriz Elétrica do SIN, conforme já mostrado anteriormente, é fundamental para a manutenção dos estoques de energia armazenada nas usinas hidroelétricas e possibilidade de redução de geração termoeletrica. Este novo paradigma na operação do SIN, traz, porém, desafios ligados principalmente à intermitência dessa fonte. É importante que sejam aperfeiçoadas as metodologias de previsão da geração eólica e representação nos modelos de planejamento e programação da operação energética, como já comentado.

A experiência operativa de outros países mostra que quando se atinge uma massa crítica com dispersão geográfica suficiente, a correlação de geração entre os parques cai significativamente, suavizando o perfil da geração eólica total em tempo real. Dessa maneira, a entrada em operação de parques eólicos em diferentes regiões de um mesmo subsistema contribui para o aumento da inércia de geração de todo o sistema. Ainda assim, como fonte de potência, a geração eólica requer ações rápidas para amortecimento de sua alta variabilidade, sendo necessário estabelecer requisitos mínimos para controle dos parques e critérios para a segurança operativa, especialmente no que diz respeito à definição da reserva de potência.

7.3 Sensibilidade à Carga de Energia

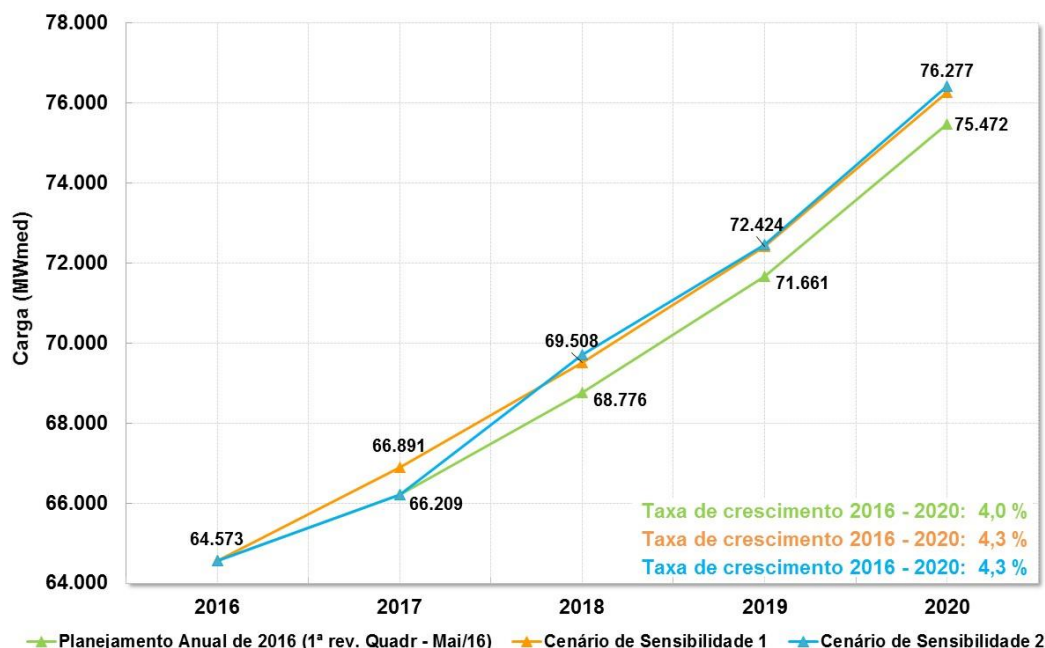
A análise de sensibilidade à carga teve por objetivo avaliar o impacto nos índices de desempenho do SIN ocasionado por uma antecipação do crescimento da demanda de energia elétrica no período 2016/2020.

Foram considerados dois cenários de sensibilidade à carga, além do cenário de referência, que apresenta taxa de crescimento médio anual no período 2016/2020 de 4,0%, conforme apresentado na Figura 7-9, a seguir:

- Cenário de Sensibilidade 1: considera-se para os anos de 2016 e 2017 os valores de carga correspondentes à previsão elaborada para o Planejamento Anual do Ciclo 2016. Para os demais anos, considera-se a mesma taxa de crescimento da previsão atual (1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual), resultando num crescimento médio anual no período 2016/2020 de 4,3%.

- Cenário de Sensibilidade 2: considera-se para os anos de 2016 e 2017 os valores de carga correspondentes à previsão elaborada para previsão atual (1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual). Para os demais anos, considera-se a taxa de crescimento da previsão elaborada para o Planejamento Anual do Ciclo 2016, resultando também num crescimento médio anual no período 2016/2020 também de 4,3%.

Figura 7-9: Cenários de Sensibilidade à Carga de Energia (MWmed)



A consideração dos cenários de sensibilidades à carga não altera significativamente os riscos de déficit apresentados na Tabela 7-1, anterior, que permanecem inferiores a 1% em todo o horizonte de análise. No **Volume I – Condições de Atendimento** estão apresentados os riscos de déficit por subsistema para os dois cenários.

7.4 Impacto das Obras da Abengoa no Escoamento de Energia do Norte e do Nordeste

Os atrasos ocorridos nos cronogramas de entrada em operação das obras de transmissão têm ocasionado, por vezes, um “descasamento” entre as datas previstas para entrega das obras de geração e suas respectivas soluções de escoamento, podendo impactar, dessa forma, a entrega dessa nova energia ao SIN.

Vários são os motivos que causam essas defasagens, dentre eles pode-se citar o atraso na obtenção das licenças ambientais, problemas na execução das obras e problemas de natureza econômica/financeira. Este último foi o apontado pela multinacional Abengoa, que possui diversos projetos de transmissão no Brasil em fase de implementação.

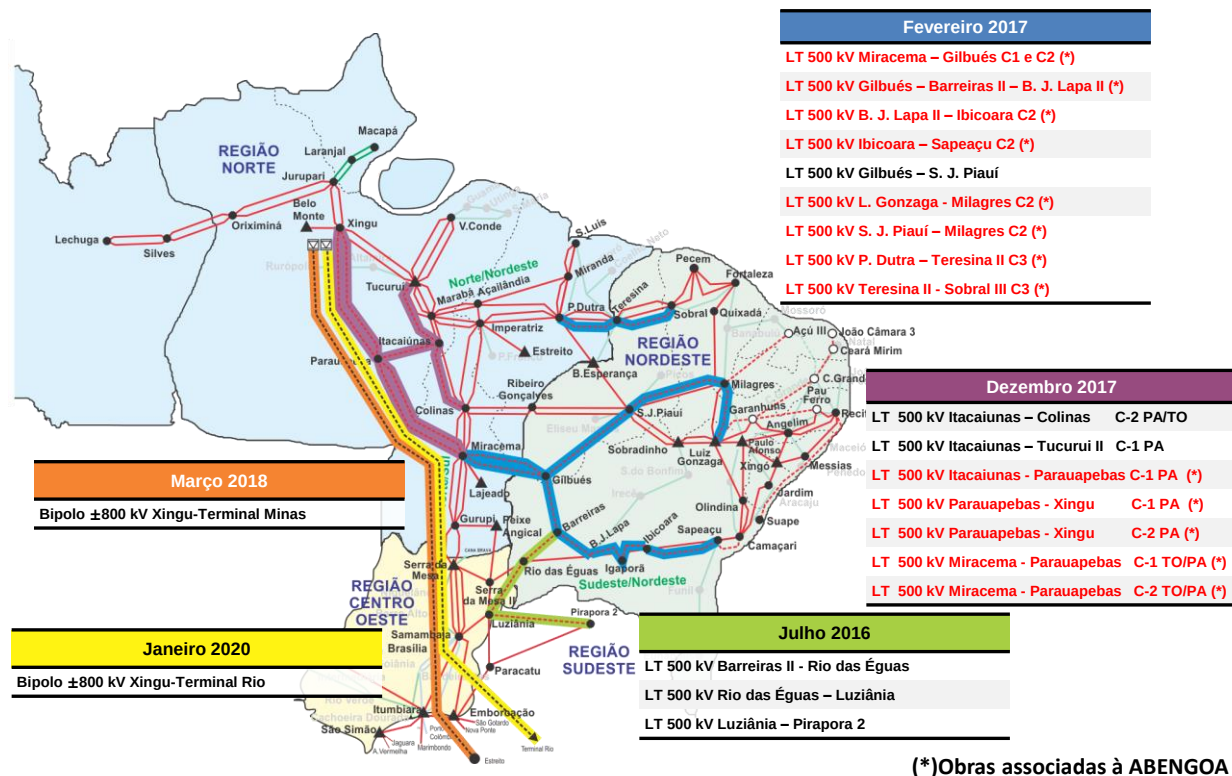
Dentre os projetos desta empresa estão as linhas de transmissão do sistema AC para escoamento da energia gerada na UHE Belo Monte, cujas primeiras máquinas já estão em operação comercial.

Nesse contexto, foi realizada uma avaliação, dos impactos causados pelo atraso das obras de transmissão de propriedade da Abengoa associados ao escoamento da energia proveniente dos subsistemas Norte e Nordeste para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, considerando dois cenários:

- **Sem Abengoa** – corresponde ao caso de referência do PEN 2016 e considera os limites de intercâmbio com a redução da capacidade de escoamento referente à retirada das obras da Abengoa com impacto direto nos limites de transferência de energia entre os subsistemas Nordeste e Norte para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste fora do horizonte 2016/2020; e
- **Com Abengoa** – considera os limites de intercâmbio sem a redução da capacidade de escoamento decorrente da retirada das obras da Abengoa, conforme utilizado até o PMO de março de 2016;

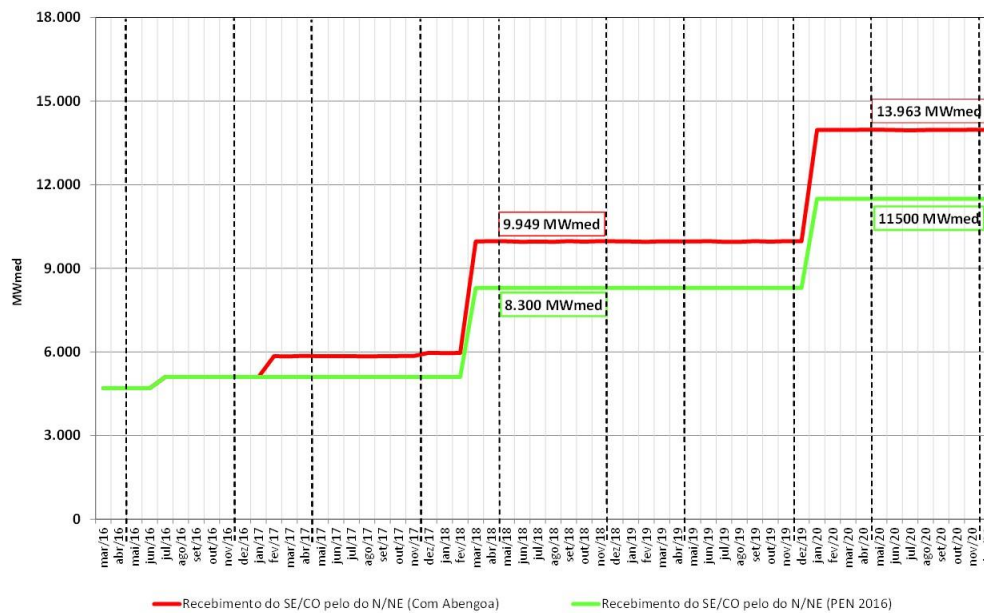
A Figura 7-10, a seguir, apresenta, para cada mudança de configuração do sistema de transmissão referente ao escoamento de energia dos subsistemas Norte e Nordeste para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, as obras relativas à UHE Belo Monte, onde estão destacadas em vermelho aquelas associadas à Abengoa.

Figura 7-10: Obras Associadas à UHE Belo Monte que reforçam os limites de escoamento do N-NE para o SE/CO



A Figura 7-11, a seguir, apresenta a variação nos limites de transferência entre o Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste pela postergação das obras de Abengoa, que são mais detalhados na Tabela 8-1 e Tabela 8-2, no Anexo.

Figura 7-11: Limites de Transferência entre N/NE e SE/CO (MWmed)



As avaliações contemplaram dois enfoques:

- **Análise Determinística**, quando se avaliou o comportamento do sistema para um ou alguns cenários hidroenergéticos desfavoráveis do SIN; e
- **Análise Probabilística**, quando se avaliou o comportamento do sistema para diversos cenários possíveis de energias naturais afluentes ao SIN. Face a significativa estocasticidade das vazões dos rios brasileiros, essa avaliação pode ser feita utilizando todo o histórico de energias naturais afluentes do SIN (84 séries de 12 meses) – “Simulação com o Histórico” ou 2.000 séries sintéticas de energia natural afluente – “Simulação com Séries Sintéticas” (avaliação probabilística).

O detalhamento destas avaliações encontra-se no **Volume I – Condições de Atendimento**

7.4.1 Análise Determinística

Na Figura 7-12, Figura 7-13 e Figura 7-14, a seguir, foram comparados os montantes de energia não transferível, em função de restrições na transmissão, no período 2016 a 2020, considerando a estação seca (Nordeste exportador) e a estação chuvosa (Norte exportador), para os patamares de carga pesada, média e leve, respectivamente.

Figura 7-12: Montante de Energia Não Transferível (MWmed) – Patamar de Carga Pesada

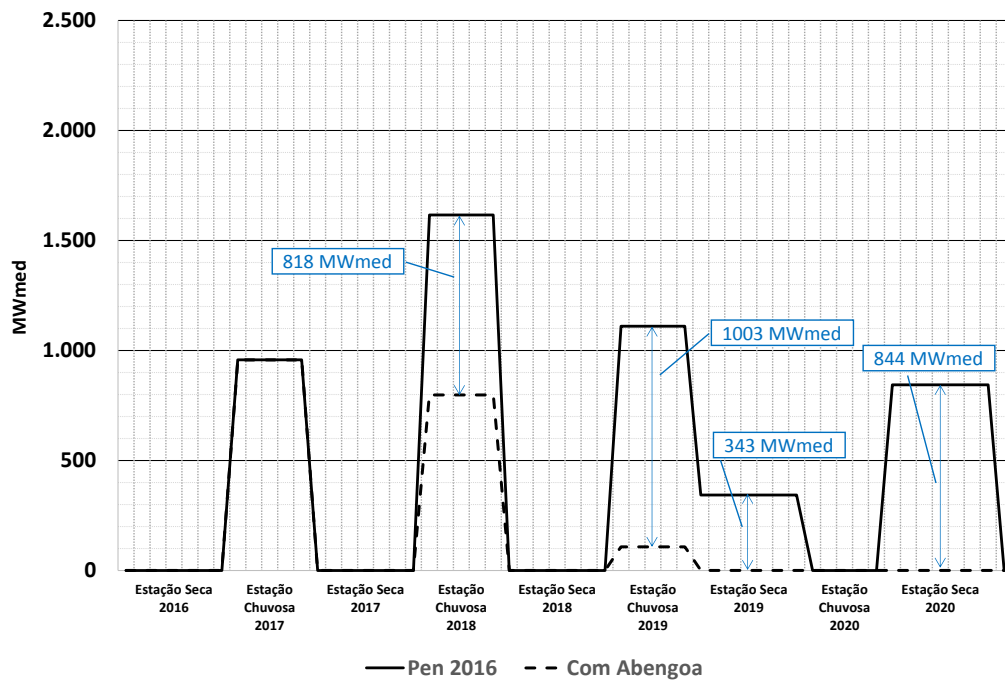


Figura 7-13: Montante de Energia Não Transferível (MWmed) – Patamar de Carga Média

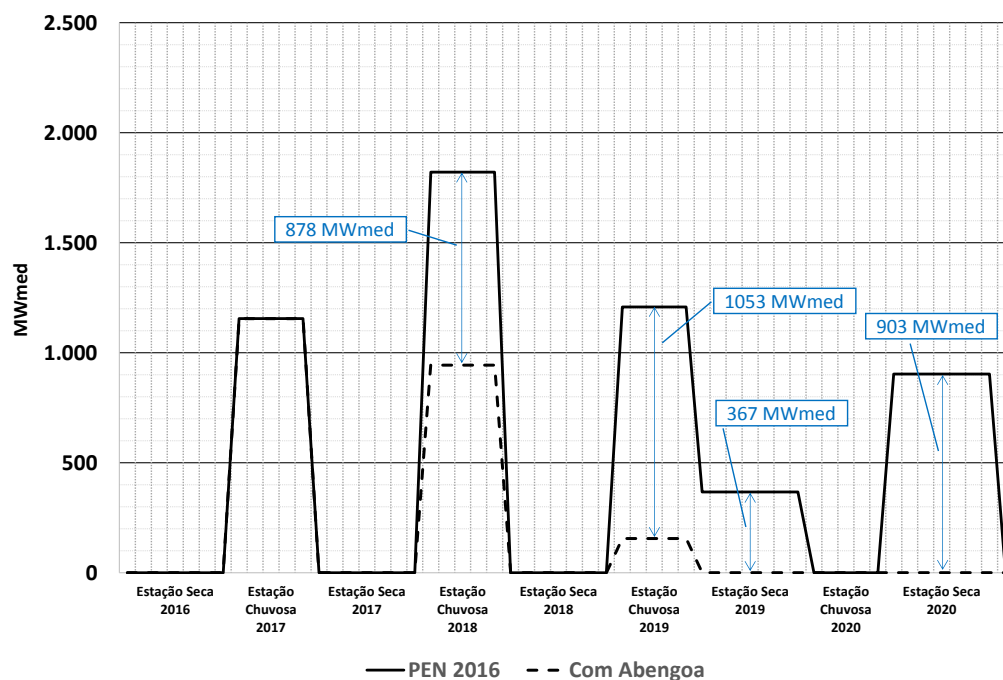
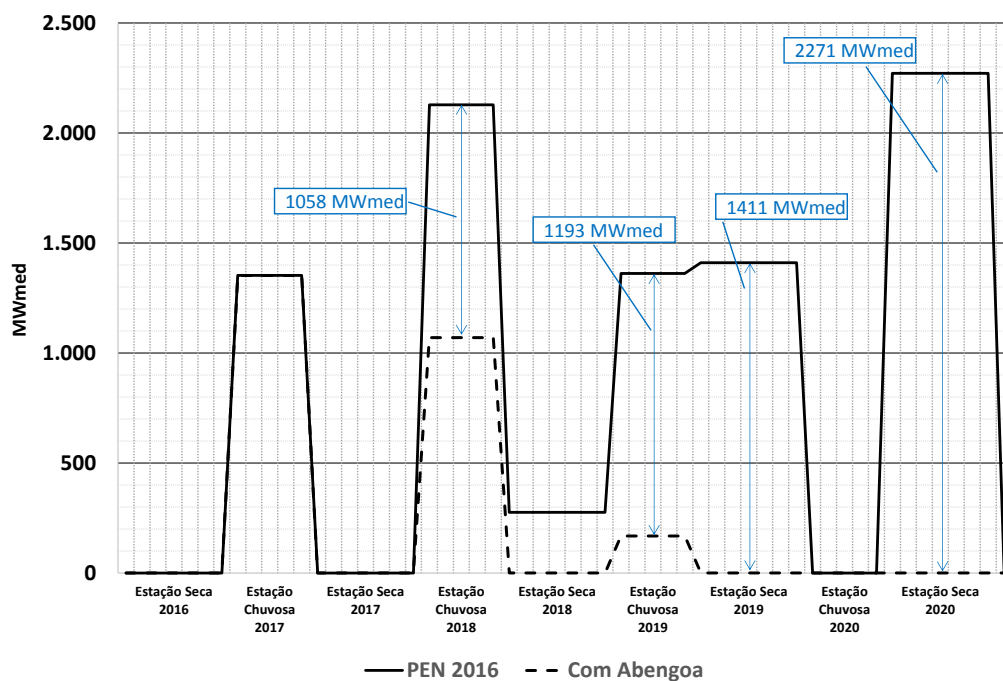


Figura 7-14: Montante de Energia Não Transferível (MWmed) – Patamar de Carga Leve

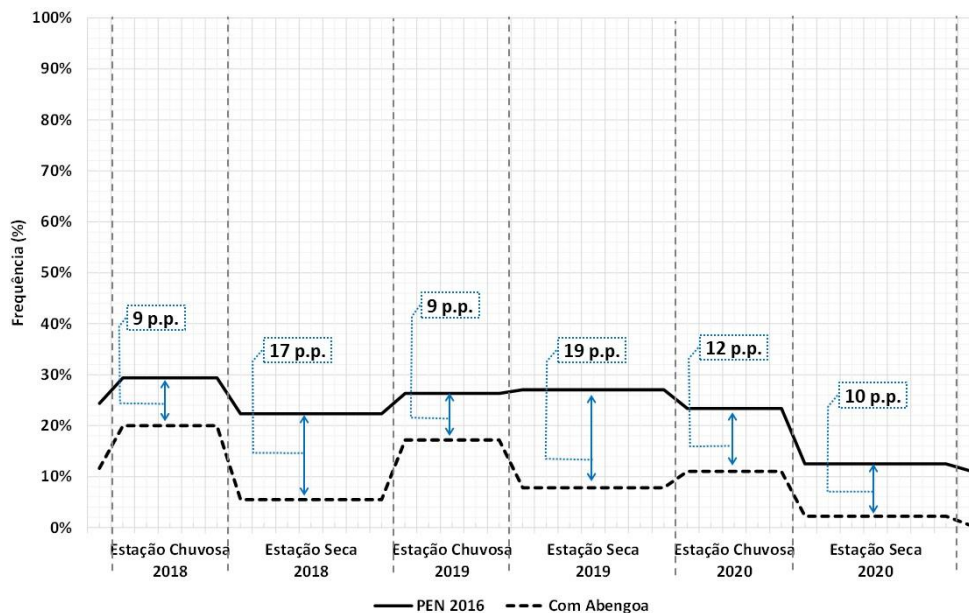


7.4.2 Análise Probabilística

Na análise probabilística, avaliou-se o horizonte de 2018 a 2020 com 2.000 séries sintéticas de energias naturais afluentes.

A Figura 7-15, a seguir, mostra que no Cenário Sem Abengoa há uma frequência maior de congestionamento da energia a ser exportada pelos subsistemas Norte e Nordeste para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em relação ao Cenário Com Abengoa, conforme esperado. Esta elevação de congestionamento situa-se entre 9 e 19 pontos percentuais, ao longo do horizonte de estudo.

Figura 7-15: Frequência de Congestionamento no Intercâmbio N/NE para o SE/CO (2.000 séries sintéticas)



7.5 Balanço Estático de Demanda Máxima

O Balanço Estático de Demanda Máxima do SIN, apresentado neste PEN 2016, é um estudo de cunho estratégico que tem como objetivo principal avaliar a existência de potência disponível no SIN para o atendimento à sua demanda máxima, no horizonte 2017/2020. Nessas avaliações, são considerados aspectos estruturais relevantes e é adotada a premissa de priorização de alocação de reservas de potência no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em aderência às práticas operativas.

Esse balanço é denominado Estático por não considerar o acoplamento temporal entre os meses, o que significa que não será feita a coordenação de recursos hidroelétricos para atendimento à demanda máxima no período seguinte.

As disponibilidades de potência para as usinas hidroelétricas são obtidas diretamente através de simulação com o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados – SUISHI.

Para compor o Balanço Estático de Demanda Máxima, foram adotadas duas abordagens:

- i. **Abordagem Probabilística:** São obtidos cenários de disponibilidade hidroelétrica, para cada usina do SIN, através de simulação hidrotérmica com o programa SUISHI (séries históricas) e, para cada um desses cenários, calculados os Balanços Estáticos de Demanda Máxima;
- ii. **Abordagem Determinística:** Dos cenários obtidos para a abordagem *i*, anterior, é estimado um cenário crítico, associado ao percentil 95% da permanência mensal de disponibilidade hidroelétrica, por subsistema, e realizado o Balanço Estático de Demanda Máxima.

A descrição da metodologia, demais premissas consideradas nessa avaliação e resultados complementares são apresentados no **Volume I – Condições de Atendimento**. Os dados utilizados são apresentados no **Volume II – Relatório Complementar**.

7.5.1 Abordagem Probabilística

A Figura 7-16 e a Figura 7-17, a seguir, apresentam o valor esperado do déficit de potência, em percentual da demanda, considerando as séries com ocorrência de déficit.

Figura 7-16: Valor Esperado do Déficit – Sudeste/Centro-Oeste

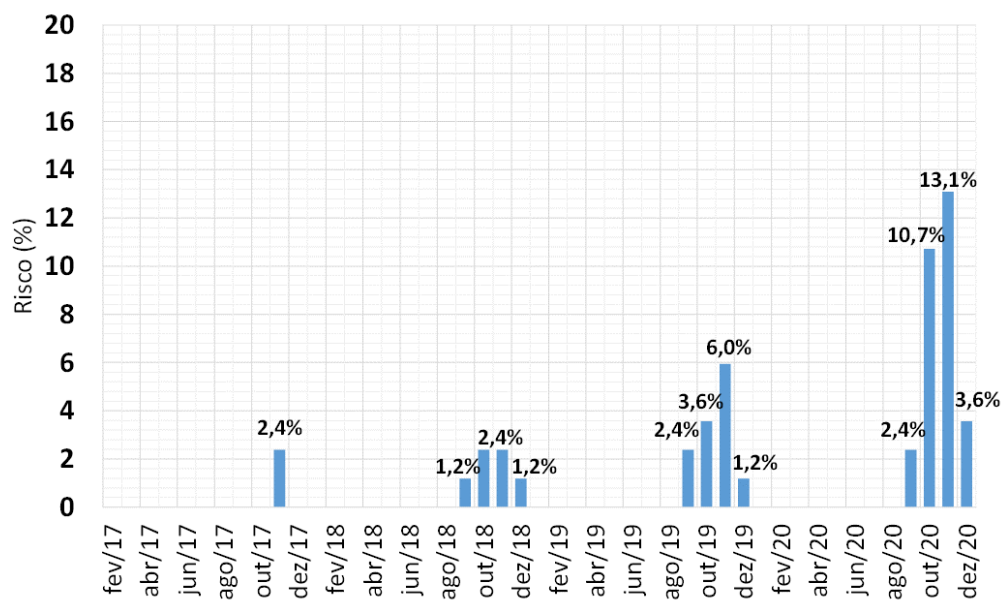
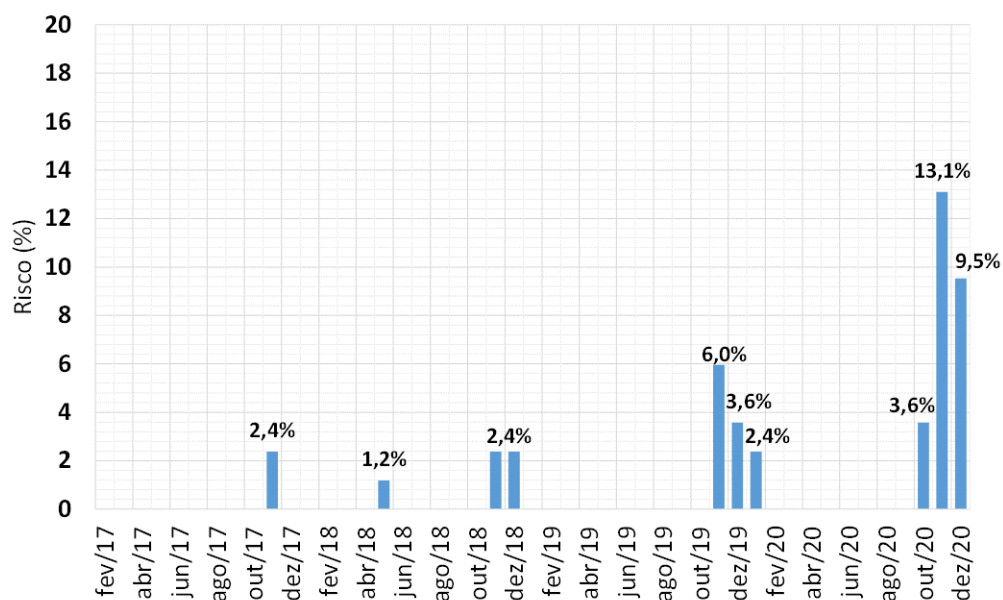


Figura 7-17: Valor Esperado do Déficit – Sul



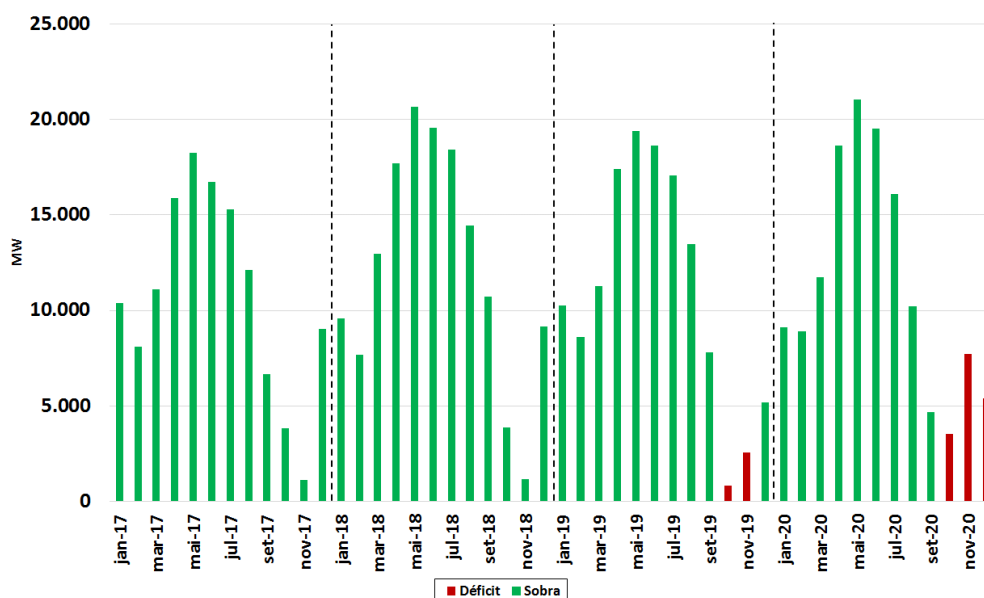
7.5.2 Abordagem Determinística

O objetivo dessa abordagem é detalhar, através de uma simulação com um cenário crítico de disponibilidade de potência, as condições de atendimento ao requisito de demanda máxima do SIN no horizonte 2017/2020.

O cenário crítico adotado nessa simulação foi estimado através do percentil 95% da permanência¹ dos cenários de disponibilidade utilizados no Item 7.5.1, anterior.

Da Figura 7-18 a Figura 7-20 são apresentados os montantes de sobras e déficit de potência no horizonte considerado, para cada subsistema. Não foram verificadas sobras nem déficits no subsistema Sul.

Figura 7-18: Montantes de Sobras e Déficit de Potência – Sudeste/Centro-Oeste



¹ O percentil 95% da permanência da disponibilidade de potência equivale ao percentil 5% da distribuição empírica de probabilidades dessa variável.

Figura 7-19: Montantes de Sobras e Déficit de Potência – Nordeste

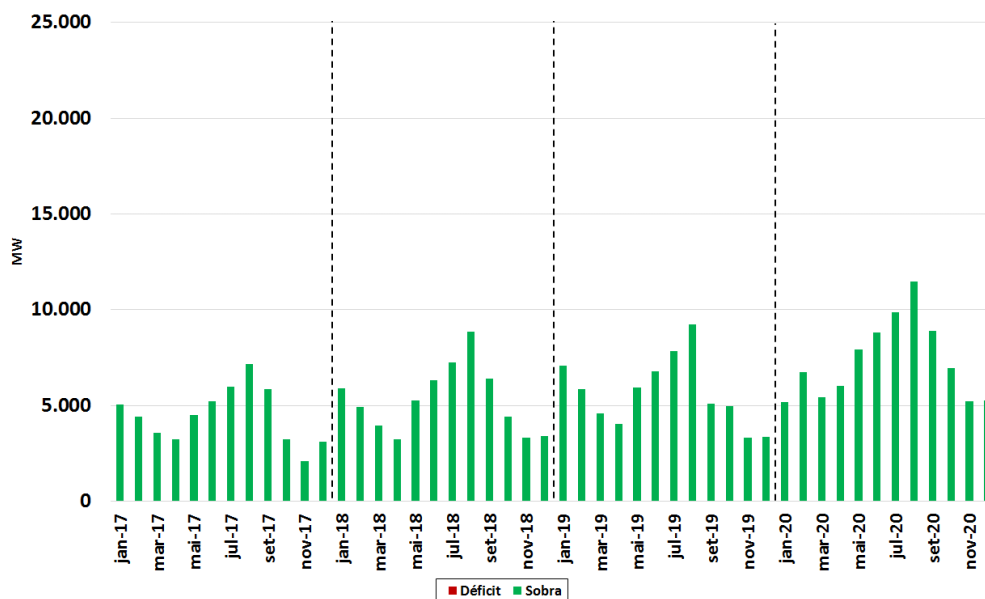
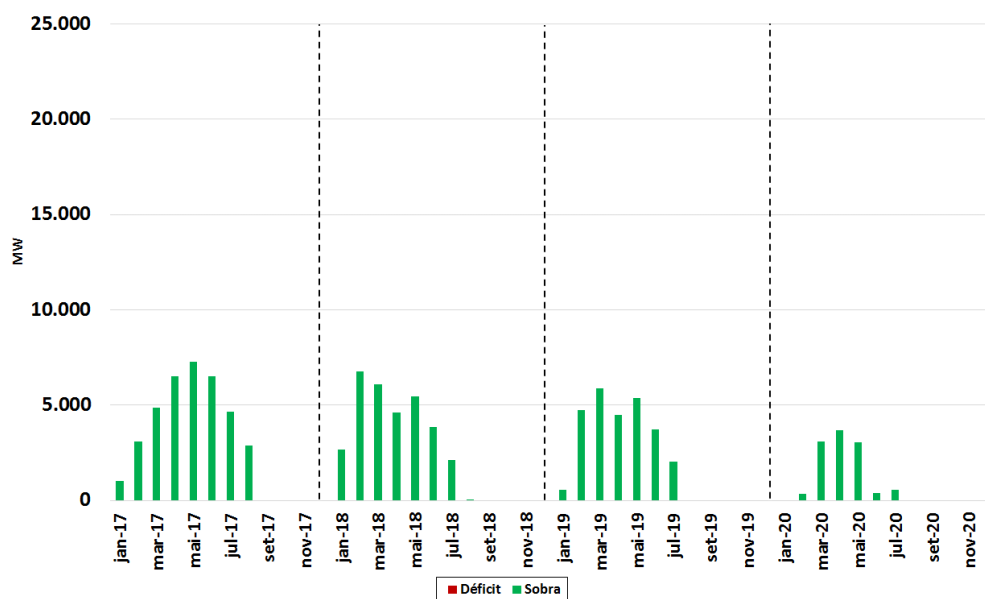


Figura 7-20: Montantes de Sobras e Déficit de Potência – Norte



Da Figura 7-21 até a Figura 7-25, são apresentados os balanços de demanda máxima detalhados, para os períodos onde foram verificadas ocorrências de não atendimento à demanda máxima.

Figura 7-21: Balanço de Demanda Máxima – Outubro/2019

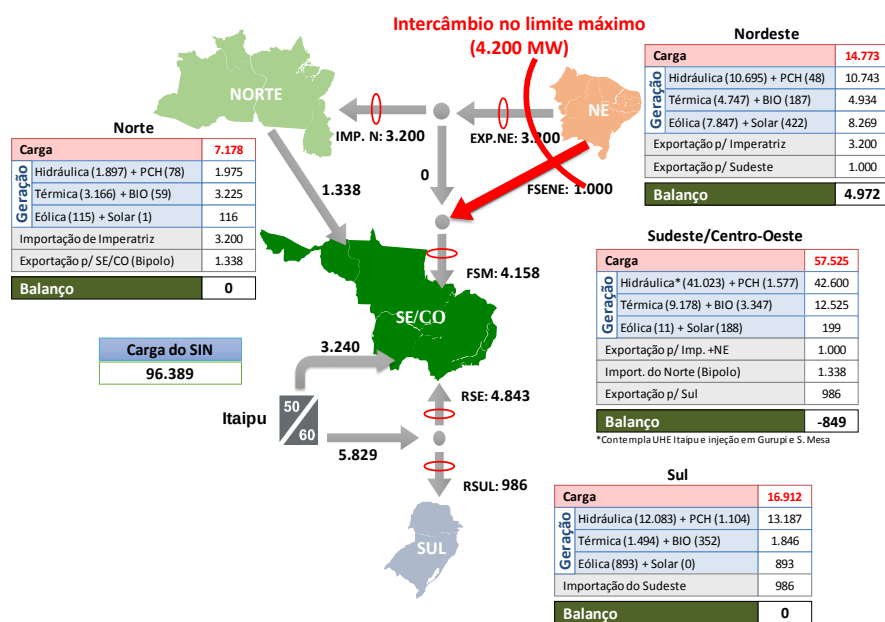


Figura 7-22: Balanço de Demanda Máxima – Novembro/2019

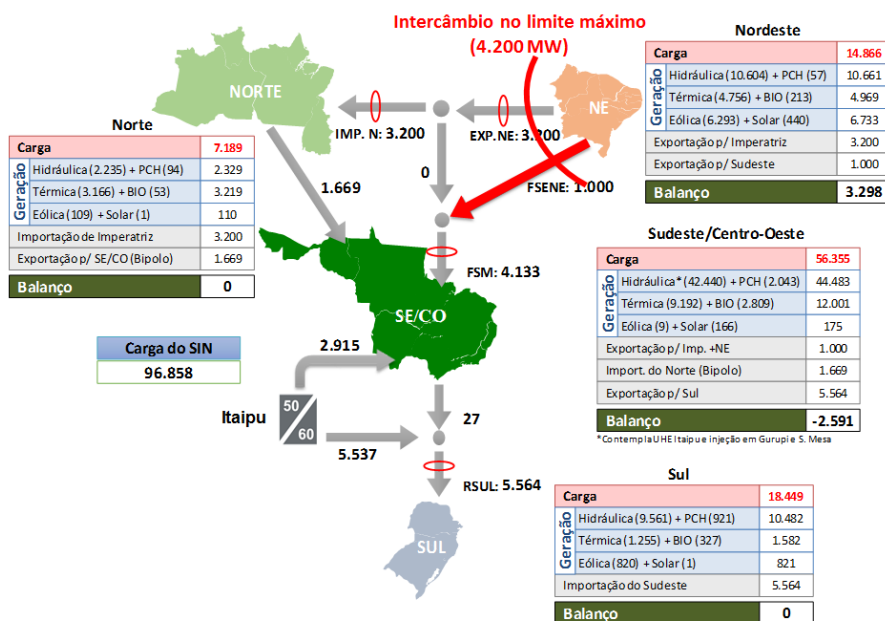


Figura 7-23: Balanço de Demanda Máxima – Outubro/2020

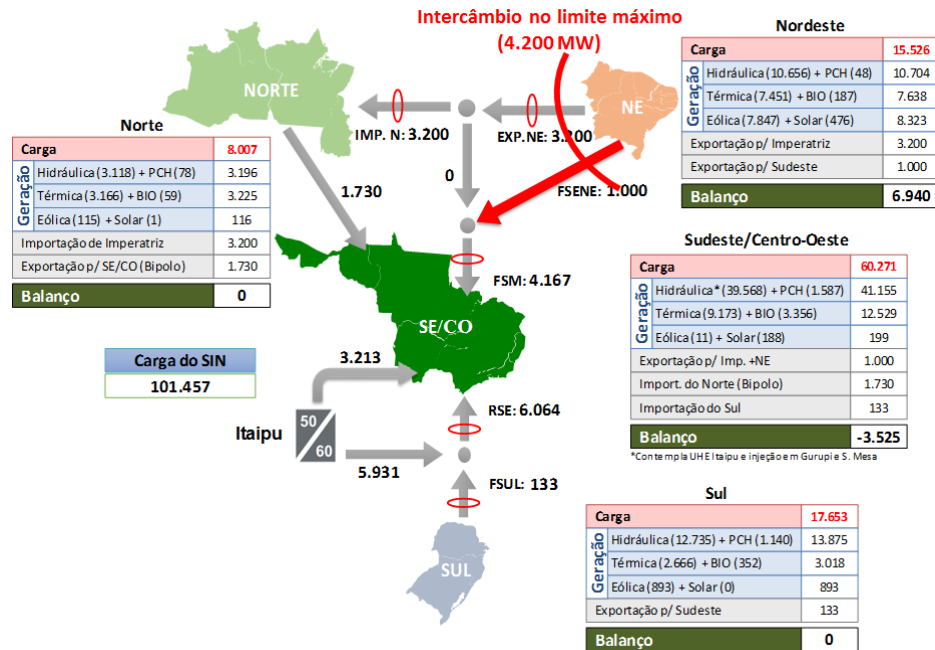


Figura 7-24: Balanço de Demanda Máxima – Novembro/2020

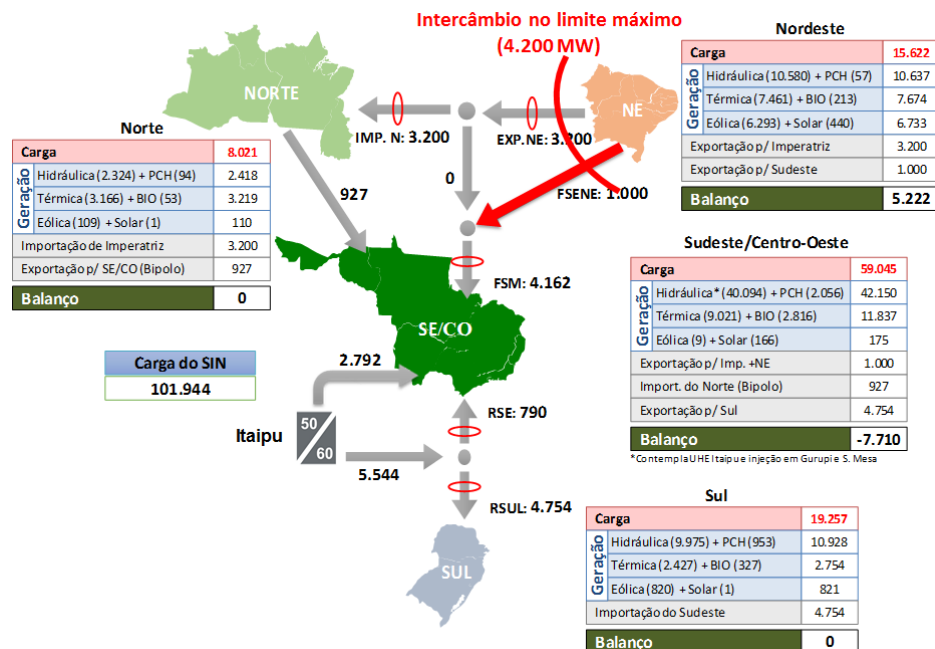
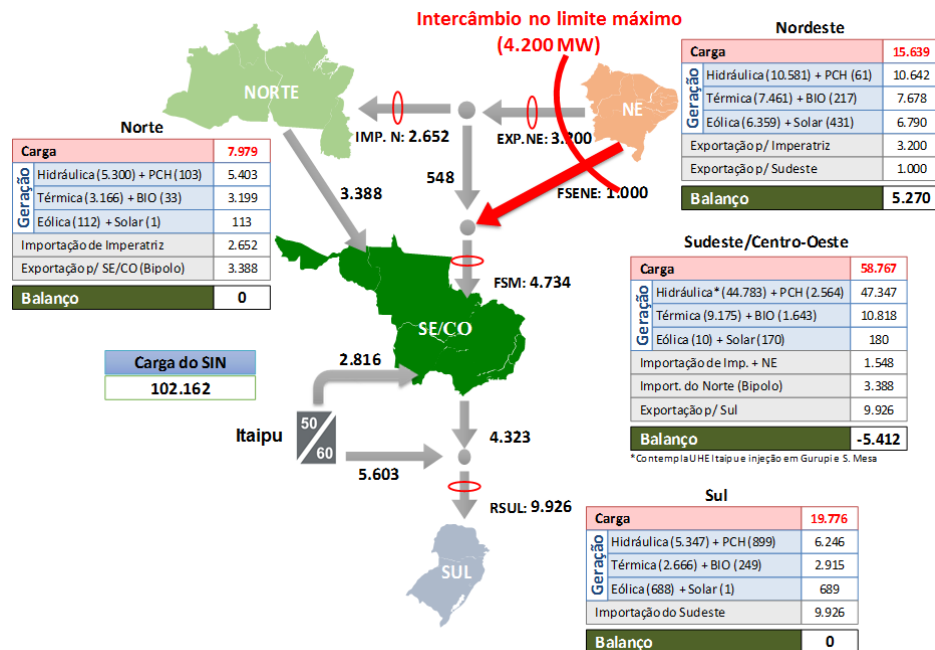


Figura 7-25: Balanço de Demanda Máxima – Dezembro/2020



Em todos os casos apresentados nas figuras anteriores observa-se que o subsistema Sul é, em geral, um subsistema importador, em função de sua baixa disponibilidade de potência nesses períodos.

As simulações realizadas levaram em consideração um cenário crítico de disponibilidade em todos os subsistemas, simultaneamente. Dessas simulações, observou-se uma forte dependência dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul em relação aos subsistemas Nordeste e Norte, para a importação de potência, principalmente nos períodos onde há sobras em Belo Monte e maior geração eólica no Nordeste. Entretanto, essas sobras não são totalmente transferidas, em função de limitação do sistema de transmissão e não seriam suficientes para eliminar completamente o déficit em alguns meses. A limitação do sistema de transmissão se agravou com a desconsideração das obras associadas ao escoamento da produção da UHE Belo Monte, de responsabilidade da Abengoa.

8 ANEXO

Figura 8-1: Limites de Transferência das Interligações S-SE/CO (MWmed)

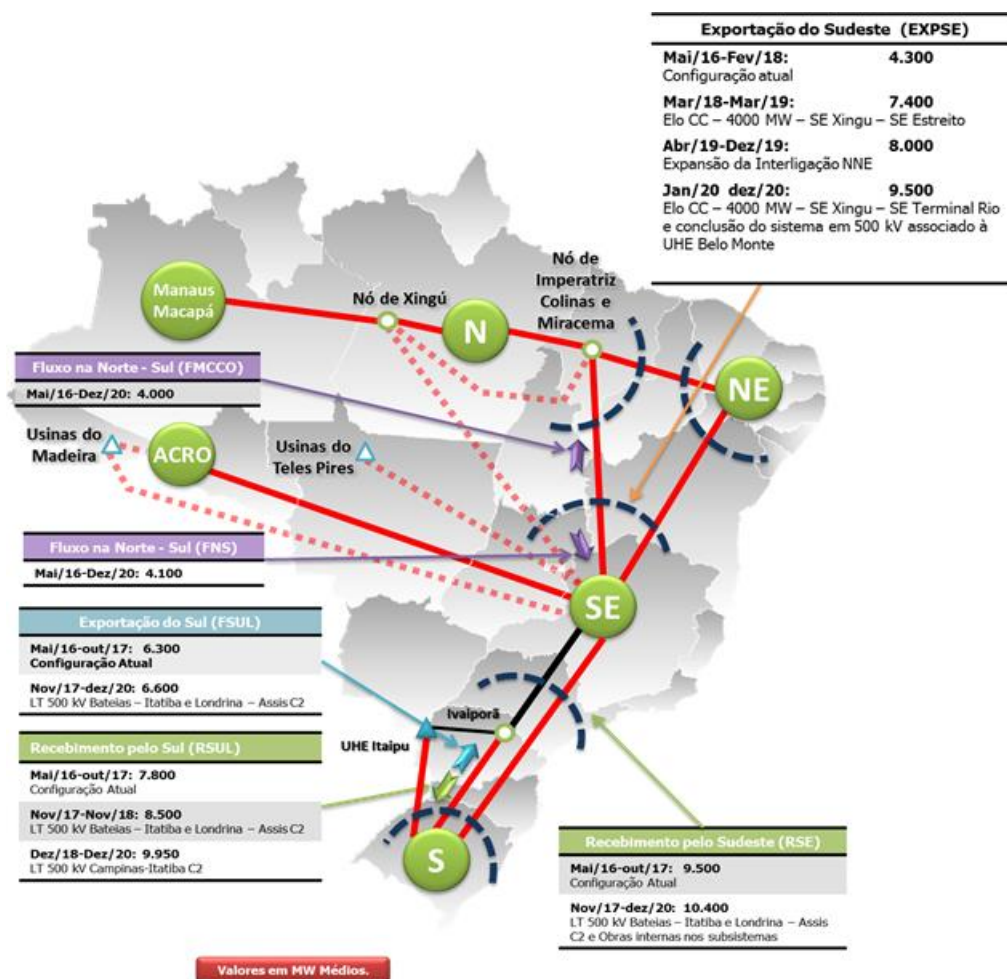


Figura 8-2: Limites de Transferência das Interligações N/NE (MWmed)

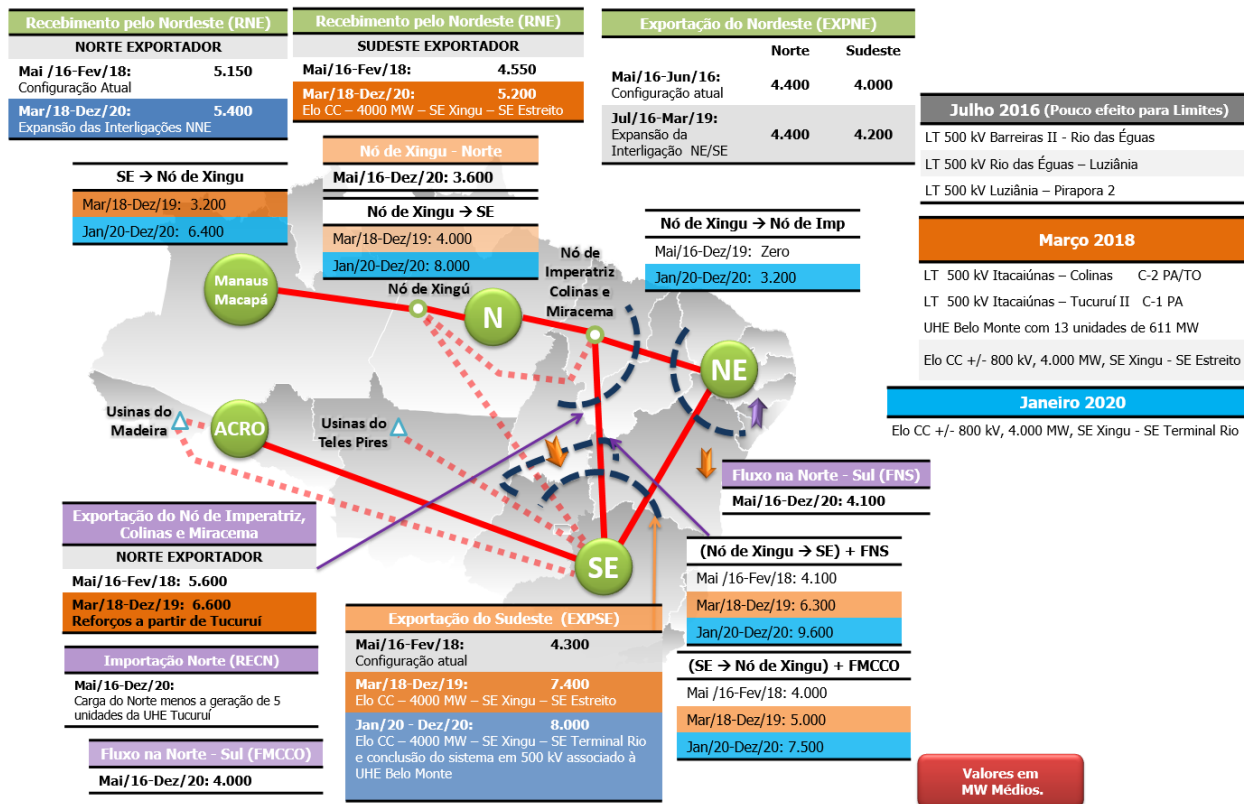


Tabela 8-1: Comparação dos Limites das Interligações Impactadas p/ Abengoa (MWmed) 1/2

		Interligações diretas entre os Subsistemas													
		Bipolo				Nó Xingu		FNE				FSENE			
		Nó Xingu		Nó Xingu				NE		NE		SE		SE	
		↑ SE		↓ SE		↕ Nó de Imp.		↓ Nó Imp		↑ Nó Imp		↓ NE		↑ NE	
		PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa
mai-16	P	0	0	0	0	0	0	3.600	3.300	3.300	4.600	1.000	1.000	600	600
a	M	0	0	0	0	0	0	3.600	3.500	3.600	4.600	1.000	1.000	600	600
jun-16	L	0	0	0	0	0	0	3.600	4.000	4.200	4.600	1.000	1.000	600	600
jul-16	P	0	0	0	0	0	0	3.600	3.300	3.300	4.600	1.000	2.000	1.000	1.000
a	M	0	0	0	0	0	0	3.600	3.500	3.600	4.600	1.000	2.000	1.000	1.000
jan-17	L	0	0	0	0	0	0	3.600	4.000	4.200	4.600	1.000	2.000	1.000	1.000
fev-17	P	0	0	0	0	0	0	3.600	4.600	3.300	6.350	1.000	2.500	1.000	1.600
a	M	0	0	0	0	0	0	3.600	4.600	3.600	6.350	1.000	2.500	1.000	1.600
nov-17	L	0	0	0	0	0	0	3.600	5.000	4.200	5.600	1.000	2.300	1.000	2.000
dez-17	P	0	0	0	0	0	3.200	3.600	4.600	3.300	7.400	1.000	2.500	1.000	1.600
a	M	0	0	0	0	0	3.200	3.600	4.600	3.600	7.400	1.000	2.500	1.000	1.600
fev-18	L	0	0	0	0	0	3.200	3.600	5.000	4.200	6.200	1.000	2.300	1.000	2.300
mar-18	P	3.200	3.200	4.000	2.000	0	3.200	3.600	6.300	3.300	7.600	1.000	2.500	1.000	1.600
a	M	3.200	3.200	4.000	2.000	0	3.200	3.600	6.300	3.600	7.600	1.000	2.500	1.000	1.600
mar-19	L	3.200	3.200	4.000	2.000	0	3.200	3.600	7.600	4.200	6.200	1.000	2.300	1.000	2.300
abr-19	P	3.200	3.200	4.000	2.000	0	3.200	3.600	6.300	3.300	7.600	1.000	2.500	1.000	1.600
a	M	3.200	3.200	4.000	2.000	0	3.200	3.600	6.300	3.600	7.600	1.000	2.500	1.000	1.600
dez-19	L	3.200	3.200	4.000	2.000	0	3.200	3.600	7.600	4.200	6.200	1.000	2.300	1.000	2.300
jan-20	P	6.400	6.400	8.000	7.320	0	3.200	3.600	6.300	3.300	7.600	1.000	2.500	1.000	1.600
a	M	6.400	6.400	8.000	7.320	0	3.200	3.600	6.300	3.600	7.600	1.000	2.500	1.000	1.600
dez-20	L	6.400	6.400	8.000	7.320	0	3.200	3.600	7.600	4.200	6.200	1.000	2.300	1.000	2.300

Tabela 8-2: Comparação dos Limites das Interligações Impactadas p/ Abengoa (MWmed) 2/2

		Restrições de Soma											
		Exp SE=>NNE (FMCCO + FSENE)		Recebimento NE (Iz->NE + SE-> NE)				Exportação NE (NE->Iz + NE-> SE)				Exportação de Imperatriz	
				N EXP		SE EXP		NE->Iz + NE-> SE		Ênfase Sudeste			
		PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa	PEN 2016	Com Abengoa
mai-16	P	4.100	4.100	5.400	5.000	4.300	4.100	3.600	3.600	3.600	3.600	5.600	5.600
a	M	4.200	4.200	5.400	5.000	4.300	4.200	4.200	4.200	3.900	3.900	5.600	5.600
jun-16	L	4.300	4.300	4.800	5.000	4.300	4.300	4.800	4.800	4.200	4.200	5.700	5.700
jul-16	P	4.100	4.100	5.400	5.000	4.300	4.100	3.600	3.600	3.900	3.900	5.600	5.600
a	M	4.200	4.200	5.400	5.000	4.300	4.200	4.200	4.200	3.900	3.900	5.600	5.600
jan-17	L	4.300	4.300	4.800	5.000	4.300	4.300	4.800	4.800	4.600	4.600	5.700	5.700
fev-17	P	4.100	5.500	5.400	8.200	4.300	6.200	3.600	6.000	3.900	6.000	5.600	5.600
a	M	4.200	5.500	5.400	8.200	4.300	6.200	4.200	6.000	3.900	6.000	5.600	5.600
nov-17	L	4.300	5.000	4.800	7.400	4.300	5.300	4.800	6.000	4.600	6.000	5.700	5.700
dez-17	P	4.100	6.000	5.400	8.900	4.300	6.200	3.600	6.200	3.900	6.200	5.600	8.200
a	M	4.200	6.000	5.400	8.800	4.300	6.200	4.200	6.200	3.900	6.200	5.600	8.200
fev-18	L	4.300	5.600	4.800	8.000	4.300	5.300	4.800	7.300	4.600	7.300	5.700	8.500
mar-18	P	7.500	8.400	5.400	10.100	5.600	7.500	3.600	7.800	3.900	7.800	6.600	8.200
a	M	7.500	8.400	5.400	10.100	5.600	7.500	4.200	7.800	3.900	7.800	6.600	8.200
mar-19	L	7.400	7.400	4.800	8.000	4.300	5.300	4.800	9.300	4.600	9.300	6.600	8.500
abr-19	P	7.500	8.400	5.400	10.100	5.600	7.500	3.600	7.800	3.900	7.800	6.600	8.200
a	M	7.500	8.400	5.400	10.100	5.600	7.500	4.200	7.800	3.900	7.800	6.600	8.200
ago-19	L	7.400	7.400	4.800	8.000	4.300	5.300	4.800	9.300	4.600	9.300	6.600	8.500
jan-20	P	8.500	10.700	5.400	10.100	5.600	7.500	3.600	7.800	3.900	7.800	6.600	8.200
a	M	8.500	10.700	5.400	10.100	5.600	7.500	4.200	7.800	3.900	7.800	6.600	8.200
dez-20	L	7.400	7.400	4.800	8.000	4.300	5.300	4.800	9.300	4.600	9.300	6.600	8.500

Lista de figuras e tabelas

Figuras

Figura 2-1: Sistemática Básica dos Estudos de Planejamento da Operação	10
Figura 6-1: Evolução da Capacidade Instalada Total do SIN (MW)	23
Figura 6-2: Configuração Eletroenergética para o PEN 2016	24
Figura 7-1: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2016 – SE/CO	25
Figura 7-2: Curva de Permanência do Armazenamento em Abril/2017 - SE/CO	26
Figura 7-3: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Nov/2016 – NE	26
Figura 7-4: Curva de Permanência do Armazenamento no Final de Abr/2017 – NE	27
Figura 7-5: Alocação da Geração do Complexo Madeira e Belo Monte na Curva de Carga	31
Figura 7-6: Atendimento à Demanda Máxima do Nordeste pela Geração Eólica 2013/2015	32
Figura 7-7: Geração Eólica por Patamar (Média Mensal 2013-2015) – Nordeste	33
Figura 7-8: Geração Eólica por Patamar (Média Mensal 2013-2015) – Sul	33
Figura 7-9: Cenários de Sensibilidade à Carga de Energia (MWmed)	35
Figura 7-10: Obras Associadas à UHE Belo Monte que reforçam os limites de escoamento do N-NE para o SE/CO	37
Figura 7-11: Limites de Transferência entre N/NE e SE/CO (MWmed)	38
Figura 7-12: Montante de Energia Não Transferível (MWmed) – Patamar de Carga Pesada	39

Figura 7-13: Montante de Energia Não Transferível (MWmed) – Patamar de Carga Média	40
Figura 7-14: Montante de Energia Não Transferível (MWmed) – Patamar de Carga Leve	40
Figura 7-15: Frequência de Congestionamento no Intercâmbio N/NE para o SE/CO (2.000 séries sintéticas)	41
Figura 7-16: Valor Esperado do Déficit – Sudeste/Centro-Oeste	43
Figura 7-17: Valor Esperado do Déficit – Sul	43
Figura 7-18: Montantes de Sobras e Déficit de Potência – Sudeste/Centro-Oeste	44
Figura 7-19: Montantes de Sobras e Déficit de Potência – Nordeste	45
Figura 7-20: Montantes de Sobras e Déficit de Potência – Norte	45
Figura 7-21: Balanço de Demanda Máxima – Outubro/2019	46
Figura 7-22: Balanço de Demanda Máxima – Novembro/2019	46
Figura 7-23: Balanço de Demanda Máxima – Outubro/2020	47
Figura 7-24: Balanço de Demanda Máxima – Novembro/2020	47
Figura 7-25: Balanço de Demanda Máxima – Dezembro/2020	48
Figura 8-1: Limites de Transferência das Interligações S-SE/CO (MWmed)	49
Figura 8-2: Limites de Transferência das Interligações N/NE (MWmed)	50

Tabelas

Tabela 6-1: Previsão de Carga de Energia do SIN 2016 - 2020 (MWmed)	21
Tabela 6-2: Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW) - 31/dez	22
Tabela 7-1: Riscos de Déficit de Energia (%) – Avaliação Estrutural	28

Tabela 7-2: Custos Marginais de Operação (R\$/MWh) – Análise Estrutural	29
Tabela 8-1: Comparação dos Limites das Interligações Impactadas p/ Abengoa (MWmed) 1/2	51
Tabela 8-2: Comparação dos Limites das Interligações Impactadas p/ Abengoa (MWmed) 2/2	52