



AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA EM HORIZONTE DECENAL

Flávio Borsato Guimarães¹

Ivana Costa Nasser¹

Danielle Bueno de Andrade²

Renato Haddad Simões Machado²

Marciano Morozowski Filho²

RESUMO

Com capacidades de regularização menores, a expansão da geração hidrelétrica necessita de uma maior complementação de potência para o atendimento à carga pesada. Este trabalho formula uma metodologia determinística de avaliação da reserva de capacidade do sistema, através de um balanço entre a disponibilidade mensal de potência, como recurso, e a demanda máxima mensal, como requisito. O indicador resultante é a “margem de reserva de capacidade”. Como resultados finais do trabalho, apresentam-se os balanços de potência para a configuração e o horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 – PDE 2019, sob diferentes condições operativas, considerando as vazões do histórico. Adicionalmente, discutem-se os possíveis avanços metodológicos para avaliação das condições de atendimento à demanda máxima no planejamento da expansão.

1 Wise Systems - Rua Francisco Rocha, 1827 – Conj. 802. Bigorrihlo - CEP: 80730-390 - Curitiba – PR - Brasil, Tel.: (41) 3018-1317 - Fax: (41) 3018-1317 – Email: flavio@wisesystems.com.br

2 Empresa de Pesquisa Energética – EPE – Av. Rio Branco, 1 – 11º andar, Centro – CEP: 20090-003 – Rio de Janeiro – RJ – Brasil.



1. INTRODUÇÃO

A expansão da geração é baseada em certificados de garantia física de energia, que determinam a quantidade máxima de energia que cada gerador pode comercializar. Nas décadas de 1970 e 1980, a expansão da geração foi baseada, preponderantemente, em usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização plurianual e incentivos à ampliação da capacidade instalada. A partir da década de 1990, face à desregulamentação do Setor Elétrico Brasileiro e à folga de potência originada com a expansão da geração nas décadas anteriores, a potência assegurada (ou garantia física de potência) das usinas foi posta em segundo plano.

Conforme Fortunato (1990a), a expansão de um sistema de geração é função das suas próprias características. Isto é, em um sistema termelétrico puro, a expansão é planejada em função de um nível de confiabilidade determinado para o atendimento à demanda máxima futura – nesses sistemas, a capacidade de geração de ponta (ou potência máxima disponível) é suficiente para atender o requisito de energia, já que as usinas termelétricas não devem apresentar limitação em sua logística de fornecimento de combustível. No caso de sistemas hidrelétricos puros, em geral, a expansão é projetada para gerar sobras de capacidade, para atender um crescimento de mercado e para garantir o atendimento em diferentes situações hidrológicas.

Quando se trata de sistemas hidrotérmicos, como no caso do Brasil, os efeitos acima descritos são combinados, fazendo com que sejam necessários critérios de garantia de atendimento à demanda máxima futura e ao consumo de energia previsto no horizonte de estudo, buscando, concomitantemente, uma expansão economicamente viável.

Os critérios de garantia de suprimento, agregados a aspectos econômicos, compõem os assim denominados “critérios de planejamento”, os quais auxiliam o planejador a estabelecer um plano de expansão tal que assegure uma qualidade de serviço satisfatória ao menor custo possível. Sob a ótica do tipo de suprimento, os critérios de garantia de suprimento podem ser classificados como (i) de energia e (ii) de potência.

Especificamente sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN), o critério atual de expansão de energia do sistema gerador é probabilístico e não incorpora o atendimento à demanda máxima, ou seja, concentra-se apenas



no atendimento ao mercado de energia. Emprega-se a igualdade entre o custo marginal de expansão e o custo marginal de operação, respeitando-se o limite de risco de déficit de energia em 5%, conforme descrito em (BRASIL, 2008). Esse critério se estende para além das fronteiras do planejamento da expansão do sistema (deixando de ser puramente um critério de planejamento), avançando na seara da comercialização da energia. Isto é, para que a garantia de suprimento da energia se mantenha nos níveis determinados, o montante de energia transacionado deve estar lastreado pela garantia física dos aproveitamentos (hidrelétricos e termelétricos). Daí a importância do cálculo da Garantia Física de Energia das usinas.

A metodologia apresentada neste trabalho busca aperfeiçoar a avaliação das condições de atendimento à demanda máxima, em relação à adotada nos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) publicados nos anos de 2006 a 2008.

2. BALANÇOS DE POTÊNCIA NOS PLANOS DECENAIIS DE EXPANSÃO DE ENERGIA DE 2006 A 2008

Nos Planos Decenais de Expansão de Energia 2006-2015 (BRASIL, 2006), 2007-2016 (BRASIL, 2007) e 2008-2017 (BRASIL, 2008), a análise das condições de atendimento à demanda máxima do SIN foi feita por meio de um balanço anual simplificado de ponta para a configuração de geração de referência de cada plano, sem considerar hidrologias críticas, estimativas das perdas energéticas nas usinas hidrelétricas por deplecionamento e nem condicionantes de alocação de reserva girante. Dentre as premissas básicas utilizadas, destacam-se a disponibilidade máxima de cada usina, obtida a partir da potência instalada, descontadas as taxas de indisponibilidade forçada e programada (tanto para hidrelétricas quanto para termelétricas) e a demanda máxima instantânea, considerada em cada um dos subsistemas e obtida, para cada ano, a partir do máximo valor mensal. Os resultados apresentados contemplavam análises para o SIN e por subsistemas, possibilitando assim tanto uma análise global quanto local das condições de atendimento à demanda máxima.

Para ilustrar tal análise, o Figura 1 apresenta o balanço entre a potência disponível e a demanda na ponta, para o SIN, do PDE 2008-2017. Neste estudo, a menor reserva de potência existente é de 18% da demanda máxima (14.500 MW) em 2012.

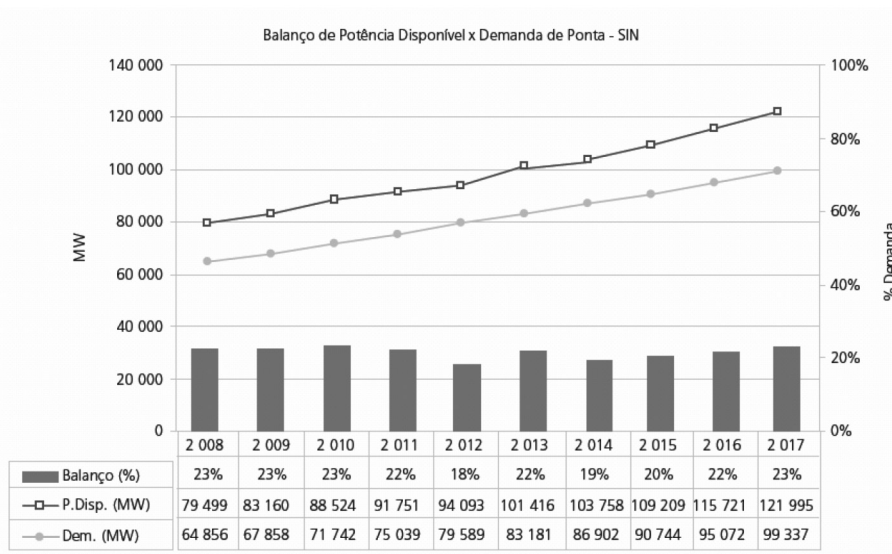


Figura 1 – Balço de Potência Disponível x Demanda na Ponta do SIN – PDE 2008-2017

O relatório do PDE 2008 destacou que a metodologia empregada era simplificada e apontou a necessidade de aperfeiçoamento da análise do atendimento à demanda máxima, o que foi obtido no ciclo de planejamento seguinte e será apresentado a seguir.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

Este trabalho propõe avaliar as condições de atendimento à ponta, a partir dos resultados probabilísticos das análises energéticas com séries históricas de vazões, considerando algumas características do sistema hidrotérmico brasileiro e das características da expansão do parque gerador.

3.1. Oferta de Potência

Os balanços são calculados por subsistema, sendo que a oferta de potência é dada pela soma das potências máximas disponíveis das usinas em cada subsistema.

São considerados os quatro subsistemas nos quais se concentra a maior parte da carga do SIN, a saber: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S),



Nordeste (NE) e Norte (N). Embora na configuração do PDE 2019 (BRASIL, 2010) estejam representados nove (9) subsistemas reais³, como indicado pela Figura 2, esta metodologia adota apenas quatro subsistemas ao realizar o balanço de potência, em função de alguns deles serem tipicamente exportadores de energia e potência (demanda própria pouco significativa) (BRASIL, 2010).

Desta forma, os subsistemas Itaipu (IT), Madeira (AC/RO) e Teles Pires/Tapajós (TP) serão agregados ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, enquanto que Belo Monte (BM) e Manaus/Amapá (Man/AP) serão agregados ao subsistema Norte. Este critério de agregação se baseia nos arranjos físicos de geração e transmissão.

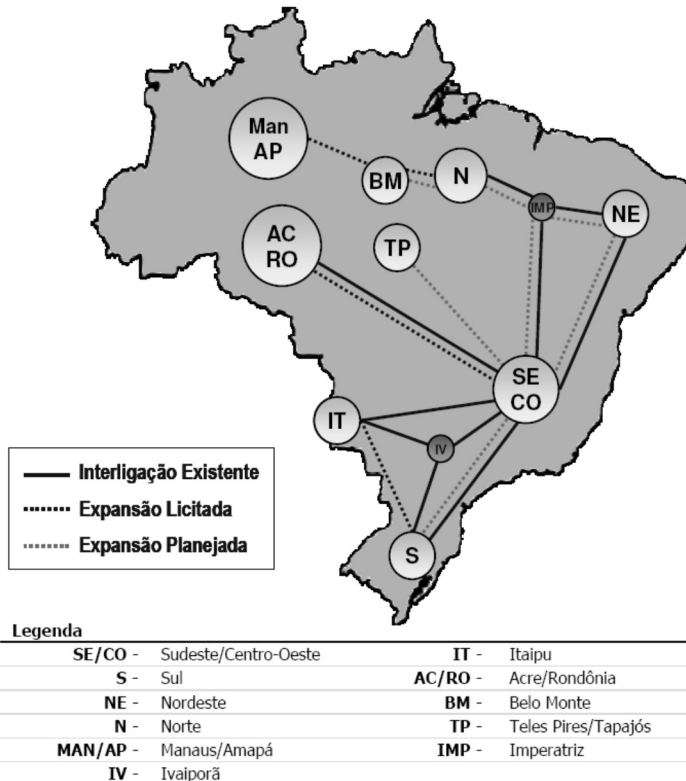


Figura 2: Configuração do SIN no PDE.

³ Subsistemas reais são aqueles que possuem carga e/ou geração. Os subsistemas fictícios são representados para o modelo simular intercâmbios energéticos entre os nós de transmissão. Os subsistemas fictícios modelados no PDE 2019 são Imperatriz e Ivaiporã.



A potência máxima disponível será calculada de forma distinta para os diferentes tipos de usinas, conforme descrito a seguir.

3.1.1. Usinas Hidrelétricas

Nos Planos Decenais de 2006 a 2008, a avaliação do atendimento à demanda máxima de potência não considerou a perda de potência por deplecionamento, devido à redução do nível de montante. Esse efeito é introduzido na metodologia proposta neste trabalho, nas usinas hidroelétricas com reservatório.

Os estudos energéticos em horizonte decenal são simulados em um modelo baseado em subsistemas equivalentes. A fim de se manter a coerência com as avaliações das condições de atendimento ao mercado de energia, é importante que se utilizem os próprios resultados do despacho realizado por este modelo, o qual não preserva as informações das usinas individualizadas. Para isso, definiu-se a metodologia proposta neste trabalho, que considera as perdas de potência individuais com base nos resultados do subsistema equivalente.

O cálculo aproximado desse efeito se dá, então, da seguinte maneira:

- Para os quatro subsistemas, é considerada a pior condição hidrológica – representada pelas séries adversas de energia natural afluentes. Isto implica em utilizar a capacidade máxima de transmissão entre os subsistemas, já que se trata de uma situação crítica.
- Para um determinado volume (em %) do reservatório equivalente em cada subsistema, no estágio (mês), o volume do reservatório de cada usina hidrelétrica será assumido com o mesmo valor percentual em todas as usinas do subsistema. A partir desse valor, obtém-se o nível de montante de cada usina, através do polinômio cota-volume.
- A queda líquida é obtida como a diferença entre o nível de montante e a cota média do canal de fuga, considerando as perdas hidráulicas.
- De posse da queda líquida, encontra-se a potência máxima disponível para cada usina, através da fórmula a seguir:

$$P_{max} = P_{efet} \times \left(\frac{h_l}{h_{efet}} \right)^\beta$$

Equação 1



onde

$$P_{efet} = P_{inst} \times (1 - Teif) \times (1 - IP)$$

Equação 2

$$\beta \begin{cases} 1,5 \text{ se } hl < hfet & \text{para as turbinas Francis ou Pelton;} \\ 1,2 \text{ se } hl < hefet & \text{para as turbinas Kaplan ou Bulbo;} \\ 0 \text{ se } hl \geq hefet \end{cases}$$

P_{inst} – capacidade instalada da máquina;

$Teif$ – Taxa de indisponibilidade forçada;

IP – Índice de indisponibilidade programada.

Nas usinas a fio d'água, considera-se que não há significativa variação da altura de queda em base mensal, e, assim, não foi considerada a perda de potência por deplecionamento. A potência máxima disponível, neste caso, seria igual à potência efetiva da usina, isto é, a capacidade instalada descontada das taxas de indisponibilidade forçada e programada.

Para as usinas pertencentes aos subsistemas Madeira, Belo Monte e Teles Pires/Tapajós, utilizou-se a geração hidrelétrica total do subsistema correspondente, considerando que a geração destas usinas é preponderantemente a fio d'água, com forte sazonalidade. Por isso, a representação destas usinas é feita de maneira diferenciada.

3.1.2. Usinas Termelétricas

No caso das termelétricas, a potência máxima disponível é calculada com base na seguinte expressão:

$$Disp_{TermMax} = Potef \times f_{cmax} \times (1 - Teif) \times (1 - IP)$$

Equação 3

onde:

$Disp_{TermMax}$ = Disponibilidade Termelétrica Máxima;

$Potef$ = Potência Efetiva;

f_{cmax} = Fator de Capacidade Máximo;

$Teif$ = Taxa de indisponibilidade forçada;

IP = Índice de indisponibilidade programada.



3.1.3. Pequenas Usinas

Na oferta de geração de pequenas usinas para o horário de ponta, foi considerada a geração média prevista para o mês de estudo, já que o controle da geração destas usinas é descentralizado.

3.1.3. Totalização da Oferta de Potência

A totalização da oferta de potência é realizada com o somatório das ofertas das hidrelétricas, termelétricas e pequenas usinas, para a série de hidrológica escolhida, como esquematizado na Figura 3.

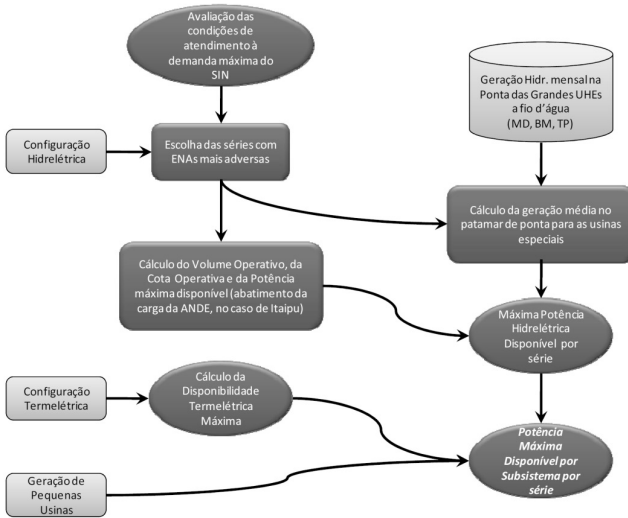


Figura 3: Diagrama Esquemático do Cálculo da Oferta de Potência.

3.2. Requisito de demanda

Considera-se a demanda de potência como sendo a demanda máxima coincidente do SIN, bem como as demandas máximas de cada subsistema – SE/CO, S, NE e N. Conforme será visto mais adiante, a demanda máxima coincidente do SIN é empregada no balanço de potência barra única enquanto que a demanda máxima não coincidente (demandas máximas de cada subsistema) será empregada no balanço de potência multiárea. A



Figura 4 traz um exemplo de dados de demanda máxima considerada no estudo (SIN e subsistemas).

A parcela referente a erros de previsão de carga (ponta dentro da ponta, calculada como um acréscimo de 5% no patamar de carga pesada), utilizada no dimensionamento da reserva de potência, também está sendo considerada.

3.3. Os Limites de Transmissão

Os limites de transmissão considerados foram os valores médios de intercâmbio para o patamar de ponta, levando em conta as agregações de subsistemas e seus efeitos, como, por exemplo, no caso de Itaipu com os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Vale ressaltar que, nesta metodologia, não são considerados procedimentos operativos para evitar déficits, como, por exemplo, a reavaliação das capacidades de intercâmbio.

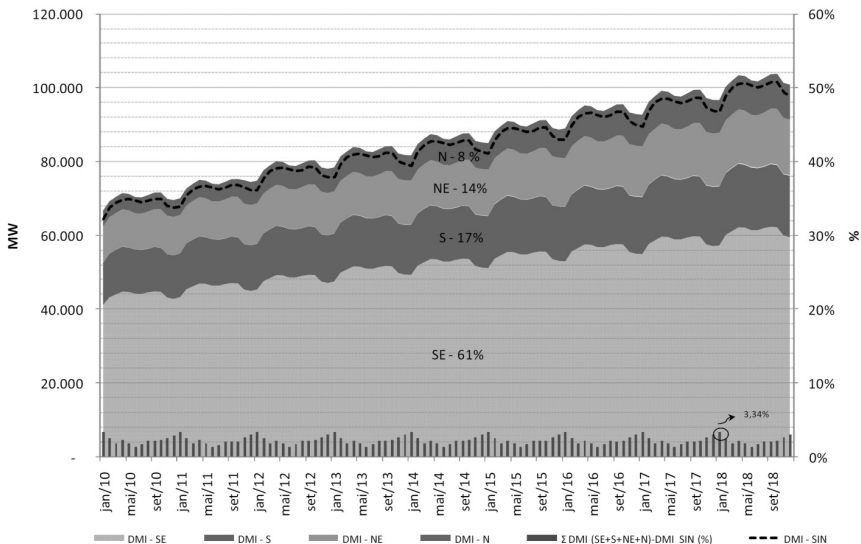


Figura 4: Demanda Máxima Coincidente (SIN) e Não Coincidente (SIN e Subsistemas).

3.4. O balanço propriamente dito

O Balanço de Potência é realizado em duas etapas: Barra Única e Multiárea conforme a descrição a seguir.



3.4.1. Etapa 1: Barra Única

Nesta primeira etapa, é feita uma avaliação global da disponibilidade de potência, com o propósito de se verificar o nível de reserva de potência global. Na presente análise, é comparada a demanda coincidente global com a potência total disponível no SIN.

Caso o sistema apresente déficit, entende-se que a situação de suprimento de potência pode estar comprometida, indicando necessidade de investimento em geração, pois a capacidade de transmissão foi considerada infinita. Caso contrário, constata-se folga de potência no SIN, o que não isenta a ocorrência de problemas localizados nas diferentes áreas ou subsistemas. Este procedimento está ilustrado na Figura 5.

A reserva de capacidade será realocada na fase multiárea, mesmo com a indicação de déficit global no SIN.

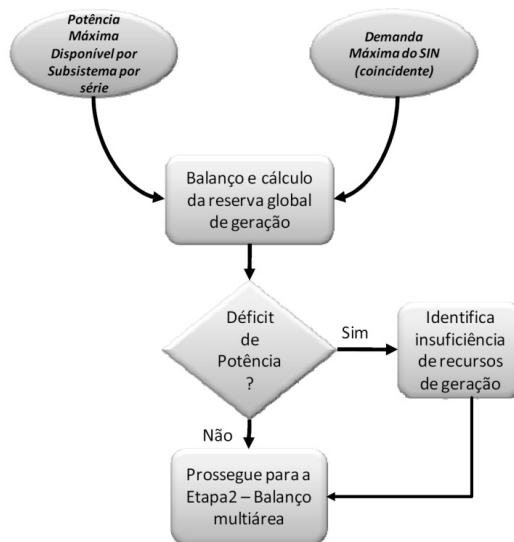


Figura 5: Balço de Potência Etapa 1 - Barra Única

3.4.1. Etapa 2: Multiárea

No atendimento à demanda máxima, prioriza-se o atendimento de cada subsistema com requisitos próprios (os quatro subsistemas principais

mencionados). Caso ocorra déficit, verifica-se a capacidade de importação de potência através das interligações, respeitando-se os limites de intercâmbio, primeiramente entre os subsistemas Sul-Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Nordeste, entre si. Em uma segunda fase, busca-se suprir os eventuais déficits em cada par (S/SE-CO ou N/NE) com importações do outro par (S/SE-CO ou N/NE). Isto é, se após trocarem potência entre si os pares S/SE-CO e/ou N/NE ainda apresentarem déficit, buscam-se recursos no outro par – se o déficit persistir no S/SE-CO, procura-se a importação do N/NE, por exemplo. A Figura 6 ilustra os fluxos de intercâmbio de potência nas duas fases do balanço multiárea.

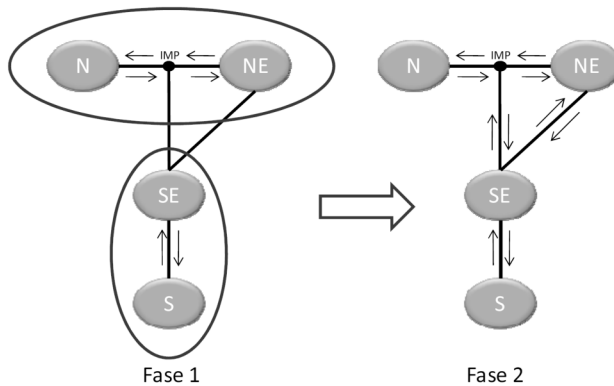


Figura 6: Representação do Balanço de Potência Etapa 2 - Multiárea

4. RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados da aplicação da metodologia proposta com os dados do caso simulado com a configuração utilizada no PDE 2019 com a simulação a partir das Séries Históricas de Afluência (SHs).

A perda de potência por deplecionamento no SIN, como mostra a Figura 7, resultante da aplicação da metodologia ao variar o volume útil do reservatório equivalente de 100% até 0% de capacidade de armazenamento, mostra-se significativa. Com este ensaio, verificou-se que esta perda foi de aproximadamente 11 mil MW, denotando a importância de considerar o deplecionamento das usinas com reservatório no cômputo da oferta de potência. Como mencionado anteriormente, os novos empreendimentos



na Amazônia possuem uma forte sazonalidade, conforme se observa na Figura 8, em que fica evidente a diferença da oferta de potência nos meses de seca e nos meses úmidos.

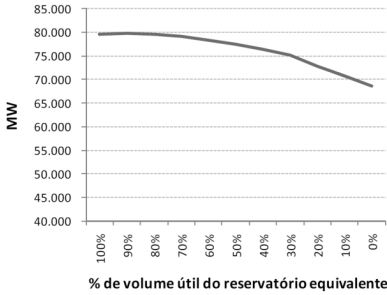


Figura 7: Perda de potência por deplecionamento no SIN.

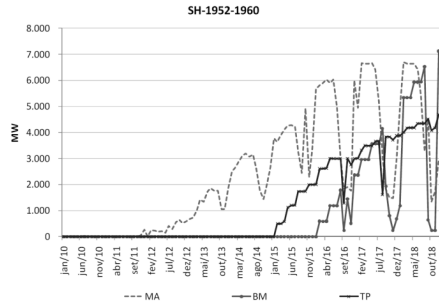


Figura 8: Geração dos subsistemas MA, BM e TP.

A metodologia descrita foi aplicada para todas as SHs (1931 a 2007), para a configuração do PDE 2019, não resultando nenhum déficit após a etapa multiárea. A série escolhida para o exemplo, que simula os anos de 1950 a 1959, foi a que apresentou menor média no sistema barra única.

A Figura 9 mostra os resultados obtidos na etapa barra única. A menor reserva de potência é observada no ano de 2019, de aproximadamente 8.500 MW, o que corresponde a 7,8% da demanda total de potência.

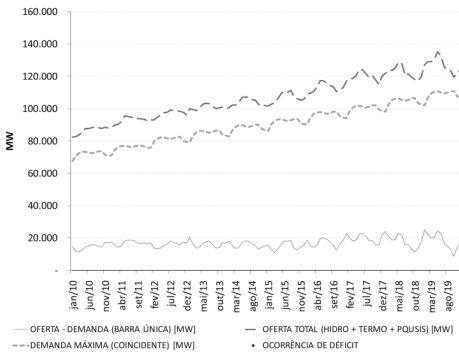


Figura 9: Balanço de Potência na Etapa 1 – Barra Única.

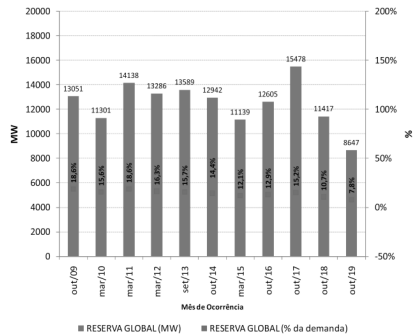


Figura 20: Reserva Global de Potência na Etapa 1 – Barra Única.



Ao avaliar o Balançaço de Potência (Figura 21) com limites de transmissão e com a demanda máxima de cada subsistema, percebe-se que o SIN não apresenta déficits de potência. Contudo sua reserva está localizada no subsistema Nordeste, enquanto que o subsistema Sul, sistematicamente, torna-se dependente de intercâmbio de potência a partir de 2016. Atribui-se a concentração da reserva de potência na região Nordeste aos resultados nos leilões de energia nova até 2008, que agregaram uma expansão termelétrica significativa na região.

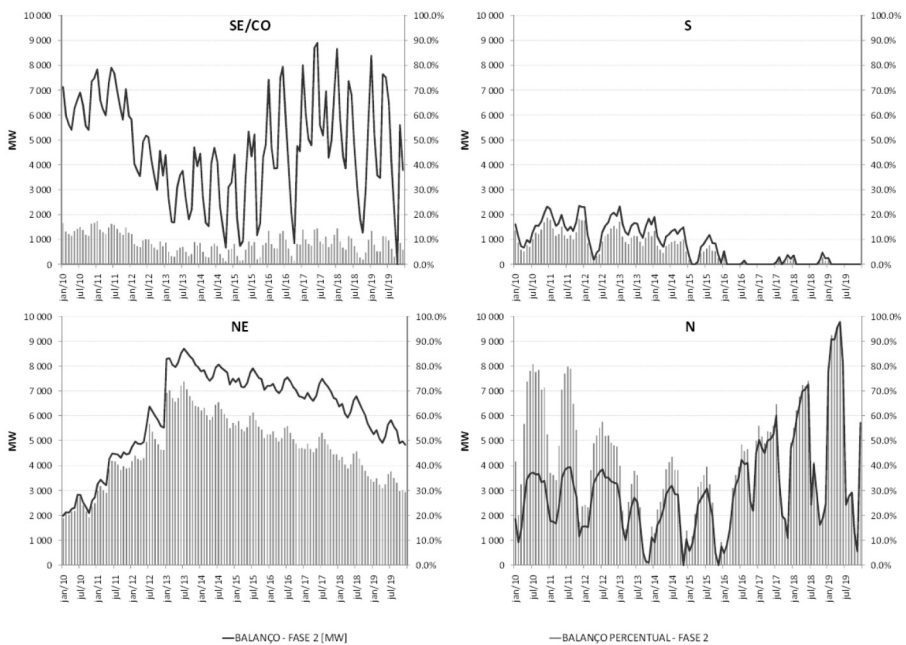


Figura 11: Balanço de Potência Etapa 2 - Multiárea

5. DISCUSSÕES FINAIS E CONCLUSÃO

Como mostram os resultados, observou-se um significativo avanço na metodologia utilizada no PDE 2019 em relação aos seus antecessores, possibilitando tanto a visualização dos efeitos do deplecionamento dos reservatórios quanto a avaliação da disponibilidade de geração das usinas a fio d'água na Amazônia.



Visando a um aperfeiçoamento constante, propõe-se um avanço metodológico com uma futura incorporação de sistemas computacionais que avaliem concomitantemente a geração e a transmissão de maneira probabilística para realizar a avaliação da demanda máxima.

O objetivo é incorporar ao atual Balanço de Potência indicadores de confiabilidade, transformando-o em uma análise de confiabilidade multiárea, em que são avaliados os espaços de estados dos Sistemas de Geração e Transmissão. Ao mesmo tempo, visa-se a considerar no critério de planejamento aspectos de potência, associando-se critérios de confiabilidade ao cálculo de potência assegurada (ou garantia física de potência), estabelecendo, assim, uma referência para a própria avaliação das condições de atendimento à demanda máxima.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica: 2006-2015. Brasília: MME: EPE, 2006. Atendimento à Demanda Máxima: p. 99-102. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2007/2016. Brasília: MME, 2007, 2v.:II. Atendimento à Demanda Máxima: v. 1, p. 176-178. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2008-2017. Rio de Janeiro: EPE, 2009, 2 v.: II. Atendimento à Demanda Máxima: v. 1, p. 128-130. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acesso em: 23 outubro 2009

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2019. Brasília: MME/EPE, 2010, 2 v.: II. Atendimento à Demanda Máxima: v. 1, p. 91-94. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>.

_____. Portaria no 258 de 28 de julho de 2008. Define a metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração



de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, seção 1, p.67, v. 145, n. 144, 29 jul 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008258mme.pdf>. Acesso em: 14 janeiro 2010.

FORTUNATO, L. A. M. et al. Características do planejamento da expansão. In: _____. Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. 1. ed. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990a. cap. 3. p. 71-72.