



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

FI/GPL/01
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GPL

**METODOLOGIA PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERAÇÃO
EÓLICA EM LARGA ESCALA NA MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL**

Sérgio P. dos Santos*
CHESF

Fernando R. Alves
CHESF

Antonio R. F. Freire
CHESF

Murilo S. Lucena Pinto
CHESF

Pedro A. Melo
Consultor

RESUMO

A inserção crescente da geração eólica na Matriz Elétrica Brasileira, com destaque para a Região Nordeste, que, com uma capacidade instalada já contratada de 11,5 GW, com potencial para atingir 26,5 GW, mostra a importância desta fonte para o futuro energético do país. É importante destacar que a capacidade instalada já contratada é superior à capacidade hidrelétrica instalada na região. Assim, faz-se necessário algum aperfeiçoamento no processo de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, visando considerar de forma mais detalhada algumas das características específicas da geração eólica, especialmente, a sua variabilidade em escala diária e horária, cujos efeitos se propagarão por todo o Sistema Interligado Nacional. Este aperfeiçoamento procura explicitar os requisitos de flexibilidade operacional para o sistema planejado de forma a garantir a otimização energética e a segurança elétrica do SIN no momento da operação. O objetivo deste trabalho é sugerir a inclusão no processo atual de planejamento da expansão da geração de uma nova etapa relativa à alocação das usinas na curva de carga, para cada um dos subsistemas interligados. Com isto, será possível, no momento do planejamento, identificar questões associadas à flexibilidade operacional do sistema planejado, minimizando os riscos de dificuldades para a otimização energética e a segurança elétrica do SIN no momento da operação.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento integrado, Geração Eólica, Otimização Eletroenergética, Flexibilidade Operacional.

1.0 - INTRODUÇÃO

A complementaridade entre as fontes de geração renováveis, tais como a geração eólica, solar, biomassa, e a geração hidroelétrica proporciona um notável ganho de capacidade de suprimento (1), no entanto, a inserção de fontes não controláveis como a eólica e solar, poderá ocasionar um aumento nas variações (efeitos de rampa) em todos os horizontes (2) (6), impactando nos requisitos de confiabilidade, despachabilidade e desempenho do sistema de transmissão (3) (7) (8).

Diversos estudos de integração que foram conduzidos com o objetivo de ajudar a entender e quantificar estes impactos (4) (9), basicamente, consistem em simular o sistema futuro com grande penetração de eólica e avaliar impactos na rede e custos operacionais adicionais. Os estudos mostram que é necessária maior flexibilidade para a absorção dos efeitos de rampa (associados a erros de previsão dos ventos) e com participação ativa desses agentes na manutenção dos níveis de qualidade de energia adequados (5) (10) (11) (12).

No Brasil, a variabilidade da geração eólica atual não parece, ainda, ser motivo de grande preocupação por parte do ONS, devido à capacidade instalada atual ser relativamente pequena. Naturalmente, com o crescimento desta capacidade, será necessário, em certas ocasiões, o desligamento de geradores para manter o equilíbrio carga-geração no sistema em operação.

Se tais geradores forem térmicas a gás ou a carvão, esta possibilidade de liga-desliga em períodos curtos de tempo poderá afetar a integridade, a vida útil e a economicidade da operação dessas usinas. Portanto, medidas técnicas e regulatórias serão necessárias para adequação dos despachos de geração segundo a ordem de mérito para garantir a operação econômica do SIN.

Assim, um fator de incentivo ao crescimento da participação da geração eólica no SIN será a flexibilidade operacional do sistema futuro (13), definida no momento do planejamento de forma a garantir a otimização energética e a segurança elétrica no momento da operação. É importante observar os elevados “swings” na geração eólica agregada que poderão ocorrer no dia a dia da operação, mostrando que flexibilidade operacional do sistema planejado deve passar a ser uma preocupação do planejamento da expansão do sistema, conforme Figuras 1 a e b mostradas a seguir, obtidas a partir de dados do ONS para uma semana do mês de setembro de 2014.

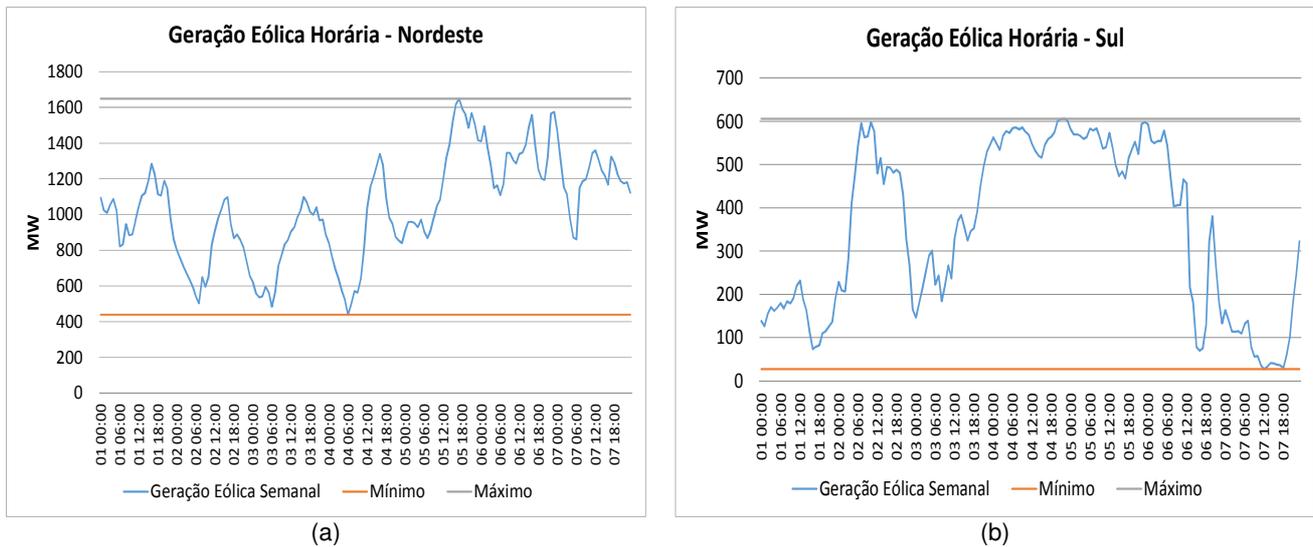


FIGURA 1 - Geração Eólica Agregada – Região Nordeste (a) e Sul (b).

Propõe-se uma análise integrada das questões de geração e transmissão, visando uma regulamentação técnico-econômica que possibilite a repartição dos custos e benefícios da geração eólica entre todos os agentes do mercado.

O restante do artigo está organizado da seguinte forma: O Capítulo 2 apresentará a proposta de aperfeiçoamento do planejamento da expansão. Já no Capítulo 3 serão mostrados os resultados da aplicação da metodologia e no Capítulo 4 as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

2.0 - PROPOSTA DE APERFEIÇOAMENTO NO PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

As datas de necessidade dos novos empreendimentos de geração e da ampliação da capacidade de transmissão entre os subsistemas interligados, que compõem o SIN, são estabelecidas de forma indicativa, segundo os critérios de custos marginais de operação e de expansão e para um risco de déficit inferior a 5,0%, podendo ser reavaliadas em função de novas condições de mercado e de políticas de governo para o setor elétrico. Este conjunto de empreendimentos constitui o Plano de Expansão Ajustado, segundo a ótica energético-econômica.

Como resultados deste plano são apresentadas, a nível mensal, as metas energéticas obtidas a partir de uma representação a subsistemas equivalentes. Nesta representação a geração eólica, que está cada vez mais importante como uma opção para a expansão da oferta sistêmica, é indicada de forma simplificada, como uma fonte não despachável e exógena ao processo de otimização. Embora nesse nível de análise esta abordagem seja perfeitamente aceitável, com o aumento da participação desta fonte geradora é importante a introdução no processo de planejamento de uma etapa adicional, que consiste na análise da alocação das usinas na curva de carga de cada subsistema interligado.

Com isto, será possível verificar a factibilidade da inserção dos montantes previstos para esta fonte no futuro, quando se considera a realidade do dia a dia da operação. Os despachos de referência associados à alocação das usinas na curva de carga são indicadores suficientes da otimização físico-operativa do sistema de geração planejado.

2.1 Análise Energética

A Figura 2 apresenta o fluxograma do processo sugerido para a análise energética, ressaltando-se que a proposta está centrada nas ferramentas de análise energética já existentes usadas no dia a dia do setor. A seguir são apresentadas de forma resumida as principais etapas.

- Considerar os cenários que sejam representativos da composição do Parque Gerador em um determinado instante, definidos pelo MME;
- Obter para cada um desses cenários, os principais parâmetros, representativos da dinâmica da operação do sistema de geração, tais como: intercâmbio entre subsistemas, geração hidráulica e geração térmica, por subsistema. Para isso, é usado o Modelo NEWAVE, através de simulações dinâmicas em base mensal. Nessas simulações as fontes, eólica, biomassa, PCH e solar são representadas como geração externa, considerando seu comportamento típico em termos sazonais;
- Simular com esses parâmetros, comumente chamados de metas energéticas, obtidas de uma representação a Subsistemas Equivalentes, a alocação das usinas na curva de carga, obtendo-se despachos para dois períodos típicos do ano (período úmido e período seco). São elaborados despachos horários e uma representação a usinas individualizadas. As fontes eólica, biomassa, PCH e solar são representadas, também como geração externa, através do seu comportamento típico, em um ciclo diário.

Nessa etapa é considerado um aspecto da geração que é determinante para a expansão da transmissão, a questão da flexibilidade das usinas de poder variar o despacho ao longo do dia para acompanhar a curva de carga do sistema, levando em conta as seguintes restrições, dentre outras:

- Geração hidráulica mínima obrigatória para atender as restrições de vazão mínima a jusante das usinas hidrelétricas;
- Variação máxima de vazão a jusante das usinas hidrelétricas ao longo de um ciclo diário;
- Inflexibilidade da geração hidráulica das usinas da região Norte;
- Nível de flexibilidade das usinas termelétricas ao longo de um ciclo diário;
- Nível de inflexibilidade das usinas a biomassa (bagaço de cana e biomassa florestal) ao longo de um ciclo diário;
- Limites de intercâmbio entre subsistemas.

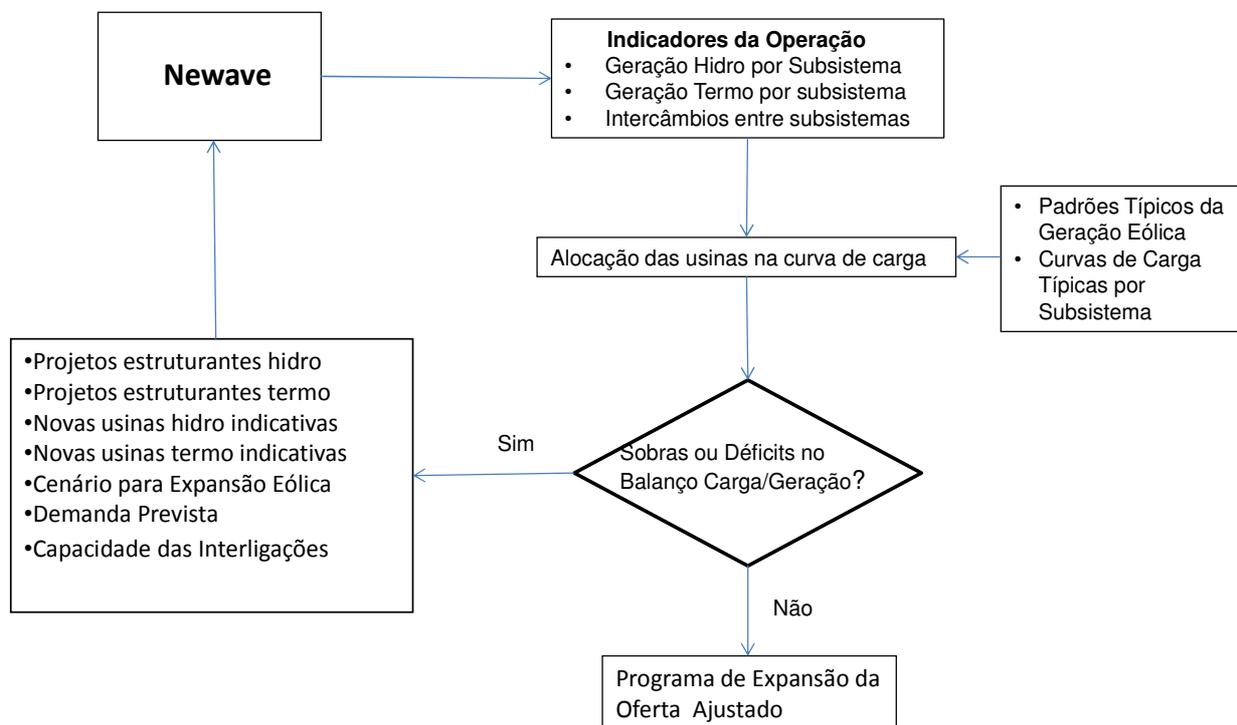


FIGURA 2 – Processo de Análise da Expansão da Oferta de Energia Elétrica considerando cenários da expansão da geração eólica para o Sistema interligado nacional.

2.2 Análise Elétrica

Simular, com os despachos de referência obtidos na etapa anterior, o desempenho da rede elétrica, usando os modelos de análise de redes em regime permanente (ANAREDE) e dinâmico (ANATEM). Para todos estes despachos devem ser consideradas as rotas existentes, bem como as rotas candidatas planejadas. As obras de transmissão associadas aos vários cenários de fontes de geração serão escolhidas com base nos indicadores de desempenho de rede previamente definidos. Nesta análise, cujo processo é mostrado na figura a seguir, cabe destacar a formação dos “clusters eólicos”. Como se trata de uma visão sistêmica com foco nos elementos da Rede Básica e não em conexões específicas, os clusters eólicos representam conjuntos de plantas eólicas cujo efeito no desempenho elétrico do sistema pode ser obtido por uma fonte equivalente conectada a determinada barra da Rede Básica. Na formação destes clusters é fundamental o conhecimento e a sensibilidade com a operação da rede elétrica da região Nordeste.

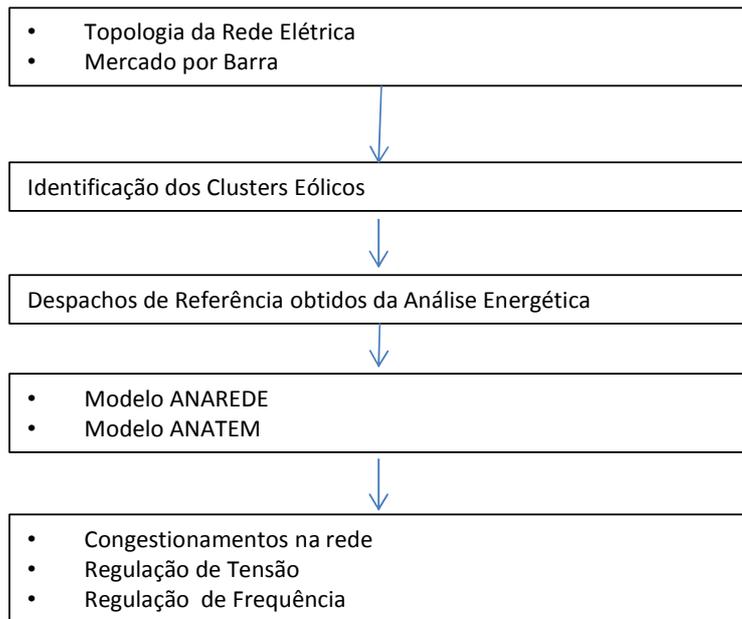


FIGURA 3 - Processo de Análise Elétrica.

3.0 - RESULTADOS

3.1 Premissas

Para demonstrar a aplicação da metodologia foram realizados dois estudos de casos para o ano de 2019, no período úmido (março) e seco (setembro). São mostrados apenas os resultados da região Nordeste onde os impactos serão mais significativos, entretanto, como há um acoplamento energético através do intercâmbio respeitando-se as metas energéticas, estes impactos se propagam para o restante do sistema interligado.

Os indicadores da otimização energética (as metas energéticas), geração hidro, geração térmica e intercâmbio, foram obtidos a partir de simulações com o modelo NEWAVE, usando dados do PMO – Janeiro de 2015 publicado pela CCEE.

Os dados para a etapa de alocação das usinas na curva de carga tais como: modulação da geração hidro, modulação da geração térmica, padrão típico da geração eólica e curva de carga típica, foram obtidos do Programa Diário de Produção – PDP, elaborado pela CHESF, para uma semana dos meses de março e setembro de 2014. Estes dados foram extrapolados para o ano de 2019, conforme expansão prevista no Programa Mensal da Operação PMO – Janeiro de 2015 elaborado pelo ONS. Já o atendimento ao Balanço Carga – Geração será feito através do intercâmbio. Isto é, despacha-se a geração hidro, a geração térmica, em seguida sobrepõe-se à soma destas a geração eólica, sendo o intercâmbio considerado para o fechamento do balanço.

TABELA 1 - Valores obtidos na etapa de otimização energética com o modelo NEWAVE.

MWmed	Cenário			
	Crítico		Favorável	
	Março	Setembro	Março	Setembro
G. Hidráulica	3.832	3.671	8.212	6.346
G. Térmica	2.737	3.556	619	619
G. Eólica	3.467	6.461	3.467	6.461
Mercado NE	12.298	12.048	12.298	12.048
Recebimento NE	2.262	-1.640	0	-1.379

3.2 Alocação na curva de carga - região Nordeste, ano 2019, período úmido (Mês de Março)

Nas Figuras 4 e 5 são mostrados os resultados da alocação na curva de carga para o mês de março de 2019, considerando um cenário hidrológico crítico e um cenário hidrológico favorável, respectivamente.

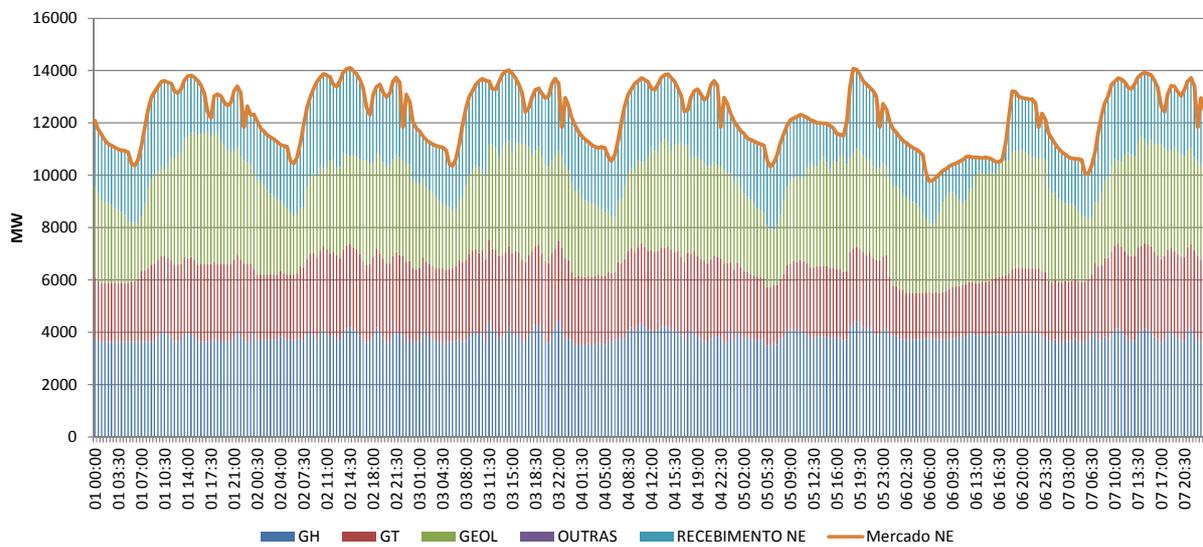


FIGURA 4 – Alocação na curva de carga da região Nordeste – Mês de Março – Cenário Hidrológico Crítico.

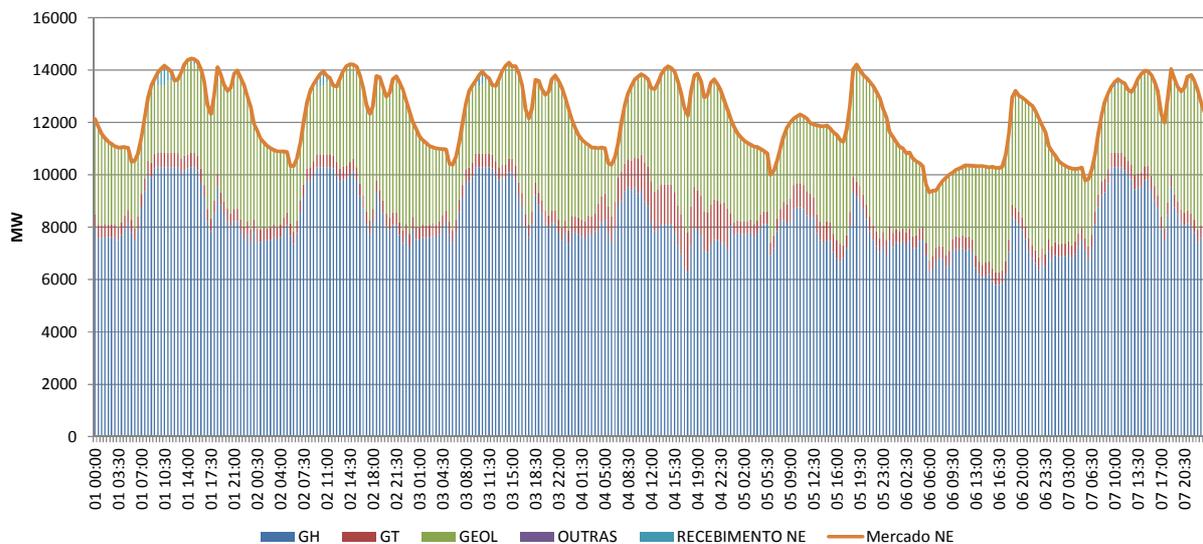


FIGURA 5 – Alocação na curva de carga da região Nordeste – Mês de Março – Cenário Hidrológico Favorável.

No período úmido de um cenário hidrológico crítico, a geração hidráulica permanecerá no mínimo, limitada pelas restrições hidráulicas e faixas operativas das unidades geradoras, enquanto a geração térmica é limitada pela meta energética. Nesse caso, o intercâmbio passa a seguir as variações da carga.

Neste mesmo período, de um cenário hidrológico favorável, em alguns momentos a geração hidráulica foi limitada pela capacidade máxima e a geração térmica mínima pela inflexibilidade. Nessa situação o intercâmbio foi alterado para o atendimento dessa carga.

3.3 Alocação na curva de carga - região Nordeste, ano 2019, período seco (Mês de Setembro)

Na Figura 6 é mostrada a alocação na curva de carga para o mês de setembro de 2019 em um cenário hidrológico crítico e na figura 7 a alocação considerando um cenário hidrológico favorável.

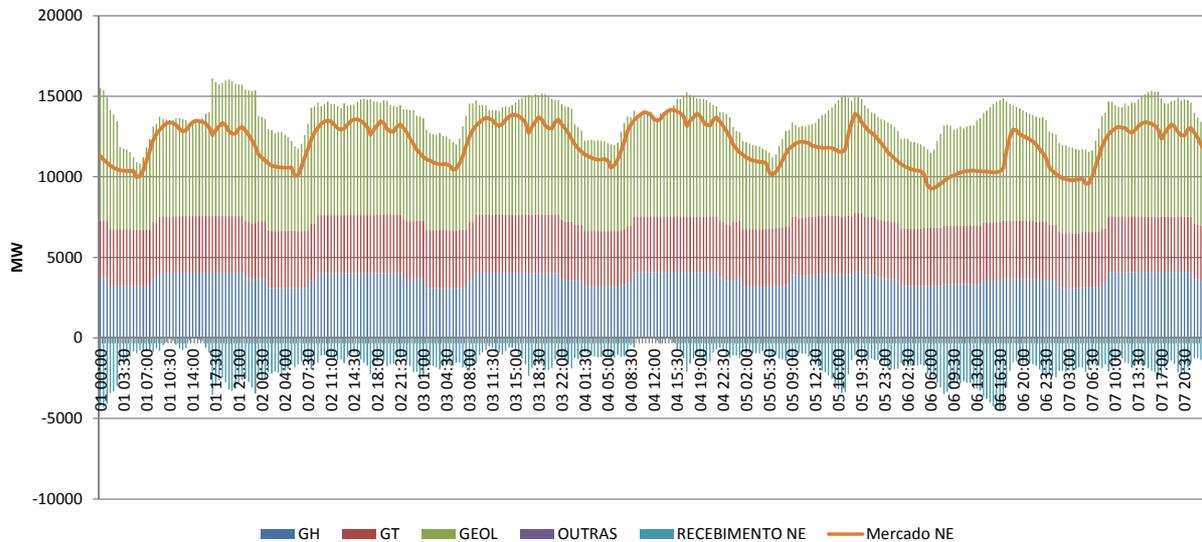


FIGURA 6 – Alocação na curva de carga na região Nordeste para o ano 2019, mês de setembro, cenário crítico (Período seco).

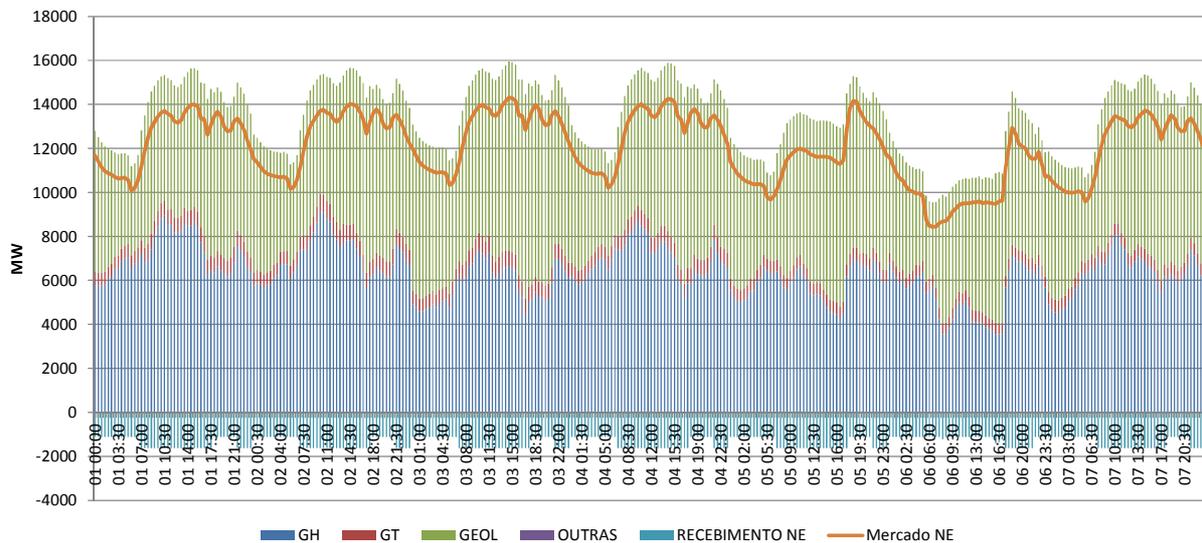


FIGURA 7 – Alocação na curva de carga na região Nordeste para o ano 2019, mês de setembro, cenário favorável.

Em um cenário Hidrológico crítico, as gerações hidráulica e térmica atendem às metas energéticas. Quanto às respectivas modulações para atender a curva de carga, a geração hidro foi limitada pelas restrições hidráulicas e faixas operativas das unidades geradoras e a geração térmica pela inflexibilidade. A geração eólica complementa o atendimento a carga da região e gera excedentes exportáveis da ordem de 5.000 MW. No cenário hidrológico

favorável as gerações hidro e termo atendem às metas energéticas. A geração eólica complementa o atendimento a carga da região e gera excedentes exportáveis, que poderiam ter sido reduzidos não fosse a inflexibilidade térmica.

3.4 Análises do sistema de transmissão

Nas Figuras 8 e 9 é mostrada uma comparação para os meses de março e setembro dos valores de intercâmbio esperados em 2019 e já realizados em 2014. Cabe observar dois aspectos importantes para o planejamento das interligações. O primeiro é a esperada tendência de crescimento da região Nordeste como exportadora à medida que expande a geração eólica na região. O segundo são as significativas variações nos intercâmbios em curtos intervalos de tempo, o que representa um desafio para o desempenho elétrico do sistema. Além disso, esse aspecto representará um importante desafio para a gestão da operação pelo ONS, já que significarão reprogramações frequentes nos demais subsistemas, especialmente, os subsistemas receptores dos grandes blocos de geração eólica exportados pela região Nordeste.

Nessas figuras ressalta-se, também, a necessidade de avaliar, entre outros aspectos, o controle dinâmico de frequência e estabilidade de tensão. A análise elétrica proposta vem a complementar os estudos de dimensionamento dos empreendimentos, onde são escolhidos cenários limites para determinação das alternativas mais econômicas e equipamentos adicionais.

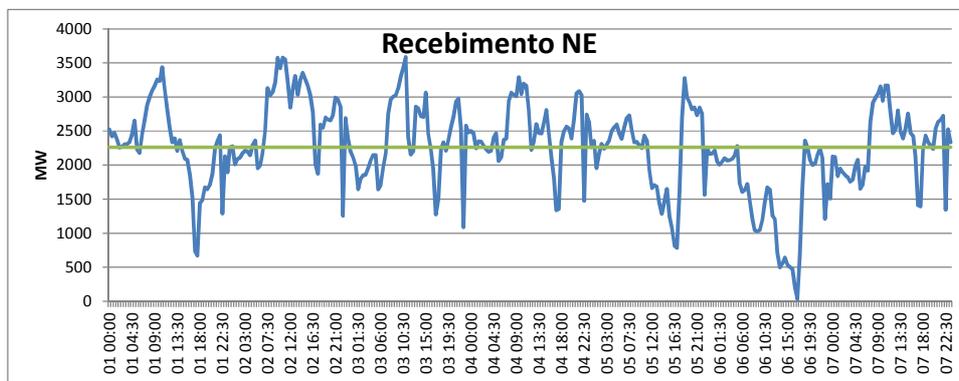


FIGURA 8 – Intercâmbio para região Nordeste para o ano 2019, mês de março, cenário crítico.

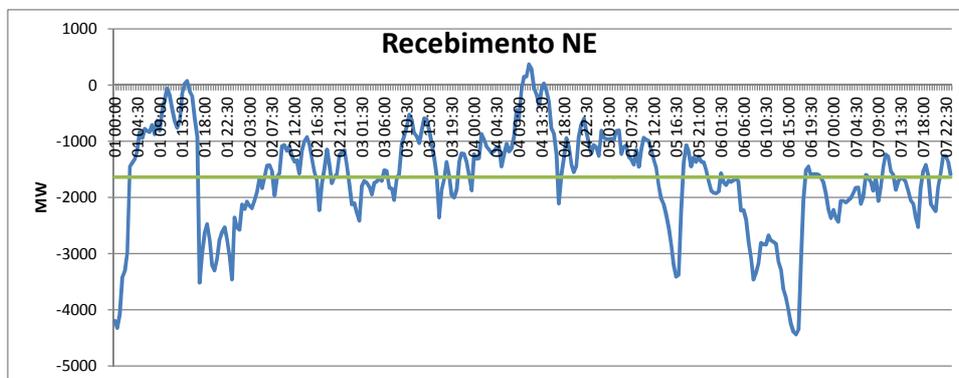


FIGURA 9 – Intercâmbio para região Nordeste para o ano 2019, mês de setembro, cenário crítico.

4.0 - CONCLUSÃO

Considerando o extraordinário potencial eólico existente no país, um dos grandes desafios do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil é definir, no momento do planejamento, recursos de geração com flexibilidade operacional que incentivem a expansão da geração através de fontes renováveis e garantam a otimização e a segurança do sistema planejado, no momento da operação.

Nos cenários críticos e favorável para o mês de março serão frequentes as reprogramações de intercâmbio para atender o balanço energético. Já no mês de setembro, a geração total na região excede o mercado, sendo necessária capacidade de transmissão das interligações. Neste contexto será imprescindível avaliar a capacidade de absorção de energia nos sistemas receptores. Isto mostra a importância dessa análise no momento do planejamento.

Entretanto, este estudo tem um caráter qualitativo, pois, não é trivial nem o objetivo deste trabalho obter com precisão as curvas de carga e de geração eólica para este horizonte de análise. Há necessidade de um aprofundamento em nível regional como também uma análise mais ampla, considerando as restrições de recebimento em outros subsistemas.

Devido as grandes distâncias do SIN, recomenda-se uma absorção local dessas variações momentâneas da geração com fontes renováveis, podendo ser realizado pelo aumento da flexibilidade térmica local, ou instalação de hidrelétricas específicas para o fornecimento de potência, como a segunda etapa de Luiz Gonzaga (1.000 MW) e Xingó (2.100 MW) ou pela construção da usina de Paulo Afonso V (2.400 MW).

Os aspectos energéticos relacionados a inserção da eólica parecem bem equacionados. No entanto, sob o ponto de vista de potência o tema ainda necessita de um maior aprofundamento. Estudos estão sendo conduzidos com uma abordagem mais ampla, como previsão de curvas de geração e carga, controle dinâmico de frequência, estabilidade de tensão e nível de curto-circuito.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Thiago C., César Pedro A. M-S., David Amaro O., Pereira Ronaldo A. Souza, Renata N. F. Carvalho - Regularização do suprimento de energia – o papel da complementaridade. XXI SNPTEE – GPL VII, Florianópolis, 2011.
- (2) _____. NYISO 2010 Wind Generation Study, NYISO – New York State Energy Research and Development Authority, August 2010. Disponível em: <http://www.uwig.org>.
- (3) _____. A Transmission Planning Case Study for Wind Integration – CREZ in ERCOT, Warren Lasher Director, System Planning Electric Reliability Council of Texas, Inc. - NAWEA – 2013 Symposium.
- (4) Ela, Erik, et al. "Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies." Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2010.
- (5) _____. CIGRE Technical Brochure on Grid Integration of Wind Generation, Working Group 08 of Study Committee C6. International Conference on Large High Voltage Electric Systems. July 2009.
- (6) _____. Increasing Wind Power Generation Penetration Degree in Brazil: a Challenge for the Brazilian Interconnected Power System. Francisco; José Arteiro de Oliveira - Operation Planning and Scheduling Director ONS. Windpower 2014
- (7) _____. Spanish Experience on wind energy integration into the grid, Dirección técnica Alberto Ceña acena@aeolica.org - Rio de Janeiro, October 1st, 2013.
- (8) Ahlstrom, Mark. Evolution of Forecasting, Operations and Market Design for Wind Integration; - NAWEA 2013 Symposium Boulder, Colorado August 7, 2013.
- (9) Hagerty, John Michael. The Role of Hydroelectric Generation in Electric Power Systems with Large Scale Wind Generation, Massachusetts Institute Of Technology, June 2012.
- (10) _____. Northwest Wind Integration Action Plan Policy Steering Committee March 2007; Bonneville Power Administration – BPA – USA.
- (11) _____. Bonneville Power Administration – BPA – USA. Wind Integration Program: Balancing the Future Initial Discussions 2012
- (12) _____. How BPA supports Northwest wind power May 2011 Discussions; Bonneville Power Administration – BPA – USA.
- (13) _____. Wind Generation Integration; NERC MRC Meeting May 6, 2008; Jim McIntosh Director, Grid Operations; Alberta Electric System Operator.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Sérgio P. Santos – Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte em 2005, obteve o grau de MSc. em Engenharia Elétrica pela mesma instituição em 2008. Trabalha na Chesf desde 2009 onde exerce a função de analista de planejamento de sistemas eletro-energéticos na Divisão de Estudos e Planejamento de Expansão da Transmissão. Atualmente é doutorando em planejamento energético na Universidade Federal do Pernambuco.

Fernando R. Alves – Formado em engenharia elétrica pela Universidade Federal da Paraíba, em 1978, foi pós-graduado em Análise de Sistemas de Potência, em 1983, pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá/MG, fez MBA – Gestão de Negócios em 2001 pela Universidade Federal de Pernambuco e obteve grau de MSc em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal de Itajubá/MG em 2006. Foi professor da cadeira de Subestações do Curso de Engenharia Elétrica da UFPE de 2002 até 2004. Trabalha na Chesf desde 1978 onde atualmente exerce a função de Gerente do Departamento de Estudos de Sistemas de Transmissão.

Antonio R. F. Freire – Nascido em Recife-PE em 1964, formou-se em Engenharia Elétrica pela UFPE em 1985, obteve o grau de Msc pela COPPE/UFRJ em 1991 e foi pós-graduado em Engenharia da Qualidade pela UFPE em 1995. Trabalha na Chesf desde 1985, com experiências nas áreas de especificação, ensaios e análise de desempenho de equipamentos de subestações e compensadores estáticos, e nas áreas de planejamento da operação e da expansão, análise de ocorrências e estudos elétricos de sistemas de potência. Suas áreas de interesse incluem a modelagem, projeto e integração de fontes de energia renováveis. É membro individual do CIGRÉ e do IEEE.

Murilo S. L. Pinto – Formado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco, em 1980, foi pós-graduado em Análise de Sistemas de Potência, em 1984, pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá/MG, foi pós-graduado em Engenharia de Segurança do Trabalho, em 1989, e obteve grau de MSc em Administração, pela Universidade Federal Pernambuco, em 2001. Atualmente exerce a função de Gerente da Superintendência de Planejamento da Expansão da Chesf.

Pedro A. Melo – Nascido em Serra Redonda - PB em 1947, formado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica de Campina Grande – UFPB em 1971. Fez o Curso Avançado de Operação de Sistemas Hidrotérmicos – COSE pela COPPE/UFRJ e University of Waterloo – Canadá em 1977/1978. Trabalhou na CHESF de 1975 a 2013 como especialista na área de estudos energéticos. Atualmente sua área de interesse é a análise integrada geração/transmissão para o planejamento da expansão da Matriz Elétrica Brasileira.