



XXIV SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CB/GPL/03

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GPL

PROPOSTA DE INSERÇÃO DO ARMAZENAMENTO NÃO CONVENCIONAL NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Sérgio Pinheiro dos Santos(*)
CHESF

Otoni Nóbrega Neto
UFPE

Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino
UFPE

RESUMO

A ascensão de dispositivos como baterias, usinas de bombeamento hidráulico e ar comprimido são promissoras ao atendimento dos requisitos operativos do atendimento a curva de carga do Brasil. A abordagem sistêmica é complexa e deve estar fundamentada no arcabouço técnico-regulatório adequado. Perante o exposto, será apresentada uma proposta para avaliação dos possíveis benefícios e restrições do armazenamento de energia no sistema interligado. Um estudo de caso para a inserção dos dispositivos de armazenamento foi realizado para a região Nordeste, considerando o plano decenal da expansão e alocação horária nas curvas de carga para o ano 2024. Os principais benefícios da inserção do armazenamento são uma melhoria na distribuição do fluxo no sistema, reduzindo as possíveis restrições de transmissão, auxílio no controle de tensão além dos requisitos de reserva no balanço carga-frequência.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento integrado, armazenamento, baterias, otimização eletroenergética, flexibilidade operacional.

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema Brasileiro cresce em média 3% ao ano (1). Para atender ao crescimento de carga, o plano de expansão se baseia em grandes usinas hidrelétricas associadas a longas linhas de transmissão predominantemente radiais interligando os grandes centros consumidores. Com o advento das fontes renováveis como a eólica e solar um importante ponto de inflexão é notado. Há uma redução do uso de geração termelétrica, preservação dos reservatórios e aumento na capacidade de atendimento global do sistema pela sinergia entre fontes.

Estas fontes, no que lhe concerne, apresentam uma representação de forma simplificada, como uma fonte não despachável e exógena ao processo de otimização. Embora nesse nível de análise esta abordagem seja perfeitamente aceitável tendo em vista o tamanho do sistema interligado, não se deve negligenciar a forte expansão destas fontes. Recomenda-se, portanto, estabelecer as reais relações dos custos envolvidos para a acomodação das fontes renováveis através do desenvolvimento de uma metodologia de alocação na curva de carga. É célebre uma redução na flexibilidade operacional, sobrecargas locais e maiores exigências dentro das áreas de controle, neste caso, podendo levar outros agentes geradores para regiões não otimizadas.

A acomodação de fontes não despacháveis pode ser realizada de duas formas: aumentando os requisitos de armazenamento e reserva ou ampliando o sistema de transmissão (2), o Brasil optou pela segunda alternativa. Todavia, o sistema Brasileiro enfrenta um período não favorável mostra uma sistemática redução da reserva do sistema, sendo necessário, em breve, reavaliar a capacidade de armazenamento atual para a acomodação dos requisitos futuros.

(*) Rua Delmiro Gouveia, Ed. André Falcão n° 333 – Sala 203 - Bloco D – CEP 50.761-901 Recife, PE – Brasil
Tel: (+55 81) 3229-3917 – Fax: (+55 81) 3229-2451 – Email: sergiops@chesf.gov.br

Segundo definição do EPRI (3) armazenador de energia é qualquer dispositivo que move energia através do tempo, disponibilizando quando e onde ela é necessária. Grandes reservatórios e estoques de gás natural e petróleo são os mecanismos mais utilizados para esta tarefa. Não obstante, a necessidade de integração das fontes eólicas e solares em países de base termelétrica inflexível como EUA, Alemanha e China levaram a avaliação da utilização de dispositivos mais flexíveis e modularizados para o acompanhamento de suas curvas de carga.

A ANEEL demonstrou forte interesse no tema pelo lançamento da chamada pública para projetos de P&D nº 21/2016 - "Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro". Porém, a solução não é trivial devido ao alto grau de complexidade do problema sendo um tema frequente nas discussões do setor elétrico brasileiro e na comunidade internacional. Faz-se necessário uma profunda discussão técnica e regulamentar acerca da inserção de armazenamento a iniciar pelo processo de planejamento da expansão.

Na regulação Brasileira o termo ancilar está associado à prestação de determinado serviço, não associado ao fornecimento de energia elétrica, mas indispensável para a garantia da segurança, qualidade, estabilidade e confiabilidade do sistema. O Decreto nº 5.163/2004 - MME prevê a cobertura pela prestação de serviços ancilares. A Resolução Normativa nº 697/2015 - ANEEL regula a prestação desses serviços no SIN, estabelecendo que quando uma usina tiver que fazer adequação nos seus sistemas e equipamentos para a prestação deste serviço, ela pode ter seus custos ressarcidos por encargo. São definidos como serviços ancilares:

- Provedores de energia reativa por unidades geradoras solicitadas a operar como compensador síncrono;
- Controle automático de geração (CAG);
- Autorrestabelecimento (Black start);
- Sistemas especiais de proteção (SEP);

No entanto, o armazenamento de energia não é tratado diretamente como um serviço para a garantia da segurança, qualidade, estabilidade e confiabilidade do sistema, levando ao desestímulo dos empreendedores no investimento de recursos em novas tecnologias. Mesmo que venha a ser incluído como serviço ancilar, o valor pago pela tarifa de serviços ancilares – TSA não cobrem os custos de investimentos dos equipamentos. Por exemplo, para compensação reativa remunera-se R\$ 6,19 por MVarh, enquanto estima-se que seria necessário R\$1.269,00 por MVarh para pagar o investimento em um dispositivo do tipo *flywheel* (Roda de Inércia) de 20 MVA (3).

De forma geral, os tipos de dispositivos dividem-se em quatro categorias (3), os eletroquímicos, eletromagnéticos, termodinâmicos e mecânicos. Como existem diversas tecnologias com características distintas será realizada uma revisão das tecnologias como forma de indicar quais abordagens mais adequadas para o sistema brasileiro.

Propõe-se uma discussão metodológica dos possíveis benefícios e restrições do armazenamento de energia no sistema interligado com uma avaliação integrada das questões de geração e transmissão. O restante do artigo está organizado da seguinte forma: O Capítulo 2 apresentará as tecnologias de armazenamento. No Capítulo 3 será mostrada a proposta de inserção no planejamento eletro-energético e, seus respectivos resultados, no Capítulo 4. Por fim, no Capítulo 5 são discutidas as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

2.0 - TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

Em todo o mundo, mais de 100 GW em armazenamento não convencional (do inglês *Energy Storage Systems – ESS*) estão instalados e distribuídos por cerca de 380 plantas, porém mais de 99% destes projetos são de usinas hidrelétricas reversíveis, no Brasil, não foram encontrados registros de sua utilização comercial.

Durante a especificação deste equipamento é fundamental conhecer os seguintes parâmetros (4):

1. Capacidade de Armazenamento: é a quantidade de energia disponibilizada após o término do ciclo de carregamento, W_{st} . A descarga é frequentemente incompleta sendo inferior a quantidade de armazenamento total, a energia devolvida ao sistema é dada por W_{ut} . A capacidade de potência do sistema motor-gerador. Geralmente é usada para representar a potência máxima P_{max} de carga e descarga.
2. Tempo de descarga: Definido pela expressão:

$$\tau(s) = \frac{W_{st}}{P_{Max}}$$

1

onde,

$\tau(s)$: Tempo de descarga, em horas,

W_{st} : Energia total armazenada, em MWh,

P_{Max} : Potência máxima, em MW.

3. Eficiência: Razão entre a energia entregue e a energia armazenada, definido pela expressão:

$$\eta = \frac{W_{ut}}{W_{st}} \quad 2$$

onde,

η : Tempo de descarga,

W_{ut} : Energia entregue ao sistema, em MWh.

4. Durabilidade: Dado pelo número de vezes que o dispositivo de armazenamento pode liberar energia, a partir do nível para o qual foi projetado. É expresso como o número máximo de ciclos, N, cada um correspondendo a um processo de carga e descarga

Na literatura é encontrada uma vasta gama de aplicações para resolver problemas específicos, como qualidade de energia, geração distribuída, controle de tensão e regulação de frequência. Neste trabalho, será dado foco nas aplicações em serviços com maior potencial de aplicação no Brasil. A Figura 1 mostra três principais problemas que o sistema Brasileiro enfrentará nos próximos anos que podem ser mitigados com o uso de ESS, acompanhamento da curva de carga, regulação da frequência e redução do carregamento de linhas de transmissão. Como soluções pode-se citar as hidrelétricas reversíveis (PHES), termelétricas à ar comprimido (CAES) e baterias de eletricidade (BESS).

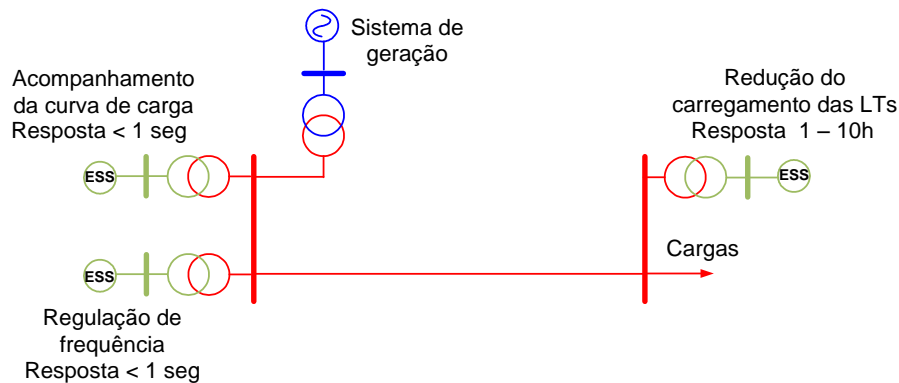


FIGURA 1 – Aplicações de sistemas de armazenamento não convencional no sistema Interligado.

2.1 Hidrelétricas reversíveis (PHES)

É uma tecnologia já madura e em escala comercial, sendo empregada em muitos locais no mundo (3). Seu princípio se baseia no bombeamento de água para o reservatório superior em períodos de pouco carregamento do sistema e seu despacho quando houver necessidade do sistema, em princípio em períodos de pico de carga.

A hidrelétrica de *Raccoon Mountain*, da *Tennessee Valley Authority* - TVA é a maior aplicação desta tecnologia, construída em 1970, tem capacidade de geração da ordem de 1.652 MVA. A energia é armazenada de forma indireta e foi idealizada para o armazenamento de excesso de geração nuclear para posterior uso pela TVA. O reservatório construído no topo da montanha contém 405 Hm³ de água e leva em torno de 28 horas para seu completo enchimento.

Em geral, a construção de uma nova usina custa entre R\$ 3.000 - R\$ 7.500/kW que é baixo dentre as tecnologias. Novas tecnologias construtivas contemplam bombeamento e geração de energia com estratégias de controle das velocidades das máquinas aumentando a flexibilidade no fornecimento de serviços de regulação de frequência e acompanhamento da curva de carga.

Porém há necessidade de grandes volumes de investimentos além de locais específicos para sua instalação, ocasionando significativos impactos socioambientais, agregando um alto risco construtivo para esse tipo de tecnologia. Devido a grande extensão litorânea brasileira é razoável elucubrar o uso da água do mar para usinas reversíveis. A "*Okinawa Yanbaru Seawater Pumped Storage Power Station*" é um bom exemplo, uma usina de

bombeamento de 30 MW já em operação, que usa o Mar das Filipinas como seu reservatório inferior, apresenta uma queda efetiva de 136 metros e vazão máxima de 26 m³ / s (5).

2.2 Ar Comprimido (CAES)

Uma turbina à gás utiliza cerca de um terço da sua energia para comprimir o ar que entra no sistema, aproveitando da necessidade deste processo e a existência de períodos de carga leve, onde conceitualmente a energia é barata, podem ser criadas sinergias substanciais.

Aplicações tradicionais usam o gás natural ou CO₂ que utilizam rochas porosas, porém novas tecnologias de armazenamento pode ser feitas através de uma formação natural ou uma escavação artificial para armazenar ar comprimido. Com isso é possível construir uma térmica á gás comprimido em quase qualquer lugar. No caso brasileiro, existe um grande potencial espeleológico ainda não mapeado, podendo gerar oportunidades principalmente no sertão da Bahia e do Rio Grande do Norte.

Novas outorgas de termelétricas a gás natural, como por exemplo, as usinas de Novo Tempo/PE e Porto Sergipe/SE, que adicionará 2.754 MW de capacidade ao SIN e viabilizará a operação dos terminais de regaseificação em Pernambuco e Sergipe podendo abrir espaço para novas oportunidades para esta tecnologia de armazenamento na região Nordeste.

Turbinas a gás ciclo simples tem um tempo de resposta menor que 20 minutos e apresentam uma alta taxa de variação de rampa de até 30% por minuto, isto permite uma grande flexibilidade para o atendimento aos critérios de acompanhamento da curva de carga, regulação de frequência e redução do carregamento do sistema de transmissão.

Seus custos operacionais variam de 1,82 a 91 R\$/ kWh (3). Segundo o EPRI, os custos de investimento de CAES são competitivos com os custos das usinas de bombeamento, variando entre 1.400 e 4.300 R\$/kW. Hoje em dia, duas usinas CAES estão em operação, uma em *Huntorf* (Alemanha), produzindo 290 MW e uma segunda no Alabama (EUA), produzindo 110 MW. Infelizmente, aspectos negativos como a emissão de poluentes e uso de recursos hídricos são, em muitos casos impeditivos para a implementação desta solução.

2.3 Baterias de Eletricidade (BESS)

Ao mencionar baterias para armazenamento, há um imenso grupo de opções como: Chumbo-Ácido, tipo inundado, válvula regulada, enxofre de sódio, íons de lítio, ar metálico, baterias de fluxo, redox de vanádio, bromo-zinco, cádmio-níquel, etc (6).

Entre todas essas baterias, a bateria de chumbo-ácido é a mais antiga e a tecnologia mais madura, as baterias Li-ion, NaS e NiCd são as principais tecnologias. Destes, as de Li-ion possui o maior potencial para desenvolvimento futuro e otimização pelo seu tamanho pequeno e baixo peso além de oferecer uma maior densidade de energia e eficiência de armazenamento (6), perto de 100%. Infelizmente, são baterias de um alto custo, o que as torna adequadas para dispositivos portáteis.

NiCd e chumbo-ácido podem fornecer potência instantânea, porém são grandes e contêm metais pesados tóxicos além de sofrerem de auto-descarga. A bateria de NaS, embora sendo muito menor e mais leve do que NiCd, opera a 300 °C e requer constante entrada de calor para manter os estados fundidos dos eletrólitos. As baterias metal-ar têm baixo custo e alta densidade, mas são muito difíceis de recarregar.

As baterias de fluxo são também promissoras para aplicações que exigem armazenamento de longa duração devido à sua capacidade de não auto-descarga. Um grande inconveniente do sistema de baterias de fluxo são os custos de capital e de funcionamento associados ao funcionamento de um sistema de bombas e de controle de fluxo com armazenamento. O principal desafio de desenvolvimento da bateria de fluxo é o aumento da densidade de potência.

Dispositivos de NaS são as que se encontram no estágio de desenvolvimento mais avançado (3). São encontradas em múltiplas de unidades de 1 MW / 6 MWh com instalações tipicamente na faixa de 2 a 10 MW. A maior instalação já produzida é um projeto de 34 MW de estabilização da Eólica *Rokkasho* no norte do Japão, que está em operação desde agosto de 2008. Outra instalação de baterias de NaS pode ser encontrada na Xcel em Lucerne, estado de Minnesota (EUA), desde 2008. Contém 20 módulos de 50 kW com 7,2 MWh de capacidade de armazenamento e uma capacidade de carga / descarga de 1 MW.

O custo de instalação de um sistema destes fica em torno dos 8.800 R\$/kW com necessidade de substituição do material que é realizado a cada 8 anos e variam de 2.084 R\$ /kW a 2.530 R\$/kW (3), o LCOE dessa alternativa se encontra na faixa de R\$ 780 /MWh, o que torna a solução de custo muito elevado. Porém como vantagem está a modularidade, podendo ser instalada em instalações já existentes e próximas às áreas onde existam restrições locais além de total flexibilidade nos tempos de resposta, atendendo à grande parte dos serviços de

armazenamento. Com relação ao meio ambiente, há possibilidade de impactos ambientais pela presença de metais pesados.

3.0 - PROPOSTA DE INSERÇÃO NO PLANEJAMENTO ELETRO-ENERGÉTICO

Datas de necessidade dos novos empreendimentos de geração e ampliação da capacidade de transmissão são estabelecidas de forma indicativa, segundo os modelos de otimização e os critérios de igualdade dos custos marginais de operação e de expansão e 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 faz parte do plano de expansão ajustado, segundo a ótica energético-econômica. Seus resultados são apresentados em nível mensal, com as metas energéticas obtidas a partir de uma representação a subsistemas equivalentes.

A integração da expansão geração-transmissão é realizada através de um processo contínuo de redespacho da geração, visando eliminar possíveis restrições sistêmicas. Deve-se considerar um modelo de otimização hidrotérmica individualizado (7). Buscando aprofundar esta análise, foi desenvolvida uma abordagem para o planejamento integrado Eletro-energético, parte integrante do Programa CHESF de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico, Ciclo 2006-2007 (Projeto número 048-006/2007 ANEEL), como resultado, se desenvolveu um software chamado *dhoVisual3P*, maiores detalhes podem ser visto em (8) e (9) .

Para a inclusão de dispositivos de armazenamento adicionais, faz necessário buscar uma representação horária via curvas de carga. Os acoplamento entre o planejamento e a operação futura é realizada através dos despachos de referência associados à alocação das usinas na curva de carga, oriundos da otimização físico-operativa do sistema. A seguir são apresentadas de forma resumida as principais etapas propostas (10) e na Figura 2 é mostrado o esquemático da proposta.

- a) Considerar os cenários que sejam representativos da composição do parque gerador em um determinado instante, definidos pelo MME;
- b) 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, pode ser usado *dhoVisual3P* ou outro modelo de otimização hidrotérmica individualizado. Nessas simulações, as fontes, eólica, biomassa, PCH e solar são representadas como geração externa, considerando seu comportamento típico em termos sazonais;
- c) Simular com esses parâmetros, comumente chamados de metas energéticas os despachos horários para a representação a usinas individualizadas para dois períodos típicos do ano (período úmido e período seco). As fontes eólicas, 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.

O sistema de transmissão é representado por multiáreas energéticas (11), com o uso de um fluxo de carga linearizado (12). Dessa forma, é possível flexibilizar a formação as áreas específicas identificando informações das curvas de geração e carga.

- d) Realizar a avaliação de dispositivos de armazenamento não-convencionais antes de propor a expansão do sistema. Porém o problema é dimensionar adequadamente a sua capacidade ($P_{Máx}$) e tempo de descarga (τ). Com a especificação do seu ciclo de trabalho, poderá avaliar se a solução é econômica, ou seja, não ultrapassará o custo marginal de expansão.

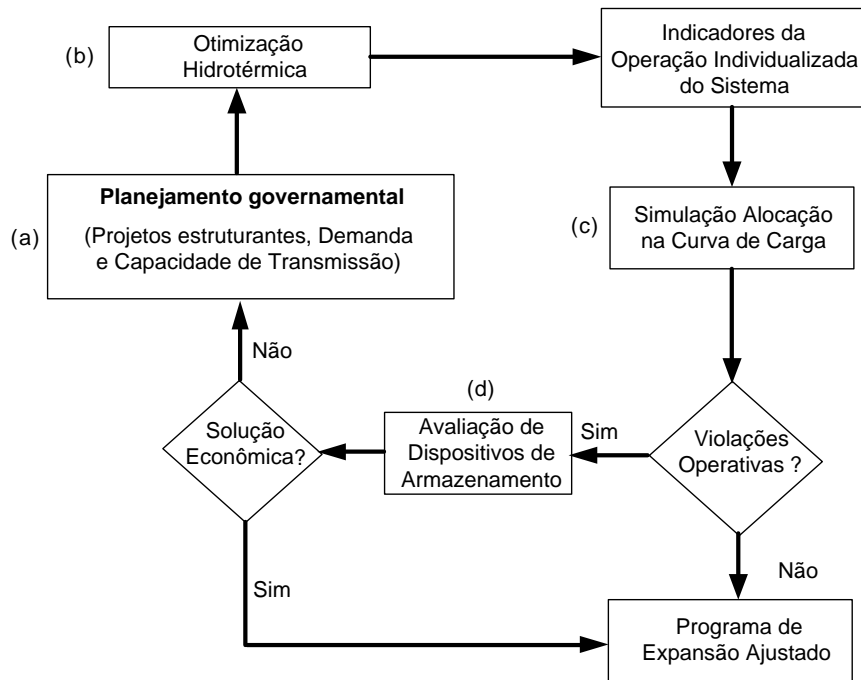


FIGURA 2 – Processo de análise da expansão da oferta de energia elétrica considerando armazenamento.

4.0 - RESULTADOS

A otimização hidrotérmica tem um conhecimento mais difundido no setor, priorizou-se detalhar apenas as etapas posteriores de alocação horária na curva de carga e de definição do dispositivo de armazenamento. Como estudo de caso, optou-se pela região de Açu / Quixadá / Milagres em virtude do atraso das obras da Subestação 500/230 kV Açu III e das Linhas de Transmissão 500 kV Açu III – Milagres II C1 e Açu III – Quixadá C1.

Dispositivos armazenadores podem postergar a necessidade de expansão ou ainda solucionar problemas de restrições elétricas em virtude dos atrasos. Foram consideradas as seguintes premissas: Ano de 2024 como referência para as simulações no período seco (setembro), a Figura 3 apresenta um esquema do sistema estudado.

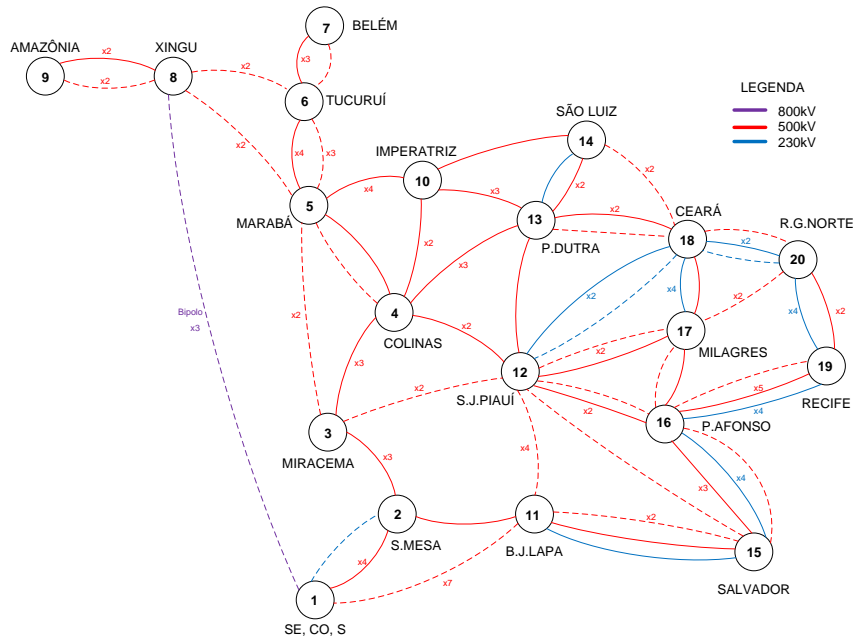


FIGURA 3 – Representação do sistema Norte-Nordeste na alocação horária na curva de carga.

Com a simulação do sistema, é possível observar, na Figura 4 (a), a composição do atendimento a carga por fonte na região Norte-Nordeste, o destaque neste período é a geração eólica, que representará uma significativa parcela da geração firme da região. Algumas restrições elétrico-energéticas foram observadas durante a simulação, destacou-se a interligações entre as regiões Ceará e Rio Grande do Norte, Figura 4 (b), onde se visualiza uma superação da capacidade de transmissão.

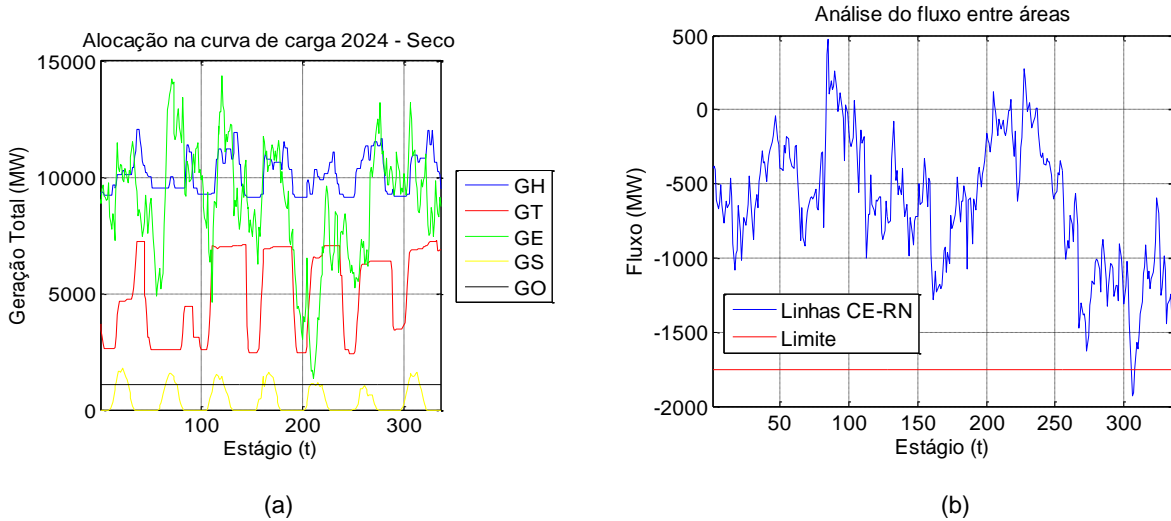


FIGURA 4 – Simulação de alocação na curva de carga, com destaque na violação entre as áreas Ceará e R.G. do Norte, considerando cenário seco, ano 2024.

Dificuldades de expansão em virtude de atrasos e limitações físicas/socio-ambientais poderão ser solucionados por dispositivos de ESS, postergando a necessidade de expansão. Na Figura 5 é mostrado o carregamento com a presença do armazenamento. Neste caso, o sistema foi simulado com um dispositivo de 400 MW e 1.300 MWh de armazenamento. Na Tabela 1 é mostrada uma comparação entre a expansão convencional e o uso de dispositivos de ESS.

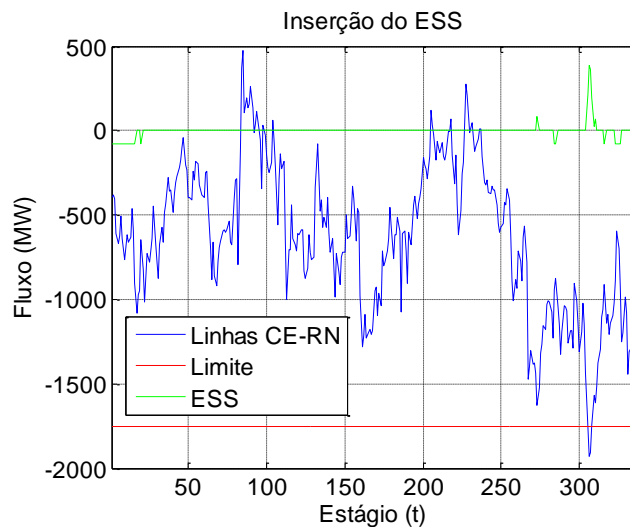


FIGURA 5 – Inserção do dispositivo de armazenamento para eliminar restrição eletro-energética, ano 2024.

TABELA 1 – Comparação de alternativas para a expansão da região entre Ceará e Rio Grande do Norte.

Equipamento	Custo (R\$ x 1000)
LT 500 kV Ceará - R.G. do Norte, CS, 240 km, 4x954 MCM	200.000,00
Termelétrica do tipo CAES tipo CA, 400 MW / 1.300 MWh	800.000,00
Hidrelétrica Reversível, 400 MW / 1.300 MWh	1.200.000,00
Banco de baterias de NaS, 400 MW / 1.300 MWh	3.500.000,00

Quanto aos benefícios ao sistema elétrico, a Figura 6 mostra a inserção do ESS na Barra de Açú III 500 kV, no patamar de carga média, norte seco 2024. O equipamento auxilia na redução no fluxo dos circuitos adjacentes e também no controle de tensão. Nesta área são necessários 700 MVar de compensação reativa para auxiliar no controle de tensão, dos quais até 400 MVar poderia ser fornecido pelo equipamento proposto.

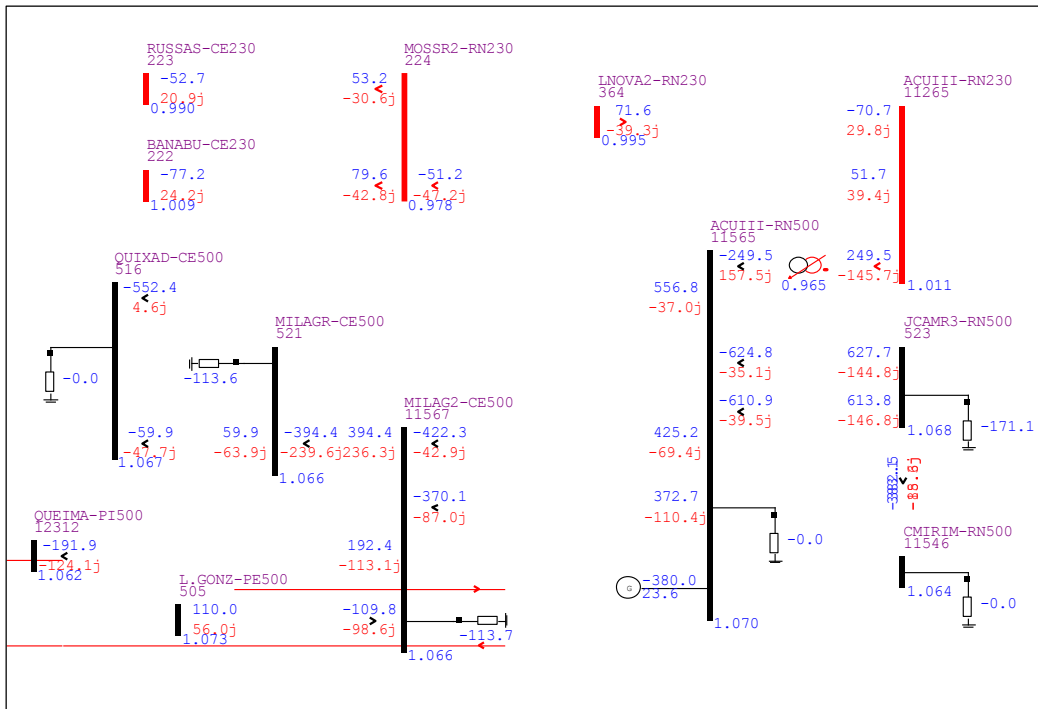


FIGURA 6 – Simulação elétrica do ESS na subestação 500 kV Açú III, carga média, ano 2024.

Os resultados mostram a aderência da proposta no uso dos dispositivos de ESS. Porém, trata-se de uma alternativa muito onerosa em virtude dos valores encontrados na literatura, que merece ser estudada em maiores detalhes. A solução das restrições eletro-energéticas é bastante promissora, principalmente quando for considerado os serviços ancilares para prover segurança, redução da parada e partida de geradores e controle de carga-frequência

5.0 - CONCLUSÃO

Independentemente de um plano de expansão “ajustado”, a alocação horária na curva de carga fornece subsídios para avaliação das restrições de transmissão e requisitos de geração em cada área. É primordial que os modelos de planejamento, operação e liquidação/comercialização de energia no curto prazo, sejam compatíveis entre si. As diferenças devem residir apenas em aspectos conjunturais e específicos, na etapa de liquidação/comercialização, de modo que essa representação reproduza de maneira realista a forma como o sistema brasileiro foi planejado e é operado, na qual se reconhece que a transmissão desempenha um papel elementar como integrador de bacias hidrográficas e regiões geográficas.

A técnica proposta se mostra atraente e visa contribuir para a diminuição das lacunas existentes no processo de planejamento da geração e transmissão. Equipamentos de armazenamento de energia são fundamentais para a segurança do sistema, acompanhamento da curva de carga, regulação da frequência e eliminação das restrições de geração e transmissão não visualizadas em modelos puramente energéticos. Por conseguinte, busca-se evitar o sucessivo aumento dos custos setoriais, reduzindo as restrições e impulsionando uma expansão mais eficiente.

Os custos de implantação e operação de um sistema de ESS ainda é muito oneroso quando comparado com uma alternativa de transmissão, todavia ao considerar a inexistência de uma solução convencional, dispositivos de ESS podem ser usados para evitar corte de geração. Espera-se que o emprego de novas tecnologias possam viabilizar economicamente. Outros dispositivos, como as baterias de Lítio e supercapacitores são futuras promessas de ESS. Nesta análise, o armazenamento via ar comprimido (CAES) mostra-se como o mais próximo de operacionalização comercial, que devido sua flexibilidade e do possível potencial espeleológico do Brasil, poderá a se tornar viável após estudos mais aprofundados das formações geológicas brasileiras.

Como trabalhos pósteros, os autores estão trabalhando na determinação dos benefícios econômicos da redução da parada e partida de geradores, controle de carga-frequência e regulação de tensão.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) _____. Plano Decenal de Expansão 2024, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2015.
- (2) STEINKE, FLORIAN, PHILIPP WOLFRUM, AND CLEMENS HOFFMANN. "Grid vs. storage in a 100% renewable Europe." *Renewable Energy* 50 (2013): 826-832.
- (3) _____. DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, SANDIA REPORT, SAND2013-5131, July 2013.
- (4) J.I. SAN MARTÍN, I. ZAMORA, J.J. SAN MARTÍN V. APERRIBAY, P. EGUÍA. *Energy Storage Technologies for Electric Applications. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'11)*, Las Palmas de Gran Canaria (Spain), April, 2011.
- (5) TETSUO FUJIHARA, HARUO IMANO, KATSUHIRO OSHIMA. *Development of Pump Turbine for Seawater Pumped Storage Power Plant*, *Hitachi Review* Vol. 47 (1998), No. 5.
- (6) K.C. DIVYA*, JACOB ØSTERGAARD. *Battery energy storage technology for power systems— An overview*, *Electric Power Systems Research* 79 (2009) 511–520.
- (7) CORDEIRO L. F. A. "Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro com Foco nas Emissões de CO₂ ", PPGEE/UFPE, Tese de Doutorado, defendida em Agosto 2015;
- (8) MELO R. N. "Métodos de Otimização para Resolução do Problema do Despacho Hidrotérmico Considerando a Geração Eólica em Três Patamares de Carga", PPGEE/UFPE, Dissertação de Mestrado, Junho 2016;
- (9) SORIANO G. D. "Métodos de Otimização para Resolução do Problema Do Despacho Hidrotérmico-Eólico em função da não linearidade na Altura de Queda", PPGEE/UFPE, Dissertação de Mestrado, Julho 2016.
- (10) SANTOS, S. P.; ALVES, F. R. ; MELO, P. A. ; FREIRE, A. R. F. ; PINTO, M. S. L. . Metodologia para o planejamento da expansão considerando a inserção de geração eólica em larga escala na matriz elétrica nacional. In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, 2015, Foz do Iguaçu, 2015.
- (11) SANTOS, S. P.; MELO, P. A. ; AQUINO, R. R. B. . Planejamento da Geração e Transmissão considerando Multiareas Energéticas. In: *X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, 2016, Gramado-RS, 2016.
- (12) YU, YIXIN, et al. "Detailed operation simulation based planning alternative evaluation of power system with large-scale wind power." *Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, 2012 IEEE. IEEE, 2012.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Sérgio P. Santos – Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (2005), obteve o grau de Mestre pelo na mesma instituição em 2008. Desde 2009, é engenheiro de planejamento de sistemas eletro-energéticos na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF. Atualmente é aluno de Doutorado da Universidade Federal de Pernambuco (2014) no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em planejamento energético e sistemas inteligentes. Tem experiência na área de planejamento da expansão em sistemas eletro-energéticos e integração de novos empreendimentos ao sistema de transmissão, atua também com aplicação de inteligência artificial no reconhecimento de padrões e mineração de dados.



Otoni Nóbrega Neto – Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco - UFPE em 2004, obteve o grau de Mestre em Engenharia Elétrica, em 2006, e o de Doutor em Engenharia Elétrica, em 2010, ambos pela UFPE. Professor Adjunto da UFPE desde 2011 onde também realiza atividades de pesquisa e desenvolvimento. Tem experiência na área de Processamento de Energia Elétrica, com ênfase em Geração, Transmissão e Distribuição da Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: Previsão de Carga Elétrica, Despacho Ótimo da Geração de Energia Elétrica, Qualidade de Energia Elétrica, com aplicação de ferramentas de Inteligência Artificial.



Ronaldo R. B. de Aquino – Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (1983), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (1995) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba (2001). Atualmente é professor Associado III e Chefe do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Aplicando técnicas de inteligência artificial (redes neurais, sistemas inteligentes híbridos, lógica fuzzy e algoritmo genético) no despacho da geração elétrica, controle e automação de processos industriais, previsão de carga, previsão de ventos e geração, diagnósticos de defeitos em transformadores e na classificação de distúrbios elétricos. Bem como, desenvolve projetos de eficiência energética de processos industriais.