



GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COMO ALTERNATIVA INOVADORA PARA O REFORÇO DO ATENDIMENTO ELÉTRICO AO LITORAL SUL DO ESTADO DE SÃO PAULO

VICTOR MAKIDA NAKASHIMA (1); ANDRÉ BIANCO (2); EDUARDO KERAZ EL HAGE (3); DANIEL JOSÉ TAVARES DE SOUZA (4); THAÍS PACHECO TEIXEIRA (5); FÁBIO DE ALMEIDA ROCHA (6); PAULO FERNANDO DE MATOS ARAUJO (7)

COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA - ISA CTEEP (1); OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS (2); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (3)

RESUMO

O sistema de transmissão para atendimento ao Litoral Sul do Estado de São Paulo vem operando próximo ao seu limite durante as últimas temporadas de verão devido ao atraso da implantação da solução estrutural prevista para a região. Neste artigo são apresentadas as análises técnico-econômicas executadas pelo Grupo de Trabalho de Atendimento ao Litoral de São Paulo (GT-Litoral), que culminaram na indicação de uma alternativa promissora composta pela instalação de um banco de baterias eletroquímicas de grande porte na subestação de Registro. Além de atender a uma necessidade sistêmica real e urgente, tal alternativa é caracterizada pelo ineditismo no segmento de transmissão, baixo impacto socioambiental e rápida implantação.

PALAVRAS-CHAVE: Baterias Eletroquímicas de Grande Porte; Planejamento da Transmissão; Inovação;

1.0 INTRODUÇÃO

O uso de sistemas de armazenamento de energia tem crescido internacionalmente de forma acelerada nos últimos anos, o que se deve, principalmente, à evolução tecnológica e às diferentes possibilidades de aplicação, inclusive em sistemas elétricos de potência [1].

De fato, em publicação recente [2], a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) relacionou as principais possibilidades para aplicação de sistemas de armazenamento de energia no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), incluindo o uso de baterias eletroquímicas como alternativa para a expansão do sistema de transmissão. Essa aplicação torna-se especialmente atrativa ao ser evidenciada a necessidade de suprimento a picos de carga em regiões com dificuldades de acesso, tais como áreas de densa ocupação urbana ou próximas a unidades de conservação ambiental, haja vista que esses fatores podem elevar significativamente os custos de expansão da transmissão e aumentar a complexidade do processo de licenciamento para a construção de novas instalações, sobretudo linhas de transmissão.

Uma ilustração bastante completa dos aspectos supracitados é a região do Litoral Sul do Estado de São Paulo, cujo acesso envolve a transposição do relevo acidentado da Serra do Mar, bem como interferência nas reservas ambientais do Parque Estadual Carlos Botelho e do Parque Estadual da Serra do Mar, além de reservas indígenas da tribo Guarani da Tekoa Mirim. Em conjunto, essas características oferecem um grande desafio à expansão do sistema de transmissão da região.

Devido à vocação turística, a demanda de potência do Litoral Sul de São Paulo sofre forte efeito sazonal, com a presença de picos de curta duração, principalmente nos feriados que ocorrem na temporada de verão. Atualmente, nesses períodos de maior demanda, a capacidade do sistema de transmissão da região encontra-se próxima do esgotamento em regime normal de operação (N) e pode apresentar sobrecargas inadmissíveis na condição de emergência (N-1).

Visando mitigar tal problema, medidas operativas específicas para o alívio de carregamento já são programadas, envolvendo desde a segregação da rede de transmissão até o corte emergencial de parte da carga local, evidenciando a urgência de uma solução suficientemente robusta.

A solução estrutural para assegurar o atendimento satisfatório ao Litoral Sul tem como principal empreendimento a construção da subestação Manoel da Nóbrega, cujo prazo original para entrada em operação era setembro de 2017. No entanto, devido às dificuldades de licenciamento envolvendo, principalmente, outras obras do mesmo contrato de concessão, o prazo para entrada em operação de toda a concessão foi recentemente repactuação para janeiro de 2024. Não obstante essa repactuação, há ainda um conjunto de obras com pendências nos aspectos regulatório e ambiental a serem executadas pelas Concessionárias de Transmissão e Distribuição já presentes na região do Litoral Sul.

No final do ano de 2019, em vista das incertezas até então vislumbradas para o completo equacionamento da implantação da solução estrutural, foi instituído o Grupo de Trabalho de Atendimento ao Litoral de São Paulo (GT-Litoral), com o objetivo de identificar soluções conjunturais aderentes à solução estrutural, para assegurar o desempenho satisfatório do sistema da região até a entrada em operação da futura SE Manoel da Nóbrega.

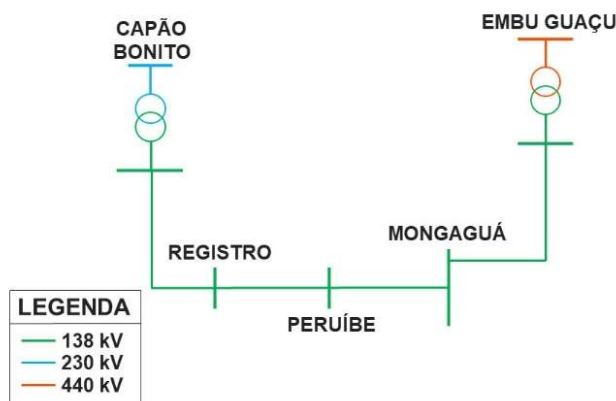
O GT-Litoral contou com a participação do Operador Nacional do Sistema (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ISA CTEEP e Concessionárias de Distribuição do Litoral de São Paulo, além do acompanhamento pela Secretaria Estadual de Infraestrutura e Meio Ambiente. Entre as alternativas avaliadas por esse grupo de trabalho [3][2], destaca-se o banco de baterias eletroquímicas de grande porte na SE Registro, localizada no Litoral Sul de São Paulo e sob concessão da ISA CTEEP.

2.0 OBJETIVO

O principal objetivo deste artigo é apresentar as análises técnico-econômicas realizadas no âmbito do GT-Litoral, que culminaram na indicação de uma alternativa promissora e inédita contemplando a implantação de um banco de baterias eletroquímicas de grande porte (30 MW de potência e 60 MWh de capacidade útil), no sistema de transmissão do Litoral Sul paulista.

3.0 SISTEMA DE INTERESSE

O sistema de interesse está localizado no Litoral Sul de São Paulo, sendo caracterizado por linhas de transmissão de 138 kV que são supridas através das subestações de fronteira com a Rede Básica na SE 440/138 kV Embu-Guaçu e na SE 230/138 kV Capão Bonito. Tal sistema, representado de forma simplificada no diagrama unifilar da Figura 1, está sob concessão da ISA CTEEP e é responsável pelo atendimento aos consumidores das concessionárias de distribuição Elektro e Enel-SP.



Fonte: Adaptado de [3].

Figura 1. Sistema de Interesse.

É importante ressaltar que a região em tela é caracterizada pela presença das reservas ambientais do Parque Estadual Carlos Botelho e do Parque Estadual da Serra do Mar, bem como das reservas indígenas da tribo Guarani da Tekoa Mirim. Além disso, a topografia é caracterizada pelo relevo significativamente acidentado da Serra do Mar.

4.0 CRITÉRIOS E PREMISSAS TÉCNICO - ECONÔMICOS

Nesta seção, são apresentadas as premissas e os critérios técnico-econômicos adotados nas análises conduzidas no âmbito do GT – Litoral [3].

4.1 Base de dados

Os casos base empregados nas análises de fluxo de potência foram derivados do Plano de Ampliações e Reforços, ciclo 2021-2025, elaborados pelo ONS [4]. No entanto, visando representar a condição mais crítica para o sistema de interesse, tipicamente verificada ao longo dos feriados de verão, foram realizados ajustes no mercado e no despacho do parque gerador com influência na região, os quais são descritos a seguir.

4.1.1. Geração

Foi avaliado o histórico de 5 anos dos despachos das usinas hidrelétricas com impactos no sistema de interesse, considerando a integralização horária do período de 24 horas antes e após o Réveillon.

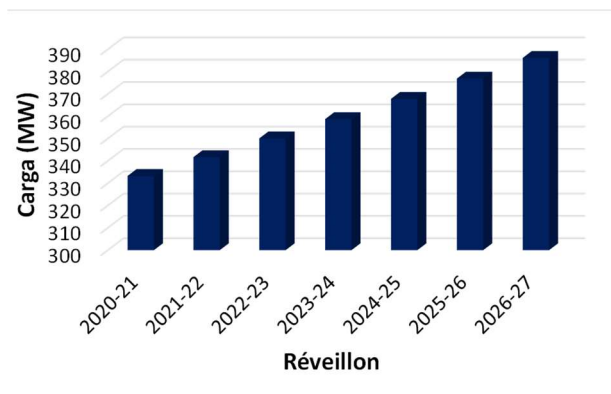
De forma conservadora, os casos de trabalho foram ajustados com os menores valores registrados entre as 18:00 e 21:00, do dia 31/12 de cada ano do histórico, a saber: UHE Chavantes = 215 MW, UHE Jurumirim = 21 MW e UHE Piraju = 20 MW.

4.1.2. Mercado

Os agentes de distribuição com áreas de concessão no Litoral Sul de São Paulo elaboraram a previsão de carga por barramento representativa do evento de Réveillon, conforme os critérios elencados a seguir:

- A carga por barramento foi integralizada por hora. Por exemplo, para a 20ª hora considerou-se o valor médio das medidas entre 19:01 e 20:00;
- Foi identificado a previsão para a maior carga integralizada por barramento entre as 19ª, 20ª, 21ª e 22ª horas, para o dia 31/12 dos anos de 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 e 2026

A Figura 2 apresenta a evolução de toda a carga do sistema de interesse, no horizonte de 2026/2027, caracterizando um crescimento aproximado de 18,5% em relação a carga verificada no Réveillon 2019/2020.



Fonte: Adaptado de [3].

Figura 2. Mercado considerado nos casos de simulação.

4.2 Cenários

No momento de confecção dos casos de trabalho empregados nos estudos do GT – Litoral havia elevado grau de incerteza, em relação à evolução do contrato de concessão associado à SE Manoel da Nóbrega e, consequentemente, sua efetiva data de entrada em operação. Desse modo, foram elaborados dois cenários base, a saber:

- Cenário Otimista: considerou a entrada em operação da SE Manoel da Nóbrega e demais obras associadas em fevereiro de 2023, admitindo-se a repactuação do contrato de concessão; e
- Cenário Pessimista: considerou a entrada em operação da SE Manoel da Nóbrega e demais obras associadas em dezembro de 2026, devido à possibilidade de rescisão do contrato de concessão e à necessidade de nova licitação do referido empreendimento.

Ressalta-se que, pouco após a emissão das recomendações do GT – Litoral em documento específico [3], o contrato de concessão em que se inclui a SE Manoel da Nóbrega e obras associadas foi repactuado, sendo estabelecida a data de janeiro de 2024 como prazo máximo para a entrada em operação desses empreendimentos. Portanto, uma perspectiva mais próxima do Cenário Otimista foi concretizada, na qual o prazo para entrada em operação da solução estrutural divergiu em apenas 1 ano em relação ao que fora considerado no cenário base em questão.

4.3 Parâmetros Técnicos das Baterias

Nessa seção são apresentados os parâmetros técnicos das baterias, sendo importante ressaltar que a “Potência Útil” e a “Capacidade Útil” foram dimensionadas considerando a operação conjunta do banco de baterias com transformadores defasadores.

4.3.1. Modo de Operação

A operação do banco de baterias foi determinada principalmente com o objetivo de realizar o “*peak shaving*”, através de uma injeção adicional de potência no sistema de interesse, durante os períodos críticos de ponta de carga. O carregamento desses dispositivos foi simulado no patamar de carga leve, não sendo verificadas violações do ponto de vista de fluxo de potência.

4.3.2. Ciclagem e vida útil

O banco de baterias foi dimensionado para fornecer no mínimo 20 ciclos completos de carga e descarga, por ano, durante pelo menos 15 anos. Esse dimensionamento mostrou-se o suficiente para assegurar uma ciclagem satisfatória, dado que as maiores cargas verificadas no sistema de interesse ocorrem principalmente ao longo dos feriados de verão (Natal, Réveillon, entre outros) que juntos somam 20 dias.

4.3.3. Potência útil

O banco de baterias foi especificado com potência útil suficiente para, em operação conjunta com os transformadores defasadores, assegurar um desempenho satisfatório do sistema elétrico do Litoral Sul de São Paulo, conforme detalhado a seguir:

- Regime normal de operação (N): carregamento de todos os elementos menor ou igual a 90% de suas capacidades de longa duração; e
- Regime de emergência (N-1): carregamento de todos os elementos menor ou igual a 95% de suas capacidades de curta duração.

4.3.4 Capacidade útil

A capacidade útil do banco de baterias foi determinada para, em operação conjunta com os transformadores defasadores, eliminar as sobrecargas com as maiores durações, através da metodologia proposta pela ISA CTEEP e detalhada a seguir:

1. Realizou-se um levantamento de todas as curvas de carga diárias dos feriados do verão, com passo de integração de 5 minutos, ao longo dos últimos 3 anos, para as linhas que suprem as cargas do Litoral Sul de SP: LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2;
2. Identificou-se que as curvas de carga mais críticas para as LTs em questão ocorreram no Réveillon de 2018/19;
3. Somou-se os fluxos de potência aparente de cada uma das curvas de carga críticas da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e da LT 138 kV Capão Bonito - Registro C1/C2, determinadas no passo 2, gerando uma única curva de carga;
4. Criou-se uma curva de carga para o regime normal de operação (N) e outra para o regime de emergência (N-1), da seguinte forma:
 - N: subtraiu-se de cada um dos pontos que compõe a curva de carga do passo 3, os montantes das injeções de potência ajustados nos transformadores defasadores para o regime normal de operação;
 - N-1: subtraiu-se de cada um dos pontos que compõe a curva de carga do passo 3, os montantes das injeções de potência ajustados nos transformadores defasadores para a contingência mais severa para o sistema de interesse: perda de um dos circuitos da LT 138 kV Embu Guaçu - Mongaguá C1/C2.
5. Converteu-se a unidade das curvas de carga do passo 4 de (MVA) para (p.u.);
6. Extraiu-se os valores dos máximos fluxos passantes verificados na LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e na LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2, nos casos de trabalho elaborados para o último ano do horizonte de estudo (2026), sem a presença da solução estrutural;
7. Multiplicou-se as curvas de carga em (p.u.) do passo 5 pelas bases de fluxo de potência do passo 6 e foram obtidas 2 curvas de carga em (MVA), uma representando a condição normal de operação e a outra a de emergência (N-1), para a LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e a LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2; e
8. As curvas de carga do passo 7 foram confrontadas com os limites normais e de emergência da LT 138 kV Embu Guaçu – Mongaguá C1/C2 e a LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2. Assim, foi dimensionado um banco de baterias capaz de injetar a potência necessária por um período superior àquele em que as curvas de carga do passo 7 violaram os limites das linhas de transmissão supracitadas.

4.3.5 Fator de Potência

O banco de baterias não foi empregado para eliminar as violações de tensões verificadas, as quais foram sanadas com a recomendação de bancos de capacitores. Desse modo, os dispositivos de armazenamento foram dimensionados com fator de potência unitário.

4.4 Parâmetros Econômicos

Para subsidiar a análise econômica dos reforços avaliados no GT - Litoral, foram utilizados os preços referenciais da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de julho de 2017, atualizados para maio de 2019.

É importante ressaltar que esses valores são de referência, compostos por custos médios de mercado e usualmente empregados pelo planejamento setorial apenas para a comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos de empreendimentos.

Foram considerados ainda:

- Taxa de desconto: 8% a.a.;
- Ano de referência: 2020;
- Tempo de vida útil das instalações tradicionais: 30 anos;
- Ano horizonte: 2027; e
- Critério de empate entre alternativas: diferença de custos inferior a 5 % (requer análises adicionais).

4.4.1 Parâmetros Econômicos das Baterias

Os parâmetros econômicos de bancos de baterias de grande porte ainda não estão contemplados no Banco de Preços da ANEEL. Desse modo, o GT-Litoral solicitou propostas comerciais orientativas para diversos fornecedores, visando subsidiar as análises econômicas dessa tecnologia.

Os valores obtidos, por fornecedor, para cada uma das alternativas avaliadas nesse estudo são apresentados na Tabela 1. Destaca-se que esses valores contemplam os impostos e a taxa de câmbio considerada foi de US\$ 1,00 = R\$ 5,00.

FORNECEDOR	CUSTO DOS BANCOS DE BATERIAS [R\$ x Milhão]		
	Bateria de 25 MW/50 MWh	Bateria de 31 MW/62 MWh	Bateria de 30 MW/60 MWh
A	107,9	131,5	127,6
B	159,0	197,1	190,7
C	122,4	151,5	146,5
D	130,0	160,0	155,7
E	139,4	170,4	166,2
Média	131,7	162,1	157,3

Fonte: Adaptado de [3].

Tabela 1. Custos das baterias.

Além disso, informa-se que o tempo de vida útil das baterias considerado nesse estudo foi de 15 anos.

5.0 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

O Litoral Sul de São Paulo é caracterizado por uma vocação turística, apresentando suas máximas cargas ao longo dos feriados de verão (Réveillon, Natal, Carnaval, entre outros).

Atualmente, o desempenho do sistema de interesse é crítico durante esses períodos, demandando uma atenção especial da ISA CTEEP, que anualmente coordena um grupo de trabalho com as concessionárias de distribuição, agentes de geração locais e o ONS, com a finalidade de estabelecer medidas operativas que assegurem o atendimento da rede do Litoral de São Paulo, dentre as quais destacam-se as seguintes:

- Aumento do despacho das usinas hidroelétricas com influência no desempenho elétrico do sistema de interesse;
- Segregação de barramentos de subestações, radializando o atendimento das cargas, para forçar uma redistribuição do fluxo de potência no sistema de transmissão;
- Ajuste de tensão para os máximos limites permitidos nas subestações de fronteira com a rede básica; e
- Posicionamento estratégico de subestações móveis, helicópteros e técnicos de plantão.

É importante destacar que mesmo com a adoção de todas as ações supracitadas, atualmente, é possível assegurar o atendimento para o sistema de interesse apenas na condição normal de operação (N).

Em algumas condições de emergência (N-1), podem ser necessários cortes de carga, sendo as contingências simples mais severas para a região a perda de um dos circuitos da LT 138 kV Embu-Guaçu - Mongaguá C1/C2 ou LT 138 kV Capão Bonito – Registro C1/C2.

6.0 ALTERNATIVAS AVALIADAS

Inicialmente, foram avaliadas soluções tradicionais compostas pela implantação de transformadores defasadores, bancos de capacitores e aumento da capacidade dos corredores de transmissão existentes, através de repotenciação de algumas das linhas de transmissão de 138 kV do Litoral Sul paulista.

No entanto, após consultas à Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), tornou-se evidente que, além de causar impactos socioambientais, a execução das obras de repotenciação, de algumas das linhas de transmissão, poderia inviabilizar a implantação das soluções no curto prazo, principalmente em função dos prazos demandados para a obtenção dos licenciamentos necessários, o que conflitava com o propósito do GT-Litoral de fornecimento de uma solução de mais curto prazo.

Diante do exposto surgiu a oportunidade para a inclusão de alternativas inovadoras baseadas em baterias eletroquímicas de grande porte. Ressalta-se que as principais vantagens dessas alternativas, em relação as convencionais são:

- Baixo impacto socioambiental, o que implica na simplificação ou até mesmo dispensa da necessidade de obtenção de licenciamento ambiental; e
- Curto prazo demandado para fabricação, fornecimento e instalação.

Desse modo, num primeiro momento, visando assegurar o desempenho satisfatório do Litoral Sul paulista tanto no Cenário Otimista quanto no Pessimista, o GT - Litoral elaborou 3 alternativas compostas principalmente por bancos de baterias e transformadores defasadores.

Essas alternativas contemplaram a instalação de bancos de baterias da ordem de 30 MW / 60 MWh nas subestações Registro ou Peruíbe, aliados a implantação de transformadores defasadores nos setores de 138 kV das subestações Capão Bonito ou Embu-Guaçu.

Todas as alternativas apresentaram desempenho técnico satisfatório e foram, então, comparadas do ponto de vista econômico, sendo os custos totais das mesmas apresentados na Tabela 2.

ALTERNATIVA	CUSTO TOTAL [R\$ x Milhão]	VALOR PRESENTE [R\$ x Milhão]
S4 - A	229,7	184,1
S4 - C	256,3	205,2
S4 - F	248,2	198,7

Fonte: Adaptado de [3].

Tabela 2. Custos das alternativas avaliadas para o Litoral Sul.

Apesar da Alternativa S4 - A apresentar o menor custo, as análises de viabilidade física demonstraram que sua implantação demandaria a aquisição de área adicional contígua à SE Peruíbe.

Desse modo, com o intuito de mitigar os riscos de implantação da solução no curto prazo, o GT-Litoral optou por recomendar a Alternativa identificada como "S4-F" como solução de caráter conjuntural para o Litoral Sul, oferecendo melhores condições de atendimento à região até a implantação da solução estrutural, a saber, SE Manoel da Nóbrega e obras associadas.

As principais obras da alternativa indicada são detalhadas na Tabela 3 e ilustradas na Figura 3.

OBRA	OPERAÇÃO COMERCIAL
Instalação de um Banco de Baterias Eletroquímicas de 30 MW / 60 MWh na SE Registro e módulos de conexão associados.	2023
Instalação do 1º e 2º transformadores defasadores trifásicos 138/138 kV, (2+1R) x 130 MVA, $\pm 30^\circ$ na SE Capão Bonito e módulos de conexão associados.	2023

Fonte: Adaptado de [3].

Tabela 3. Principais obras da alternativa inicialmente recomendada para o Litoral Sul de SP.

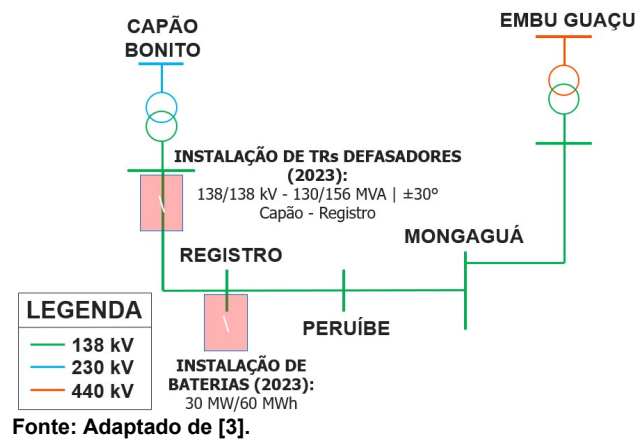


Figura 3. Principais reforços da alternativa inicialmente recomendada para o Litoral Sul de SP.

Apesar da data de necessidade sistêmica ser para o menor prazo possível, a viabilidade de implantação das obras da Alternativa S4-F foi considerada a partir de 2023, tendo em vista os prazos normalmente demandados para a inclusão no Plano de Outorgas, autorização pela Agência Reguladora e efetiva execução das obras pela transmissora, cabendo ressaltar que os reforços recomendados não acarretariam, a princípio, necessidade de equacionamento de questões ambientais e fundiárias.

Contudo, coincidindo com a consolidação das recomendações do grupo de trabalho, ocorreu a repactuação do contrato de concessão da SE Manoel da Nóbrega e demais obras associadas, fixando a data de janeiro de 2024 como o novo prazo contratual para entrada em operação da solução estrutural, ou seja, concretizou-se um cenário mais próximo ao Otimista do que ao Pessimista em termos das perspectivas de equacionamento dos problemas do Litoral Sul do Estado de São Paulo.

Nesse novo contexto, foram demandadas análises adicionais para identificar formas de conciliação do todo ou de parte da solução conjuntural proposta com a nova perspectiva de implantação da solução estrutural, as quais resultaram nas seguintes conclusões:

- Isoladamente, a implantação do banco de baterias na SE Registro seria suficiente para garantir o atendimento do sistema de interesse em regime normal de operação (N), até a entrada em operação da SE Manoel da Nóbrega;
- Após esforços envidados pela ISA CTEEP junto aos fornecedores, foi identificada a viabilidade de antecipação da entrada em operação do banco de baterias de 2023 para 2022; e
- Em contrapartida, não foi observado a possibilidade de antecipação da operação dos transformadores defasadores, sendo estes viáveis apenas no fim de 2023, praticamente coincidindo com data da própria solução estrutural.

Entre as opções de segmentação do conjunto de reforços da Alternativa S4-F para atenuar as dificuldades de atendimento elétrico à região até janeiro de 2024, prazo repactuado para entrada em operação da solução estrutural, as análises complementares identificaram que a adoção apenas do banco de baterias na SE Registro a partir do verão 2022/23 seria economicamente comparável à implantação dos transformadores defasadores na SE Capão Bonito no final de 2023 conjugada à adoção de um arranjo composto pelo aluguel de grupo geradores diesel para o verão de 2022/23.

Não obstante a questão econômica, por se tratar de uma solução de caráter conjuntural, também foram considerados elementos adicionais nas análises, tais como flexibilidade para a utilização dos equipamentos em outros pontos do SIN após a entrada da solução estrutural, eventuais custos afundados por contratação de geração a diesel temporária, além da diferença de desempenho entre as alternativas, sendo que embora os transformadores defasadores aliados ao banco de capacitores propiciem atendimento em N e N-1, somente estariam disponíveis no fim do ano de 2023, data muito próxima à própria solução estrutural em implantação na região.

7.0 CONCLUSÕES

Neste artigo foram apresentados os critérios, premissas e metodologia empregados nos estudos realizados pelo Grupo de Trabalho do Litoral Paulista (GT-Litoral) que culminaram na indicação de uma alternativa promissora e inovadora contemplando a instalação do primeiro banco de baterias eletroquímicas de grande porte no Sistema Interligado Nacional.

Tal alternativa foi concebida como solução conjuntural para assegurar o atendimento minimamente satisfatório ao sistema do Litoral Sul de São Paulo, que atualmente apresenta carregamentos de circuitos próximos ao esgotamento durante os períodos de máxima carga. Embora as principais obras da solução estrutural para atendimento à região já disponham de outorga, o equacionamento de questões ambientais com efeito sobre a concessão das ampliações vem acarretando grandes atrasos na implantação.

Salienta-se que neste caso, a solução envolvendo baterias mostrou-se promissora, sobretudo por causa das condições de contorno específicas do problema, quais sejam: presença de reservas ambientais e indígenas na região, necessidade sistêmica imediata por uma solução e sobrecargas caracterizadas por pontas de carga com curta duração diária (máximo 2 horas por dia).

Face ao exposto, ao demonstrar o potencial positivo de uma alternativa envolvendo baterias eletroquímicas de grande porte para resolver um problema real do SIN, os resultados deste trabalho contribuem diretamente para o desenvolvimento de toda uma infraestrutura necessária para viabilizar outras soluções envolvendo armazenamento eletroquímico de grande porte aplicado ao SIN, principalmente em relação aos seguintes aspectos:

- Incentivo à ANEEL para a criação de uma regulação específica para baterias eletroquímicas de grande porte;
- Incentivo ao ONS para a inclusão de critérios mínimos específicos para essa tecnologia nos Procedimentos de Rede;
- Propicia conhecimento e experiência para que a EPE possa considerar essa tecnologia em seu portfólio de soluções utilizado para eliminar problemas do SIN; e
- Incentivo para a estruturação e ampliação de toda a cadeia produtiva nacional relacionada à essa tecnologia.

8.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BLOOMBERG NEF. Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade. BNEF, 2019.
- [2] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Sistemas de Armazenamento em Baterias. Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. Brasília: Ministério de Minas e Energia: EPE, 2019.
- [3] GRUPO DE TRABALHO DE ATENDIMENTO DO LITORAL PAULISTA. Nota Técnica conjunta ONS NT 0129/2020 / EPE-DEE-NT-085/2020 - Análises de Médio Prazo do Grupo de Atendimento ao Litoral de São Paulo. GT-Litoral. Rio de Janeiro e São Paulo: GT-Litoral, 2020.
- [4] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Plano de Ampliações e Reforços 2020, ciclo 2021-2025. Rio de Janeiro: ONS, 2020.

9.0 DADOS BIOGRÁFICOS



(1) VICTOR MAKIDA NAKASHIMA

Possui graduação em Engenharia Elétrica - Ênfase em Sistemas de Energia e Automação pela Universidade de São Paulo (2018).- Mestrado em Energia - Ênfase em Tecnologia da Energia pela Universidade de São Paulo (2022).- Atualmente, Engenheiro Eletricista do Planejamento da Expansão & Estudos da ISA CTEEP.

(2) ANDRÉ BIANCO

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Gama Filho (1990) e Mestre em Ciências de Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1994). Iniciou sua carreira profissional no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (1994-2004), passando pela Andrade & Canellas Consultoria e Engenharia Ltda. (2004-2005) e, desde agosto de 2005 é colaborador no Operador Nacional do Sistema Elétrico, atualmente no cargo de Engenheiro Especialista, vinculado à Gerência de Planejamento Elétrico de Médio Prazo. É membro sênior do IEEE desde 2007.

(3) EDUARDO KERAZ EL HAGE

Formação Acadêmica:- Graduação em Engenharia Elétrica pela Faculdade Integrada Nuno Lisboa (1992).- Pós Graduação em Engenharia Econômica e Administração Industrial pela Universidade Federal de Rio de Janeiro (2002).- Curso de Especialização em Sistemas Elétricos – CESE Transmissão pela Universidade Federal de Itajubá (2008).Experiências Profissionais:- Engenheiro Eletricista do Planejamento Elétrico de Médio Prazo do ONS (atualmente);- Engenheiro Eletricista na Gerência de Planejamento da Light Serviços de Eletricidade S.A. (1989 - 2013).

(4) DANIEL JOSÉ TAVARES DE SOUZA

Daniel José Tavares de Souza graduou-se Engenheiro Eletricista pelo CEFET/RJ (2005) e é mestre em Sistemas de Potência pela COPPE/UFRJ (2011). Trabalhou em empresas como Eletrobrás, Furnas e ONS. Atualmente exerce a função de Consultor Técnico na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, onde coordena os grupos de estudos de expansão da transmissão dos estados de São Paulo, Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, além do grupo de estudos especiais de transitórios eletromagnéticos e de projetos de linhas de transmissão. Integra a equipe da superintendência de transmissão de energia da EPE desde 2007.

(5) THAÍS PACHECO TEIXEIRA

Possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela UFRJ. Atuou na área de modelagem computacional de sistemas elétricos, entre 2012 e 2015, em empresa de consultoria e, ao longo de 2015, no ONS. Iniciou suas atividades na EPE em dezembro de 2015, como Analista de Pesquisa Energética, desempenhando atividades relacionadas ao planejamento da expansão do sistema de transmissão, dentre as quais: estudos elétricos de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade eletromecânica, bem como análise técnico-econômica de alternativas de expansão da transmissão. Atua desde 2020 como Consultora Técnica, na EPE, coordenando os grupos de Base de Dados e Interligações regionais.

(6) FÁBIO DE ALMEIDA ROCHA

Bacharel em Engenharia Elétrica pela UFRJ, Especialização em Transmissão de Energia pela UNIFEI e Pós graduado em Engenharia Econômica pela UERJ. Atua há 13 anos, realizando estudos de planejamento da expansão

do sistema elétrico brasileiro, como Analista de Pesquisa Energética na Superintendência de Transmissão de Energia da EPE.

(7) PAULO FERNANDO DE MATOS ARAUJO

Engenheiro eletricitista com graduação pela UFRJ (2009), mestrado pela COPPE/UFRJ (2012) na área de Sistemas de Energia Elétrica e com bacharelado em Sistemas de Informação pela UNIRIO (2013). Analista de Pesquisa Energética na EPE desde 2013, atuando no planejamento da transmissão de energia elétrica.