



## Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos - GPL

### COMPLEXIDADES DA OPERAÇÃO DO SIN E SEUS IMPACTOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

**VINÍCIUS R. DAVID (1); DANIELA SOUZA (1); L. CALABRÓ (1); JOÃO CARLOS MELLO (1);  
X. VIEIRA FILHO (2); EDMUNDO P. SILVA (2)  
THYMOS ENERGIA (1); ABRAGET (2)**

#### RESUMO

O presente trabalho tem como foco a discussão da necessária interação do planejamento com as novas realidades enfrentadas pela operação do SIN. A matriz futura do SIN está se modificando de tal forma que as fontes renováveis com “custo marginal zero” vem ganhando cada vez mais espaço, em especial aquelas que são fontes intermitentes. Neste contexto, o presente artigo aborda os principais desafios e riscos necessários no aprimoramento do planejamento da expansão ao se deparar com questões que envolvam segurança energética e eventuais custos adicionais que devam ser considerados para escolha da alternativa de expansão numa condição de amplas incertezas frente ao futuro do setor. Além disso, será apresentada uma aplicação específica com comparações entre diversas alternativas para atendimento ao mercado futuro e os custos associados.

#### PALAVRAS-CHAVE

Segurança Energética, Novas Fontes, Intermittência, Confiabilidade.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

A geração hídrica sempre foi e ainda será um dos principais pilares da geração energética do país, sendo responsável por mais de 60% da capacidade atual instalada, porém, com as dificuldades de implementação de novas UHEs com grandes reservatórios de armazenamento, outras fontes renováveis vêm ganhando espaço na matriz energética nacional e em especial fontes intermitentes como a solar, eólica e pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Mesmo as novas grandes hidrelétricas da Amazônia são também intermitentes já que são fio d'água e dependem fundamentalmente da qualidade da estação chuvosa. A redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios brasileiros, aliada aos recentes cenários de baixas afluências vem ocasionando despacho termelétrico recorrente, normalmente de custos mais elevados, incluindo despacho fora de ordem de mérito por motivos de segurança energética determinados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Isto representa um importante desafio para o Operador Nacional do Sistema (ONS) na operação do sistema, atendendo critérios operativos e manter os reservatórios dentro dos níveis mínimos de segurança. Nesse sentido, a capacidade firme de geração termelétrica continuará a ser necessária para manter a estabilidade do sistema em caso de falhas e apoiar o desenvolvimento das fontes intermitentes, porém incluindo partidas e desligamentos mais rápidos, geração mínima menores e com maiores variações na geração. A relação da oferta de produtos termelétricos em consonância com a expansão das fontes renováveis num ambiente de amplas incertezas será a chave do sucesso da operação futura do SIN.

De acordo com as projeções apresentadas no Plano Decenal (2017-2026) pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), está prevista um aumento da geração termelétrica a gás natural que atingira 17.339 MW em 2026, além de um adicional de geração termelétrica para atendimento a ponta que poderá atingir 12.198 MW. Entretanto existe preocupações de que o principal combustível das térmicas pode não ter estrutura para o devido abastecimento. O gás natural nacional atualmente não possui estrutura para a geração térmica simultânea em todas as

(\*) João Carlos Mello

Thymos Energia – Rua Surubim, 577 – 12º andar – São Paulo – SP – 04571-050

email: [jmello@thymosenergia.com.br](mailto:jmello@thymosenergia.com.br)

usinas. A materialização do escoamento do gás do Pré-Sal ainda não se comprovou em volumes suficientes para atender o suprimento crescente da indústria nacional e suprir as novas plantas geradoras, a situação é ainda mais impactante tendo em vista um possível fim de contrato de importação do gás boliviano (GASBOL) e restrições na Bolívia de nova oferta. Desta forma é necessária a continuação da importação de GNL com custos elevados e passíveis às variações do mercado internacional pelo atrelamento a índices internacionais e câmbio Real-Dólar, fatores que impõe novos riscos aos empreendimentos e podem ser limitantes de novos investimentos. A melhor expectativa é a exploração do gás associado do Pré-Sal, que conforme plano de negócios da Petrobrás, deverá estar disponível em meados da próxima década. Tendo em vista que a expectativa de operação mais frequente de térmicas será uma tendência no futuro próximo, devido às especificidades das demais fontes, faz-se necessário considerar instrumentos determinativos capazes de guiar a rota de expansão da geração, com medidas governamentais como, por exemplo, leilões de segurança energética para viabilizar projetos específicos. O término de contratos de comercialização de energia em ambiente regulado (CCEAR) de diversas térmicas a partir de 2021 também devem ser analisadas. A retirada dessas usinas pode impactar positivamente a economia do sistema em contrapartida do detrimento da segurança energética nacional. Soluções propositivas para a continuação da operação dessas usinas, como alteração de combustível ou propósito de despacho, devem ser analisadas a fim de se evitar grandes perdas de capacidade e também mitigar os impactos sociais nas cidades e estados em que estão presentes.

Neste contexto, as diretrizes atuais utilizadas pelo planejamento deve contemplar as dificuldades que serão enfrentadas para assegurar o atendimento às demandas no Sistema Integrado Nacional (SIN), em todos os períodos de tempo, considerando os eventuais riscos que a efetiva expansão enfrentará (disponibilidade real de combustível, penalidades, atrasos das obras de transmissão, etc.), além de questões climáticas, elétricas e energéticas. A baixa previsão de geração hidrelétrica causada pelos impactos das mudanças climáticas, a elevação de geradores intermitentes e a falta de infraestrutura de abastecimento e transmissão, no momento certo, são apenas alguns dos problemas que o planejador necessita considerar nos modelos para agregar controlabilidade, confiabilidade e previsibilidade para todos os agentes envolvidos a fim de permitir a oxigenação do mercado de energia brasileira e garantir um crescimento sustentável, ecológico e social [1].

A verdade é que no planejamento brasileiro tem sido aplicado o conceito do "Mínimo Custo Global" para indicar os novos projetos de geração & transmissão (G&T) buscando uma visão do sistema como um todo. Os projetos da nova geração (G) foram selecionados por meio de leilões públicos com base no preço mínimo de compra, e só após novos projetos de transmissão (T) são indicados com o critério de "mínimo custo" para acomodar a nova geração. Os fatos são claros neste sentido: (i) o mix atual de preço de lance mínimo para G e "planejamento de mínimo custo" para T não encontra a melhor solução para os usuários finais; (ii) o problema é que a falta de atributos corretos que não levam em conta, por exemplo a intermitência de renováveis e linhas de longa distância para conectar todos os projetos G. Com o atual mix de tecnologias na G é fundamental obter segurança do sistema, resiliência, adequação ambiental, com custos mínimos. Também é importante buscar soluções locais sempre que houver uma região com abundância de oferta a ser explorada [2].

No novo ambiente para expansão as soluções para expansão provenientes somente de estruturas de oferta no atacado não serão mais as únicas rotas, como no passado. O "empoderamento" dos usuários de varejo fornecerá diferentes "soluções locais" com a geração distribuída (GD) e outras novas tecnologias de armazenamento. Ainda assim as novas energias renováveis com custos marginais "zero" dominarão de forma inexorável a expansão da matriz. Os planejadores e operadores devem estar conscientes desse novo ambiente e também fornecer as melhores "soluções locais" para acomodar a segurança do sistema. As eficiências para os consumidores finais são decididas por si mesmas (nova tendência) e a segurança do sistema deve ser coordenada por planejadores e operadores. As consequências econômicas deste novo ambiente de planejamento devem ser discutidas levando-se em conta também a liberdade de soluções para os usuários do varejo. A discussão desse novo ambiente de expansão ainda está no começo no Brasil. O trabalho apresentado busca discutir um caso-teste com "soluções locais" no Nordeste com ênfase na segurança energética percorrendo os critérios de planejamento mirando também os requisitos operativos. A "solução local" é baseada em projetos térmicos, com o objetivo de garantir a segurança do sistema quando houver uma alta participação de fontes renováveis intermitentes. A eficiência para os consumidores finais é demonstrada, pois apesar do custo extra da usina térmica, outros custos do sistema são reduzidos e a segurança é amplamente melhorada.

## 2.0 - SEGURANÇA SISTÊMICA E MERCADO LOCAIS

O sistema elétrico brasileiro tem uma vasta experiência em planejamento e operações centralmente coordenadas. O benefício de um planejamento coordenado central e a operação tem sido significativo, devido às características do sistema brasileiro, como grandes hidrelétricas, múltiplas bacias hidrográficas, as operações de hidrelétricas em cascata, linhas de longa distância, novas múltiplas fontes renováveis em torno de todo país. Os leilões de expansão da geração seguiram esta tendência, com o objetivo de capturar o menor custo para os usuários finais buscando considerar o sistema de energia elétrica como um todo. Assim, a expansão da geração não leva em conta as exigências regionais e suas restrições locais. Este problema pode potencialmente criar outra restrição operacional para o operador devido à composição final da geração em cada área de mercado, ou mesmo devido à enorme capacidade de intercâmbio entre eles, o que ao final se torna necessário para enfrentar a forte variabilidade na geração regional.

Alguma discussão sobre leilões separados com base no perfil futuro esperado da geração regional tem sido feito, no entanto apenas ligeiros progressos foram aceitos. Claramente, a vantagem será uma melhor ligação com o planejamento central e operações futuras. A seleção deve ser feita separadamente para projetos térmicos e também para novas energias renováveis perseguindo alguns pressupostos básicos, tais como: segmentação regional conjunto diferente de perfis de despacho operacional (base, médio, intermitente e flexível).

## 2.1 O Sistema Nordeste

Este perfil de expansão criou um problema real para a área do mercado do Nordeste, onde existe a maior mudança estrutural no sistema elétrico brasileiro. Apesar do aumento regional da capacidade, o mercado Nordeste está mais vulnerável em termos de segurança: (i) A grande penetração das fontes renováveis intermitentes - eólica e solar - requerem despachos térmicos fora da ordem de mérito gerando custos adicionais para os consumidores; (ii) uma carteira considerável de ativos térmicos com uma matriz mais cara - carvão, gás, óleo combustível e diesel; (iii) A bacia do rio São Francisco com a geração hidrelétrica com um desempenho permanentemente muito baixo – as vazões estão abaixo da média histórica de longo prazo, pelo menos nos últimos 20 anos, e menores do que o histórico mínimo no período seco dos últimos cinco anos, tendo como razões principais uma hidrologia desfavorável e várias novas aplicações - saneamento, irrigação, transposição. Assim, a geração no rio São Francisco já não tem o mesmo papel e deve alterar o seu perfil operacional da operação de base para uma nova missão, tal como proporcionar reserva girante e fechamento da curva de carga; (iv) as interconexões estão sendo utilizadas até o máximo para garantir o equilíbrio de potência e reserva frente aos desbalanços na operação, comprometendo a confiabilidade e segurança do Nordeste e, por vezes, o sistema como um todo.

**A Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta o balanço no mercado do Nordeste, incluindo todas as fontes e as importações. O mercado do Nordeste vem experimentando mudanças consideráveis desde 2009. O primeiro movimento foi o aumento da produção eólica que atingem hoje em dia quase 30% do balanço energético. O segundo foi uma redução significativa da produção de hidro compensada pelo aumento de energia térmica e importação. No sistema Nordeste, um problema adicional vem ocorrendo, além da intermitência das renováveis: em alguns períodos do nível de carga leve, há um excesso de energia eólica, e então o operador frequentemente impõe uma rotina diária colocar usinas térmicas flexíveis e caras em operação para garantir a segurança elétrica. Tais usinas, no entanto, não foram projetadas para realizar este tipo de serviço ancilar. Este é definitivamente um assunto que deveria ser reservado com uma operação melhor para as térmicas de base no sistema Nordeste. Isto iria proporcionar mais margens no sistema de transmissão que liga o Nordeste com outras regiões, o que permitiria o controle automático de geração (CAG) de centrais hidro no mercado local para absorver esses excessos de energia eventuais, bem como para atender as intermitências, ficando as interligações para trocas energéticas em margens de segurança adequadas.

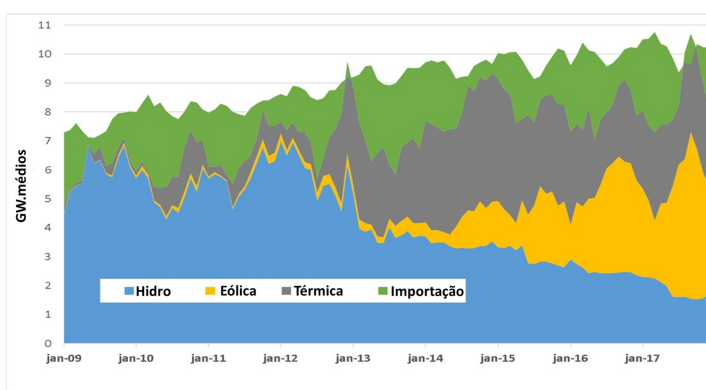


Figura 1 – Balanço Sistema Nordeste - 2009-2017

Uma solução aprimoramento de segurança local com viabilidade econômica deve ser concebida para compensar essas mudanças que criaram as exigências do mercado do Nordeste sobre segurança energética. Algumas questões precisam ser consideradas para aumentar a segurança local: (i) No caso de todos os reservatórios do sistema ser utilizados até o limite como em 2014? Não devem os impactos sobre as variações do mercado local e o desempenho das hidrelétricas locais serem considerados? (ii) Os atuais projetos térmicos existentes são adequados para a segurança local? Qual é o custo atual da segurança energética com estes projetos? (iii) Será que os novos projetos oriundos dos leilões de energia para cobrir o crescimento da carga são capazes de cumprir o critério de segurança por si só? (iv) Como garantir a segurança futura com a desconstrução de grandes volumes de geração térmica local existente a partir de 2020 - o gás natural, e, principalmente, óleo combustível e diesel?

## 2.2 Proposta de Expansão com Atributos e Mercados Locais

A fim de cobrir todas essas questões este trabalho recomenda uma nova solução chamada “projetos de segurança sistêmica e soluções locais”, selecionados por leilões públicos dedicados e cobrado a todos os consumidores. O mercado de energia brasileiro é atualmente um mercado apenas de energia (“energia-only”) e a ideia é introduzir também um “mercado capacidade” (lastro & energia) com soluções locais em cada área de todo o sistema, selecionados pelo operador e o planejador. Tais soluções serão adotadas para garantir a segurança sistêmica e de seus mercados locais, sem que necessariamente se esteja buscando atender apenas a demanda de energia do mercado. Para tal é necessário que o planejador e o operador indiquem claramente estas necessi-

dades a tempo e a hora para que se considere todo o processo de implantação de novas soluções visando à segurança.

Um dos mitos que devem ser enfrentados de frente é a busca incessante pela “solução do mínimo custo global” para a expansão G&T. Deve ficar claro que isto hoje é apenas um desejo, pois a realidade é que o processo como um todo é desacoplado em termos de nova oferta de expansão e os requisitos da operação, e as incertezas que cercam a transmissão invariavelmente criam atrasos sem controle dos investidores, principalmente nos grandes troncos. Além disto, embora a pureza conceitual recomende o “mínimo custo global”, as incertezas que a ruptura tecnológica trará nos próximos anos, as questões ambientais se tornando muito mais latentes, e as mudanças climáticas impondo novos paradigmas na oferta, cria um ambiente de modelagem “global” muito mais complexo, e talvez até mesmo insuperável. Portanto, as visões mais apuradas em mercados locais cada vez de menor abrangência será uma das únicas saídas no futuro da expansão da oferta e infra-estrutura de suprimento.

Sendo assim, se recomenda a criação de critérios de planejamento da expansão da oferta totalmente acoplado com os requisitos de operação e com a infra-estrutura de suprimento necessária (redes de transmissão e suprimento de combustível) com foco também na solução de mercados locais, sempre que possível. A ponderação de soluções integradas do SIN versus soluções locais deve levar em consideração todos os riscos e incertezas envolvidos na construção de uma expansão mais robusta com os atributos adequados, com o compromisso do planejador e do operador junto ao poder concedente e ao regulador. A forma de seleção dos projetos poderá ser ainda discutida dentro de um arcabouço de um mercado de capacidade (lastro & energia), em que a obrigação da necessidade de nova oferta de lastro é centralizada, ou numa fase de transição, em que os novos projetos para contratos de energia estejam em consonância com a necessidade de novos critérios. No caso, se na transição os novos projetos não forem suficientes para alcançar a segurança operativa desejada, licitações dedicadas para a segurança seriam então realizadas, num processo similar aos leilões de reserva, em que todos os consumidores pagam pela segurança.

### 3.0 - CASO-TESTE – SOLUÇÕES SISTÊMICAS VERSUS LOCAIS

O debate que envolve a busca de soluções sistêmicas versus as soluções de cunho local são novas no sistema brasileiro. Isto ocorre hoje pelas perspectivas tecnológicas mais recentes que buscam soluções descentralizadas para atender perspectivas de nova oferta locais. Neste contexto surgem as novas fontes renováveis de custo marginal “zero”, a intermitência das fontes, o armazenamento como solução, as redes inteligentes, as micro-redes dentre outros avanços previstos. Não existe a menor dúvida que estaremos diante de um novo sistema elétrico nas próximas décadas. Sistemas em mercados mais maduros já estão em discussões profundas sobre a adaptação da sua infra-estrutura neste novo contexto. O mercado brasileiro ainda está num caminho mais afastado de modernização, pelas dificuldades intrínsecas que ocorrem localmente com nossa estrutura de mercado.

Cabe lembrar que até a década de 50 do século passado as soluções locais sempre foram uma tônica devido às restrições de integração mais amplas. Ao contrário, a partir de década de 60/70, as soluções integradas tomaram conta da expansão da geração e transmissão, e o sistema brasileiro com suas dimensões continentais e oferta hidráulica abundante tomou partido da integração como nenhum outro sistema mundial. O momento agora é de reflexão, pois a nova fronteira hidrelétrica é a região amazônica, com seus desafios ambientais e de infra-estrutura, que deve levar o operador e o planejador a repensar a rota apenas nas grandes soluções globais.

Sendo assim, uma discussão paralela é a necessidade maior das térmicas de base no SIN para garantir a segurança do sistema frente à dependência cada vez maior dos efeitos climáticos e sua intermitência, seja nas hidrelétricas sem armazenamento, seja nas novas renováveis. Esta é uma nova matriz térmica que necessita novos investimentos e um suprimento de combustível competitivo, para que as térmicas de base cumpram seu atributo principal que é um despacho mais prolongado, porém com eficiência e custos variáveis bem competitivos. Sendo assim, o gás natural é o principal candidato, uma vez que toda a comunidade ambiental mundial reconhece o gás natural (GN) como o melhor combustível fóssil na transição para uma matriz com baixa emissão de carbono. No entanto, existem incertezas na exploração e oferta do GN nacional.

#### 3.1 A Oferta de GN

No Brasil as recentes descobertas na exploração do pré-sal entusiasmaram o setor energético com a possibilidade de uma nova oferta competitiva para as térmicas do setor elétrico. Em paralelo, as novas descobertas mundiais de gás natural não convencional aumentaram significativamente a oferta de GN e sua liquidez no mercado mundial. Sendo assim, a solução com gás natural liquefeito (GNL) tomou importância e credibilidade mundial, não só pelo aumento da liquidez, como pelos novos produtos, flexibilidade e novas opções oferecidas. A competição entre estas soluções de GN local e GNL importado para abastecer as térmicas de base é natural, dado que envolve também a questão de logística e maior facilidade de atendimento de mercados locais vis a vis o custo global da solução.

##### 3.1.1 Histórico do Pré-sal

O GN proveniente do pré-Sal apresenta um grande potencial de produção, por outro lado, existem enormes desafios tecnológicos para viabilizar o seu aproveitamento comercial, principalmente para geração térmica, levando em conta os arcabouços regulatório e comercial existentes. Os grandes reservatórios do pré-sal encontram-se a

grandes distâncias da costa brasileira, o que encarece sobremaneira o escoamento deste gás em decorrência da distância e da profundidade dos campos. Atualmente, apenas 2 rotas de escoamento com origem no pré-sal estão em operação (rota 1 e 2) totalizando uma capacidade de transporte de 23 MMm<sup>3</sup>/dia. O gás do pré-sal apresenta um nível elevado de contaminação, em particular por CO<sub>2</sub>, o que implica em investimentos relevantes para sua separação. Boa parte das empresas que produzem gás natural no Brasil vende sua produção na boca do poço para Petrobras, que tem colocado à disposição do mercado grande parte da infraestrutura de escoamento, tratamento, transporte e de parte da distribuição.

O mercado brasileiro atualmente consome 105 MMm<sup>3</sup>/dia de GN, sendo a oferta de 38,6 MMm<sup>3</sup>/dia oriundo do off-shore (pós-sal), e 49,8 MMm<sup>3</sup>/dia do Pré-Sal (valores brutos), complementado por exploração em terra e importações, como apresentado na Figura 2. Devido às impurezas e produção do petróleo, apenas 20 MMm<sup>3</sup>/dia (41%) de GN do pré-sal é transportado para a costa. A produção bruta do pré-sal cresceu 8% em 2016 e 7% em 2017. A indústria representa o maior mercado interno nacional, como na Figura 3. Nos anos de 2014 e 2015, o consumo para geração elétrica superou 40% do consumo do GN no Brasil. A geração elétrica e o consumo industrial representam mais de 85% do consumo líquido de GN. A concentração de CO<sub>2</sub> no gás do Pré-Sal (10 a 45%) está muito acima dos limites toleráveis pela ANP para comercialização (3% de CO<sub>2</sub>). A necessidade de uma maior capacidade de separação do CO<sub>2</sub> na plataforma não é viável dado à escassez de espaço na unidade de produção, sendo necessário o desenvolvimento de unidades compactas de separação de CO<sub>2</sub> nas plataformas para o aproveitamento do GN – ainda não há tecnologia existente para separação em escala. O gás com alta concentração de CO<sub>2</sub> não pode ser transportado até a costa sem a prévia separação do contaminante devido aos efeitos corrosivos nos equipamentos de transporte. O CO<sub>2</sub> separado deve ser reinjetado para evitar a contaminação da atmosfera e impactos potenciais no aquecimento global. Caso a reinjeção do CO<sub>2</sub> aconteça no reservatório de produção, o nível de contaminação do reservatório tende a aumentar com o tempo. Em suma, a produção ampla de GN do pré-sal tem suas dificuldades intrínsecas.

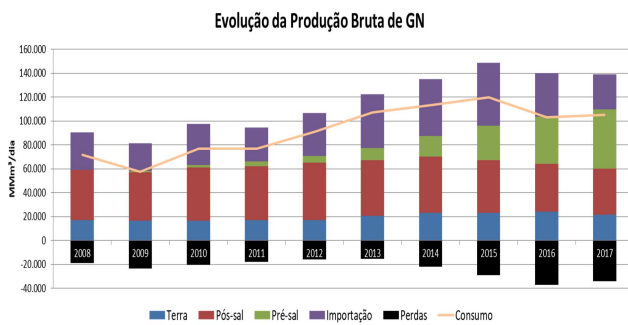


Figura 2 – Produção e Consumo de GN (Anuário Estatístico 2018 – ANP)

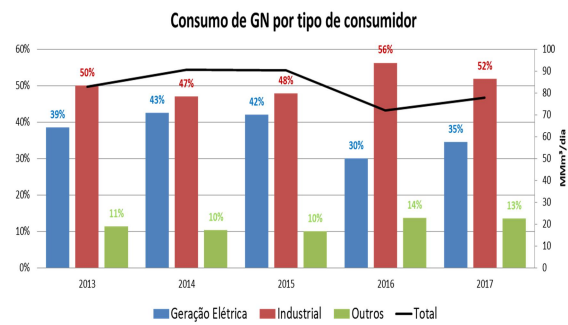


Figura 3 – Tipo de Consumo GN Nacional (MME – Maio 2018)

Outro entrave de logística é o escoamento do GN do pré-sal para a costa brasileira, e atualmente existem apenas 2 rotas. A rota 3 está em construção, aumentando a capacidade de escoamento para 44 MMm<sup>3</sup>/dia. O prazo de implantação está para 2020 (podendo ser postergado). O Estado de SP vislumbra uma 4ª rota que teria uma capacidade de escoamento de cerca de 15 MMm<sup>3</sup>/dia com direção ao litoral de São Paulo. Contudo o projeto em fase de desenvolvimento ainda não possui licença ambiental e nem prazo de implantação. **A Erro! Fonte de referência não encontrada. ilustra as rotas do pré-sal.**

Os gasodutos de escoamento do Pré-Sal são custosos em função da distância entre os campos e a costa (mais de 300 km), e em função da profundidade dos campos (7 km). Os equipamentos para transporte de gás em águas profundas apresentam custos mais elevados, pois devem ser reforçados (maior espessura) para suportar a elevada pressão. Por exemplo, segundo estimativas da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, espera-se que o gasoduto rota 4 exija um nível de investimentos de R\$ 6 bilhões. Contudo a atração de investimentos privados para o aproveitamento comercial do gás vai depender das condições de viabilidade econômica do projeto que, por sua vez, depende das condições para venda do GN ao mercado.

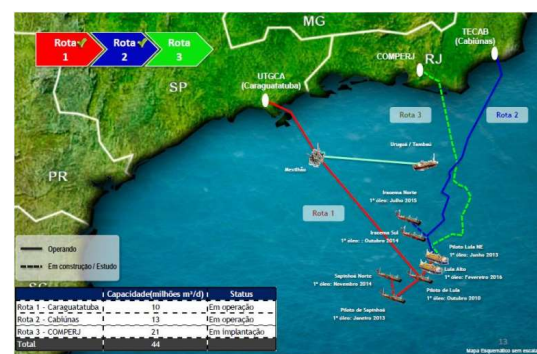


Figura 4 – Rotas do Pré-sal (Petrobras – Maio 2016)

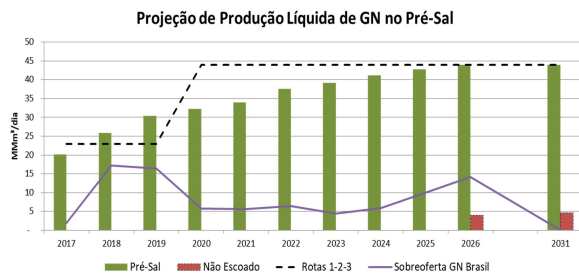


Figura 5 – Produção e Escoamento do Pré-sal (Plano Decenal 2026 – MME/EPE)

setorial à altura destes desafios. No PDE 2026, a projeção em 2017 é 20 MMm<sup>3</sup>/dia de oferta maior do que o realizado. Com isso a produção a partir de 2018 considera resultados pessimistas com relação ao PDE. O contrato de importação da Bolívia, que prevê a importação de 30 MMm<sup>3</sup>/dia, vence em 2019, diminuindo a oferta de gás para 20 MMm<sup>3</sup>/dia – segundo estimativas da ANP. Há estabilidade de apenas 5 anos após 2026, sendo necessário novos investimentos para suprir a crescente demanda.

### 3.2 Térmicas de Base com GN - Desafios

A necessidade de térmicas de base na matriz brasileira é indiscutível, pois a curva térmica é uma mistura muito heterogênea de combustíveis com crescimento muito acentuado. Os padrões de despacho do ONS utilizam esta curva térmica com objetivo de minimização do custo de operação, e recentemente com uma hidrologia não tão favorável a térmicas de custo muito alto foram utilizadas na base. **A Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra a curva térmica atual. A pilha térmica é cara na medida em que cresce muito rápido o custo variável pela falta de usinas de base com CVU menor. Quando valor d'água supera R\$ 250/MWh o crescimento é muito acentuado, ou seja, o CMO/PLD salta de valores menores rapidamente para níveis mais altos.

As dificuldades usuais da implantação de uma térmica são as seguintes: (i) a dificuldade de garantir uma oferta estável em decorrência de questões técnicas e geológicas de GN constitui uma barreira para o acesso a investidores privados (ainda não existe um mercado secundário de GN nem infraestruturas de estocagem); (ii) A incerteza quanto ao nível de consumo da térmica representa um grande desafio para o planejamento da oferta do gás, além de impor um elevado custo para a disponibilidade permanente do GN para 100% da capacidade; (iii) As condições de contratação (lastro, percentual de inflexibilidade, patamar de penalidades) são orientadas para um perfil de operação complementar à geração hídrica, não compatível com a operação na base da curva de carga; (iv) Houve evolução na exigência de comprovação de reservas para 10 anos do projeto termelétrico, com renovação a cada 5 anos, (Portaria MME 121/2018) o período é o mesmo praticado por empresas no setor petrolífero (anteriormente a exigência era de 15 anos, com renovação a cada 5 anos). A orientação para uma térmica de base com inflexibilidade mais alta, reduz esta série de incertezas e introduz uma tendência de custos de combustíveis mais baixo.

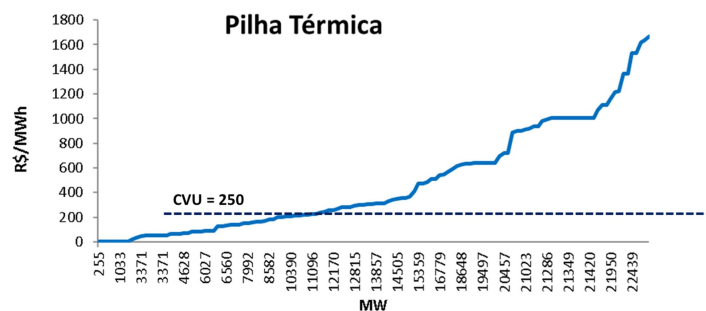


Figura 6 – Pilha Térmica no SIN (ONS)

### 3.3 Térmicas de Base com GNL – Sistema Nordeste

Atualmente, a importação de gás via GNL na região Nordeste ocorre por dois terminais de regaseificação, localizados no Ceará e na Bahia, cujas capacidades são de 7 MM m<sup>3</sup>/dia (Pecém) e 14 MM m<sup>3</sup>/dia (Baía de Todos os Santos) respectivamente. A operação do primeiro terminal foi iniciada em 2009 e a do segundo em 2014. Novos terminais de regaseificação de GNL em construção/planejado na região Nordeste irão aumentar a oferta do insumo no médio-prazo: (i) terminal de Barra dos Coqueiros/SE - Capacidade para 14MMm<sup>3</sup>/dia (previsto para 2020) com a UTE Porto Sergipe I (PE) que possui demanda inicial de 6 MMm<sup>3</sup>/dia, com possibilidade de aumento para cerca de 12 MMm<sup>3</sup>/dia – potência máxima de 3000 MW – e será necessário a interligação do terminal com a malha interligada de gasoduto para distribuição do gás; (ii) Terminal de Suape/PE – Capacidade para 14 MMm<sup>3</sup>/dia (em planejamento) e a região ainda é atrativa pela proximidade da rede interligada e pelo polo industrial (Suape é o maior porto do N/NE).

### 3.4 Estudo Comparativo UTE GN Sudeste & UTE GNL Nordeste

A oferta do pré-sal na região Sudeste e os resultados recentes dos últimos leilões de energia com térmicas de base no sistema Sudeste criam um grande atrativo para a implantação de novas soluções com GN do pré-sal no Sudeste. Em paralelo, a demanda local por mais térmicas de base no Nordeste cria a necessidade do suprimento com GNL para a solução local. A visão sistêmica de implantar no Sudeste uma térmica de base com GN do pré-sal e colocar uma interligação a mais para atender o Nordeste confronta a solução local de uma térmica base de GNL no próprio sistema Nordeste. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra as 2 alternativas estudadas. Foram avaliados os custos operacionais e seus efeitos (impacto no GSF, expansão da transmissão etc.) considerando variantes de valores do CVU para as alternativas estudadas considerando térmica no Nordeste e no Sudeste. Evidentemente, que a expansão da transmissão das alternativas estudadas foi diferente na medida em que uma térmica de base no Sudeste ou Nordeste altera o padrão de intercâmbio entre estes mercados. Em relação a expansão da transmissão com a térmica no Sudeste se manteve o elo CC Graça Aranha – Silvânia 800 kV, considerado pela EPE no plano decenal, com possibilidade de atuação bidirecional, com mudanças de intercâmbios entre Sudeste e Norte/Nordeste ao longo do ano, o que resulta numa RAP de R\$ 0,94 Bilhões/ano. No caso da térmica no Nordeste seria necessário apenas um novo reforço em CA de 500 kV para acomodar os intercâmbios entre Sudeste e Nordeste ao longo do ano, o que resulta numa RAP de R\$ 0,19 Bilhões/ano. A Tabela 1 apresenta as características técnicas consideradas para as térmicas em análise. O custo de investimento da geração foi adotado igual para ambas as alternativas, mesmo com a solução GNL no Nordeste que incluiria a regaseificação do GNL com FSRU nos custos operacionais. O estudo considerou a entrada da térmica de base de 3.000 MW seria então para 2024 nestas alternativas. Notar que, as inflexibilidades são diferentes pela característica do combustível adotado em cada alternativa.

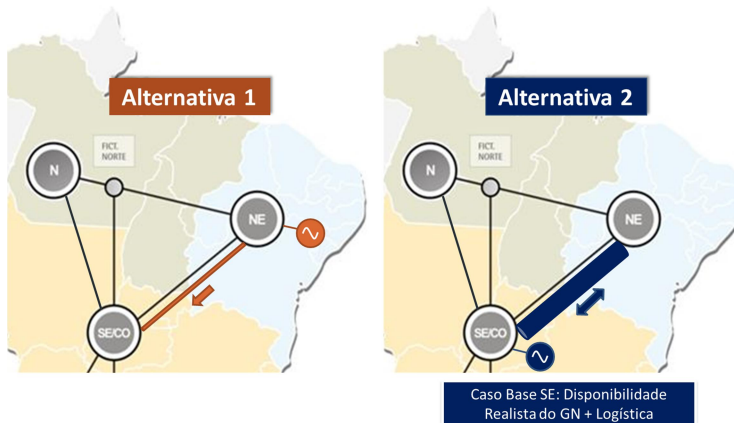


Figura 7 – Alternativas de Térmica de Base – Sudeste x Nordeste

Foram avaliados os custos operacionais e seus efeitos (impacto no GSF, expansão da transmissão etc.) considerando variantes de valores do CVU para as alternativas estudadas considerando térmica no Nordeste e no Sudeste. Evidentemente, que a expansão da transmissão das alternativas estudadas foi diferente na medida em que uma térmica de base no Sudeste ou Nordeste altera o padrão de intercâmbio entre estes mercados. Em relação a expansão da transmissão com a térmica no Sudeste se manteve o elo CC Graça Aranha – Silvânia 800 kV, considerado pela EPE no plano decenal, com possibilidade de atuação bidirecional, com mudanças de intercâmbios entre Sudeste e Norte/Nordeste ao longo do ano, o que resulta numa RAP de R\$ 0,94 Bilhões/ano. No caso da térmica no Nordeste seria necessário apenas um novo reforço em CA de 500 kV para acomodar os intercâmbios entre Sudeste e Nordeste ao longo do ano, o que resulta numa RAP de R\$ 0,19 Bilhões/ano. A Tabela 1 apresenta as características técnicas consideradas para as térmicas em análise. O custo de investimento da geração foi adotado igual para ambas as alternativas, mesmo com a solução GNL no Nordeste que incluiria a regaseificação do GNL com FSRU nos custos operacionais. O estudo considerou a entrada da térmica de base de 3.000 MW seria então para 2024 nestas alternativas. Notar que, as inflexibilidades são diferentes pela característica do combustível adotado em cada alternativa.

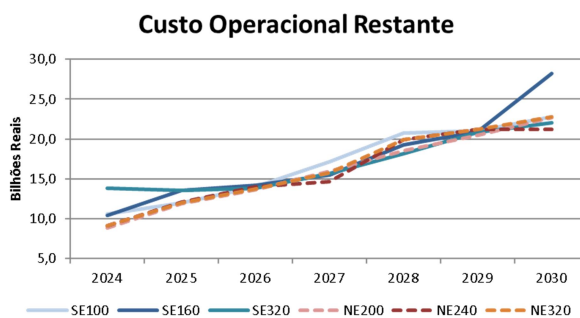
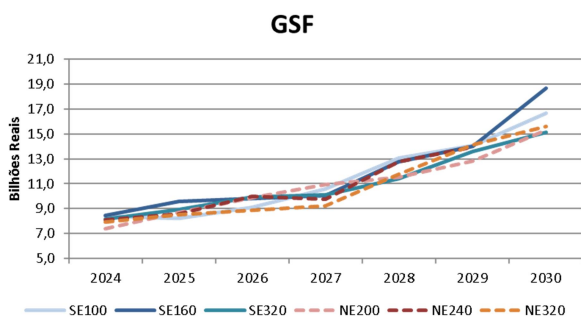


Tabela 1 – Térmica de Base – Sudeste x Nordeste

UTE 3.000 MW					
GNL			GN		
Localidade	CVU	Inflexibilidade <sup>1</sup>	Localidade	CVU	Inflexibilidade <sup>1</sup>
NE	320	50% sazonal <sup>2</sup>	SE	320	100%
NE	240	50% sazonal <sup>2</sup>	SE	160	100%
NE	200	50% sazonal <sup>2</sup>	SE	100	100%

(1) - Adequação do TEIF e TEIP para a inflexibilidade da usina  
 (2) - 30% - Dez-Mai / 70% - Jun-Nov

**Erro! Fonte de referência não encontrada.**

A comparação dos resultados do PLD entre as alternativas da térmica de base no Sudeste ou Nordeste é ilustrada na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Com as expansões consideradas em cada alternativa, não se verificou descolamento entre os submercados. A diferença entre o caso com a UTE no SE com CVU 320 R\$/MWh e o caso UTE SE com CVU 160 R\$/MWh é de cerca de 17 R\$/MWh, como na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Os

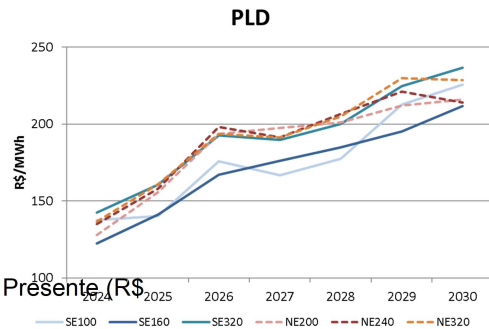


Tabela 2 – Benefício Alternativas Sudeste x Nordeste – Valor Presente (R\$ Bilhões)

Benefício UTE NE 320 x UTE SE		Benefício UTE NE 240 x UTE SE		Benefício UTE NE 200 x UTE SE	
SE 100	R\$15.43	SE 100	R\$22.64	SE 100	R\$26.35
SE 160	R\$28.87	SE 160	R\$36.08	SE 160	R\$39.80
SE 320	R\$35.95	SE 320	R\$43.16	SE 320	R\$46.88

Alternativas Sudeste x Nordeste custos totais de cada alternativa consideram as seguintes variáveis: (i) Custo de Operação da Nova Térmica de Base; (ii)

Impacto no GSF; (iii) Custo de expansão da transmissão; (iv) Custo Operacional demais térmicas. O valor presente (taxa de desconto 12 a.a.) numa comparação das alternativas com CVU de R\$ 160/MWh com GN do pré-sal no Sudeste e CVU de R\$ 240/MWh com GNL no Nordeste, expectativas mais realistas de CVU no período 2024 a 2030, do “caso ideal” seria de R\$ 0,9 Bilhões e do caso “real” seria de R\$ 36 Bilhões. Percebe-se que a diferença entre as alternativas do “caso ideal” é pequena e a do “caso real” é bem significativa, mostrando uma ampla de vantagem para a solução com a térmica de base Nordeste com GNL e CVU de R\$ 240/MWh. Cabe lembrar que, a diferença entre o “caso ideal” e “caso real” é o início da oferta de GN do pré-sal, onde existe uma incerteza enorme para novas ofertas de GN. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os resultados em valor presente (taxa de desconto 12 a.a.) comparando as alternativas para diferentes valores de CVU, considerando a opção de “caso real”. Os benefícios em prol da solução da térmica de base no Nordeste variam de R\$ 15 a 47 Bilhões considerando apenas o período 2024 -2030.

A permanência dos intercâmbios na interligação SE-NE é ilustrada na Figura 9. Observa-se que a utilização da interligação não opera nos limites indicados na maior parte dos casos (95%), tanto no período úmido (maior importação do NE), quanto no período seco (maior geração eólica no NE). Evidencia-se que colocando a UTE no NE se faz necessário apenas de uma ampliação de 1.000 MW na exportação no NE-SE, mantendo os limites praticados pelo PMO no sentido SE-NE. A consequência deste efeito é o uso adequado da interligação SE-NE, reconhecendo a localização das renováveis – eólicas e solares - no Nordeste, bem como a nova térmica de base no mesmo mercado, sem que haja grandes reforços nas interligações. Isto se deve a uma visão da necessidade local do Nordeste vis a vis a necessidade sistêmica.

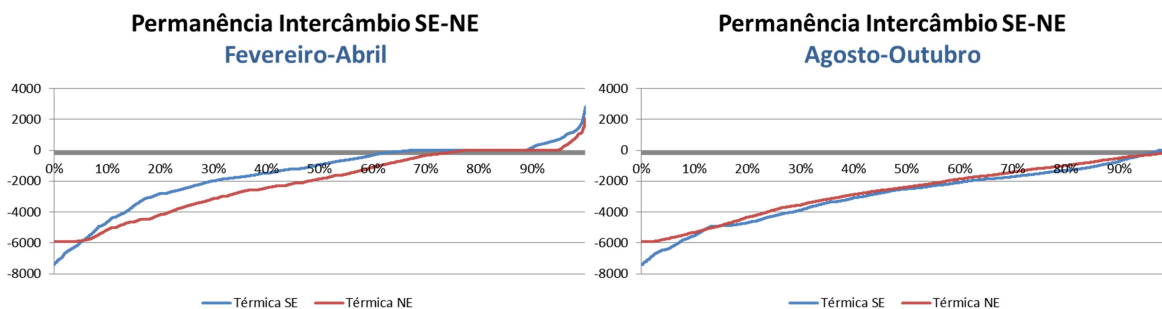


Figura 9 – Permanência dos Intercâmbios SE-NE

### 3.5 Térmicas de Base e Reservatórios – Uma Visão Real

As térmicas de base podem afetar os geradores do MRE? Esta é uma questão recorrente que a seleção de térmicas de base enfrenta na expansão. Claramente, deve haver um impacto no MRE, mas não seria necessariamente apenas negativo. O controle de estoque das hidrelétricas aumenta e os armazenamentos tendem a ficar mais controlados, o que é positivo para o MRE. Nas simulações realizadas a inserção da UTE no NE aumenta o nível de reservatório do SIN comparado com os casos onde são consideradas a UTE no SE (CVU 160 e 320 R\$/MWh), como na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** No entanto, as térmicas de base podem eventualmente deslocar o despacho das hidrelétricas, o que é negativo para o MRE. As ponderações dos efeitos negativos e positivos no MRE dependem da situação energética do sistema a cada instante. O certo é que o efeito prático pode ser mais complexo. Por exemplo, nas simulações ora realizadas o perfil de GSF se apresenta



mais controlado – ver **Erro! Fonte de referência não encontrada.** - e o perfil de PLD é mais baixo – ver **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Em resumo, a mística que as térmicas de base causam efeito negativo ao MRE não é verdadeira. O caso do sistema Nordeste é emblemático. O padrão de vazões no posto de Itaparica (logo após o reservatório de Sobradinho) no Rio São Francisco nos últimos 20 anos apresentou vazões que se encontram praticamente abaixo da MLT, a média destes anos é de apenas 76% da MLT. É certamente o período mais crítico de aflúências para a bacia da região do Médio São Francisco [3]. Numa outra visão mais apropriada de captura de tendências fica claro que o padrão das vazões afluentes no Médio São Francisco está muito alterado e decrescente. O aumento do uso consuntivo é um dos responsáveis por várias alterações nas vazões nas bacias brasileiras [4], sendo que a maior intensidade ocorre legitimamente na bacia do Rio São Francisco, em virtude desta bacia representar um importante indutor do desenvolvimento dos diversos Estados que o mesmo percorre. Em resumo, uma térmica de base no Nordeste permite reconhecer que as hidrelétricas do Rio São Francisco não possuem mais o papel energético, mas seriam capazes de fazer o acompanhamento da curva

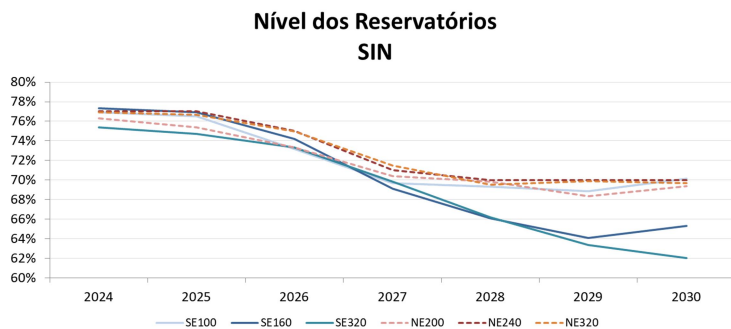


Figura 10 – Nível dos Reservatórios do SIN – Alternativas Sudeste x Nordeste

impactos do GSF no ACR – tarifas e ESS de segurança energética. O custo benefício das reduções – diretas e indiretas - versus o aumento de encargos deve ser ponderado em cada momento antes dos leilões de geração, entretanto este balanço é um desafio permanente e deve ser enfrentado. De forma indireta, os projetos para segurança energética permitem um padrão de operação mais controlado no sistema, com redução no perfil do PLD e despacho de térmicas mais caras. No ACR reduz impacto nos custos com contratos de disponibilidade e nas parcelas com influencia do GSF (Itaipu, Cotas e Repactuação do GSF) – exposição MCP. No ACL um novo perfil de PLD influencia os preços dos contratos bilaterais negociados com o consumidor livre e demais agentes

#### 4.0 - CONCLUSÕES

A proposta deste trabalho busca debater a mudança de paradigma do planejamento visando proposições objetivas que auxiliem a operação do sistema. O aumento das incertezas não permitem soluções únicas na busca incessante do “mínimo custo global” G&T do ponto de vista sistêmico. Na verdade esta é uma ilusão permanente, uma vez que as licitações de geração buscam o valor da melhor oferta e nas de transmissão, definidas sem a necessária sincronia no tempo e espaço com a geração, são práticas competitivas pela melhor tarifa. Sendo assim, é salutar repensar as indicações de oferta da geração que prevejam também a segurança local dos mercados com potenciais fragilidades na operação. Foi debatido no trabalho o caso de uma solução local no mercado Nordeste versus outra solução sistêmica com expansão da geração no Sudeste e reforço na transmissão. O fato é que um potencial projeto térmico no Sudeste pode ser competitivo com o GN do pré-sal, no entanto, pelas projeções atuais não haverá oferta de GN do pré-sal suficiente para essa utilização, e maior risco com a redução da oferta do GASBOL até 2026. A localização de uma UTE no SE representa agregar muitos riscos ao investidor, riscos que ele não tem poder de atuação. Com isso, a melhor localização da UTE é no NE devido aos ganhos para o sistema. O exemplo busca enfatizar que uma incerteza no fornecimento do GN é suficiente para priorizar uma solução local ao invés de uma solução aparentemente mais competitiva apenas no custo da geração térmica.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CIGRÉ WG C1.27, “The Future of Reliability – Definition of Reliability in Light of New Developments in Various Devices and Services which offer Customers and System Operator New Levels of Flexibility”, January 2018.
- [2] X.V. Filho, D.S.Ramos, J.C.O.Mello, D.Souza, E.Neves. T.Prandini, “The New Market Paradigm of the Brazilian Power System considering Thermal Base Generation for Supporting the Renewable Source Expansion”, Cigré Meeting, 2018
- [3] Pereira S.B., Pruski F.F., Da Silva, D.D., Ramos, M.M., “Estudo do Comportamento Hidrológico do Rio São Francisco e seus Principais Afluentes”, Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, v.11, n.6, p.615–622, 2007.
- [4] Braga R.S., Matos B.A., Troger, F.H., “Estimativa de Vazões de Uso Consuntivos da Água nas Principais Bacias do SIN”, XIX SNPTEE, GOP, Rio de Janeiro, 2007.MME/EPE - “Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN”, 25 de abril de 2017.

de carga e das intermitências das renováveis. Esta é uma troca de função necessária e prática do ponto de vista da operação.

#### 3.6 Impactos Tarifários

Dependendo da forma de cobrança desta nova oferta da segurança energética, os encargos devem aumentar para cobrir esta nova modalidade, mas as tarifas no ACR e preços no ACL necessariamente não. Os projetos de segurança energética possuem a capacidade de reduzir aumentos de preços no curto prazo (PLD), o que tende a reduzir preços no ACL e custos das térmicas de disponibilidade,

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**VINÍCIUS R. DAVID** é graduado em Engenharia de Controle e Automação na UNICAMP, consultor da Thymos Energia

**D.SOUZA** é graduada Engenheira Eletricista pela Universidade de Pernambuco e Especialista em Sistema de Transmissão por Itajubá, Gerente na Thymos Energia.

**L.CALABRÓ** é graduado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mauá SP com Pós-Graduação em Operação de Sistemas Hidrotérmicos – UNICAMP, Vice-presidente da Thymos Energia.

**J.C.O. MELLO** é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil.

**X.VIEIRA FILHO** é Mestre em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, Presidente da ABRAGET

**E.P. SILVA** é formado em Engenharia Elétrica pela UFRJ, Diretor da ABRAGET