



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

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

**GRUPO – VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**O FUTURO DAS TÉRMICAS NA MATRIZ BRASILEIRA – PRÁTICAS E FUNDAMENTOS**

**J.C. Mello (\*) T.M Prandini M.Ajzen**

**THYMOS ENERGIA**

**X.Viera Filho**

**Positiva Energia**

**E. A.P. da Silva**

**ABRAGET**

**RESUMO**

Este artigo busca apresentar os fundamentos conceituais e novas práticas sugeridas que respaldam a necessidade de térmicas no sistema com argumentos técnicos. A proposta é avaliar a inserção de novos projetos térmicos com características de despacho na base no futuro da matriz e capturar os benefícios associados a esta meta, num balanço adequado de custos e segurança para o sistema. Isto deve passar pela indicação mais precisa dos critérios adotados no planejamento da expansão, e ao mesmo tempo estabelecer critérios técnicos e econômicos para a quantificação do montante necessário de térmicas em cada leilão. As conclusões buscam oferecer de forma clara a abordagem sugerida na inclusão objetiva das térmicas na matriz de energia elétrica nacional. Paralelamente são também apresentados casos testes que apontam de forma incontestável a necessidade de aprimorar a segurança do sistema com as térmicas, que também auxiliam o controle de custos ao consumidor final.

**PALAVRAS-CHAVE**

Palavra-Chave: Térmicas, Expansão da Geração, Novas Oportunidades.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A matriz de geração de energia elétrica brasileira é caracterizada por ser predominantemente renovável, onde as usinas hidrelétricas geram mais de 70% da eletricidade consumida no país. A geração térmica exerce uma importante função de complementaridade no sistema brasileiro e cada vez mais será necessária. O setor elétrico atravessa por um momento de transição estrutural importante da sua matriz (i) A presença maior de projetos termelétricos é uma realidade, (ii) Novos projetos de geração renovável (hidráulicos e eólicos) com produção intermitente fará com que térmicas sejam despachadas com maior frequência para assegurar o suprimento energético, e evitar problemas para a operação, uma vez poderão ocorrer agravamentos da estabilidade transitória e dinâmica do SIN se não forem tomadas, com antecedência, as devidas precauções; (iii) Novas regras no setor (Resolução CNPE nº 3/2013 [5]) buscam priorizar a segurança do suprimento energético, o que resultará num despacho térmico mais significativo.

As fontes renováveis, por serem especialmente dependentes do clima, necessitam da inserção de geração térmica para promover a segurança do sistema, evitando riscos de abastecimentos ocasionados por alterações climáticas. O planejamento eficaz da expansão do parque gerador de energia deve atender aos critérios de segurança operativa e de minimização dos custos de expansão. A configuração de expansão da geração proposta deve, portanto ser elaborada de modo a minimizar os custos de expansão esperados, formados pelos custos referentes aos novos investimentos no sistema, os custos marginais de operação e os correspondentes custos associados ao risco de déficit de energia. Levando em conta estes aspectos de forma conjunta a meta é obter um plano de obras

(\*) Endereço: Avenida Nações Unidas, 11.633 – sala 192 - CEP 04.578-000 São Paulo, SP – Brasil  
Tel: (+55 11) 3192-9100 – Email: jmello@thymosenergia.com.br

de geração que minimize os investimentos e o custo da operação esperado, incluindo o despacho e a segurança do sistema.

A Resolução CNPE nº 03 [5] estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão ao risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço. Um dos efeitos esperados com a aplicação da aversão ao risco é uma mudança no padrão do despacho térmico. As amplitudes entre despacho mínimo e máximo ao longo do ano serão menores, reconhecendo de forma determinante a necessidade da complementação térmica quase que permanente. Isto resulta na manutenção de um despacho mais alto de térmicas nas séries hidrológicas mais críticas, porém a presença térmica ainda se fará presente em grande parte do tempo. Isto é devido ao crescimento do volume das energias intermitentes (hidráulicas a fio d'água e eólicas) que faz com que a curva de permanência do despacho térmico seja maior que o atual. A mudança no padrão de despacho térmico é uma necessidade estrutural e o modelo de aversão ao risco captura esta tendência até o limite da capacidade instalada do parque térmico.

A complementaridade térmica, além de assegurar a segurança do sistema, deve ser planejada de modo a minimizar os custos de operação do sistema. É importante ressaltar que a frequência de despacho térmico futura não é compatível com a matriz térmica atual com poucas térmicas na base.

Neste contexto, se faz necessária um aprimoramento nas metodologias de planejamento empregadas no setor elétrico brasileiro, quanto aos critérios de planejamento e segurança do sistema, além da análise dos aspectos econômicos e financeiros da expansão da oferta, que possibilite uma abordagem mais realista e resulte em um planejamento eficaz em termos de segurança e custos.

Este trabalho propõe discutir as vantagens de um planejamento hidrotérmico para assegurar a segurança e a confiabilidade do sistema. Na realidade, os autores acreditam que o PDE 2023 é tímido na proposição de novos projetos térmicos, e apenas no período 2019 a 2023 admite a entrada de blocos térmicos (7500 MW) sem necessariamente especificar as fontes envolvidas. Seria fundamental que se buscasse diagnosticar melhor a composição dos blocos térmicos, sinalizando inclusive seu padrão de “despachabilidade” (base ou flexível) para orientação de investidores que desejam formatar suas soluções. A especificação dos blocos térmicos deve seguir uma metodologia que busque refletir realmente o papel das térmicas – segurança e previsibilidade. Outro debate importante é que o planejamento da oferta deve ser não só indicativo e dominado pelos leilões públicos, mas deve existir uma sincronia com o melhor padrão para o SIN.

Este artigo busca oferecer uma descrição das melhores práticas na consideração da **geração térmica**, como um novo vetor na expansão, e sua sincronia com o planejamento do setor elétrico como um todo. São apresentados alguns casos práticos com a experiência dos autores no diagnóstico do planejamento do setor elétrico nacional.

## 2.0 - O MOMENTO DAS TÉRMICAS NO SISTEMA

No setor elétrico antes das reformas no seu modelo em meados da década de 90 do século passado, a competição entre a energia térmica e a energia hidráulica pelo mercado não existia. Numa conjuntura onde o sistema era predominantemente hidráulico com grande capacidade de armazenamento, as poucas usinas termelétricas existentes funcionavam apenas como reserva estratégica (“backup”). A competitividade da energia hidráulica no passado tornava a energia térmica muito pouco atraente do ponto de vista de um planejamento centralizado, e o Brasil não tinha um mapeamento fiel da sua capacidade de produção de combustíveis para suprir as térmicas. O aproveitamento ótimo da capacidade geradora existente ao menor custo possível para o consumidor final, sempre implicou numa predominância do despacho das hidráulicas.

A partir da primeira reforma no modelo de 1995-2003 (Lei 9074/1995 e outras), a ideia da competição das fontes de geração estava fundamentada na criação de um mercado competitivo de energia com base na contratação bilateral entre os agentes do mercado. Neste modelo foi mantido o mesmo conceito de minimização do custo de operação do sistema, através do despacho ótimo das fontes disponíveis. O programa prioritário de termelétricidade – PPT foi lançado em fevereiro de 2000, por meio do Decreto 3.371/00 e regulamentações posteriores. Havia uma clara intenção de ancorar o projeto do gasoduto Brasil – Bolívia (GASBOL) no mercado termelétrico. Este programa objetivava o incremento da capacidade instalada termelétrica no País, através da aplicação de diversos incentivos, dentre os quais: garantia do suprimento de gás natural por até 20 anos; garantia de aplicação de um valor normativo para a distribuidora de energia elétrica repassar para as tarifas por 20 anos; garantia de acesso a recursos financeiros do BNDES, e preço único do gás natural em todo o País. O PPT, entretanto, passou por várias incertezas em relação às diretrizes do setor elétrico e ao suprimento de combustíveis, o que potencializou a dificuldade para sua implantação plena, resultando numa significativa diferença entre o número de usinas projetadas e as efetivamente construídas, ou em construção.

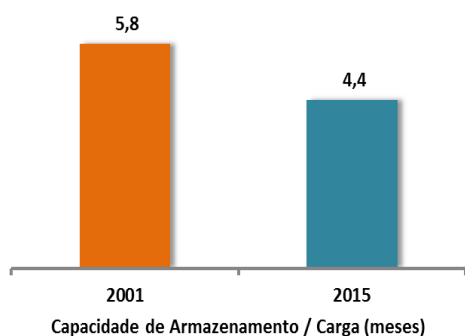
O novo modelo após 2004 (Lei 10.848/2004) manteve a competição pelo mercado para as fontes de geração através da contratação bilateral. Os problemas de competitividade das térmicas com as usinas hidráulicas continuam, muito embora o sistema interligado atual tenha se tornado cada vez mais hidrotérmico. Uma gestão eficiente das fontes no atendimento à segurança operativa é primordial, e neste sentido o novo modelo de 2004 inclui o leilão de energia nova, visando à expansão com base na competitividade pelo mercado do ACR

(distribuidoras), e incluiu a modalidade de contratação por disponibilidade para atrair novos investidores em projetos termelétricos com a minimização dos riscos do despacho, provocados pela variação das condições hidrológicas, que influenciam as hidrelétricas.

O racionamento de eletricidade em 2001 trouxe reflexões importantes para a recomposição da matriz brasileira, e novas unidades térmicas foram agregadas paulatinamente ao sistema. Com efeito, desde 1998 já se reconhecia a necessidade de se agregar fortemente geração térmica a matriz nacional, haja visto a criação do PPT (Programa Prioritário de Geração Termelétrica), cujas principais usinas, no entanto, somente se materializaram alguns anos após a criação do Programa. Entretanto, é possível afirmar que o volume não foi suficientemente adequado e a composição da “pilha térmica”, para o despacho por mérito, ainda está muito longe de ser uma razoabilidade de custos.

**A Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra a evolução da matriz de energia elétrica do ponto de vista do operador (ONS). Notar que houve grandes mudanças de padrão de 2001 a 2015, com o aumento total da oferta em diversos segmentos, inclusive o térmico. Isto promove uma sensação de maior segurança, porém o aumento da capacidade térmica ainda não suficiente para afirmar que o sistema hoje é mais seguro que em 2001.

Ao mesmo tempo, o segmento hidrelétrico cresceu 40% em capacidade instalada, porém em capacidade de armazenamento o crescimento foi bem menor, devido à diminuição de novas usinas com reservatório.



**Figura 1 – Redução do Estoque Regulador (2001-15)**

**Tabela 1 – Evolução da Matriz (2001-15)**

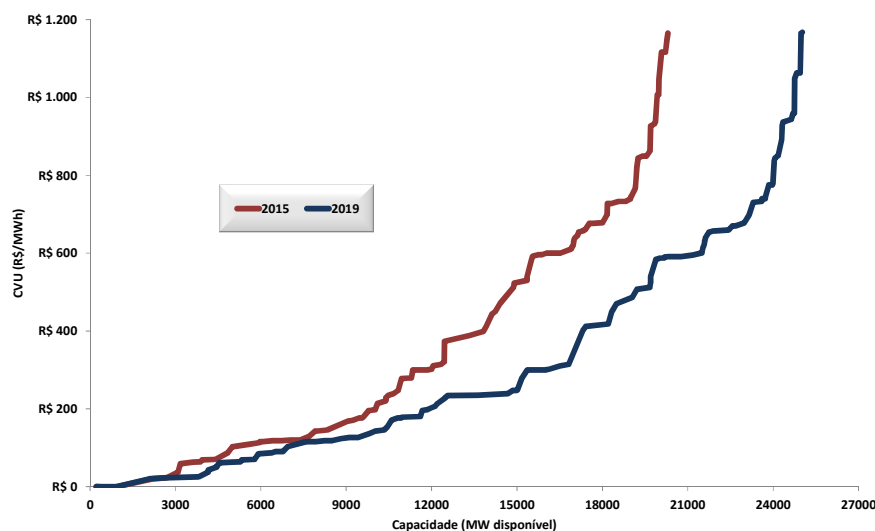
Tipo de Oferta (MW inst.)	2001	2015
Hidráulica	64.705	90.114
Térmica	5.545	19.187
Nuclear	1.966	2.007
PCH	855	4.914
Biomassa	0	9.994
Eólica	21	4.975
<b>TOTAL</b>	<b>73.092</b>	<b>131.191</b>
<b>Cap. Armazenam. (MW.médio)</b>	<b>236.505</b>	<b>288.790</b>
<b>Carga (MW.médio)</b>	<b>40.632</b>	<b>66.222</b>

Fontes: 2001 – ONS e 2015 – CCEE: Boletim de Operação das Usinas – fev/2015

Com isto se alcança uma redução do estoque regulador como ilustrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** A segurança é aparentemente menor devido a esta redução apesar do aumento das térmicas. Outra visão sobre o mesmo problema de segurança é que a carga líquida que as hidrelétricas “enxergam”, ou seja, a carga total menos a garantia física (GF) das demais fontes. A partir do cálculo da GF dos demais segmentos, e sabendo que o fator de capacidade do sistema caiu de 62% para 53%, e a GF hidrelétrica (50 GW.médios em 2015 e 39 GW.médios em 2001) está com uma margem frente a carga líquida que é praticamente mesma em 2015 e 2001 (cerca 15%). Ou seja, o sistema em 2015 está tão vulnerável aos riscos hidrológicos como estava em 2001. Isto pode ainda se tornar mais crítico com a revisão da GF das hidrelétricas, que foram em sua maioria calculadas com o critério de suprimento de risco de déficit de 5%, e que serão reduzidas ao modificar com o critério de cálculo para  $CMO=CME$ .

Esta situação de dependência extrema das condições hidrológicas das hidrelétricas já deveria estar resolvida como meta do planejador. As tentativas de redução da dependência da geração elétrica da fonte hidráulica reforça a necessidade a adoção de um programa realista de construção de termelétricas. Outro fator de preocupação no uso extensivo das termelétricas é composição da “pilha térmica”, para o despacho por mérito realizado pelo ONS. A ordem de mérito apresenta um perfil muito reduzido de térmicas de base, o que faz com que os custos do despacho térmico se dirijam rapidamente para o uso de fontes mais custosas.

Na **Figura 2** é apresentada a “pilha térmica” do ano de 2015 e de 2019. Percebe-se uma melhora na entrada de térmicas de base até 2019, que correspondem a usina nuclear de Angra 3, outras térmicas à carvão e gás natural ciclo combinado, que estavam em atraso ou foram selecionadas no último leilão A-5 de 2014. É possível notar que na **Figura 2** houve até 2019 uma mudança no padrão com capacidade adicional térmica de 1,9 GW com CVU até R\$ 200/MWh e 3,5 GW com CVU até R\$ 400/MWh. Estas novas térmicas mudam o padrão da “pilha térmica”, mas os autores entendem que ainda não é suficiente.



**Figura 2 – Evolução da Pilha Térmica – R\$/MWh (moeda constante)**

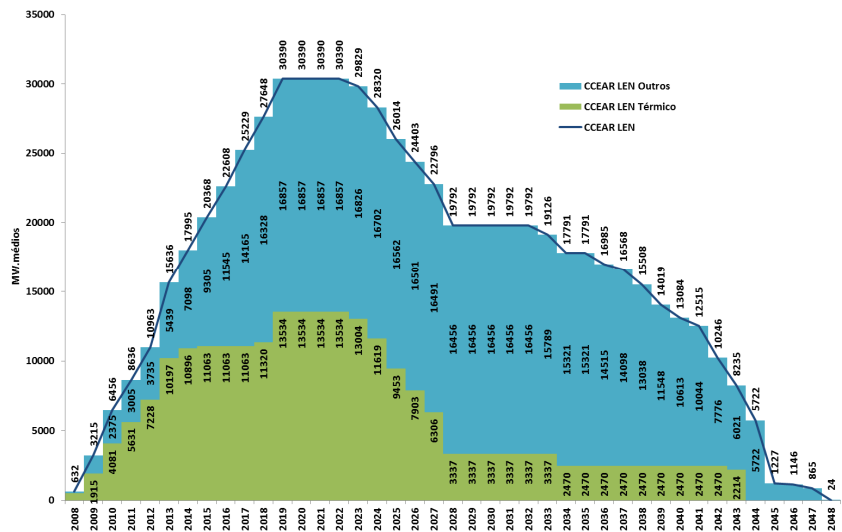
### 3.0 - AS TÉRMICAS NA EXPANSÃO - LEILÕES

Grande parte da expansão está apoiada nos leilões públicos para comercialização de energia no mercado regulado (70% do volume total). A prática comercial do novo modelo exigiu compromissos com a nova oferta com alguma antecedência, seja cinco ou três anos antes da entrada em operação da nova geração. Desta forma no âmbito do plano decenal uma parcela da expansão já está previamente contratada e não é mais uma variável de decisão do planejamento. A expansão é hoje uma definição do mercado e o planejamento busca definir tendências futuras e as melhores opções do ponto de vista do planejador para a expansão. Entretanto, comparando os resultados dos leilões de energia nova (LEN) e o planejamento, se percebe uma discrepância grande entre o que está planejado e o que está sendo contratado, principalmente no que se refere à expansão térmica. Esta falta de sincronia entre a resposta do mercado e o planejado deve ser minimizada. A dispersão do que está sendo planejado em relação às térmicas pode estar associada com alguma falha neste conceito de seleção no LEN.

Com uma expansão planejada mais próxima das necessidades reais do sistema seria possível encontrar alteração dos produtos e procedimentos do leilão para as térmicas. A segmentação da oferta de um leilão exclusivo de térmicas por padrão de despacho é uma solução a ser considerada. A vantagem percebida seria a criação de uma ligação entre o planejamento e a licitação, sendo possível inserir neste contexto os projetos de forma regional. A solução para superar esta fragilidade é adotar um preço teto para cada fonte térmica, e o não atendimento desta restrição por determinada fonte deverá ser atendido pelas outras atendendo critério de menor preço (contestação econômica).

A competitividade dos contratos de disponibilidade oriundos das térmicas é muito influenciada pelas expectativas de despacho destas unidades, e consequentemente do consumo de combustíveis destas. No ambiente do leilão este processo competitivo acaba não privilegiando as fontes térmicas de base, pois as mesmas possuem uma receita fixa maior e um custo de operação menor, fazendo com que usualmente o índice de custo benefício (ICB), que captura valores médios de longo prazo, não as coloque numa boa posição de competitividade. Entretanto, deve ser reconhecido que a necessidade de uma receita fixa maior é o reflexo de um investimento maior (CAPEX) para alcançar um custo de operação menor (OPEX), que é deve ser priorizado com uma excelente fonte para a segurança no longo prazo numa matriz cada vez mais frágil com relação aos recursos da natureza (vazões, vento, safras e incidência solar). O fato é que a competição da forma que está não favorece aos investidores em térmicas de custo operação baixo e que operam na base. As fontes renováveis é uma tendência futura, porém devem ser complementadas com térmicas que ofereçam segurança aos consumidores finais.

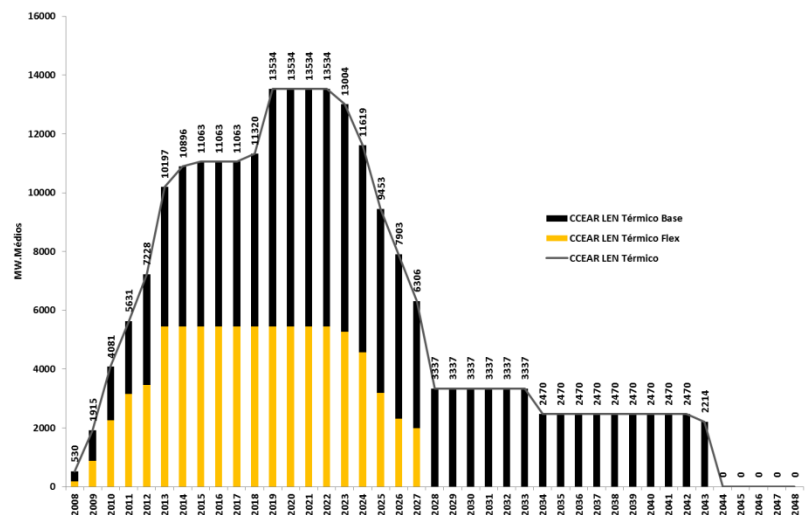
O desafio que se apresenta é encontrar a melhor forma de especificar de forma precisa e com a competição pelo mercado (leilões públicos), o “mix” perfeito com das novas usinas térmicas e a expansão das demais fontes. A entrada de fontes térmicas não tem sido continua ao longo dos anos em cada LEN. A **Figura 3** ilustra os contratos (CCEAR) derivados dos LEN. No pico da contratação entre 2019 e 2022 o valor de 30.390 MW.médio contratado é quase 50% do mercado atual de 2015. Com certeza os LEN como indutores da expansão no Brasil representam uma experiência bem sucedida.



**Figura 3 – CCEAR nos LEN (fonte CCEE)**

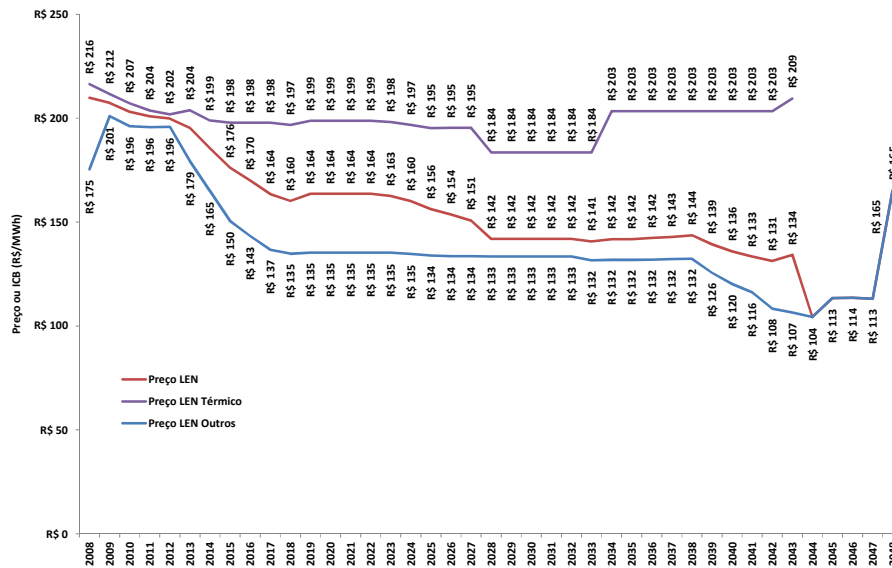
As reduções a partir de 2022 na **Figura 3** representam o vencimento dos CCEAR originais, que deverão ser recontratados em modalidade (CCEAR existente ou reserva, quantidade ou disponibilidade) que ainda será futuramente definida. Da **Figura 3** também é possível concluir que a térmicas possuem um papel importante no volume total, apesar de apresentarem uma “pilha térmica”, como na **Figura 2**, ainda longe do ideal. A renovação dos contratos será uma excelente oportunidade de “trocar” as térmicas flexíveis (óleo combustível e diesel) por outras térmicas de base, como lastro futuro dos CCEAR das distribuidoras. As térmicas flexíveis fariam parte da reserva do sistema, sendo remuneradas desta forma para uso conjuntural, com contratos de disponibilidades. Entretanto esta correção de rota já deveria ser iniciar nos próximos LEN de compra de CCEAR direcionadas para térmicas de base no SIN. Com isto a “pilha térmica” tomará uma forma adequada para a segurança do sistema. Evidentemente, a correção de rota no ajuste da “pilha térmica” com a troca das flexíveis, não impede de comprar novas térmicas de base nos próximos leilões de aumento da demanda do ACR, como é usualmente realizado nos LEN. De certa forma, os próximos LEN deveriam ter 2 metas: (i) atender o crescimento de carga do ACR numa competição justa e orientada das térmicas de base com as demais fontes; (ii) atender a troca das térmicas flexíveis mais caras (diesel e óleo combustível) a partir de 2023.

A **Figura 4** ilustra o volume de CCEAR térmico contratado nos LEN até o final de 2014. Notar que o volume de térmicas flexíveis mais caras a ser substituído no futuro (após 2023) é razoável, e representa algo em torno de 5 GW.médios. A seleção das térmicas flexíveis neste trabalho se limitou aos combustíveis fosseis líquidos. Entretanto existem outras com CVU alto que poderiam ser incluídas neste mesmo contexto, com aquelas a gás natural com ciclo aberto, e/ou com eficiência mais baixa. Claro que os preços finais das térmicas ainda são mais caros que outras fontes, porém a segurança é o atributo principal das térmicas.



**Figura 4 – CCEAR Térmico nos LEN (fonte CCEE)**

O debate dos preços finais das térmicas é de fundamental importância para expansão correta via leilões públicos. O reconhecimento de um CAPEX mais alto na busca de um OPEX mais baixo das térmicas de base é um desafio. A entrada de fontes térmicas de base não tem sido contínua ao longo dos anos em cada LEN, e isto deve ser evitado para evitar sobressaltos na nova oferta térmica disponível para o SIN.



**Figura 5 – Preços e ICB médios dos LEN Térmicos e Outras Fontes (fonte CCEE em R\$/MW referencia Janeiro de 2015)**

O processo atual busca limitar a competição para aquelas que não se enquadram como térmicas de base, porém a importância de um preço teto adequado não tem sido uma tônica frequente. A **Figura 5** ilustra os preços e ICB médios de todos os LEN e compara os valores com os LEN térmicos. É fácil perceber que o nível de preços equivalentes das térmicas é maior que o nível similar de preços das demais fontes. Por isso é sempre necessário diferenciar o papel de cada fonte no SIN. As térmicas possuem custo variável, que nas demais é reduzido, mas ao mesmo tempo fornecem segurança ao SIN. A comparação não pode ser só o preço final.

No último leilão de energia nova (20º LEN) finalmente foi reconhecida esta falha, e as térmicas de base foram vencedoras com 2.214 MW médios, e com um ICB médio de R\$ 209/MWh (ref. Jan/15) [1]. Neste ICB médio a receita fixa (RF) média foi R\$ 140/MWh com custos variáveis (COP e CEC) médio de R\$ 69 R\$/MWh. O investimento total previsto é de R\$ 11 bilhões (~ R\$ 3000/kW instalado). Este resultado é um bom exemplo do padrão dos projetos com térmicas de base, investimento alto (CAPEX alto), que deriva a necessidade de uma RF alta (70% do ICB), e custos variáveis mais controlados (COP mais baixos e CEC neutro). A formatação dos preços ofertados pelos investidores segue este padrão de desembolsos de CAPEX, que dependem fortemente do custo do capital e financiamentos. Reconhecer este padrão será certamente à fórmula do sucesso para que os novos projetos com as térmicas de base sejam vencedores nos LEN futuros.

O momento atual é pela priorização dos projetos com as térmicas de base, porém algumas dificuldades para promover esta nova expansão devem ser superadas para a plena inserção destas fontes no setor elétrico. As dificuldades em grande parte se resumem em 2 tópicos importantes: fornecimento de combustíveis e licenciamento ambiental. Dentre as dificuldades do momento é possível citar os seguintes pontos: (i) a disponibilidade do gás natural nacional está sendo postergada pelas dificuldades em exploração e produção da maior produtora do Brasil, portanto a saída para o gás natural para as térmicas é amplificar a infraestrutura de novos terminais de GNL, com mais incentivos do governo; (ii) novas usinas nucleares necessitam de no mínimo 10 anos para liberar seu licenciamento, e existe limitação para aporte do capital privado em novos projetos; (iii) os projetos com carvão nacional, ou mesmo importado, sofrem duras restrições do licenciamento ambiental, que impõe vários condicionantes; (iv) as florestas energéticas são a nova tendência para termelétricas, e o licenciamento ambiental deve ser acelerado para esta tecnologia. Assim, espera-se que no futuro próximo, o governo brasileiro realize ações no sentido de sincronizar todas estas demandas e superar rapidamente as restrições como uma política pública para a expansão da geração nacional.

#### 4.0 - AVANÇOS SUGERIDOS - LEN

Na busca do aprimoramento dos sinais de planejamento em sincronia com a competição pelo mercado, através dos LEN, nestes deve ser sempre tentado com leilões exclusivos por fonte, segmentando inclusive as térmicas de base, mérito intermediário e as flexíveis, e por localização, quando possível. Esta segmentação seria definida antes do leilão. Os leilões da base térmica seriam feitos de forma sequencial, buscando atender a segmentações sugeridas. Para evitar a reserva de mercado para as térmicas, cada leilão de novas térmicas teria um preço teto para os combustíveis solicitados e a disputa aberta para o menor ICB (índice de custo benefício). Caso o volume segmentado para as térmicas não alcance sucesso, por falta de competidores, o LEN continua abrindo o volume reservado para o parque térmico para as demais fontes. Evidentemente isto não é o que se deseja, portanto a definição do preço teto correto é primordial.

A competição da geração térmica pode ser fomentada, através do ajuste da metodologia do custo e benefício que traz na formação do índice ICB, incluindo os benefícios das térmicas ao sistema [2]. A inclusão de benefícios agregados ao ICB não são itens que serão cobrados dos projetos, mas sim fatores que permitam realizar uma escolha mais adequada dos melhores projetos térmicos.

A nova proposta é realizar um leilão exclusivo de térmicas no início dos LEN A-3 e A-5. O montante é definido pelo MME/EPE e, caso não se alcance o volume desejado por falta de competitividade frente aos preços teto especificados, o volume não preenchido pelas térmicas é repassado para LEN tradicional A-3 e A-5. A EPE qualifica os projetos e calcula os indicadores necessários, tais como, GF, COP, CEC, e outros benefícios dos projetos [2]. Os projetos térmicos saberão antes do certame, os limites para a sua oferta final da receita fixa (RF).

Outro ponto de atenção na realização dos LEN são os dados de entrada para as simulações prévias do leilão para a definição do COP e CEC dos projetos. Apesar da introdução da metodologia do CVAr, as simulações prévias dos leilões, utilizando os dados da EPE, correspondentes ao PDEE, resultam em previsões de despachos de geração térmica em menores montantes do que os resultantes na realidade. Isto é oriundo da consideração de planos de obras muito favoráveis, e as previsões de condições hidrológicas médias no longo prazo. Com isto as térmicas mais flexíveis com despacho mínimo baixo e CVU mais alto tendem a apresentar um padrão de despacho baixo, desonerando o atributo COP, que é decisivo para a seleção dos projetos térmicos nos LEN.

A melhor forma de encontrar uma base de dados mais coerente é realizando uma filtragem realista dos dados de previsão de entrada da nova oferta, assumindo apenas aqueles com maior chance de comissionamento no prazo imaginado pela EPE. Neste caso, para avaliação dos parâmetros COP e CEC, a base de dados deveria se limitar a sequência de hidrelétricas planejadas, dado que esta sequência é necessária para os leilões de concessão. As demais ofertas planejadas – térmicas e renováveis - não seriam consideradas nas simulações prévias do leilão. Com isto se estaria maximizando o papel da entrada de cada oferta na matriz tentando obter uma previsão do COP e CEC mais próximas do limite operacional de cada fonte.

Lembrando, que os parâmetros COP e CEC são utilizados na seleção dos projetos nos LEN, e não servem como base de despesas ou receitas nos contratos de disponibilidade. Sendo assim, os casos simulados neste contexto teriam como foco a seleção dos melhores projetos do ponto de vista da segurança em situações limite do SIN. A intenção é explorar ao máximo a competitividade de cada fonte térmica no que estas têm de melhor para o SIN - segurança com razoabilidade de custos para o consumidor final.

## 5.0 - CONCLUSÕES

Este artigo busca debater e apresentar propostas que respaldem a necessidade de térmicas de base no SIN, com argumentos técnicos e perspectivas futuras. A busca do aprimoramento dos sinais de planejamento deve estar em sincronia com a competição pelo mercado, através dos LEN. Desta forma, esta proposta ora oferecida pelos autores resulta em ganhos em segurança energética do sistema obtidos com seleção das térmicas de base.

Uma dificuldade no Brasil para a expansão das térmicas de base é a cultura equivocada estabelecida no setor na busca única e exclusiva pela modicidade tarifária. O correto balanço entre custos finais ao consumidor, bem como sua segurança no abastecimento, tem sido de certa forma negligenciado e o sistema fica cada vez mais vulnerável as variações da natureza (vazões, vento, safras e incidência solar). Os anos recentes com a segurança no abastecimento em risco desde 2012, apesar de todas as térmicas disponíveis estarem gerando ao máximo, demonstram um desequilíbrio estrutural na matriz brasileira. Isto resultou em custos altos com um despacho térmico constante de projetos com custos unitários muito acima do razoável, e um preço de curto prazo (PLD) em patamares altos durante um longo tempo. Uma matriz adequada deveria ser capaz de evitar que o SIN chegasse nesta situação crítica, na qual os custos ao consumidor final estão excessivamente altos. O papel das térmicas de base é exatamente este.

Os autores propõem que os próximos LEN deveriam ter 2 metas complementares: (i) atender o crescimento de carga do ACR com as térmicas de base numa competição justa e orientada com as demais fontes; (ii) atender a troca das térmicas flexíveis mais caras (diesel e óleo combustível) a partir de 2023.

Esta troca dos contratos entre as fontes térmicas flexíveis e futuros projetos com térmicas de base devem se iniciar em 2017/18 para que os novos investidores possam preparar suas melhores ofertas, com base nos combustíveis e tecnologias previstas.

No caso dos próximos LEN para atendimento ao crescimento do mercado ACR, os autores sugerem alguns avanços, de forma que se possam comprar os blocos térmicos corretos para segurança do SIN. Neste sentido, visando aprimorar os sinais de planejamento em sincronia com a competição através dos LEN, devem ser priorizados para o bloco térmico leilões exclusivos por fonte, segmentado em base, mérito intermediário e flexível, e por localização, quando possível. A competição da geração térmica correta pode ser fomentada, através do ajuste da metodologia do custo e benefício incorporado na formação do índice ICB, incluindo os benefícios das térmicas ao sistema. Com certeza os LEN como indutores da expansão no Brasil representam uma experiência bem sucedida, e avanços nesta fórmula para as térmicas de base vão garantir cada vez mais o sucesso desta abordagem de competição pelo mercado de longo prazo.



## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CCEE, Resultado consolidado dos leilões - 03/2015, <http://www.ccee.org.br/>.
- [2] T. M.Prandini, R.F.B. Viana, G. Rocha, S.Grynwald, J.C.O.Mello, "As Térmicas e o Gás Natural – Expansão, Segurança e Preços", XXII SNPTEE, 2013
- [3] Matos, V.L. , "Formação de Preço considerando metodologia de aversão a risco com CVaR no Brasil", , UFSC, III SINREM, São Paulo, 2012.
- [4] CNPE, Resolução nº 03/2013, 2013
- [5] EPE, "PDEE - Plano Decenal 2023", 2014

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**João Carlos Mello** – é presidente da Thymos Energia. Sua atuação principal se concentra na área de novos projetos de energia, produtos para o mercado, análise regulatória, gestão de clientes de energia no mercado, estudos eletro-energéticos, suporte a novos investidores, regulamentação de novas modalidades de geração de energia, dentre outras atividades no comando da Thymos Energia.

**Thais Melega Prandini** - é diretora executiva e sócia da Thymos Energia e atua na área de viabilidade econômica e financeira de projetos, planejamento estratégico para contratação de energia, as estratégias de leilão entre outras atividades.

**Marcelo Ajzen** - é consultor da Thymos Energia, e atua na área de viabilidade econômica e financeira de projetos, e simulações de desempenho de projetos no SIN, entre outras atividades.

**Xisto Vieira Filho** — é diretor da E Positiva e preside a Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (ABRAGET) desde 2001

**Edmundo Alfredo Pochmann da Silva** — é consultor da ABRAGET.