



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

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL

O IMPACTO DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA OFERTA

**Eduardo Sodré(*)
CHESF**

**Fernando Alves
CHESF**

**João Marcelo Vieira
CHESF**

**Dalton Guedes Filho
CHESF**

**Gustavo Melo
CHESF**

RESUMO

O presente artigo tem como objetivo analisar os resultados dos últimos Leilões de Energia Nova (LEN) referentes à expansão da geração de energia elétrica na Região Nordeste do Brasil. São analisados os LEN's de 2005 a 2008, que resultaram numa potência instalada de mais de 10.800 MW de térmicas na referida região. Esta análise será feita à luz dos critérios utilizados para o Planejamento da Expansão Energética.

PALAVRAS-CHAVE

Modelo do Setor Elétrico, Leilões de Energia Nova, Planejamento da Expansão da Geração, Modicidade Tarifária.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os estudos de Planejamento da Expansão da Geração são complexos e multidisciplinários, exigindo elevado grau de especialização, e envolvendo a necessidade de avaliação de vários cenários e variáveis, tais como, preço futuro dos combustíveis fósseis, aspectos sócioambientais, curva de aprendizado de novas tecnologias de geração, perfis de demanda, etc. É indispensável dar-se total transparência aos critérios utilizados e resultados alcançados, de maneira pública e isonômica, à favor da Sociedade Brasileira e na procura do bem comum. Atualmente o Planejamento Energético Brasileiro compõem-se do Estudo PNE (Plano Nacional de Energia) de 30 anos (tendo o último sido publicado em 2008) e do Plano Decenal de Energia (Plano 2008-2017).

Na primeira parte deste trabalho é realizada uma revisão dos principais aspectos inovadores do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, implantado a partir de 2003/2004, tais como, o ambiente de contratação regulada e os leilões de energia nova. Estes dois aspectos são a base sobre a qual se assenta a principal mudança do Novo Modelo, que busca como objetivos principais: a modicidade tarifária; a segurança do abastecimento; e a universalização do uso da energia elétrica (1).

Na segunda parte explica-se de forma qualitativa o que são os contratos por disponibilidade das térmicas dos LEN's, onde o risco (ônus e bônus) da comercialização de energia é assumido pelos consumidores cativos (2). Continuando a segunda parte do trabalho, faz-se uma análise crítica da minuta do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR por Disponibilidade) (3).

Na terceira parte do trabalho é explicada a metodologia de cálculo do ICB (Índice Custo Benefício), sendo apresentados também os custos envolvidos na operação das referidas térmicas à óleo diesel/combustível (4,5).

Por fim, na quarta e última parte do trabalho faz-se uma consolidação de todos os aspectos técnicos e comerciais levantados, sendo cotejados estes aspectos com uma visão crítica para um planejamento da expansão que leve em consideração, de forma integrada, o desenvolvimento social, a modicidade tarifária e a segurança energética.

2.0 - O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Nesta parte do trabalho é realizada uma revisão dos principais aspectos inovadores do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, implantado a partir de 2003/2004 no Governo do Presidente Luis Inácio Lula da Silva, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Os principais aspectos da reformulação pós-2004 foram: a instituição da EPE; e os leilões de energia nova.

Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. O modelo atual prevê a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres. Prevê também uma nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

O atual modelo tem dois ambientes de contratação distintos: o ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O ambiente de contratação regulada corresponde aos consumidores de energia elétrica que não podem optar livremente pelo seu fornecedor, são geralmente os consumidores residenciais, pequenos comerciantes e pequenas empresas. Os grandes consumidores industriais podem escolher livremente de quem adquirir sua energia elétrica (são chamados, “consumidores livres”). Os consumidores cativos pertencem ao ambiente de contratação regulada – ACR. A demanda presente e futura dos consumidores cativos é contratada pela concessionária de distribuição aos quais estão fisicamente conectados.

Para assegurar suprimento de energia elétrica, o novo marco regulatório estabelece que toda a demanda deve estar 100% contratada. Os contratos, apesar de serem instrumentos financeiros, devem ser respaldados por capacidade de geração física (lastro contratual). Se a demanda está 100% contratada, isso significa que há capacidade física suficiente para atendê-la com uma determinada confiabilidade.

Os Leilões de Energia Nova são os que permitem a contratação de longo prazo da energia de futuros empreendimentos de geração. O critério de menor tarifa é utilizado para definir os vencedores do leilão, ou seja, os vencedores são os agentes geradores que ofertam energia elétrica pelo menor preço, em R\$/MWh, para o atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras.

3.0 - CCEAR POR DISPONIBILIDADE

Nesta parte do trabalho o objetivo foi realizar uma análise simplificada do custo do MWh das térmicas vencedoras dos últimos Leilões de Energia Nova (LEN).

Explica-se de forma qualitativa o que são os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR por Disponibilidade) das térmicas dos LEN's, onde o risco (ônus e bônus) da comercialização de energia é assumido pelos consumidores cativos (3). É apresentado também nesta parte do trabalho o cálculo do ICB das térmicas à óleo combustível, cujo valor está aproximadamente em 135 R\$/MWh (5), apesar de seu Custo de Operação (CVU) ser bastante superior a este valor.

Nesta parte do trabalho pretende-se apresentar também quais são os custos envolvidos na operação das referidas térmicas à óleo diesel/combustível, levando em consideração o aspecto do custo do combustível ser valorado a preço internacional pela Bolsa de Mercadorias de Nova Iorque (NYMEX – New York Mercantile Exchange).

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR por Disponibilidade), notadamente o Contrato relativos aos LEN's A-3 e A-5 de 2007, relata em suas subcláusulas 7.7.3 a 7.7.10., o seguinte:

7.7.3. A parcela do CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO vinculada ao custo de combustível, CComb, será obtida segundo a seguinte fórmula:

$$CComb, M = i \cdot Pv \cdot ev$$

onde:

M: é o mês em que ocorrer o despacho de geração da parte flexível da USINA;

Pv: é o Preço Médio de Referência do Combustível vinculado ao CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO, conforme especificado nas subcláusulas 7.7.5 a 7.7.10;

ev: é a taxa de câmbio média da venda do dólar dos Estados Unidos da América, divulgada pelo BACEN do mês "M-1", em R\$/US\$; e

i: é o fator de conversão, informado à Empresa de Pesquisa Energética – EPE no processo de habilitação técnica, constante do CONTRATO.

Em suas subcláusulas 7.7.5 a 7.7.10., conforme o disposto no § 2º do art. 3º da Portaria MME nº 042, de 1º de março de 2007, consta que o **Pv** (Preço Médio de Referência do Combustível) será dado pela média mensal dos valores de fechamento nos dias úteis do mês "M-1", na cotação de preços média do preço do combustível fóssil equivalente no mercado internacional.

Isto significa que no mês em que a térmica for despachada, o seu custo de combustível será pago pelos consumidores cativos a preço internacional do mês anterior ao despacho. Notadamente para as térmicas à óleo combustível B-1, o preço internacional utilizado será o USGulf No. 6 1.0% Waterborne, negociado na NYMEX.

Considerando, conforme o exposto acima, que o combustível fóssil das térmicas dos LEN's é valorado pelo preço internacional na NYMEX, pergunta-se: como é calculado o preço do MWh dessas mesmas térmicas ?

Esse cálculo é o chamado ICB (Índice de Custo Benefício), e representa um valor esperado de custo da energia, em função das análises estatísticas baseadas em simulações do NEWAVE.

4.0 - ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA

O ICB (em R\$/MWh) de cada empreendimento de geração é definido como a razão entre o seu custo total e o seu benefício energético, podendo ser calculado em base anual, do seguinte modo:

$$ICB = (Cfix + Cope + Cec) / Gfis$$

onde:

Cfix - a parcela Custos Fixos (em R\$/ano) representa a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, o custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), etc;

Cope - a parcela Custo Variável de Operação (em R\$/ano) é função do despacho da usina e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho em função também dos custos marginais de operação (CMO) futuros observados no SIN. Trata-se, portanto, de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses utilizando-se uma amostra com 2000 cenários de afluições futuras ao SIN (função de análises estatísticas baseadas em simulações do NEWAVE);

Cec - a parcela Custo Econômico de Curto Prazo (em R\$/ano) resulta das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Esta parcela corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, feitas com base no Custo Marginal de Operação – CMO. Trata-se portanto de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses, utilizando-se uma amostra com 2000 cenários de afluições futuras ao SIN (função de análises estatísticas baseadas em simulações do NEWAVE); e

Gfis - o denominador Garantia Física corresponde à Energia Assegurada (em MWh) do empreendimento de geração.

Por simplificação, nesta parte do trabalho, o custo da energia será calculado da seguinte forma:

$$Custo = (Cfix + Cope) / Gfis$$

Assim, o cálculo simplificado que está sendo feito guarda uma relação direta com o cálculo do ICB apresentado nos Leilões, não considerando-se a parcela Cec. Tal parcela não apresenta "peso" significativo, conforme anteriormente realizadas.

Foram feitos os cálculos simplificados para as seguintes térmicas:

Tabela 1. – Térmicas dos Leilões

TÉRMICA	LEN	ICB (R\$/MWh)	Disponibilidade (MW)	CVU (R\$/MWh)	Cfix (milhões R\$/ano)
TermoMANAUS	A-3 de 2006	134,31	142,20	705,00	38,20
Termo Campina Grande	A-3 de 2007	132,83	160,00	287,86	64,89
SUAPE II	A-5 de 2007	131,49	339,60	311,77	141,70
MPX Carvão Importado	A-5 de 2007	125,95	631,00	106,3	417,42

Para cada térmica foi calculado o custo de energia como uma função da percentagem de horas que a térmica fica despachada durante um ano. Isso resulta numa reta conforme Figura 1. e a expressão para o cálculo da reta é a seguinte:

$$Custo = (Cfix + CVU.8760.X) / Gfis$$

onde:

X é a frequência de despacho (em %);

Custo é o Custo da Energia (R\$/MWh);

CVU é o Custo Variável da Operação, principalmente o custo do combustível gasto para gerar-se uma unidade de energia (R\$/MWh); e

Gfis é a Disponibilidade da térmica multiplicada pelo número de horas no ano (considerando-se de forma simplificada).

Na Figura 1. também está inserida uma reta horizontal relativo ao custo da energia da geração eólica baseada nos seguintes valores:

Tabela 2. – Custos da Eólica

EÓLICA	
2.530.000,00	Custo de Investimento (U\$/MW)
0,30	Fator de Capacidade do Parque
2,30	Dólar
15,00	Número de Anos do Contrato
1,35	Fator Brasil (impostos, etc.)

A reta horizontal do custo da geração eólica é:

$$Custo = (FBrasil.Cinv.dólar) / (15.FC.8760)$$

onde:

Custo é o Custo da Energia (R\$/MWh); e

FBrasil é o fator cuja função é atualizar os valores de investimento da eólica em termos reais (conforme são os valores apresentados pelas térmicas dos Leilões).

Os outros valores padrões utilizados no cálculo da Figura 1. são os seguintes:

Tabela 3. – Custos do Barril de Petróleo e do Câmbio

Variáveis	Valor Referência
Barril Petróleo	66,00 U\$
Tonelada do Carvão	66,00 U\$
Dólar	2,30 R\$

Notadamente, o preço do barril de petróleo e o valor do dólar utilizados são os mesmos valores utilizados no cálculo do CVU das térmicas dos LEN's A-3 e A-5 de 2007 (5).

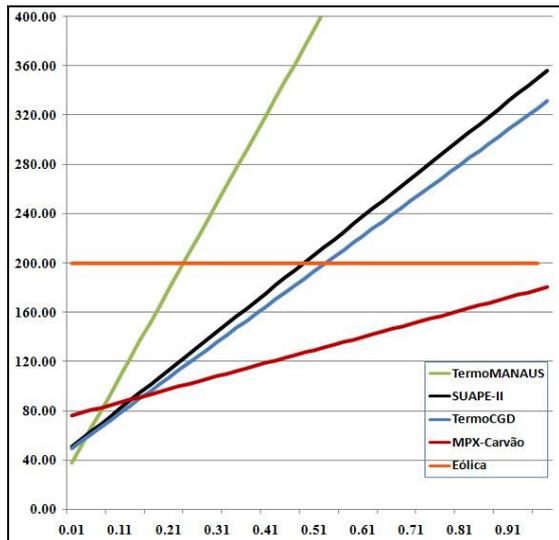


Figura 1. – Custo da Energia.

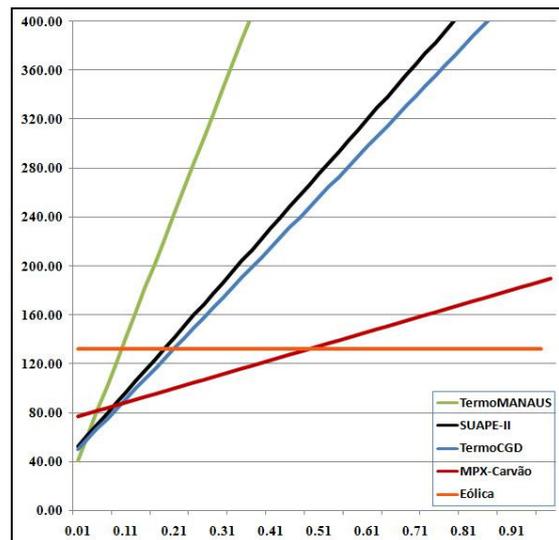


Figura 2. – Novo Custo da Energia.

A inclusão da Energia Eólica em tal análise ajuda a esclarecer os vários aspectos da questão “menor preço”, tão em voga nos fóruns atuais. Tal inclusão facilita a visualização das variáveis que influenciam nesta comparação.

Olhando-se a Figura 1., vê-se que a geração eólica só torna-se economicamente viável, comparada com a TermoMANAUS, se essa térmica vier a ser despachada mais de 20% do tempo durante os 15 anos do seu contrato. Em relação à SUAPE II e Termo Campina Grande, têm-se um valor aproximado de 53%. Para a térmica de carvão importado não há comparação econômica da geração eólica, considerando-se os custos de combustíveis e dólar da Tabela 3.

A primeira observação que deve ser feita, em função da Figura 1., é que a questão de qual fonte é mais econômica depende de fatores diversos, incluindo preço internacional de combustíveis e níveis metas de operação dos reservatórios brasileiros (aprovado recentemente pelo ONS no CMSE).

Modificando-se os parâmetros utilizados anteriormente tem-se uma análise bastante mais enriquecida. Por exemplo, pode-se modificar o preço do barril de petróleo, pois conforme as regras do *CCEAR-Disponibilidade* o combustível das térmicas será pago à preço internacional do mês anterior ao do despacho.

Calculando-se as curvas de custo considerando-se novos valores de referência, tais como abaixo

Tabela 4. – Novos Custos

Variáveis	Valor Referência
Barril Petróleo	135,30 U\$
Tonelada do Carvão	100,00 U\$
Dólar	1,61 R\$
Cinv Eólica	2.403.500,00 US\$/MWinst
Fator de Capacidade do Parque	0,30

Obtem-se então a Figura 2., onde o custo da energia eólica apresenta-se mais favorável. Tornando-se economicamente viável, comparada com a TermoMANAUS, para uma frequência de despacho maior do que 10%. E em relação à SUAPE II e Termo Campina Grande tem-se um valor aproximado de 20%. Para a MPX Carvão Importado, têm-se um valor aproximado de 50%.

Vale ressaltar que o preço médio do carvão para o ano de 2007 comparado com o preço médio do carvão para o ano de 2006 aumentou em 36%, enquanto o óleo diesel e o óleo combustível aumentaram 12% e 19%, respectivamente.

Resumindo a análise simplificada acima, é importante notar que muitas variáveis são utilizadas nos cálculos apresentados na literatura para o custo da energia elétrica para diferentes fontes (6), e que uma simples análise de sensibilidade em relação aos valores dos custos internacionais dos combustíveis e considerações de “curva de aprendizado” já indicam outros possíveis cenários para a expansão da geração.

5.0 - RESULTADOS DOS LEILÕES E A EXPANSÃO DA OFERTA

Nesta seção do trabalho será apresentado deck NEWAVE denominado *Caso Base Horizonte 2008-2017*, elaborado para a realização deste estudo, e que tem como função servir de referência para uma avaliação energética atual mais realista. Nesta avaliação serão analisados os critérios vigentes para o planejamento da expansão da geração.

Este caso base é derivado do deck *NEWAVE 2007-2016 Trajetória Inferior - EPE*, tendo sido retiradas as térmicas indicativas, e atualizando-se a lista dos geradores térmicos com os últimos Leilões de Energia Nova.

Seguem abaixo os principais aspectos do *Caso Base Horizonte 2008-2017* para este estudo:

- 1 - A origem do *Caso Base* foi o deck *NEWAVE EPE 2007-2016 Trajetória Inferior*.
- 2 – Retirada de todas as Térmicas Indicativas do deck *NEWAVE EPE 2007-2016 Trajetória Inferior*.
- 3 - Toda a Configuração Térmica foi atualizada através do PMO-JAN-2008-ONS com a inclusão das térmicas do Subsistema MADEIRA e do Subsistema NORTE, conforme deck EPE. Este conjunto de térmicas já contempla as térmicas dos LEN's A-3 e A-5 de 2007 e o Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL (maio / 2007).
- 4 – Para Bloco de Expansão Hidráulica foi considerado o seguinte: Estreito TOC, com potência de 1087 MW, entrando em operação em out/2010; Sto. Antônio, com 3150,4 MW entrando em dez/2012; Jirau com 3300 MW em mai/2013; S. Quebrada com 1328 MW em jan/2014; Tupiratins com 620 MW em jan/2014; Marabá com 1755 MW em dez/2014; Teles Pires com 1819,8 MW em nov/2014; B. Monte com 5500 MW em abr/2015; e S. Luiz do Tapajós com 1800 MW em jan/2016.

Para facilitar o entendimento dos resultados apresentados a seguir, têm-se abaixo a Tabela 5. com as térmicas dos Leilões de 2005 a 2007 pertencentes ao Subsistema Nordeste, totalizando aproximadamente 3450 MW. Nesta Tabela são apresentados os valores de Potência Instalada, ano de entrada em operação, tipo de combustível e custo de operação em R\$/MWh, conforme PMO-ONS-jan-2008.

Os 10800 MW de térmicas na Região Nordeste, conforme referido no resumo, são a totalização da Tabela 5., mais os 5200 MW dos LEN's A-3 e A-5 de 2008, somando-se aos 2200 MW das térmicas a gás do PPT.

Tabela 6. – Térmicas dos LEN's de 2005 a 2007 no Subsistema Nordeste

NOME	MWinst	ANO	COMB.	CUSTO
ALTOS	13,1	2008	Diesel	558,67
ARACATI	11,5	2008	Diesel	558,67
BATURITE	11,5	2008	Diesel	558,67
CAMPO MAIOR	13,1	2008	Diesel	558,67
CAUCAIA	14,8	2008	Diesel	558,67
CRATO	13,1	2008	Diesel	558,67
ENGUIA PECEM	14,8	2008	Diesel	558,67
IGUATU	14,8	2008	Diesel	558,67
JAGUARARI	101,5	2008	Diesel	558,67
JUAZEIRO N	14,8	2008	Diesel	558,67
MARAMBAIA	13,1	2008	Diesel	558,67
NAZARIA	13,1	2008	Diesel	558,67
CAMACARI MI	148,0	2009	Oleo	429,05
CAMACARI PI	148,0	2009	Oleo	429,05
PETROLINA	92,1	2009	Oleo	470,73
POTIGUAR	52,8	2009	Diesel	635,90
TERMOMANAUS	142,2	2009	Diesel	705,00

NOME	MWinst	ANO	COMB.	CUSTO
PAU FERRO I	94,0	2009	Diesel	705,00
POTIGUAR III	82,5	2009	Diesel	635,89
CAMPINA GDE	164,2	2010	Oleo	287,86
GLOBAL I	140,0	2010	Oleo	287,42
GLOBAL II	148,0	2010	Oleo	287,42
ITAPEBI	140,4	2010	Oleo	286,33
MARACANAU I	162,3	2010	Oleo	277,39
MONTE PASCO	140,4	2010	Oleo	280,49
TERMONE	170,8	2010	Oleo	287,28
TERMOPB	170,8	2010	Oleo	287,28
TERMOCABO	49,7	2010	Oleo	284,44
BAHIA I	31,6	2011	Oleo	430,19
MPX	700,0	2012	Carvao	106,30
SUAPE II	350,0	2012	Oleo	311,77
MARACANAU II	70,0	2012	Oleo	299,51

Através das análises energéticas efetuadas com o NEWAVE, pode-se observar que a Região Nordeste apresentará nos anos vindouros uma grande participação de geração térmica. Tal fato é ilustrado através das Figuras 3 e 4. Na Figura 3. pode ser vista a Geração Térmica Total (valor médio) para o Nordeste no Horizonte 2009-20017 e na Figura 4. é apresentada a Curva de Permanência da Geração Térmica Total no Nordeste para o ano de 2012.

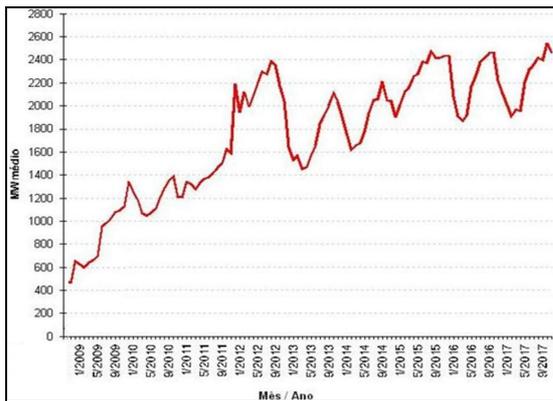


Figura 3. – Geração Térmica média no Nordeste.

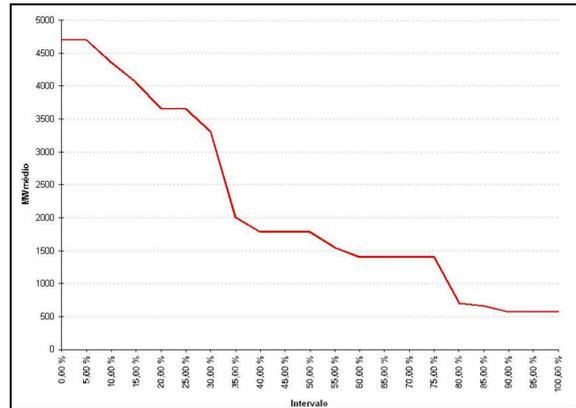


Figura 4. – Curva de Permanência - ano 2012.

Através das análises efetuadas considera-se que o Planejamento Energético e a sua real implementação, através dos LEN's realizados até o momento, não lograram alcançar resultado satisfatório. A grande quantidade de térmicas que ganharam os Leilões apresenta-se como uma prova cabal de que é necessário pensar-se uma forma diferente de garantir que o bom Planejamento seja efetivado.

Um outro importante impacto dos LEN's no Planejamento Energético é demonstrado através da análise dos CMO's quando estes apresentam-se bastante acima do critério de igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME (Figura 5.) (7). Atualmente o CME é considerado 146 R\$/MWh, conforme referência (8), correspondente ao valor de preço da usina mais cara contratada pelos LEN's do ano de 2008.

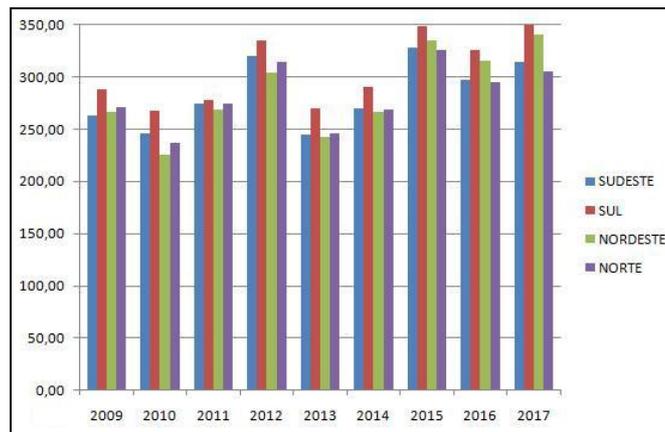


Figura 5. – CMO's para o Nordeste.

6.0 - CONCLUSÃO

Em relação às questões de suprimento energético levantadas neste trabalho, onde os aspectos técnicos e comerciais foram exemplificados, fica claro que a solução desse problema não é simples, sendo antes, bastante complexa e multidisciplinar.

Consideramos que o Planejamento da Expansão deve contribuir para a construção de uma visão crítica que leve em consideração de forma integrada, a questão ambiental, o desenvolvimento regional, a modicidade tarifária e a segurança energética. Cabe ressaltar que outras questões, tais como, o desenvolvimento tecnológico e a geração de emprego e renda devem ser levados em consideração.

É importante salientar que a idéia básica do leilão é garantir que a demanda dos consumidores cativos seja atendida pelo menor preço possível durante os 15 anos do empreendimento (para geração termelétrica) ou 30 anos (para hidroelétricas). O que cabe observar é que os empreendimentos térmicos de fontes tais como, carvão mineral, gás natural liquefeito, óleo diesel/combustível, são fontes primárias que acompanham os preços internacionais das suas respectivas "commodities". Há um grande risco inerente na contratação dessa modalidade de energia.

A explicitação de riscos futuros e características outras das fontes primárias para geração de energia elétrica devem ser levados em consideração para que a solução de tal problema não se restrinja a leilões onde apenas condições específicas de uma determinada conjuntura prevaleça sobre análises amplas e estruturais, com horizontes de 15 anos ou mais.

A sociedade tem que estar consciente do “risco” que ela está assumindo ao decidir-se por determinada tecnologia e tipo de fonte primária. É salutar que a decisão sobre a matriz elétrica não fique a cargo único e exclusivo de Leilões de Energia, conforme atualmente. E sim, que a matriz elétrica seja uma decisão da sociedade, numa discussão franca, aberta e séria, onde as questões econômicas, sociais e ambientais sejam explicitadas e debatidas.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) – Carneiro, Maria Carolina F., “Os Leilões de Longo Prazo do Novo Mercado Elétrico Brasileiro”, Dissertação de Mestrado, INSTITUTO DE ECONOMIA, UFRJ, 2006.

(2) – Barroso, L. A., *et al.*, “Auctions of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform”, Power Engineering Society General Meeting, 2006, IEEE, 18-22 June, 2006.

(3) - ANEEL, MINUTA DO CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE REGULADO – CCEAR POR DISPONIBILIDADE, 2008.

(4) - Informe Técnico EPE-DEE-IT-001/2008 – rev2, “Leilões de Compra de Energia Elétrica A-3 e A-5 de 2008 - Cálculo do CVU para Fins da Determinação da GF, COP e CEC de Empreendimentos Termelétricos”, 07 de maio de 2008.

(5) - Informe Técnico No. EPE-DEE-IT-001/2007, “Cálculo do CVU para Fins da Determinação da GF, COP e CEC de Empreendimentos Termelétricos”, 13 de março de 2007.

(6) - Barroso, L. A., *et al.*, “Cheap and Clean Energy: Can Brazil Get Away with that?”, IEEE PES General Meeting, 2008, Pittsburg.

(7) - RESOLUÇÃO CNPE No 9, de 28 de Julho de 2008.

(8) – MME/EPE, PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA - 2008/2017.