



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

Versão 1.0
GPL.XX
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

O PLANEJAMENTO E OS RESULTADOS DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA – UMA REFLEXÃO

F.R.V.Moreira

**J.C.O.Mello (*)
A&C Energia**

T.Prandini

**X.V.Filho
ABRAGET**

RESUMO

Até a publicação do PDE 2006-2015 existia um planejamento indicativo, mas a nova ordem setorial determinou que o plano pudesse ser “um modelo teórico para ação”. Os três PDEs e o PNE, elaborados pela EPE, fornecem um retrato das expectativas oficiais quanto à expansão do setor elétrico, orientam políticas governamentais e servem como indicativo para que os agentes do setor preparem suas próprias estratégias de ação. Esse artigo coteja o planejamento da expansão contido nos PDEs com os resultados obtidos e argumenta que o mesmo também é diretivo e deveria incorporar explicitamente as assimetrias entre o ACR e o ACL.

PALAVRAS- CHAVE

Planejamento, Setor Elétrico, Expansão da Geração, Leilões de Energia, Energia Nova.

1.0 - INTRODUÇÃO

A questão econômico-financeira de fundamental importância na avaliação de viabilidade no processo de planejamento não é apresentada no PDE de maneira adequada tanto para os empreendimentos hidráulicos quanto para os empreendimentos térmicos. No plano a precificação da energia nova não é apresentada com a profundidade necessária, ficando esta questão a ser respondida pelo mercado. A resposta do mercado tem sido através dos Leilões de Energia Nova (LEN). Os mecanismos de oferta de nova geração de energia utilizados no Setor Elétrico atualmente baseiam-se nos LEN, sendo que o 1º Leilão foi realizado em dezembro de 2005 e previa a entrada em operação das primeiras usinas a partir de janeiro de 2008.

**TABELA 1
ACRÉSCIMO NA CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO
ELÉTRICA DO BRASIL ENTRE 2000 E 2007 - MW**

ANOS	HIDRO	TERMICA	TOTAL		TOTAL
			SP e/ou PIE	APE	
2000	2.066	3.466	4.709	822	5.531
2001	1.460	1.083	2.448	95	2.543
2002	2.788	3.415	5.690	513	6.203
2003	2.482	1.565	3.480	567	4.047
2004	1.206	3.022	3.821	407	4.228
2005	1.859	566	2.192	233	2.425
2006	2.576	901	1.994	1.482	3.477
2007	3.437	378	1.850	1.965	3.815
ACUMULADO	17.874	14.395	26.184	6.084	32.268

(*) Rua Alexandre Dumas 2100, 13º. Andar – CEP 04717-004 São Paulo, SP – Brasil
Tel: (+55 11) 2122-0497 – Email: fatima.moreira@andradecanellas.com.br

Recuperando a forma de expansão anterior, em termos de aumento da capacidade da geração, considerando um prazo médio de implantação de um projeto de geração elétrica da ordem de 4 a 5 anos, argumenta-se que os resultados da primeira reforma institucional do setor elétrico implementada a partir de 1995 (Lei 8.987/95 e Lei 9.074/95) devem ser medidos a partir de 2000, como Tabela 1.

Entre 2000 e 2007 a capacidade instalada total de geração elétrica no Brasil elevou-se em 32,3 GW, 47% sobre a capacidade instalada existente em 1999 e 70% comparando-se com a base instalada em 1995. Desse total, 55% foram constituídos por hidrelétricas e 45% por termelétricas. Destaca-se: (i) Os autoprodutores foram responsáveis por 18% da capacidade agregada, sendo 13% das novas hídricas e 29% das novas térmicas; (ii) A capacidade instalada das térmicas elevou-se substancialmente entre 2000 e 2004 em função do Programa Prioritário de Térmicas (PPT), embora aquém do previsto inicialmente de 12.000 MW, e do Programa de Energia Emergencial que contratou 1.850 MW para atendimento ao sistema em função da crise do racionamento de 2001.

A partir de 2007, os acréscimos a capacidade instalada já são resultado da segunda reforma institucional, ou novo modelo do setor elétrico disciplinado a partir da Lei 10.848/2004 e do Decreto 5.163/2004. De acordo com essa nova regulamentação, a expansão do sistema de geração para atendimento ao mercado regulado é realizada através dos LEN. A partir de 2006, estão sendo realizados, no mínimo, dois leilões de energia nova a cada ano – um na categoria A-3 e outro na categoria A-5. Adicionalmente também foi realizado um leilão de fontes alternativas e outro de energia de reserva, além dos dois leilões para as Usinas do Rio Madeira. No total entre 2005 e 2008 foram realizados:

- 9 Leilões de Energia de Nova (A-3) e (A-5)
- 1 Leilão de Fontes Alternativas
- 2 Leilões de Energia proveniente de grandes empreendimentos das usinas do Rio Madeira e,
- 1 Leilão de Energia de Reserva que buscou constituir uma reserva estrutural de energia para todo o sistema.

Como apresentado na Tabela 2 no total, foram contratados nestes leilões 17.519MW de lastros para comercialização (garantia física), correspondendo a cerca de 28 GW de capacidade instalada. Desse total, no entanto, 5.000 MW referem-se às chamadas usinas Botox, projetos licitados e/ou iniciados antes de 2002, ou seja, ainda sob a égide do modelo anterior. A participação das hídricas e das térmicas no total de botox foi equivalente (50% cada). Analisando-se a composição do montante contratado de energia efetivamente nova – 12.448 MW – destaca-se imediatamente a participação das usinas térmicas com 69% (8.541 MW).

TABELA 2
ENERGIA CONTRATADA NOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA 2005-2008

MW Garantia Física	2005	2006	2006	2007	2007	2007	StoA	Jirau	Reserva	2008	2008	Total	%
Total	3.284	1.683	1.104	1.266	2.312	186	1.553	1.383	548	1.076	3.125	17.519	100%
Botox	2.381	1.161	435	28	1.066	-	-	-	-	-	-	5.071	29%
Nova	903	522	669	1.238	1.246	186	1.553	1.383	548	1.076	3.125	12.448	71%
Térmica	2.278	654	535	1.266	1.597	140			548	1.076	3.004	11.098	100%
Nova	438	521	330	1.238	1.246	140			548	1.076	3.004	8.541	77%
Botox	1.840	133	205	28	351							2.557	23%
Hidro	1.006	1.029	569	715	46		1.553	1.383			121	6.421	100%
Nova	465	1	339		46		1.553	1.383			121	3.907	61%
Botox	541	1.028	230	715								2.514	39%

Os resultados acima contrastam com os objetivos do planejamento setorial como indicado nas projeções de aumento da geração por fonte dos três PDE (vide Tabela 3). Nos PDE 2006-2015 e 2007-2106 os cenários de referência projetavam uma expansão da geração para os próximos 10 anos praticamente em linha com a atual configuração do setor elétrico – 80% hídrica e 20% térmica. O PDE mais recente, por sua vez, por incorporar a realidade dos leilões de 2007 e 2008, já inicia o reconhecimento de que a evolução da matriz não está sendo baseada em energia hidráulica.

TABELA 3
PROJEÇÕES CENÁRIO REFERENCIA

PDE	PIB média ano	CARGA média ano	NOVA CAPAC MW	HIDRICA MW	%	TERMICA MW	%
2006-2015	4,3%	5,1%	41.630	31.144	75%	10.486	25%
2007-2016	4,2%	5,0%	47.872	34.460	72%	13.412	28%
2008-2017	4,9%	4,9%	55.055	33.132	60%	21.923	40%

Várias razões podem ser apontadas para o descolamento entre o planejado e o realizado: (i) Os estudos de viabilidade de usinas hidrelétricas, necessários para que novos projetos possam ser licitados, ficaram praticamente

parados por alguns anos; (ii) como reconhecido no PDE 2008-2017, os prazos para obtenção das licenças prévias para as usinas “têm sido maiores que os normalmente utilizados nos estudos de planejamento do setor elétrico”; (iii) a escassez de gás natural, por sua vez, conjugado com atrasos na conclusão de obras de gasodutos, também provocou a necessidade de uma maior contratação de energia (redução da garantia física das térmicas a gás) que, dado a escassez de projetos hidrelétricos e do próprio gás, resultou na contratação de térmicas de combustíveis mais poluentes como o óleo; (iv) as distribuidoras de energia determinam os montantes que serão contratados nos leilões ao apresentar suas projeções de demanda. Elas declaram necessidades de compra para os leilões A-3 e A-5, sendo que o A-3 carrega menor incerteza quanto ao comportamento da demanda. Assim, as distribuidoras podem preferir correr mais riscos no A-5 aumentando a possibilidade de poder contratar mais no A-3, que, pelo prazo para implantação de uma nova usina é, por definição, mais concentrado em termelétricas.

No entanto, os fatores acima não explicam totalmente o porquê da predominância das termelétricas a combustíveis fósseis que deslocaram em vários leilões usinas a biomassa, por exemplo, e mesmo PCHs cujo processo de licenciamento é mais ágil. Causas adicionais podem ser buscadas no processo de planejamento e na metodologia de seleção dos projetos hoje em vigor nos leilões.

2.0 - CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO NOVO MODELO

A contratação de energia elétrica, nos termos do art. 1º da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, dá-se em dois ambientes: contratação regulada (ACR) ou livre (ACL), observadas as diretrizes legais e regulamentares. Em especial, compete à ANEEL a expedição da Convenção de Comercialização e das regras e procedimentos de comercialização, conforme previsto no art. 2º do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004. A Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL 109, de 26 de outubro de 2004, estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE e, por conseguinte, das regras de comercialização.

2.1 Ambientes de Contratação

Ambiente de Contratação Regulada (ACR): No ACR é comercializada a energia pelas distribuidoras para o atendimento da demanda dos consumidores cativos. As distribuidoras são obrigadas a contratar sua energia somente através de leilões públicos. Os leilões regulados de compra de energia pelas distribuidoras são separados em leilões de energia existente (que visam à renovação de contratos) e leilões de energia nova (para contratação de novas usinas). O governo também pode organizar leilões especiais de energia renovável (biomassa, PCH, energia solar e eólica). Os contratos celebrados no ACR são de duas espécies (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Num Contrato de Quantidade de Energia, o vendedor se compromete a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica assumindo o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores. No caso de falta de fornecimento o vendedor terá que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos de fornecimento.

Num Contrato de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da Geradora é garantida e o risco de despacho de tais usinas (pagamento de custos variáveis) é assumido pela Distribuidora. Em conjunto, estes contratos constituem o CCEAR. Os contratos por disponibilidade são feitos somente para geradores termelétricos. Neste tipo de contrato, o gerador recebe uma receita fixa anual igual ao seu “bid vencedor” no leilão de energia nova. A receita fixa deve ser suficiente para remunerar os investimentos e cobrir todos os custos fixos da usina, incluindo custos fixos de O&M, tarifas de transmissão/distribuição, encargos e tributos. Já os custos variáveis de geração, são totalmente repassados às distribuidoras sempre que a usina é despachada pelo ONS. As distribuidoras por sua vez, repassam os custos variáveis aos consumidores finais, com autorização do regulador.

Ambiente de Contratação Livre (ACL): Os consumidores acima de 3 MW e conectados a níveis de tensão acima de 69kV, assim como novos consumidores acima de 3 MW, pode tornar-se consumidores livres e negociar seus contratos de fornecimento de energia diretamente com geradores e comercializadores no ACL, sempre respeitando a regra de estar 100% contratado. Consumidores livres especiais também podem negociar no ACL, comprando energia somente de PCH's, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Usinas Solares. O mercado livre de energia cresceu muito nos últimos anos. Com a significativa redução do consumo de energia durante o racionamento de 2001, criou-se uma bolha de sobreoferta de energia de 44,8 mil MW médios de 2001 a 2006, que teve como consequência a queda do preço da energia elétrica.

Segundo dados da EPE, o ACL passou de 2,8TWh de consumo em 2002, para 13.9 TWh em 2007. Atualmente, existem 669 consumidores livres e 21 autoprodutores registrados na CCEE cuja carga corresponde a 28% do consumo total do Sistema Interligado Nacional (SIN). No ACL, os consumidores livres escolhem seu fornecedor de energia, negociando livremente um conjunto de variáveis como prazo contratual, preços, variação de preço e serviços associados à comercialização (como por exemplo, sua gestão de risco).

A destinação dos novos projetos de geração para o ACR e o ACL é uma decisão empresarial no caso das termelétricas. Registra-se, no entanto, que todos os projetos termelétricos que participaram dos leilões de energia nova optaram por vender exclusivamente no ACR. No caso das hidrelétricas, o MME é responsável por estabelecer como será repartida a garantia física da usina entre os dois mercados. Nos últimos leilões esse percentual foi de 70% para ACR e 30% para o ACL.

3.0 - PLANEJAMENTO E COORDENAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA

Até a primeira reforma do setor elétrico na década de 90, a Eletrobrás era responsável pelo planejamento, coordenação, financiamento e operação de todo o sistema elétrico brasileiro. O Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 publicado em 1994, foi a última edição do documento oficial que guiava o planejamento do setor até então. Adicionalmente, a Eletrobrás também era responsável pela implementação do Plano. Em 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) como órgão de assessoramento ao Presidente da República com o objetivo de formular políticas e diretrizes energéticas, entre elas “rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis”. Em 2004, a Lei 10.848 inclui entre as atribuições do CNPE, “sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico”. O CNPE deveria ser o mais importante órgão de política energética, mas suas reuniões não têm uma periodicidade definida e não há a divulgação de uma política energética estabelecendo de forma abrangente os objetivos de longo prazo para o setor. O PNE e os PDE são hoje o canal pelos quais esses objetivos podem ser inferidos.

O MME é responsável pela implementação das políticas energéticas e da expansão do setor elétrico, incluindo o gerenciamento do processo de concessões para a geração hidráulica, transmissão e distribuição de energia. De 1995 a 2004 o MME era encarregado dos estudos e da elaboração de um plano decenal indicativo da expansão do sistema. Em 2004, a EPE foi criada como uma entidade dedicada exclusivamente para realizar pesquisas e estudos energéticos para subsidiar o MME.

O PNE é o estudo estratégico que apresenta as projeções de longo prazo para o Brasil assumindo vários cenários futuros. Os planos decenais preparados anualmente pela EPE são mais detalhados e estabelecem a carga futura a qual deverá ser atendida pela oferta.

O PDE é usado pela ANEEL para programar os leilões de concessões de hidrelétricas e de linhas de transmissão. Como resultado desse processo de planejamento, a expansão da capacidade de geração no Brasil passou a ser um “mix” entre regulação tradicional, expansão determinativa e mecanismos de mercado. Esse processo tem sido explícito no ACR, onde existe uma combinação de determinação obrigatória de contratação para toda a carga, combinado com o controle sobre o processo de concessão das hidrelétricas (estabelecendo prioridade e percentual mínimo para o ACR) pelo Governo. O ACL, por sua vez, baseia sua expansão sobre decisões privadas de investimento.

A convivência e a interdependência desses dois ambientes assimétricos – ACR e ACL – não têm sido explicitadas nas projeções e cenários dos PDEs, o que deveria ocorrer para melhor refletir as condições de atendimento ao sistema. Utilizando as projeções e dados do PDE 2008-2017, o balanço estrutural de atendimento ao sistema pode ser calculado conforme demonstrado no Gráfico 1.

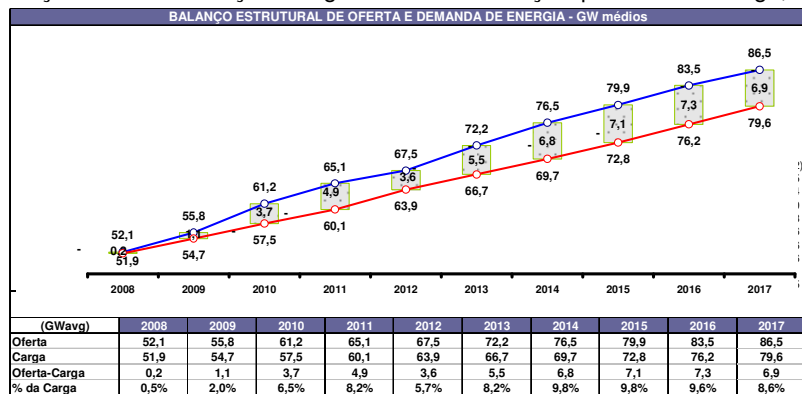


Gráfico 1 - Oferta e Demanda de Contratos no SIN conforme PDE – Elaboração A&C

Nota-se o equilíbrio entre oferta e demanda contratual em 2008 e 2009 com a posterior criação de um excedente de contratos sobre a demanda em média de 8%. No entanto, utilizando essas mesmas premissas e dividindo-se o mercado entre ACR e ACL, com base na posição entre os dois de dezembro de 2008, observa-se a diferença de posição contratada entre os dois ambientes.

Nota-se o equilíbrio entre oferta e demanda contratual em 2008 e 2009 com a posterior criação de um excedente de contratos sobre a demanda em média de 8%. No entanto, utilizando essas mesmas premissas e dividindo-se o mercado entre ACR e ACL, com base na posição entre os dois de dezembro de 2008, observa-se a diferença de posição contratada entre os dois ambientes.

No Gráfico 2 observa-se que o ACR apresenta necessidades reduzidas de contratação entre 2009 e 2011 (2009 o déficit deverá ser menor do que o projetado no PDE uma vez que a carga será menor do que a assumida anteriormente como a própria EPE já sinalizou com a atualização de mercado emitida em março de 2009). A partir de 2012 a necessidade de contratação vai se tornando cada vez maior. Esses volumes deveriam ser os solicitados nos leilões de energia nova. No ACL, por sua vez, a necessidade de cobertura contratual é bem maior (Gráfico 3).

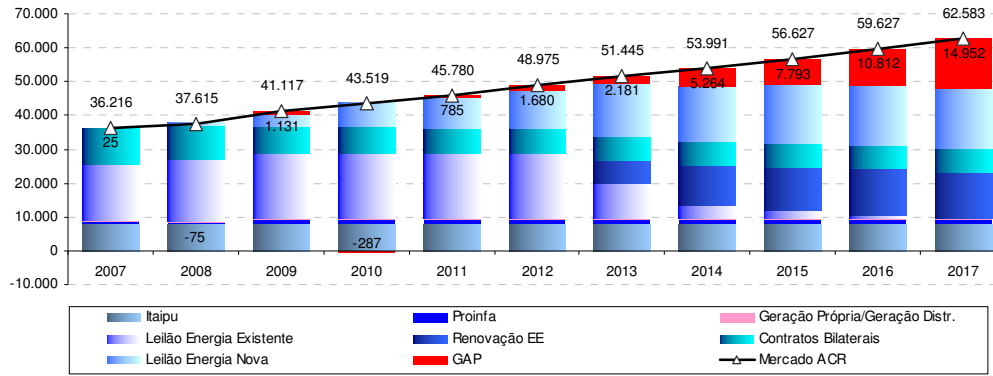


Gráfico 2 - Projeção de Contratação no ACR com Premissas PDE - Elaboração A&C

Essas simulações são apenas aproximações resumidas da realidade. Os dois ambientes são interdependentes e os movimentos estratégicos de cada um, a forma como o planejamento interfere na formação de preços do ACR e as expectativas macroeconômicas de ambos produzem movimentos de migratórios entre os dois ambientes. Isso é particularmente relevante na decisão de novas cargas potencialmente livres em estabelecer-se em um ou outro ambiente. O crescimento ou redução da carga no ACL tem efeitos e impactos no ACR. Uma maneira de minimizar essa arbitragem seria tornar obrigatório que as cargas industriais novas fossem alocadas no ACL, o que também teria a função adicional de promover maior segurança para investidores desenvolverem projetos específicos para o ACL.

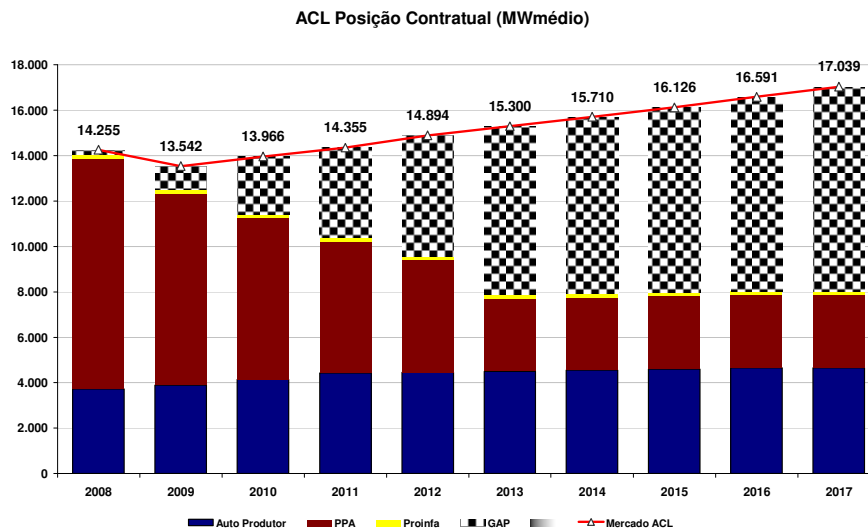


Gráfico 3 - Projeção de Contratação no ACL - com Premissas PDE - Elaboração A&C

Adicionalmente, uma investigação mais aprofundada dos impactos dessa convivência, em combinação com os efeitos da incerteza das projeções de oferta e demanda (inerentes ao processo de planejamento) também poderia sugerir atividades voltadas para introduzir mecanismos que permitissem e facilitassem a migração de oferta entre os dois mercados como já acontece com a demanda.

4.0 - COMPETITIVIDADE DOS PROJETOS NOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA

O planejamento setorial influencia a competitividade dos projetos nos leilões de energia nova e a mitigação deste impacto pode ser mitigada com ajustes nos LEN e na interface com o PDEE. Alguns comentários são oferecidos a seguir:

4.1 Índice de Custo Benefício (ICB)

A licitação do LEN é feita nas modalidades “quantidade” e “disponibilidade”. Como comparar as ofertas em modalidades diferentes? O ICB é uma forma encontrada para a equalização das ofertas para os distribuidores. Na reforma setorial de 2004 o governo adotou a premissa de equalizar as ofertas pelo lado comprador (ACR). A regulamentação prevê o LEN como o leilão de menor preço para o ACR (Lei 10.848/04). O problema é que o ICB contém parcelas determinísticas e probabilísticas de incerteza considerável para um horizonte de 15 anos. O ônus

de uma equalização errada seria do certame, ou dos compradores, e não do investidor, porém o ICB pode provocar a desqualificação as ofertas mais atraentes. Neste tipo de certame este problema pode ser minimizado, mas nunca resolvido.

O critério para a determinação dos projetos vencedores nos leilões de energia nova é o ICB – Índice de Custo Benéfico. Quanto menor o ICB mais competitivo é um projeto. O ICB é definido como:

$$ICB = \frac{RF}{8760.QL} + \frac{COP + CEC}{8760.GF}, \text{ onde}$$

RF = Receita Fixa que corresponde à remuneração a que o investidor fará jus pela disponibilização do projeto. A receita fixa é o lance oferecido pelo investidor no leilão. Ela deve cobrir todos os custos fixos da usina e embute a remuneração do capital. COP = Custo de Operação que é uma função dos custos variáveis de operação que são declarados pelos investidores dos projetos e da projeção de despacho da usinas pelo ONS, que por sua vez, é função dos Custos Marginais de Operação projetados e calculados pela EPE com base nos cenários de expansão contemplados no planejamento do sistema $COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m$. O CEC = Custo Econômico de Curto Prazo que é a projeção da diferença entre o despacho real da usina e a sua garantia física multiplicada pelo preço de curto-prazo (PLD).

Pelo exposto acima se depreende, de forma resumida, que os resultados e premissas contidos no planejamento indicativo (consolidados nos PDE) – cenários macroeconômicos, projeção de evolução da carga, custos de implantação de empreendimentos, projeção de preços de combustíveis, entre outros – não são neutros do ponto de vista da expansão.

4.2 Impacto do PDEE no ICB dos Projetos

Dentre as várias expectativas contidas nos planos que interferem na competitividade dos projetos pode-se citar a expectativa de despacho para os quais os agentes podem possuir diferentes visões diferentes daquelas do plano e que interferem nos resultados dos leilões. Os agentes são ativos em reagir a determinadas indicações contidas nos planos e preparam suas estratégias de acordo com as mesmas. Em função disso, é importante aumentar o grau de sofisticação do planejamento visando agregar cenários alternativos de expansão que sirvam como base para distintas simulações do sistema e ao cálculo dos possíveis custos e benefícios de cada situação. Os modelos utilizados precisam ter flexibilidade para avaliar diferentes cenários e estratégias de forma tanto a subsidiar decisões do MME e outros órgãos, mas, tão ou mais relevante, deixar explícito para os agentes as opções que foram feitas e por que.

Nos LEN iniciais os COP e CEC foram muito diferentes para custos variáveis muito próximos. No LEN A-5 de 2006 o CMO para o cálculo de COP e CEC foram: no SE: 103 R\$/MWh; no S: 96 R\$/MWh; NE: 102 R\$/MWh; N:103 R\$/MWh. No 1º LEN de 2005 estes valores foram no SE: 210 R\$/MWh; S: 188 R\$/MWh; NE: 213 R\$/MWh; N:212 R\$/MWh. O resultado é que a competitividade das térmicas ficou muito alterada.

Outro fato constatado nos LEN pode ser observado no Gráfico 1, onde se verifica uma reserva grande projetada para o SIN. Esta reserva faz com que o COP e CEC das usinas flexíveis com CVU mais elevados e CAPEX baixo são beneficiados. A pergunta é se o SIN vai mesmo responder desta forma ou a oferta planejada está com uma sobreoferta? Isto está prejudicando principalmente outros competidores térmicos com CVU mais baixo e CAPEX mais alto que operam na base (como o carvão) ou no despacho não tão flexível (como o gás natural).

4.3 Garantia Física (GF)

É importante ressaltar que um parâmetro importante da competitividade dos projetos, a Garantia Física, é determinada pela ANEEL conforme a Portaria 303 de 2004. A regulamentação mais recente é CNPE Nº 1, de 17 de novembro de 2004, CNPE Nº 9, de 28 de julho de 2008 e Portaria MME Nº 258, de 28 de julho de 2008. Esta utiliza como premissa para o ajuste da carga crítica a obtenção da igualdade entre o custo marginal de operação – CMO e o custo marginal de expansão – CME, respeitado o limite de risco de déficit de 5%. A metodologia de cálculo da garantia física de novas usinas determina a oferta total de energia física – conjunto de projetos. E na sequência ajusta a carga para atender CMO calculado igual ao CME definido respeitando o risco < 5%. O rateio da garantia física do SIN é dividido em dois grandes blocos de energia: oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET. O rateio da oferta hidráulica do conjunto das usinas hidrelétricas e o rateio da oferta térmica do conjunto das usinas termelétricas é feito para a configuração. A usinas térmicas são representadas em bloco e classificadas pelo mesmo bloco de CVU e localização por subsistema. As premissas utilizadas não são triviais e resultam em GFs diferentes daquelas calculadas com as premissas disponibilizadas pela EPE quando da divulgação do ICB. Essa “desintonização” também oferece margens para arbitragens que podem contribuir para o já identificado descolamento entre os objetivos contidos nos PDE e os resultados efetivos apresentados.

4.4 Solução Oferecida

Seria possível encontrar alteração dos produtos e procedimentos do leilão para as térmicas. Por exemplo, a segmentação da oferta do leilão por fonte e das térmicas por tipo de combustível seria uma solução a investigar. A vantagem percebida seria a criação de uma ligação entre o planejamento e a licitação, sendo possível inserir neste contexto os projetos regionais e estruturantes, considerando a transmissão. Sem dúvida é necessário um planejamento forte e periódico com definição das parcelas necessárias da expansão. O problema seria uma potencial alegação de falta de competitividade com descontrole dos preços ofertados por reserva de mercado. A solução para esta fragilidade seria que o suprimento por tipo de combustível sujeito a um preço teto para cada fonte, e o não atendimento desta restrição por determinada fonte deverá ser atendido pelas outras atendendo critério de menor preço (contestação econômica).

5.0 - CONCLUSÃO

Desde a entrada em vigor do novo modelo setorial a partir de 2004, foram divulgados três Planos de Expansão para o Setor Elétrico no Brasil. Eles formam o principal instrumento para avaliar a visão de futuro dos organismos governamentais envolvidos no planejamento e gestão do setor. Eles não são somente formas indicativas da expansão da geração, mas, em função da legislação e de como foi instrumentalizada a atividade de planejamento, também possuem caráter diretivo. No entanto, sob alguns aspectos os resultados da expansão diferem daqueles efetivamente obtidos, especialmente, quanto ao tipo de geração pretendida como base da expansão. Vários fatores contribuem para esse resultado dentre os quais a não incorporação de variados cenários macroeconômicos e de oferta e demanda que possam propiciar contínua calibragem dos mecanismos de leilão. É também relevante incorporar explicitamente no planejamento a existência dos dois ambientes de contratação que, embora interdependentes, possuem características diferenciadas e respondem de forma não isonômica para os diferentes estímulos regulatórios e de planejamento. É importante ressaltar que o planejamento pode se beneficiar da calibragem empírica. Identificar problemas, reações inesperadas, resultados diferentes do planejado é função inerente e indispensável do bom planejamento e os modelos que o respaldam devem ser capazes de incorporar e responder a realidade efetivamente observada.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2009), <http://www.aneel.gov.br>
- (2) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE (2009), <http://www.ccee.org.br>
- (3) Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2009) <http://www.epe.gov.br>
- (4) Ministério das Minas e Energia – MME (2009) <http://www.mme.gov.br>
- (5) Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015
- (6) Plano Decenal de Expansão de Energia 2007-2016
- (7) Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017 (Versão em Consulta Pública)
- (8) Balanço Energético Nacional 2008
- (9) Cadernos Temáticos ANEEL – Energia Assegurada, Abril 2005
- (10) LAFER, Betty Midlin: Prefácio. In Lafer, Betty Midlin (org.), Planejamento no Brasil. 5a. Ed. São Paulo: Editora Perspectiva, 1997
- (11) OREN, Shmuel S.: Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets, VII SEPOPE – Sétimo Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Curitiba, Brasil, 2000