O Equilíbrio Dinâmico e as Condições de Demanda e Oferta do Setor Elétrico Brasileiro

Nivalde J. de Castro (Coord.)
Roberto Brandão
Pedro Ávila
Guilherme Dantas

O Equilíbrio Dinâmico e as Condições de Demanda e Oferta do Setor Elétrico Brasileiro

Nivalde J. de Castro (Coord.)
Roberto Brandão
Pedro Ávila
Guilherme Dantas

TDSE
Texto de Discussão do Setor Elétrico
Nº 21

Rio de Janeiro
Junho de 2010

GESEL
Grupo de Estudos do Setor Elétrico
UFRJ

UFRJ ie. instituto de economia

Índice

I. Introdução 7
II – Projeção da Demanda de Energia Elétrica no SIN 8
II.1 – Elementos Conceituais 8
II. 2- Projeção do consumo de energia elétrica 9
II. 3- Projeção da carga de energia elétrica 11
III – Expansão da Capacidade Instalada de Geração 14
III. 1 - Contratação de capacidade instalada no período 2006-2009 14
III. 2 - Previsão de oferta no período 2010-2014 17
III. 3 - Principais projetos com impedimentos 21
III. 4 - Relação entre os cenários da Aneel e a entrada em operação de novos empreendimentos 23
IV – Balanço entre Oferta e Demanda 25
V – Considerações finais 27
Referências 31

O Equilíbrio Dinâmico e as Condições de Demanda e Oferta do Setor Elétrico Brasileiro

Coordenador Prof. Nivalde J. de Castro[1]
Roberto Brandão[2]
Pedro Avila[3]
Guilherme Azevedo Dantas[4]

I – Introdução

Este estudo tem como objetivo central avaliar a necessidade de contratação de empreendimentos de energia nova nos próximos anos. Esta avaliação é realizada através da análise das previsões para a evolução da demanda e da oferta de energia elétrica com base nos dados oficiais produzidos pela EPE (Notas Técnicas) e pelo ONS (PMO e PEN). O estudo traz, também, uma análise de sensibilidade sobre o balanço entre oferta e demanda de energia, utilizando dados da Aneel sobre o andamento de novos empreendimentos de geração contratados.

Metodologicamente, este estudo está assentado em uma análise comparativa entre dois conjuntos de variáveis estratégicas:

i. As **projeções de demanda** de energia elétrica; e

ii. Os **cronogramas de expansão da capacidade instalada derivada dos leilões de energia nova, de reserva e Proinfa**.

Pretende-se analisar o comportamento da diferença entre estes dois conjuntos de variáveis – o balanço entre oferta e demanda – para um horizonte de até 5 anos.

1 Professor do Instituto de Economia da UFRJ e Coordenador do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico.
2 Pesquisador do GESEL – UFRJ.
3 Pesquisador do GESEL – UFRJ.
4 Pesquisador do GESEL – UFRJ.

II – Projeção da Demanda de Energia Elétrica no SIN

As projeções de demanda de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), apresentadas estão baseadas nos estudos da demanda da EPE, utilizados na elaboração do Plano Anual da Operação Energética (PEN 2010) para o período 2010-2014, realizado pelo ONS. A Nota Técnica correspondente foi divulgada em fevereiro de 2010 pela EPE. Já as previsões de demanda de energia elétrica em um horizonte de dez anos, encontram-se na Nota Técnica DEA 15/09 "Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos dez anos", divulgada em dezembro de 2009, e utilizada no Plano Decenal de Energia (PDE) para o período 2009-2018. As previsões são formuladas a partir da análise do comportamento histórico do mercado de energia elétrica, pari passu à evolução da economia, das variáveis demográficas e da dinâmica dos diferentes setores econômicos.

No que se refere às expectativas do crescimento econômico são utilizadas as estimativas de um crescimento do PIB de 6% em 2010, e de 5% a.a. no período 2011-2014. Estas estimativas levam em conta uma expectativa de recuperação moderada no cenário econômico mundial. A expectativa de maior crescimento do PIB em 2010 é fruto tanto da base de comparação deprimida de 2009 como dos efeitos defasados da política monetária (redução do compulsório e da taxa de juros) e fiscal (redução IPI e outras desonerações fiscais) implementadas durante a crise. Para a recuperação do setor industrial, o mais afetado pela crise, a estimativa é de crescimento na produção física da indústria, com a recuperação no uso da capacidade instalada e progressiva retomada dos investimentos.

As projeções de consumo e de carga das duas notas técnicas mencionadas anteriormente coincidem entre 2010 e 2014. Elas são, porém, ligeiramente superiores (entre 0,4% e 1,4% no período 2010-2013) aos valores que constam na 2ª Revisão Quadrimestral do PEN 2009, divulgada em setembro de 2009 pelo ONS. Esta variação deriva principalmente de estudos mais recentes que incorporam um cenário econômico mais favorável derivado da superação dos problemas vinculados com a crise internacional.

II.1 – Elementos Conceituais

A demanda de energia elétrica é analisada sob duas óticas distintas, que estão expressas nos conceitos de carga e consumo, cujos significados são explicados a seguir.

A **carga** é medida na saída dos pontos de geração. Ela é apurada e divulgada pelo ONS e se refere ao Sistema Interligado Nacional (SIN), excluindo, portanto, os Sistemas Isolados.

O **consumo** é medido pelos agentes de comercialização e distribuição, junto ao ponto onde a energia é usada. O consumo é apurado e divulgado pela EPE em pesquisa mensal junto às concessionárias de distribuição e à CCEE, que registra dados dos consumidores livres. A diferença entre os valores da carga e do consumo de energia elétrica se deve basicamente às perdas técnicas, na rede de transmissão e distribuição, e comerciais – furto e erros de medição. Além disso, o consumo apurado pela EPE se refere a

todo mercado brasileiro (SIN + Sistemas Isolados), enquanto a carga divulgada pelo ONS se refere exclusivamente ao SIN.

A carga possui duas métricas:

i) carga de energia; e

ii) carga de demanda.

A **carga de energia** (expressa em MW médios) corresponde ao valor médio solicitado aos geradores durante um intervalo de tempo relativamente longo (dia, semana, mês, ano). A **carga de demanda** é o requisito de geração no SIN em determinado instante (demanda máxima instantânea, medida em MW), ou em um intervalo de tempo curto (demanda máxima integrada, medida em MWh/h).

A diferença entre os conceitos de consumo e carga - de energia e de demanda - é importante para a análise em curso. Por exemplo, o indicador mais relevante para relacionar a energia elétrica à atividade econômica é o consumo, e não a carga, já que as perdas técnicas e comerciais não têm um sentido econômico. As medições de carga de demanda são de extrema importância para o correto dimensionamento elétrico do sistema, na medida em que geração e transmissão têm que estar preparados para responder corretamente às solicitações extremas. A carga de energia, por seu turno, está diretamente relacionada ao consumo esperado dos insumos energéticos, sejam combustíveis fósseis ou água.

As subseções seguintes apresentam e analisam as projeções oficiais para a demanda de energia elétrica no período 2010-2014. A subseção 2 examina a projeção para o consumo de energia elétrica. A subseção 3 apresenta a projeção de carga para o SIN (carga de energia e de demanda). Estas projeções irão subsidiar a análise do balanço entre oferta e demanda de energia elétrica que será realizada na seção IV deste estudo.

II. 2- Projeção do consumo de energia elétrica

As projeções para o consumo de energia elétrica da EPE levam em consideração as indicações do acompanhamento e da análise do mercado e da conjuntura econômica. A avaliação é que as medidas do governo para contornar a crise econômica estão surtindo efeito, e há sinalização para uma recuperação rápida da atividade econômica, com reflexo direto e positivo sobre o consumo de eletricidade. A Tabela 1 apresenta a projeção do consumo de energia elétrica na rede para o período 2010-2014. A taxa média de crescimento do consumo de energia elétrica é estimada em 5,4% ao ano no período.

Tabela 1
Projeção do consumo de energia elétrica na rede para o período 2010-2014
(em GWh)

	2010	2011	2012	2013	2014
Projeção por classe de consumo					
Residencial	103.272	108.724	115.548	120.912	126.425
Industrial	180.687	191.840	202.862	214.074	223.147
Comercial	67.983	72.161	77.746	82.516	87.598
Outras classes	57.413	59.868	63.333	65.792	68.382
Projeção por subsistema interligado					
Norte	28.813	31.906	38.686	41.051	43.318
Nordeste	59.015	62.272	65.444	68.825	72.372
Sudeste/Centro-Oeste	250.503	264.335	278.184	293.024	306.125
Sul	71.024	74.079	77.175	80.393	83.737
CONSUMO TOTAL	**409.355**	**432.592**	**459.489**	**483.293**	**505.552**

Nota: considera a interligação do sistema Acre-Rondônia a partir dos últimos dias de outubro de 2009 e a interligação dos sistemas isolados Manaus, Macapá e margem esquerda do Amazonas em novembro de 2011

Fonte: EPE [2]

A Tabela 2 compara a projeção para o período 2010-2014 feita em 2010 com a projeção para o mesmo período feita em 2008 para o PDE 2008-2017[5]. É interessante observar que a projeção do consumo de energia elétrica para 2011 da Nota Técnica DEA 03/2010 é praticamente igual à projeção do PDE 2008-2017 para 2010. Portanto, pelo cenário mais recente, somente em 2011 será atingido o consumo que era previsto para 2010 antes da crise econômica. Esta comparação permite ver claramente o quanto a crise econômica afetou as projeções de evolução de consumo. A crise fez com que o consumo retraísse e esta retração não será compensada inteiramente até 2014.

5 Estudos da Demanda, Nota Técnica DEA 03/2010 (Fonte: EPE [3])

Tabela 2
Diferença entre a projeção de consumo antes e depois da crise para o período 2010-2014
(em GWh)

	2010	2011	2012	2013	2014
Nota técnica DEA 03/2010 [A]	409.355	432.592	459.489	483.293	505.552
PDE 2008-2017 [B]	432.730	453.599	474.554	497.117	520.466
[A] - [B]	**-23.375**	**-21.007**	**-15.065**	**-13.824**	**-14.914**
Variação (%)	-5,4	-4,6	-3,2	-2,8	-2,9

Fonte: EPE [2] e EPE [3]

A Tabela 2 corrobora como o consumo de energia elétrica apresenta correlação direta com a dinâmica macroeconômica do país. Com expectativas de crescimento econômico mais modesto, as projeções para o consumo de energia elétrica no Brasil foram atenuadas, o que, de certa forma, deu maior fôlego para o planejamento da expansão.

II. 3- Projeção da carga de energia elétrica

Nesta subseção são apresentadas as previsões de aumento da carga de energia e de demanda (integrada e instantânea), de acordo com os dados oficiais da EPE e do ONS. As estimativas levam em consideração a projeção do consumo e as indicações do acompanhamento e análise da carga, realizado pelo ONS. As projeções de carga são essenciais para a avaliação das condições futuras de atendimento ao SIN, sobretudo para o dimensionamento da necessidade de capacidade adicional de geração.

Para a projeção da carga devem ser consideradas, em adição ao consumo, as perdas totais observadas no sistema. De acordo com a EPE, o consumo representa 85% da carga de energia, e as projeções não prevêem alterações significativas nesse nível de perdas. Há perdas técnicas (transmissão, sub-transmissão e distribuição) e as perdas comerciais (furto, deficiência e erros na medição, "efeito calendário", entre outros).

Com o aprimoramento dos programas de medição e controle das concessionárias, espera-se uma redução gradual das perdas comerciais. Essa redução se dará tanto nos furtos quanto no processo de medição que, ao ser convertido para medição eletrônica, eliminará o "efeito calendário", mas não há previsão de alteração no nível de perdas técnicas em cabos e equipamentos elétricos, tanto na distribuição como na transmissão, em grande parte devido à dimensão continental do sistema elétrico brasileiro.

Há um paradoxo singular no SIN: perdas maiores na transmissão podem significar maior eficiência quando o aproveitamento da diversidade no regime de chuvas entre as diversas bacias e regiões é feito pelo uso intenso de linhas de transmissão de longa distância, implicando em maiores perdas.

A Tabela 3 apresenta as projeções da carga de energia para o SIN no período 2010-2014.

Tabela 3
Projeção da carga de energia ao SIN no período 2010-2014
(em MWmédio)

Subsistema	2010	2011	2012	2013	2014
Norte	3.950	4.411	5.529	5.856	6.188
Nordeste	8.242	8.683	9.110	9.566	10.043
Sudeste/CO	34.064	35.914	37.763	39.741	41.483
Sul	9.189	9.583	9.982	10.397	10.828
SIN	**55.445**	**58.591**	**62.384**	**65.560**	**68.542**

Nota: Considera a interligação do sistema Acre-Rondônia a partir dos últimos dias de outubro de 2009 e a interligação dos sistemas isolados Manaus, Macapá e margem esquerda do Amazonas a partir de novembro de 2011.

Fonte: EPE [2]

Por corresponder às medições realizadas junto às usinas, a projeção da carga de energia sinaliza a necessidade de expansão da capacidade instalada de geração. Os dados de carga são desagregados por subsistemas (SE/CO, S, NE, N).

A Tabela 4 apresenta os acréscimos anuais da carga de energia ao SIN no período 2010-2014, derivados da Tabela 3.

Tabela 4
Acréscimos anuais da carga de energia ao SIN no período 2010-2014
(em MWmédio)

Subsistema	2010	2011	2012	2013	2014
Norte	316	461	1.118	328	331
Nordeste	578	441	428	455	477
Sudeste/CO	1.902	1.850	1.849	1.978	1.742
Sul	375	394	399	415	431
SIN	**3.171**	**3.146**	**3.794**	**3.176**	**2.981**

Nota: considera a interligação do sistema Acre-Rondônia a partir dos últimos dias de outubro de 2009 e a interligação dos sistemas isolados Manaus, Macapá e margem esquerda do Amazonas a partir de novembro de 2011.

Fonte: EPE [2]

O valor da carga de demanda (integrada ou instantânea) está associado ao nível da carga de energia. Contudo, também é influenciada por eventos pontuais, como por exemplo, o calor excessivo durante determinados dias. Essa relação é chamada de Fator de Carga: Carga de Energia/Carga de Demanda.

As projeções para a carga de demanda máxima (integrada e instantânea) são feitas a partir da projeção da carga de energia, dos fatores de carga anuais (estimados com base nos fatores de carga históricos), da sazonalidade da demanda e da diversidade da ponta entre os sistemas e os subsistemas interligados.

As Tabelas 5 e 6 trazem, respectivamente, os valores da projeção da carga de demanda máxima integrada (isto é, medida em um período de uma hora) e da carga de demanda máxima instantânea para o SIN no período 2010-2014.

Tabela 5
Projeção da demanda máxima integrada no SIN para o período 2010-2014
(em MWh/h)

Subsistema	2010	2011	2012	2013	2014
Norte	4.527	6.262	6.574	6.964	7.370
Nordeste	10.385	10.941	11.480	12.054	12.655
Sudeste/CO	43.667	46.030	48.369	50.949	53.182
Sul	12.252	12.863	13.399	13.956	14.534
N/NE	14.695	16.973	17.813	18.763	19.758
S/SE/CO	55.600	58.557	61.415	64.535	67.330
SIN	**70.831**	**76.096**	**79.822**	**83.923**	**87.741**

Nota: Considera a interligação do sistema Acre-Rondônia a partir dos últimos dias de outubro de 2009 e a interligação dos sistemas isolados Manaus, Macapá e margem esquerda do Amazonas a partir de novembro de 2011.

Fonte: EPE [2]

Tabela 6
Projeção da demanda máxima instantânea no SIN para o período 2010-2014
(em MW)

Subsistema	2010	2011	2012	2013	2014
Norte	4.590	6.350	6.666	7.061	7.474
Nordeste	10.525	11.089	11.635	12.217	12.826
Sudeste/CO	44.719	47.139	49.534	52.176	54.463
Sul	12.655	13.286	13.840	14.415	15.013
N/NE	14.902	17.202	18.053	19.016	20.024
S/SE/CO	57.151	60.191	63.128	66.335	69.209
SIN	**72.489**	**77.864**	**81.675**	**85.869**	**89.776**

Nota: Considera a interligação do sistema Acre-Rondônia a partir dos últimos dias de outubro de 2009 e a interligação dos sistemas isolados Manaus, Macapá e margem esquerda do Amazonas a partir de novembro de 2011.

Fonte: EPE [2]

Estas projeções, quando comparadas com os dados de oferta de geração, auxiliam no entendimento dos condicionantes do balanço entre a oferta e a demanda de energia elétrica no SIN. Juntamente com a comparação entre as projeções oficiais de oferta e demanda, pode-se realizar uma análise de sensibilidade, considerando cenários alternativos para a evolução destas duas variáveis. Na seção IV será apresentado o balanço e a análise de sensibilidade.

III – Expansão da Capacidade Instalada de Geração

Os principais indicadores de comportamento da oferta estão relacionados com a capacidade instalada – atual e projetada – para o SIN. Os dados mais relevantes são os atrasos no cronograma de entrada em operação dos empreendimentos contratados nos leilões de energia nova de 2007 e 2008, em especial as UTEs a óleo combustível.

Esta seção sistematiza e analisa as informações sobre o cronograma previsto para entrada em operação das novas centrais elétricas. As tabelas e gráficos são elaboradas com base nos dados fornecidos pela Aneel e pelo ONS. Os dados mostram a previsão para entrada em operação das fontes geradoras para o período de 2010 a 2014.

III. 1 - Contratação de capacidade instalada no período 2006-2009

Antes de apresentar os dados da previsão da oferta para o período 2010-2014, convém ilustrar como se deu a contratação das usinas que entrarão em operação neste período. A maior parte da expansão da oferta foi licitada nos Leilões de Energia Nova (LEN) de A-3 e A-5, realizados em 2006, 2007 e 2008. Somados todos os empreendimentos destes 6 leilões haverá um incremento de 16 mil MW na capacidade instalada do SIN, com uma garantia física total de mais de 10 mil MW médios. Considerando os Leilões de Fontes Alternativas (LFA), as UHE Santo Antônio e Jirau, e os Leilões de Energia de Reserva (LER) e PROINFA, representarão aproximadamente 23 mil MW de capacidade instalada e 14,6 mil MW médios de garantia física (Fonte: PEN 2009).

A Tabela 7 apresenta o quantitativo da energia contratada nos LENs de 2006, 2007 e 2008, LFA de 2007, LER de 2008, PROINFA, e UHEs Santo Antônio e Jirau, estratificado por fonte de combustível. É possível observar que o LEN mais diversificado foi o A-5 de 2006. No conjunto dos leilões, a tônica foi a contratação de UTEs movidas a óleo combustível/diesel. Assim, a expansão da oferta para o período 2010-14 ocorrerá, em sua grande parte, com a inserção de usinas térmicas de Custo Variável Unitário (CVU) mais alto e mais poluentes, comparados ao de hidroelétricas.

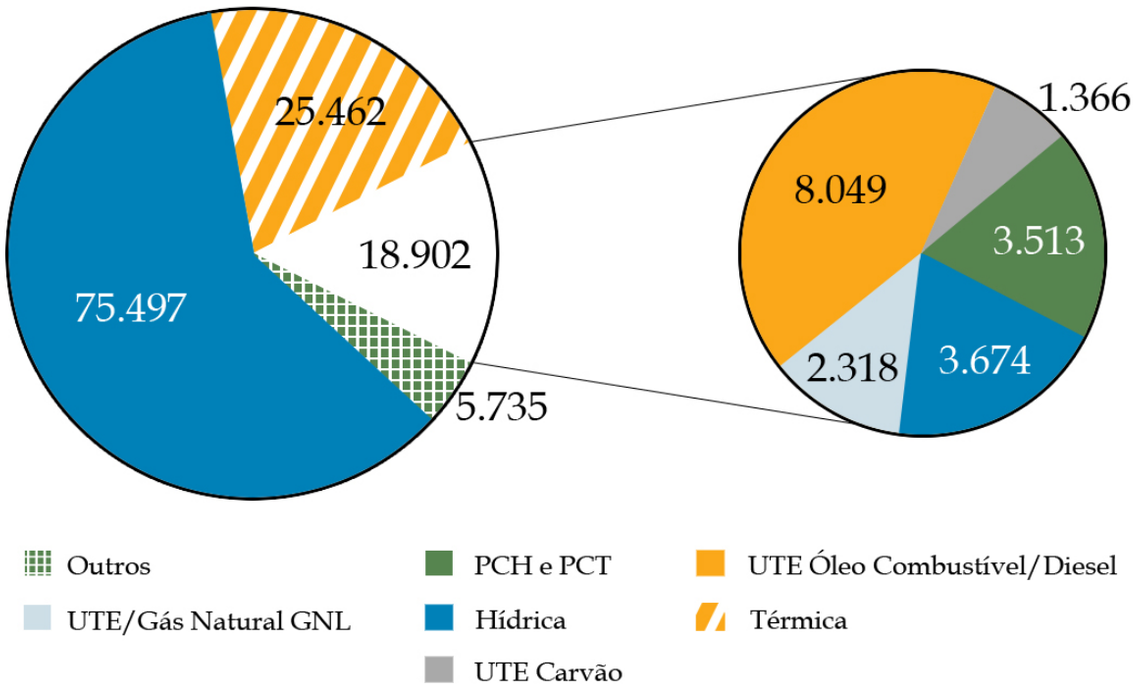
Tabela 7
Leilões A-3 e A-5 de 2006, 2007 e 2008, LFAs, LER de 2008, PROINFA, e UHEs Santo Antônio e Jirau: capacidade instalada contratada por fonte de energia
(em MW)

	UHE	UTE Gás Natural/GNL	UTE Óleo Combustível/ Diesel	UTE Carvão	PCH e PCT	TOTAL
A-3 2006	–	557	–	–	182	738
A-5 2006	1.121	490	206	–	250	2.067
A-3 2007	–	–	1.808	–	–	1.808
A-5 2007	2.203	200	429	1.006	–	3.838
A-3 2008	–	504	1.431	–	–	1.935
A-5 2008	350	1.124	3.618	360	114	5.567
LER 2008	–	–	–	–	2.172	2.172
PROINFA	–	–	–	–	795	795
LFA 2007	–	–	–	–	399	399
UHE Santo Antônio	2.362	–	–	–	–	2.362
UHE Jirau	1.200	–	–	–	–	1.200
TOTAL	7.236	2.875	7.493	1.366	3.912	**22.881**

Fonte: ONS [4]

A inserção deste tipo de energia na matriz trará um componente de potencial risco financeiro, pois, apesar da geração efetiva ser predominantemente hídrica (hoje cerca de 90% da energia gerada é de fonte hídrica), em situações hidrológicas adversas, o backup do sistema será composto por térmicas caras. O Gráfico 1 apresenta a composição da matriz elétrica brasileira para 2014, considerando a energia contratada nos leilões em análise. O círculo maior representa a capacidade instalada existente em dezembro de 2009 (106 mil MW) mais o que foi contratado nos leilões de 2006 a 2008, que representará 15% da energia na nova matriz de 2014. O círculo menor representa o acréscimo determinado pelos leilões (23 mil MW), e está estratificado por fonte de energia contratada.

Gráfico 1
Acréscimo de Capacidade Instalada com os Leilões A-3 e A-5 de 2006 a 2008, LFA de 2007, LER de 2008, PROINFA e UHEs Santo Antônio e Jirau na Matriz Elétrica em 2014
(em MW)



Fonte: ONS [4] e ANEEL [5]

O círculo menor do Gráfico 1 mostra que a maior parte da energia contratada provém de UTEs a óleo combustível/diesel. Como resultado, essa fonte irá representar, em 2014, em torno de 12% da matriz elétrica do Brasil.

A Tabela 8 apresenta a capacidade instalada em janeiro de 2010 das UTEs, separadas por fonte de combustível e situação. A tabela mostra a grande proporção de UTEs movidas a combustíveis fósseis em fase de construção e outorga. A biomassa vem em segundo lugar, mas ainda representa pouco, o que mostra a necessidade de uma política específica para incentivar esta fonte para sua maior incorporação no planejamento da expansão.

Tabela 8
Capacidade das UTEs por fonte de combustível e situação a partir de janeiro de 2010
(em MW)

	Biomassa	Fóssil	Outros
Em operação	6.255	18.600	970
Em construção	2.165	3.233	490
Outorgadas	1.797	11.662	76

Fonte: ANEEL [5]

III. 2 - Previsão de oferta no período 2010-2014

A análise e avaliação da evolução da oferta de energia ao SIN são realizadas pelo acompanhamento do andamento dos novos projetos de geração. A oferta pode ser avaliada com relação à capacidade instalada (atual e projetada) para o SIN, e à garantia física do sistema. Os principais fatores que podem afetar sua evolução são o andamento do cronograma de entrada em operação dos empreendimentos e os eventuais cancelamentos de projetos.

A Aneel fiscaliza a adequação dos novos projetos em relação ao cronograma pré-estabelecido no leilão. A qualificação (ou premissas) de adequação ao cronograma do leilão é dividida em:

i. Usinas com obras em andamento ou concluídas;

ii. Projetos **sem impedimentos** para entrada em operação: contrato de concessão assinado, licença ambiental de instalação vigente e obras civis iniciadas e não interrompidas;

iii. Projetos **com restrições** para entrada em operação: licença ambiental não obtida, obras não iniciadas, ou contrato de combustível indefinido; e

iv. Projetos com **graves problemas** para entrada em operação: suspensão do processo de licenciamento ambiental, solicitação de rescisão amigável do contrato de concessão, demandas judiciais, declaração de inviabilidade ambiental do empreendimento e outros.

A partir destas premissas, a Aneel estabelece e divulga dois cenários para a evolução da oferta de energia ao SIN:

i. **Cenário conservador**: considera somente as usinas sem restrições à entrada em operação, ou seja, usinas qualificadas em a) e b) (de acordo com a divisão apresentada no parágrafo anterior); e,

ii. **Cenário otimista**: computa também usinas com impedimentos à entrada em operação, ou seja, usinas qualificadas em (c) e (d), de acordo com a divisão apresentada no parágrafo anterior.

O cenário conservador da Aneel considera as usinas com alta probabilidade de entrar em operação na data acordada no leilão, pois são usinas que estão cumprindo as etapas de acordo com o cronograma pré-estabelecido. Salvo algum imprevisto, a capacidade instalada projetada no cenário conservador entrará em operação na data prevista. Para o cenário otimista, a Aneel acrescenta à projeção de oferta a capacidade instalada das usinas com algum tipo de impedimento, ou seja, usinas que ainda não cumpriram algumas etapas e que podem sofrer atrasos no cronograma. Em resumo, o cenário é dito conservador, pois tem grande probabilidade de ocorrer, já o cenário otimista depende da solução de alguns entraves por parte do empreendedor, o que leva a uma menor probabilidade de que ocorra.

A Tabela 9, elaborada com dados fornecidos pela Aneel, apresenta a previsão para entrada em operação de novas geradoras para o período 2010-2014.

Tabela 9
Expansão da Oferta de EE no SIN para o Período 2010-2014
(em MW)

			2010	2011	Ano 2012	2013	2014	TOTAL	Taxa média de crescimento anual (em %)
			(em MW)						
Cenário Otimista	Incremento na capacidade instalada	Hídrica	2.297	1.694	795	1.929	996	**7.712**	**1,97**
		Térmica	3.001	3.032	1.570	4.410	0	**12.013**	**7,45**
		Biomassa	2.911	699	496	484	170	**4.760**	**—**
		Eólica	780	0	0	0	0	**780**	**—**
		PCH e PCT	1.228	578	194	19	0	**2.019**	**—**
		Total	**10.217**	**6.003**	**3.055**	**6.843**	**1.166**	**27.284**	**—**
	Evolução da capacidade instalada do SIN **		**117.217**	**123.220**	**126.275**	**133.118**	**134.284**		**4,69**
Cenário Conservador	Incremento na capacidade instalada	Hídrica	2.297	1.694	795	1.929	996	**7.712**	**1,97**
		Térmica	2.365	1.332	0	360	0	**4.057**	**2,77**
		Biomassa	2.130	196	210	0	0	**2.536**	**—**
		Eólica	154	0	0	0	0	**154**	**—**
		PCH e PCT	1.118	109	30	0	0	**1.257**	**—**
		Total	**8.064**	**3.332**	**1.036**	**2.289**	**996**	**15.717**	**—**
	Evolução da capacidade instalada do SIN **		**115.064**	**118.396**	**119.431**	**121.720**	**122.717**		**2,81**
DIFERENÇA ACUMULADA			***2.153***	***4.824***	***6.844***	***11.398***	***11.568***		

** Não considera a incorporação em 2012 das usinas advindas da interligação Manaus-Macapá (1.714 MW)

Fonte: ANEEL [6]

De acordo com as estimativas divulgadas pela Aneel, o cenário conservador contempla um aumento de 15,7 mil MW na capacidade total de geração do país, no período de 2010-2014. Nesse cenário, a taxa média de crescimento da capacidade insta-

lada é de 2,8% ao ano. No cenário otimista, a previsão de expansão é de 27,1 mil MW[6] no período 2010-2014. Nesse segundo cenário, a taxa média de crescimento da capacidade instalada de geração elétrica é de 4,7% ao ano.

Analisando as principais fontes de geração, verifica-se que tanto a previsão conservadora quanto a previsão otimista da Aneel indicam um incremento de capacidade de 7,5 mil MW até 2014 de geração hídrica, não incluindo PCHs. Por exemplo, a UHE de Jirau (1.050 MW em 2013 e 150 MW em 2014) e a UHE de Santo Antônio (660 MW em 2012, 880 MW em 2013, e 846 MW em 2014) têm a mesma previsão de entrada operação em ambos os cenários. Isto expressa o fato de que são empreendimentos com licenciamento ambiental concluído, obras em andamento, e dentro do cronograma do leilão.

Em ambos os cenários – otimista e conservador –, a taxa média de crescimento anual da hidroeletricidade é de 1,97% ao ano. Esta situação demonstra uma maior consistência destes projetos no que se refere ao financiamento. Além disso, a questão ambiental é analisada antes do leilão, e sanada com a obtenção da licença ambiental prévia.

As centrais termelétricas deverão representar uma expansão na oferta de 12 mil MW até 2014 no cenário otimista, ao passo que o cenário conservador contempla uma entrada em operação de apenas 4 mil MW. Isto indica que muitos destes projetos têm problemas significativos para manter os cronogramas originais de entrada em operação.

No cenário conservador, a taxa média de crescimento anual da termeletricidade é de 2,77%, sendo que no cenário otimista essa mesma taxa sobe para 7,5% ao ano. Esta diferença tão acentuada está diretamente associada às questões de qualidade dos projetos e contratos de fornecimento de combustível, que têm determinado sérias dificuldades na obtenção de financiamento. Outro fator pode estar associado à falta de experiência dos empreendedores.

Considerando apenas os LENs A-3 e A-5 em análise, e desagregando as térmicas por fonte de combustível, verifica-se que as UTEs movidas à Óleo combustível/Diesel crescem a uma taxa média de 18% ao ano no período.

Na geração a partir de fontes alternativas, considerando o cenário conservador, a contribuição das pequenas centrais (hídricas e térmicas) deverá ser de 1,2 mil MW de potência até 2012, sem outros empreendimentos previstos para os anos de 2013 e 2014. Do total previsto, cerca de 243 MW correspondem à potência de 14 usinas em obras e integrantes do PROINFA. Já no cenário otimista, 2 mil MW devem entrar em operação até 2013 (não há empreendimentos previstos para 2014), sendo 301 MW equivalentes às usinas do PROINFA.

A contribuição das usinas à biomassa, no cenário conservador, será de 2,5 mil MW até 2012. No cenário otimista, a contribuição total dessa fonte pode chegar a 4,7 mil MW até 2014. As usinas eólicas, a maior parte delas do PROINFA, devem acrescentar em 2010, 154 MW no cenário conservador, e 780 MW no cenário otimista.

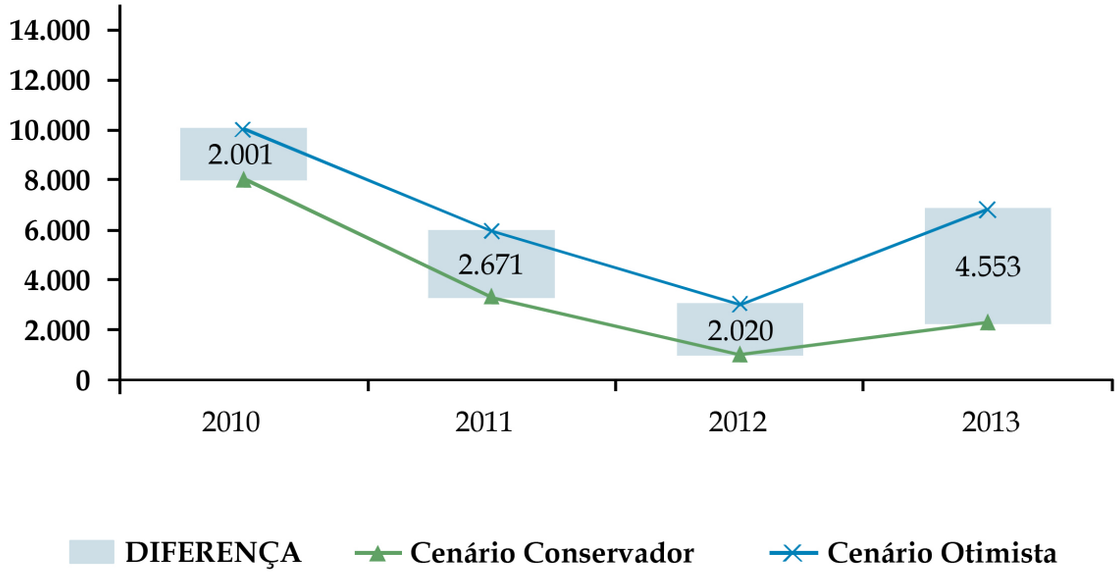
O Gráfico 2 apresenta a diferença entre a oferta de energia ao SIN no cenário conservador e cenário otimista para o horizonte 2010-2013. Verifica-se em 2013 a maior

6 A diferença entre estes 27 mil MW e os 23 mil MW referentes aos leilões de 2006 a 2008 se referem a usinas que possuem graves problemas para entrada em operação.

diferença, derivada da grande quantidade de térmicas contratadas no A-5 de 2008 e que apresentam impedimentos para a entrada em operação. Isto quer dizer que, se o cenário otimista da Aneel não se confirmar, 4,5 mil MW de capacidade instalada não entrarão no sistema em 2013 comprometendo o planejamento da expansão.

Deve-se ressaltar, porém, que estas usinas são em geral projetos relativamente simples, em que a fase de construção propriamente dita pode durar menos de dois anos. Há, portanto, tempo para que os empreendedores de termelétricas com entrada em operação prevista para 2013 resolvam os atuais empecilhos a seus projetos sem comprometer a data de entrada em operação.

Gráfico 2
Diferença entre a oferta de energia ao SIN no cenário conservador e cenário otimista 2010-2013*
(em MW)



** Não há diferença significativa para 2014, pois os leilões em análise são para entrega até 2013*

Fonte: ANEEL [6]

As diferenças entre os cenários otimista e conservador, mostradas no Gráfico 2 estão relacionadas principalmente às usinas leiloadas nos últimos LENs de 2006, 2007 e 2008. Tais projetos serão analisados com mais detalhes na subseção seguinte.

III. 3 - Principais projetos com impedimentos

A crise financeira mundial teve forte impacto sobre os investimentos programados pelo setor elétrico vinculados aos leilões de energia nova A-3 e A-5 realizados em 2007 e 2008. Nestas licitações ocorreram contratações de muitas centrais térmicas, sobretudo movidas a óleo, pertencentes a grupos econômicos sem tradição no setor elétrico. Estes grupos elaboraram planos de negócios com base em um cenário macroeconômico que foi radicalmente alterado pela crise. As fortes restrições ao acesso a capital, nas condições de custos e prazos pré-crise, prejudicaram muito e em inúmeros casos inviabilizaram o cronograma original dos projetos. Este problema foi ainda mais forte para os grupos que sofreram os impactos econômicos negativos da crise em suas atividades de origem, perdendo, assim, parte da capacidade financeira.

Além dos problemas derivados diretamente da crise econômica, alguns empreendimentos encontram problemas devido ao baixo grau de financiabilidade dos projetos. A baixa financiabilidade pode ter duas origens.

i. A primeira razão para a baixa financiabilidade de um projeto é a dificuldade de aporte de garantias por parte do grupo controlador, mesmo que apenas durante a fase de construção.

ii. A segunda razão está relacionada ao arranjo contratual dos projetos, que pode dificultar a estruturação de um *Project Finance*[7], obrigando a contratação de empréstimos com exigência de garantias corporativas mesmo durante a fase operacional do projeto.

Por outro lado, há projetos com substanciais atrasos no licenciamento ambiental. Além de problemas relacionados à morosidade do processo, há casos em que o grupo vencedor decidiu alterar a localização do empreendimento, seja para facilitar a conexão à rede, seja para melhorar a logística de abastecimento de combustíveis. Este tipo de mudança de projeto consome tempo e acaba resultando em substanciais atrasos no cronograma de licenciamento.

Projetos com atrasos expressivos no cronograma original podem ter sérios problemas de viabilidade econômico-financeira. Atrasos na entrada em operação com relação ao estabelecido em contrato sujeitam o empreendedor a penalidades e obrigam a comprar energia no mercado livre para honrar o contrato. Projetos cronicamente atrasados podem se tornar financeiramente insustentáveis. Isto faz com que algumas destas usinas sejam denominadas por "**usinas de papel**", ou seja, usinas que podem não vir a sair do papel. Como consequência, uma parte dos projetos selecionados nos

7 O BNDES costuma financiar empreendimentos de geração no regime de Project Finance, em que o projeto, após a entrada em operação, serve de garantia para as dívidas contraídas durante a construção. Ocorre que este tipo de empréstimo requer um projeto estruturado de forma a ter pouco ou nenhum risco financeiro na fase operacional. No caso de termoelétricas, riscos associados ao contrato de fornecimento de combustíveis, sobretudo relacionados a possíveis multas da Aneel em caso de falhas na geração, dificultam a contratação de um Project Finance. A alternativa é o financiamento com base em garantias corporativas tradicionais. Porém é uma opção que só está aberta a grupos econômicos fortes, com capacidade de suportar dívidas vultosas a partir de sua atividade de origem.

leilões de A-3 e A-5 de 2007 e 2008, que possuem graves impedimentos, podem resultar em uma frustração com relação ao aumento esperado na oferta de energia. Esta situação merece atenção por parte do planejamento energético para que sejam tomadas medidas alternativas como, por exemplo, leilões de reserva. Esta perspectiva torna-se mais concreta com a retomada e forte consistência no crescimento econômico do Brasil.

Neste sentido, será apresentada a situação de alguns empreendimentos, buscando identificar a possibilidade de realmente haver uma frustração de oferta. Na seção IV, estes dados serão comparados com os dados de carga e será feito uma análise de sensibilidade retirando estas usinas do sistema.

O Quadro 1 apresenta dados de empreendimentos vencedores dos LENs de 2006-2008 com algum tipo de impedimento para cumprir o cronograma pré-estabelecido. Este conjunto perfaz 2.889 MW de capacidade instalada e 1.740 MW médio de energia assegurada.

Quadro 1

Relação de usinas leiloadas nos LENs de 2006-2008 com algum tipo de impedimento para entrada em operação

Leilão	Usina	Potência Total (MW)	Garantia Física (Mwmed)	Data entrada em operação (MME/EPE)	Combustível	Sub sistema	Situação	Status
A-3 2006	UTE Camaçari Pólo de Apoio I	150	101,4	jun/09	Óleo Combustível	NE	Obra iniciada	Atrasado
A-5 2006	Do Atlântico	490	200	nov/10	Gás de Processo	SE/CO	Obra iniciada.	Atrasado
	Palmeiras de Goiás	174,3	69,8	nov/10	Óleo Diesel	SE/CO	Obra não iniciadas	Atrasado
A-3 2007	UTE Campina Grande (MC2)	169,1	123,6	dez/09	Óleo Combustível	NE	Obra iniciada	Atrasado
	UTE Global I	148,8	105,3	dez/09	Óleo Combustível	NE	Obra iniciada	Atrasado
	UTE Global II	148,8	109,3	dez/09	Óleo Combustível	NE	Obra iniciada	Atrasado
	UTE Maracanaú I (MC2)	168	122,9	dez/09	Óleo Combustível	NE	Obra iniciada	Atrasado
	UTE Termonordeste	170,8	123,7	mar/10	Óleo Combustível	NE	Obra iniciada	Atrasado
	UTE Termoparaíba	170,8	123,9	mar/10	Óleo Combustível	NE	Obra iniciada	Atrasado
	UTE Itapebi	137,6	103,7	mai/10	Óleo Combustível	NE	Obra não iniciada	Atrasado
	UTE Monte Pascoal	137,6	104,8	mai/10	Óleo Combustível	NE	Obra não iniciada	Atrasado
A-3 2008	UTE Pernambuco IV	200,8	112,4	dez/10	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	Atrasado
	UTE Santa Rita de Cássia	174,6	97,8	dez/10	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	Atrasado
	UTE José de Alencar	300	173,3	dez/10	Gás Natural	NE	Obras não iniciadas	Atrasado
A-5 2008	UTE Cauhydra I	148	68,1	dez/12	Óleo Combustível	SE	Obras não iniciadas.	Atrasado

Fonte: ANEEL [6]

O Quadro 1 não contempla, porém, a maior parte das usinas do A-5 de 2008. Estas usinas, a maior parte situada no Nordeste e movidas a óleo combustível, conseguiram a portaria de autorização com atraso em relação ao cronograma previsto (o prazo original era de 90 dias após os leilões). Embora a data final para a entrada em operação destes projetos ainda esteja distante e o prazo de construção seja relativamente curto, diversos destes empreendedores encontram dificuldades de obter financiamento, em consequência da escassez de crédito, da dificuldade de obter garantias e de problemas com os contratos de fornecimento de combustível e equipamentos. Estas usinas estão indicadas no Quadro 2.

Quadro 2
Relação de usinas leiloadas no LEN A-5 de 2008

Leilão	Usina	Potência Total (MW)	Garantia Física (Mwmed)	Data entrada em operação (MME/EPE)	Combustível	Sub sistema	Situação	Status
A-5 2008	UTE Escolha	337,6	194,1	dez/12	GNL	SE	Obras não iniciadas	Normal
	UTE Termopower VI	200,8	109,2	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	Normal
	UTE Termopower V	200,8	109,2	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	Normal
	UTE Pernambuco III	200,8	109,2	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	Normal
	UTE Cacimbaes	126,6	66,2	dez/12	GNL	SE	Obras não iniciadas	Normal
	UTE Joinville	330	233,3	dez/12	GNL	SE	Obras não iniciadas	Normal
	UTE Nova Venecia 2	176	101,6	dez/12	Óleo Combustível	SE	Obras não iniciadas	Normal
	UTE Camaçari 3	176	99	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	------
	UTE Messias	176	97	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	------
	UTE Iconha	184	100	dez/12	Óleo Combustível	SE	Obras não iniciadas	------
	UTE João Neiva	330	233,3	dez/12	GNL	SE	Obras não iniciadas	Normal
	UTE Camaçari 2	176	99	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	------
	UTE Governador Mangabeira	176	99	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	------
	UTE Macaiba	400	224	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	------
	UTE Pecém 2	350	201	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	------
	UTE Rio Largo	176	97	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	------
	UTE Santo Antônio de Jesus	176	99	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	------
	UTE Sapeaçu	176	99	dez/12	Óleo Combustível	NE	Obras não iniciadas	------
	UTE Nossa Senhora do Socorro	176	97	dez/12	Óleo Combustível	NE	Não Outorgada	------
	UTE Suape II B	350	201	dez/12	Óleo Combustível	NE	Não Outorgada	------

Fonte: ANEEL [6]

Este quadro relaciona alguns empreendimentos resultantes do LEN A-5 de 2008 que, de acordo com a Aneel, não possuem restrições para cumprir o cronograma. De fato, como os cronogramas de implantação só têm previsão de obras em 2011 e 2012 e não há impedimentos formais aos projetos, não há como caracterizar atraso. Entretanto, boa parte das usinas em questão pertencem a grupos econômicos que vêem experimentando dificuldades para cumprir o cronograma em outros projetos, destacando-se a Sociedade de Propósito Específico (SPE) MC2, de propriedade do consórcio entre os grupos Bertin e Equipav. Este conjunto de usinas apresentado no Quadro 2 representam 4.595 MW de capacidade instalada e 2.668 MW médios de garantia física.

A soma da capacidade instalada das usinas listadas nos Quadros 1 e 2 correspondem a cerca de 7,5 mil MW. A mesma adição para a Garantia Física corresponde a 4,4 mil MW médios. Estes valores são elevados. Uma combinação de atrasos substanciais na entrada em operação de muitas destas usinas com a eventual frustração de alguns dos projetos pode representar um impacto negativo de oferta.

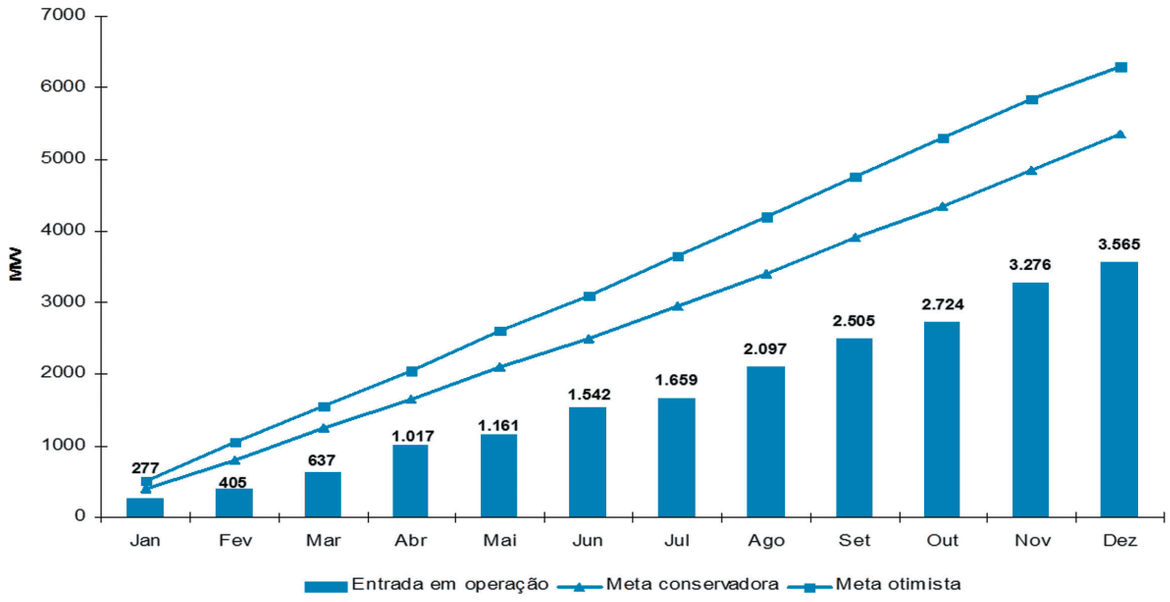
III. 4 - Relação entre os cenários da Aneel e a entrada em operação de novos empreendimentos

A título de exemplo, convêm analisar o que ocorreu com a expansão da oferta em 2009 a fim de verificar em que medida as projeções oficiais sobre a evolução da oferta têm se mostrado consistentes. As metas conservadora e otimista que foram divulgadas pela Aneel em janeiro de 2009 correspondiam às previsões da expansão do parque gerador para o referido ano. A meta conservadora previa a entrada em operação de 5.351 MW e a meta otimista previa 6.293 MW em novos empreendimentos do SIN. O que se verificou, porém, foi a entrada em operação real de 3.565 MW de capacidade

até dezembro de 2009, volume nitidamente inferior mesmo à meta conservadora da Aneel no início de 2009.

O Gráfico 3 ilustra os acréscimos mensais de capacidade geradora ao SIN para o ano de 2009, comparados à meta conservadora e otimista. Constata-se que a expansão da capacidade de geração atingiu apenas 67% da meta conservadora da agência. Na atual conjuntura, em que o consumo de energia elétrica não cresceu como o planejado em função da crise econômica, este gap não representa ou cria grandes problemas. Mas, dependendo do grau de retomada do crescimento da economia e de eventuais frustrações de oferta, a folga entre oferta e demanda no SIN pode ficar mais apertada.

Gráfico 3
Expansão da Capacidade de Geração em 2009
(em MW)



Fonte: ANEEL [6]

A evolução da oferta abaixo das previsões originais pode colocar em risco a segurança de abastecimento de energia elétrica. No entanto, diante das possibilidades de problemas e riscos, o MME agiu rápido e decidiu promover em 2008, 2009 e 2010 leilões de energia de reserva, contratando usinas que não poderão lastrear consumo adicional, mas que dão ao sistema uma folga adicional à operação do sistema.

IV – Balanço entre Oferta e Demanda

A análise do balanço estrutural entre a oferta (em termos de Garantia Física) e a demanda (em MW médios) para os próximos 5 anos é um importante indicador do equilíbrio do mercado de energia elétrica brasileiro, na medida que o mercado transaciona certificados de energia e não energia física. O modelo de mercado brasileiro foi desenhado para que a garantia física total das usinas seja sempre superior à demanda. Este princípio é mantido através de duas regras básicas:

i. 100% do consumo das distribuidoras devem estar lastreado em contratos; e

ii. Os consumidores livres precisam lastrear seu consumo em garantia física.

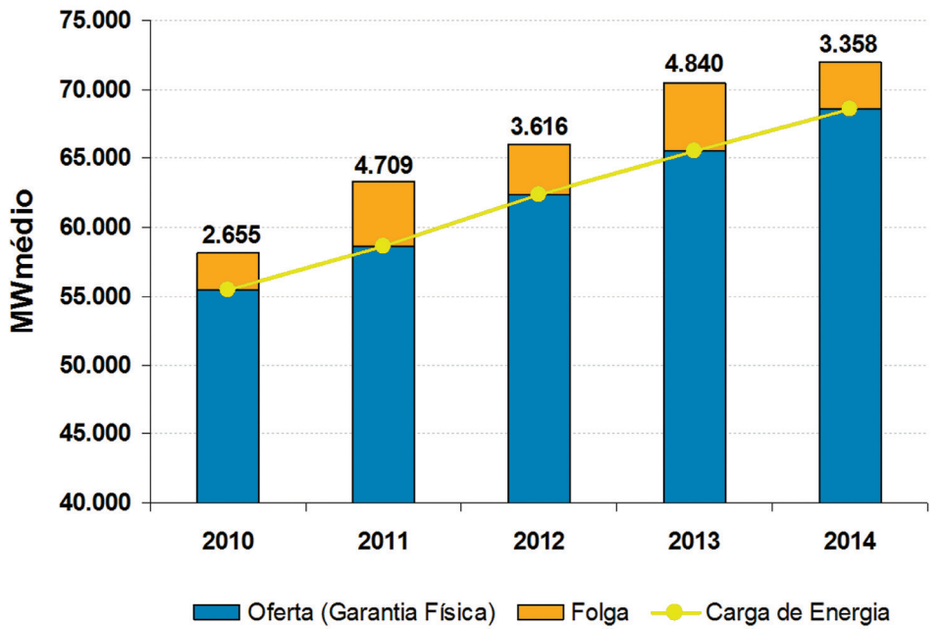
Desta forma, se a soma dos certificados de garantia física for maior ou igual à demanda média, haverá confiabilidade estrutural no suprimento de energia.

O Gráfico 4 apresenta o balanço entre a projeção de evolução da oferta (em termos de garantia física) contando com todos os empreendimentos já contratados, e a projeção de carga de energia elaborada pela EPE para o período 2010-2014, já contemplando os efeitos da crise econômica sobre a carga.

Gráfico 4

Balanço entre oferta (Garantia Física) e a projeção de carga de energia para o período 2010-2014

(em MWmédios)

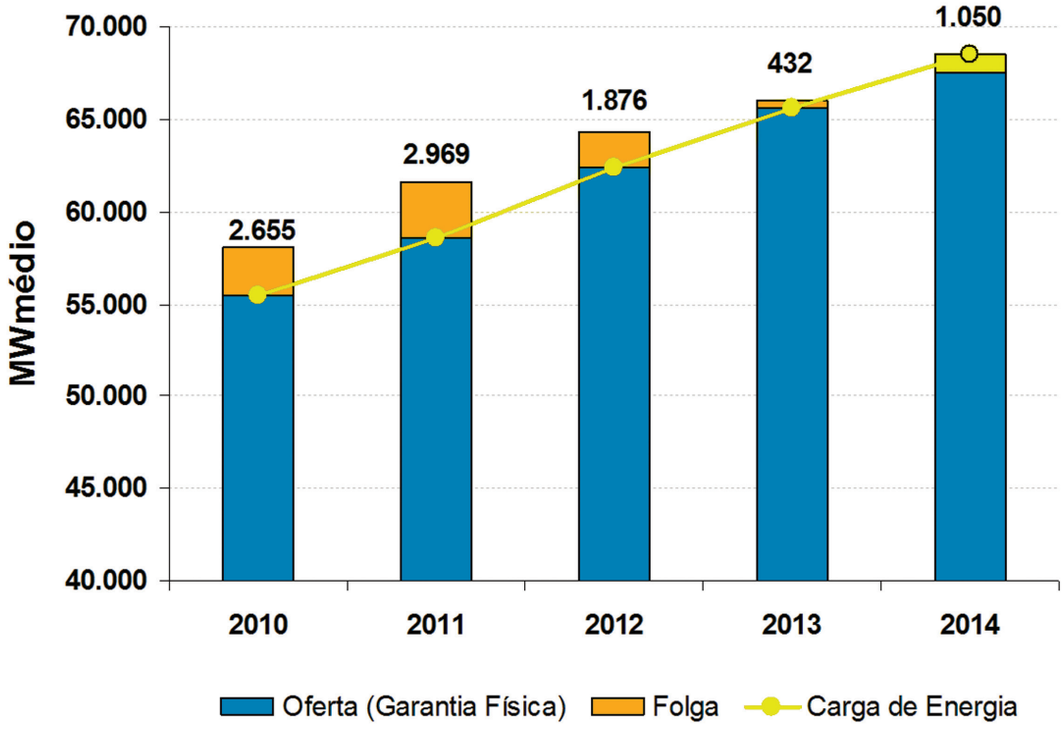


Fonte: ANEEL [5] e [6], EPE [2]

Do Gráfico 4 observa-se uma folga média de 3,8 mil MW médios ao ano, representando uma situação de confiabilidade no suprimento de energia, fruto, em parte, da queda no consumo de energia ocasionada pela crise econômica. Assim, pelo lado da demanda de eletricidade, somente um crescimento do consumo em taxas muita acima das esperadas poderia impor algum risco à segurança do abastecimento.

Já pelo lado da oferta, é necessária atenção em relação ao cronograma de entrada de novos empreendimentos de geração, devido à expectativa de muitos atrasos em projetos de termelétricas que venham a resultar em algum grau de frustração de oferta. Como exercício, foi feita uma análise de sensibilidade para o balanço entre a oferta (garantia física) e a demanda no SIN supondo uma retirada total da garantia física de usinas vendidas nos referidos leilões A-3 e A-5 de 2008. O resultado deste exercício está representado no Gráfico 5 que retira da evolução da oferta as garantias físicas dos projetos apresentados nos Quadros 1 e 2, que totalizam, respectivamente, 1.740 e 2.668 MW médios.

Gráfico 5
Balanço entre oferta (menos a Garantia Física dos Leilões A-3 e A-5 de 2008) e a projeção de carga de energia para o período 2010-2014
(em MW médios)



Fonte: ANEEL [5] e [6], EPE [2]

Do Gráfico 5 observa-se que mesmo supondo uma improvável frustração de oferta de todos os empreendimentos vendidos em dois leilões, a folga só se transforma em déficit em 2014, o que demonstra um relativo conforto do planejamento da expansão.

Por outro lado, do ponto de vista elétrico, a energia de reserva contratada nos leilões de 2008, 2009 e 2010 pode permitir o atendimento ao consumo, mesmo caso ocorra realmente uma frustração da oferta contratada nos leilões A-3 e A-5. Entretanto, como a garantia física dos empreendimentos contratados como energia de reserva não pode ser vendida aos consumidores, resultará de qualquer modo num descasamento comercial, pela dificuldade de distribuidoras e consumidores livres lastrearem todo seu consumo em garantia física.

V – Considerações finais

Os documentos publicados pela EPE e pelo ONS projetam um consistente crescimento da demanda e da carga de energia elétrica para o período compreendido entre 2010 e 2014, com base no crescimento econômico estimado para o mesmo período.

No entanto, muitos empreendimentos licitados nos últimos certames de contratação de energia, sobretudo os de fonte térmica, vêm encontrando dificuldades para entrar em operação no cronograma previsto, devido a atraso nas obras, licenciamento ambiental ou dificuldades com financiamento. Isto contrasta com a situação dos novos empreendimentos hidroelétricos para os quais não são esperados atrasos.

Outro dado importante para o equilíbrio entre oferta e demanda no período entre 2010 e 2014 é que as usinas térmicas contratadas no leilão A-5 de 2008 estão teoricamente dentro do cronograma, de acordo com os relatórios da Aneel. Entretanto, os empreendedores destes projetos vêm tendo dificuldade para levar à frente seus projetos, o que constitui um mau indicador sobre a perspectiva dos projetos em questão.

Portanto, o balanço entre oferta e demanda no período entre 2010 e 2014 parece à primeira vista indicar que a necessidade de novos leilões está associada a uma possível frustração de oferta por atraso no cronograma de usinas já contratadas. Os Leilões de Energia de Reserva têm justamente a intenção de cobrir esta lacuna.

Entretanto, cabe frisar que a redução no consumo de eletricidade se concentrou no setor industrial, com reflexos diretos no preço da energia no mercado livre. O consumo não-industrial, que é atendido pelas Distribuidoras, foi relativamente pouco afetado pelos reflexos da crise. Isto pode ser observado nos gráficos a seguir, que comparam as projeções do PDE 2008-2017, realizadas antes da crise, com o consumo efetivo de energia elétrica. O Gráfico 6 mostra a comparação previsto e realizado para o consumo industrial e o Gráfico 7 compara previsto e realizado para as demais classes de consumo (residencial, comercial e outros).

Gráfico 6
Consumo Industrial de Energia Elétrica:
Comparação entre previsões do PDE 2008-17 e consumo medido
(em GWh)

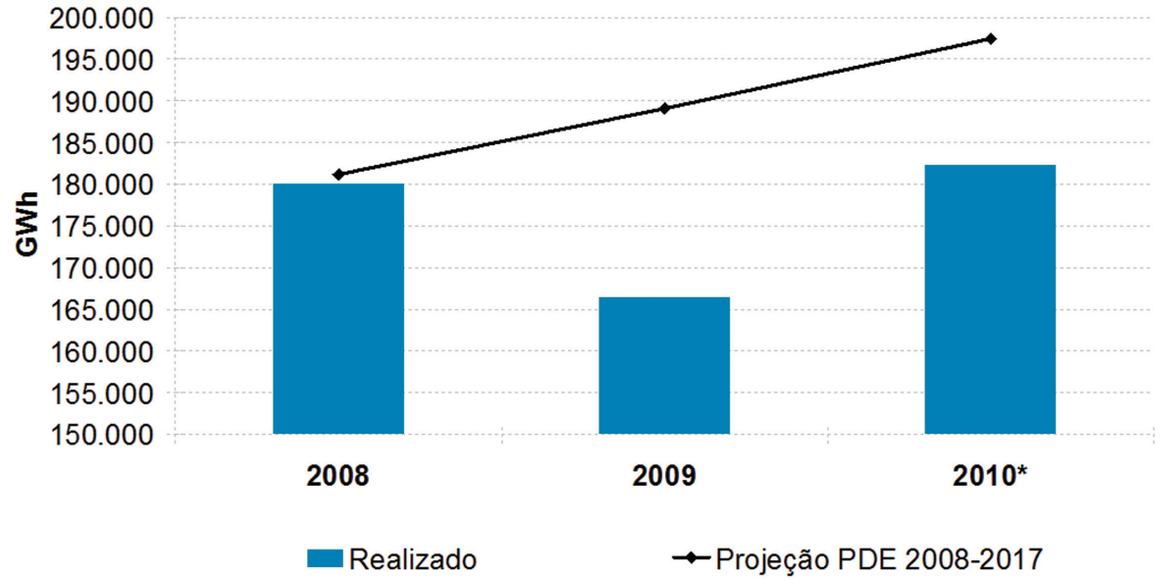
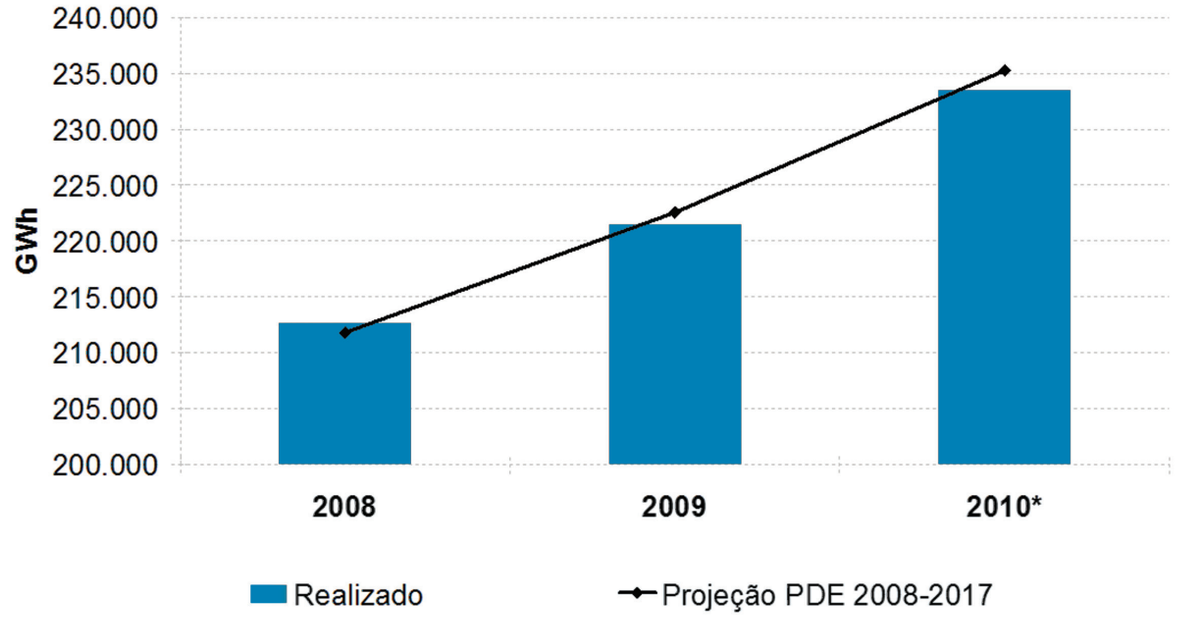


Gráfico 7
Consumo Não Industrial de Energia Elétrica:
Comparação entre previsões do PDE 2008-17 e consumo medido
(em GWh)



Como não houve frustração de consumo nos principais mercados das Distribuidoras, notadamento das classes de consumo residencial e comercial, é de se esperar que elas tenham necessidade de contratar energia para os próximos anos, tanto em leilões A-3 como A-5. Por outro lado, a folga de oferta verificada após a crise concentrou-se no mercado livre.

Referências

[1] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Séries Estudos de Energia – Nota Técnica DEA 15/09. *Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos dez anos*. Rio de Janeiro, dezembro de 2009.

[2] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Séries Estudos da Demanda – Nota Técnica DEA 03/10 e Nota Técnica ONS 010/2010. *Projeção da demanda de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional para o Plano Anual da Operação Energética (PEN 2010)*. Rio de Janeiro, fevereiro de 2010.

[3] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017*. Rio de Janeiro, 2009.

[4] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Plano Anual da Operação Energética (PEN 2009)*. Rio de Janeiro, julho de 2009.

[5] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Informações Técnicas – Banco de Informações de Geração*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>.

[6] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Informações Técnicas – Fiscalização – Geração*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>.