



Texto de Discussão do Setor Elétrico – TDSE n.º 44

Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE

2020: Análise do método, metas e riscos.

Nivalde José de Castro
Roberto Brandão
Guilherme de A. Dantas
Rômulo Neves Ely

**Janeiro de 2012
Rio de Janeiro**

Índice

Introdução	3
I – A Importância do Planejamento Energético e de sua Execução	5
II – O Setor Elétrico no PDE 2020	11
III – Pontos Críticos do PDE 2020	18
Conclusão	22
Referências Bibliográficas	24

Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2020:

Análise do método, metas e riscos.

Nivalde José de Castro¹
Roberto Brandão²
Guilherme de A. Dantas³
Rômulo Neves Ely⁴

Introdução

A essencialidade do “bem energia” no desenvolvimento das atividades econômicas e sociais do mundo contemporâneo é inquestionável. Para atender à crescente demanda por energia é imprescindível o planejamento do setor, sobretudo do setor elétrico. Com base na política energética, o planejamento deve enunciar as diretrizes estratégicas a serem adotadas com o objetivo de garantir o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda em bases economicamente competitivas e ambientalmente sustentáveis a médio e longo prazo. A importância do planejamento é ainda mais estratégica em países emergentes que apresentam taxas elevadas de crescimento da demanda por energia e necessitam, conseqüentemente, realizar vultosos investimentos para a ampliação da oferta.

O Brasil, que havia perdido a capacidade de planejamento do setor elétrico nos anos 1990 em função das reformas liberais, teve esta capacidade retomada em 2004, com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que passou a realizar estudos de planejamento para o setor energético. Dentre os inúmeros estudos elaborados pela EPE, empresa estatal subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME), destaca-se o Plano Nacional de Energia (PNE), que elabora as estimativas para os parâmetros de comportamento de longo prazo do setor energético brasileiro e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que analisa as perspectivas do setor energético brasileiro para os próximos 10 anos, publicado a cada ano.

¹ Professor da UFRJ e coordenador do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da UFRJ. Email: nivalde@ufrj.br

² Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ. Email: robertobrandao@gmail.com

³ Doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ. Email: guilhermecrv@gppe.ufrj.br

⁴ Doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Pesquisador-Associado do GESEL/IE/UFRJ. Email: romulo@ppe.ufrj.br

O objetivo deste estudo é desenvolver uma análise crítica do PDE 2020 no que se refere especificamente ao setor elétrico, buscando identificar fatores de risco que poderiam levar a matriz elétrica brasileira em 2020 a uma estrutura distinta da que é proposta pelo PDE 2020. Neste sentido, foram identificados os seguintes fatores de risco que serão os objetivos específicos da análise:

(i) Licenciamento ambiental para empreendimentos hidroelétricos e de linhas de transmissão;

(ii) Atrasos no cronograma de implementação dos parques eólicos; e

(iii) Condições para a expansão da oferta de bioeletricidade na matriz brasileira.

Cabe destacar que o PDE 2020 apresenta um sensível aprimoramento qualitativo em relação às edições anteriores. Os resultados apresentados em termos de expansão da matriz elétrica são condizentes com o objetivo da segurança e garantia do suprimento com o mínimo custo possível e de forma sustentável. Concomitantemente, nota-se que os aperfeiçoamentos nas regras dos leilões de contratação de energia têm permitido a priorização de projetos de fontes renováveis de energia.

Este estudo, além da presente introdução, está dividido em três partes. A primeira parte dedica-se à análise específica dos condicionantes do planejamento do setor elétrico brasileiro tendo como foco o PDE 2020. A segunda parte apresenta uma síntese das principais informações e dados mais relevantes propostos pelo PDE 2020. Por fim, na terceira parte serão examinados os pontos críticos para a viabilização do PDE 2020.

I – A Importância do Planejamento Energético e de sua Execução

O desenvolvimento socioeconômico exige níveis crescentes de consumo de energia. Mesmo considerando a existência de trajetórias distintas para o desenvolvimento, a relação com energia é direta, estreita e inequívoca. Como resultante, emerge a necessidade dos países buscarem garantia e segurança do suprimento de energia a custos competitivos, de tal forma que este insumo não se constitua em um entrave físico e econômico à melhoria dos padrões de qualidade de vida (GOLDEMBERG e LUCON, 2007). Ademais, há a interdependência do setor energético com o meio ambiente, já que a geração de energia se processa com base em recursos extraídos da natureza, resultando necessariamente em diferentes graus de impactos ambientais, dependendo da fonte energética utilizada (PINTO *et al.*, 2007).

No âmbito do setor elétrico, a complexidade se dá pelo fato do produto final - eletricidade - ser uma forma de energia não estocável, diferentemente do petróleo e outros recursos fósseis, exigindo ampla coordenação de toda a cadeia produtiva até o consumo final, com vistas a garantir o equilíbrio instantâneo entre demanda e oferta. Esta característica técnica torna a indústria de energia elétrica peculiar quando comparada ao restante da indústria de energia. O caráter capital intensivo com investimentos de longo prazo de maturação e grandes economias de escala, comuns a todo o setor energético, são de tal ordem na indústria elétrica que alguns dos seus segmentos (transmissão e distribuição) se configuram como monopólios naturais, em linha com o caráter de indústria de rede que o setor elétrico possui (SOUZA, 2003). Essas características corroboram de forma clara e objetiva a necessidade de planejamento de médio e longo prazo no escopo do setor elétrico.

O planejamento elétrico setorial é particularmente importante em países emergentes com maior escala produtiva. Estes países precisam realizar expressivos investimentos na expansão da capacidade de geração para atender ao acelerado crescimento da demanda por energia elétrica, determinado pela dinâmica econômica. Em contrapartida, o planejamento não possui uma função tão essencial nos países desenvolvidos por se tratarem de economias maduras com taxas de crescimento da demanda por energia elétrica relativamente menores.⁵ Desta forma, investimentos em novas plantas de geração de energia elétrica nestes países estão também associados à reposição de centrais elétricas existentes que atingiram o fim

⁵ De acordo com IEA (2010), em 2008 o consumo *per capita* de energia nos países da OECD foi de 8.486 kwh em contraste com os valores de 1.956 e 571 registrados respectivamente na América Latina e na África.

de sua vida útil e à necessidade de se buscar uma oferta de energia elétrica com menores impactos ambientais.⁶

A própria evolução do setor elétrico brasileiro é ilustrativa da importância do planejamento para o setor. A reforma liberalizante realizada em meados da década de 1990 relegou o planejamento setorial para segundo plano, transferindo esta responsabilidade para os agentes privados. Esta estratégia, na qual as forças de mercado ficaram responsáveis pela expansão da oferta, não se mostrou adequada ao Brasil, particularmente em função da expressiva taxa de crescimento da demanda por energia elétrica.⁷ Além disso, a manutenção de um perfil de predominância hídrica da matriz elétrica brasileira requer a elaboração de inventários hidroelétricos e a obtenção de licenças ambientais para novos projetos. Desta forma, pode-se assinalar uma incompatibilidade entre a realidade do sistema elétrico brasileiro (SEB) e a definição de parâmetros para a expansão da matriz sob a ótica exclusivamente de agentes privados. Esta incompatibilidade pode ser apontada como a principal causa da crise de racionamento de energia elétrica verificada entre 2001 e 2002, que afetou negativamente a economia brasileira.

Conforme assinalado por TOLMASQUIM (2011), o modelo liberal implementado nos anos 1990 não contemplava um planejamento de longo prazo coordenado de forma centralizada, porque era responsabilidade exclusiva e individual das empresas distribuidoras contratarem energia das empresas geradoras em um ambiente livre, em que não havia prazos de contratação definidos. Segundo BORGES e CASTRO (2006), a não obrigatoriedade de firmar contratos de longo prazo com as empresas geradoras inviabilizava novos investimentos para a expansão da oferta, em função da falta de previsibilidade de receita capaz de suportar o serviço das dívidas. Dada a incapacidade do modelo anterior de garantir a segurança do suprimento, o novo modelo do setor elétrico, promulgado em 2004, retomou o planejamento do setor com vistas a atender a três objetivos:

- (i) garantir a expansão da capacidade instalada para atender o crescimento da demanda;
- (ii) modicidade tarifária; e,
- (iii) universalização do acesso à eletricidade

⁶ A necessidade de redução de gases do efeito estufa vem resultando na adoção de políticas de promoção de fontes renováveis de energia nos países desenvolvidos. Contudo, trata-se de estabelecimento de diretrizes sobre a participação que as fontes renováveis de energia devem possuir na matriz elétrica e não de um planejamento *strictu sensu*.

⁷ A taxa brasileira média de crescimento anual da demanda por energia elétrica foi de 3,25% nos últimos 10 anos.

Em função dos três objetivos centrais no novo modelo do SEB, a criação da EPE passou a deter uma posição estratégica e essencial para o êxito modelo.⁸

Entre os estudos publicados pela EPE, destaca-se o Plano Nacional de Energia – PNE –, que formula projeções da demanda por energia de longo prazo e estabelece os parâmetros mais gerais da matriz energética necessária para o atendimento desta demanda da forma mais eficiente possível em termos econômicos e ambientais. A EPE também formula o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE – a cada ano indicando as perspectivas e diretrizes do setor energético brasileiro sempre para um horizonte de mais 10 anos. O PDE é uma ferramenta de planejamento em que são definidas as prioridades da expansão física do sistema energético brasileiro. Especificamente no caso do setor de energia elétrica, o PDE estabelece projetos de geração e de transmissão que deverão ser implementados no horizonte decenal de forma a atender as estimativas de crescimento, com seus respectivos cronogramas de implementação e investimentos estimados. No entanto, além da elaboração das metas de planejamento, é preciso a execução do planejamento para poder atingir os objetivos estabelecidos na política energética. No que se refere à execução das metas estabelecidas pelo PDE, duas questões merecem ser ressaltadas.

Em primeiro lugar, por mais óbvio que possa parecer, é preciso que o planejamento ocorra *ex-ante* à realização dos investimentos, porque é justamente o planejamento que deve definir o perfil dos investimentos a serem realizados.⁹ No entanto, com o intuito de promover a expansão da capacidade de geração e, desta forma, garantir a segurança do suprimento, todas as empresas distribuidoras brasileiras estimam e contratam energia para atender 100% da sua demanda futura com antecedência de três a cinco anos por meio de leilões de energia nova denominados por A-3 e A-5, respectivamente. Assim, como o horizonte temporal do PDE é de 10 anos, grande parte dos investimentos previstos por um determinado PDE já se encontram contratados.

Em segundo lugar, em linha com a necessidade de promoção da modicidade tarifária, o novo modelo do setor elétrico brasileiro adotou a modalidade de leilões reversos para geração. A variável “custo” é o principal parâmetro de seleção dos

⁸ Para o setor elétrico, uma das áreas de atuação mais importante da EPE é o processo de estudos de inventários de bacias hidrográficas com o objetivo de identificar a viabilidade de projetos hidroelétricos. Este processo havia sido abandonado na década de 1990.

⁹ Vale assinalar que este princípio basilar foi descartado pelo modelo liberal dos anos 1990, deixando para o agente privado a decisão de planejar e investir sem nenhum parâmetro macro-setorial.

projetos a serem contratados e, como consequência, podem ser contratados projetos divergentes daqueles que constam no planejamento, desde que os mesmos se apresentem como a opção mais barata nos certames.

Como o PDE é publicado anualmente, na ausência de mudanças significativas nas premissas do planejamento energético, a contratação de energia deverá convergir para o que se pode denominar por “**matriz estratégica**”, ou seja, aquela que é definida pela EPE para o limite superior temporal do decênio em análise. Portanto, a questão mais relevante se refere aos mecanismos que permitem que a energia contratada via leilões seja compatível e convergente com a matriz elétrica estratégica proposta pelo PDE.

Quando o novo modelo foi elaborado entre 2003-2004, a prioridade era a retomada dos empreendimentos hidroelétricos por ser a fonte de energia com menor patamar de custo. Entretanto, o que se verificou foi uma grande dificuldade de se ofertar projetos hidroelétricos nos leilões em parte devido ao complexo e moroso processo de licenciamento ambiental, e em parte em razão do abandono dos estudos de inventários hidroelétricos na década de 1990.¹⁰ Esta dificuldade de “ofertar” projetos hidroelétricos nos leilões e a necessidade determinada pelo novo modelo das distribuidoras contratarem 100 % da demanda estimada, fez com que em alguns leilões fossem contratados projetos térmicos que não estavam contemplados pelo planejamento, sobretudo nos certames realizados em 2007 e 2008, conforme pode ser verificado na Tabela 1.

¹⁰ Sobre este assunto, ver CASTRO (2007).

Tabela 1
Resultado dos Leilões de Energia Nova: 2007 e 2008
(em MW e MWméd)

		FONTE											
		Hidro/PCH		Biomassa		Gás Natural		Óleo		Carvão		TOTAL	
Ano	Leilão	Energia (Mwmed)	Potência (MW)										
2007	LFA*	46	97	214	542	-	-	-	-	-	-	260	639
	LEN** A-3	-	-	-	-	-	-	1.304	1.782	-	-	1.304	1.782
	LEN A-5	715	2.383	-	-	351	500	316	420	930	1.050	2.312	4.353
	Santo Antônio	2.218	3.150	-	-	-	-	-	-	-	-	2.218	3.150
2008	LER*** Biomassa	-	-	859	2.380	-	-	-	-	-	-	859	2.380
	LEN A-3	-	-	-	-	265	504	811	1.431	-	-	1.076	1.935
	LEN A-5	121	350	35	114	703	1.309	1.990	3.435	276	360	3.125	5.568
	Jirau	2.185	3.750	-	-	-	-	-	-	-	-	2.185	3.750
Total		5.185	9.730	1.108	3.036	1.319	2.313	4.421	7.068	1206	1.410	13.339	23.557

Fonte: EPE

*LFA = Leilão de Fontes Alternativas

**LEN = Leilão de Energia Nova

***LER = Leilão de Energia de Reserva

Os resultados dos leilões apresentados na Tabela 1 em parte são incompatíveis com as diretrizes da política de planejamento energético definidas pelo MME e EPE na qual a expansão da matriz elétrica brasileira deve se dar com base em fontes renováveis e sustentáveis, com o planejamento priorizando os projetos hidroelétricos, de biomassa canavieira e, mais recentemente, energia eólica.

Buscando “corrigir” os rumos da expansão da matriz elétrica brasileira, foi utilizada, nos anos seguintes, a prerrogativa de realizar leilões exclusivos para fontes renováveis de energia,¹¹ enquanto nos leilões genéricos foram adotados nos editais restrições à participação de fontes poluentes e com maior custo variável, como é o caso das centrais térmicas a óleo. Desta forma, foi possível uma expressiva contratação de fontes renováveis de energia nos leilões realizados em 2009 e 2010, seguindo assim as premissas do PDE. Com os dados da Tabela 2 é possível notar como os resultados das contratações via diferentes tipos de leilões de energia nova foram compatíveis com a expansão sustentável da matriz elétrica brasileira. Esta mudança de perfil na contratação em relação a que prevaleceu de 2007-2008 demonstra uma evolução na execução das diretrizes determinadas pelo

¹¹ Em 2009, foi realizado um Leilão de Energia de Reserva exclusivo para fonte eólica. Por sua vez, em 2010 foram realizados leilões de reserva e de fontes alternativas contemplando energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas.

planejamento, fazendo com que a matriz elétrica caminhe em direção à matriz estratégica pré-definida pelo próprio planejamento.

Tabela 2
Resultado dos Leilões de Energia Nova: 2009- 2011
(em MW e MW/méd)

		FONTE									
		Hidro/PCH		Biomassa		Eólica		Gás Natural		TOTAL	
Ano	Leilão	Energia (Mwmed)	Potência (MW)	Energia (Mwmed)	Potência (MW)	Energia (Mwmed)	Potência (MW)	Energia (Mwmed)	Potência (MW)	Energia (Mwmed)	Potência (MW)
2009	LEN A-3	1	6	10	47	-	-	-	-	11	53
	LEE A-1	-	-	-	-	-	-	-	-	84	-
	LER	-	-	-	-	753	1.806	-	-	753	1.806
2010	LSI	-	-	8	50	-	-	-	-	8	50
	Belo Monte	4.571	11.233	-	-	-	-	-	-	4.571	11.233
	LEN A-5 - julho	327	809	-	-	-	-	-	-	327	809
	LER-LFA	70	132	191	713	899	2.048	-	-	1.160	2.893
	LEE A-1	-	-	-	-	-	-	-	-	98	-
	LEN A-5 - Dezembro	968	2.120	-	-	-	-	-	-	968	2.120
Total		6.146,3	14.750	470,2	1.364,8	2.080,8	4.715,1	900,9	1.029,1	10.264,4	22.926,7

Fonte: EPE.

LEN – Energia Nova

LER – Energia de Reserva

LEE – Energia Existente

LFA – Fontes Alternativas

Os leilões realizados em 2011, cujos resultados não estão contemplados no PDE 2020, também tiveram um perfil de contratação compatível com a matriz estratégica indicada pela EPE e com as diretrizes de política energética estabelecidas pelo MME.¹² A energia contratada foi predominantemente renovável, sobretudo eólica, destacando-se também o expressivo montante de energia de empreendimentos a gás natural contratados no Leilão A-3.¹³

¹² No Leilão de Reserva foram contratados 169,5 MWmed de biomassa e 428,8 MWmed na energia eólica enquanto que o Leilão A-3 contratou 91,7 MWmed de biomassa, 484,2 MWmed de energia eólica, 209,3 MWmed hídricos e 900,9 MWmed a gás natural. Por sua vez, o Leilão A-5 contratou 478,5 MWmed eólicos, 43,1 MWmed de projetos de biomassa e 90,9 MWmed da Usina Hidroelétrica São Roque.

¹³ O PDE 2020 não contempla a contratação de novos empreendimentos térmicos. Esta questão será analisada na terceira parte deste estudo.

Em linhas com a contratação de plantas a gás natural em 2011, merece ser destacado que a expansão da matriz elétrica brasileira exigirá, necessariamente, a contratação de plantas termoeletricas. Trata-se de uma exigência técnica para dar mais segurança ao suprimento da carga do SIN – Sistema Interligado Nacional – operado pelo ONS. Como as plantas movidas a gás natural, carvão e óleo combustível possuem impactos ambientais e custos financeiros distintos, é possível estabelecer restrições relativas ao custo variável e às emissões de poluentes no próprio edital dos leilões permitindo que a oferta de projetos térmicos nos leilões seja condizente com as diretrizes do planejamento. Observando-se os parâmetros de menor custo e menor agressão ao meio ambiente, deve-se esperar uma maior contratação de térmicas a gás natural.

Portanto, e essa questão merece ser reafirmada, a adoção de mecanismos e restrições nos editais dos leilões, uma política energética pelo lado da demanda, pode permitir que a energia contratada seja compatível com as premissas do planejamento. Ao mesmo tempo, a implementação de políticas pelo lado da oferta (incentivos fiscais, menores tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição) permite o desenvolvimento de fontes que ainda não possuem um custo mais elevado, criando as condições necessárias para essa inserção ocorra em bases competitivas. Esta assertiva pode ser comprovada na fonte eólica que nos últimos dois anos saiu de um patamar de preços elevados para se tornar extremamente competitiva.¹⁴

Desta forma, pode-se afirmar que o marco macro-regulatório do setor elétrico brasileiro possui as condições necessárias para que as diretrizes do planejamento elaborado pela EPE, mais especificamente do PDE, sejam de fato executadas. No entanto, há fatores de risco para a execução das diretrizes dadas pelo planejamento por meio do PDE 2020, que serão analisadas na terceira e última parte deste estudo. Mas antes é preciso a análise das principais informações, dados e metas do PDE, que será desenvolvida a seguir.

II – O Setor Elétrico no PDE 2020

Segundo o PDE 2020, a carga de energia elétrica do SIN crescerá a uma taxa anual média estimada em 4,6% entre os anos de 2010 e 2020, atingindo o valor de 88.596 MW médios em 2020 frente aos 56.577 MW médios registrados em 2010, enquanto a carga de demanda instantânea do SIN será de 110.396 MW médios em 2020. As

¹⁴ De acordo com OLIVEIRA (2011), a energia eólica saiu do patamar de R\$ 279,56 por MWh (valores do PROINFA corrigidos para julho de 2011) para um preço de aproximadamente R\$ 100,00 por MWh nos leilões de 2011.

Tabelas 3 e 4 apresentam, respectivamente, a evolução da carga de energia e da carga de demanda instantânea no período por subsistema.

Tabela 3
SIN e Subsistemas: carga de energia de 2011 - 2020
(MWmédios e em %)

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
2011	4.256	8.791	36.341	9.724	59.112
2015	6.673	10.615	43.033	11.321	71.642
2020	9.681	13.353	51.916	13.646	88.596
Período	Variação (% a.a.)*				
2010-2015	11,4	5,0	4,2	3,9	4,8
2015-2020	7,7	4,7	3,8	3,8	4,3
2010-2020	9,5	4,8	4,0	3,9	4,6

Obs.: Foi considerada a LT Tucuruí-Macapá-Manaus em funcionamento a partir de janeiro de 2013.
(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: PDE – 2020, EPE (2011).

Tabela 4
SIN e Subsistemas: carga de demanda instantânea para 2011 - 2020
(MWmédios e %)

Ano	Subsistema				Sistema		SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2011	4.857	10.852	45.253	12.630	15.644	57.259	71.727
2015	8.037	13.490	54.731	14.755	21.272	68.990	88.961
2020	11.620	17.023	66.433	17.843	28.304	83.675	110.396
Período	Variação (% a.a.)*						
2010-2015	12,5	5,6	4,9	3,9	7,8	5,0	5,6
2015-2020	7,7	4,8	4,0	3,9	5,9	3,9	4,4
2010-2020	10,1	5,2	4,4	3,9	6,8	4,4	5,0

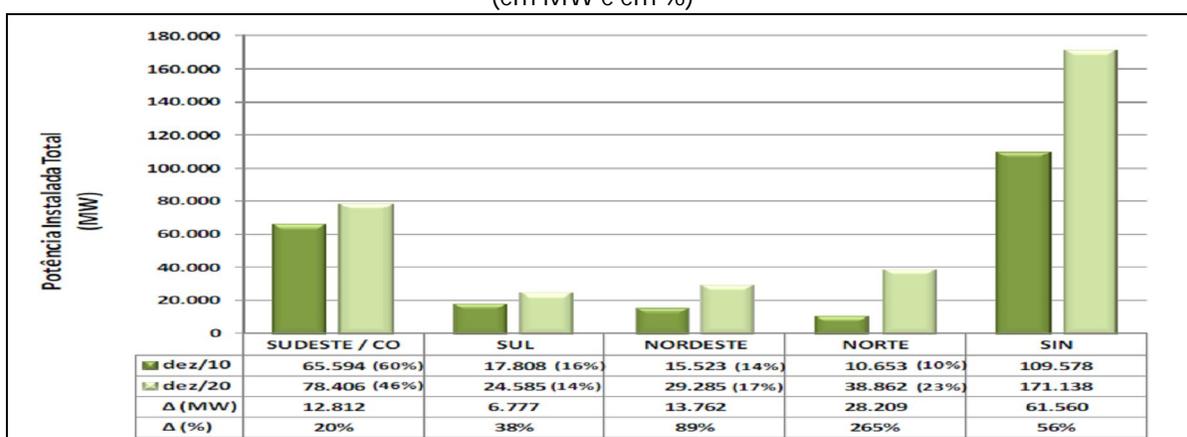
Obs.: Foi considerada a LT Tucuruí-Macapá-Manaus em funcionamento a partir de janeiro de 2013.
(*) Variações médias no períodos indicados a partir de 2010 e 2015.

Fonte: PDE – 2020, EPE (2011).

A partir dos dados apresentados, estima-se que o SIN terá um acréscimo médio anual de carga da ordem de 3.200 MWmédios. Desta forma, será preciso que ocorra uma expansão da oferta de energia em linha com esta necessidade estimada de energia adicional, respeitando a igualdade entre o custo marginal de expansão e

o custo marginal de operação, com risco de déficit de 5%. O Gráfico 1 apresenta a estimativa da expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica entre 2010 e 2020 para o total e por regiões do país.

Gráfico 1
Evolução da Capacidade Instalada do SIN: 2010-2020
(em MW e em %)



Fonte: PDE – 2020, EPE (2011).

Como mencionado na primeira parte, a expansão no horizonte decenal que consta no PDE 2020 já se encontra em grande parte contratada em função dos leilões de energia nova realizados para o horizonte temporal até 2016. Desta forma, a expansão da oferta tem sua configuração dada até 2014, e para os anos de 2014 e 2016 o parque gerador já está parcialmente contratado, tendo em vista que em 2009, 2010 e 2011 foram realizados leilões A-5, além do leilão da Usina de Belo Monte. Observa-se assim a existência de 41.466 MW ¹⁵ já contratados a serem somados à potência instalada de 109.578 MW ¹⁶ verificada em dezembro de 2008. ¹⁷

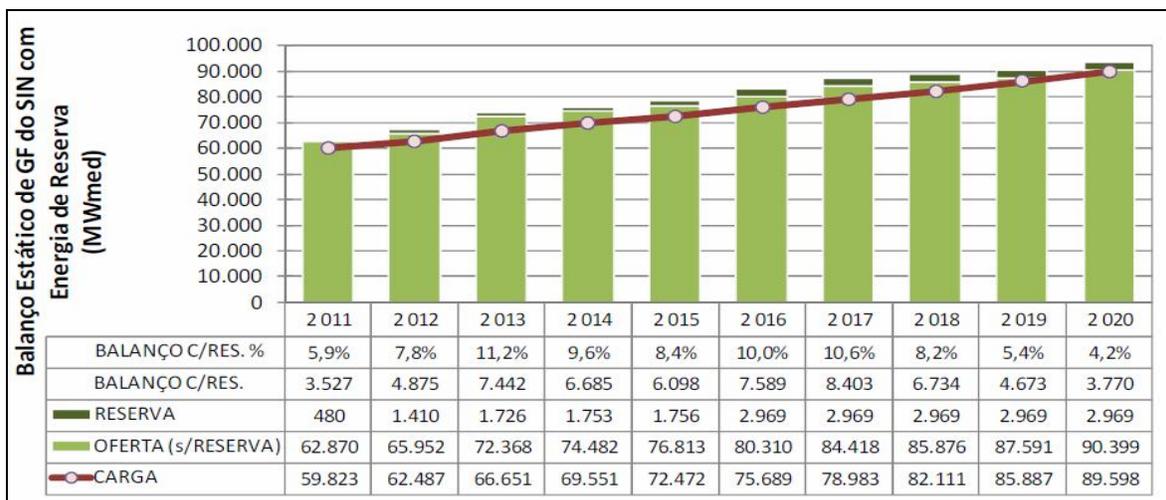
Ao se confrontar a carga projetada com a expansão da oferta, nota-se uma situação de equilíbrio confortável do balanço estático de Garantia Física do SIN. Este balanço é detalhado pelo Gráfico 2.

¹⁵ Este valor não incorpora os projetos do PROINFA remanescentes que ainda não entraram em operação.

¹⁶ Este valor inclui os empreendimentos comerciais que estão em operação nos sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá. Estes sistemas estão incluídos na Região Norte enquanto a Usina de Itaipu Binacional está incluída na Região Sudeste/Centro Oeste.

¹⁷ A estes valores é preciso adicionar-se a energia contratada nos certames realizados em 2011.

Gráfico 2
Balanco Estático de Garantia Física 2011-2020
(em MW médio e em %)



Fonte: PDE – 2020, EPE (2011).

Embora o Gráfico 2 apresente uma situação de equilíbrio confortável entre oferta e demanda de energia elétrica do SIN, é preciso apresentar o balanço estático por região. Ao fazer este exame, constata-se que os subsistemas Sudeste/Centro Oeste e Sul tornam-se deficitários ao longo do período. E o déficit se torna crescente. O déficit destes dois subsistemas é suprido pelo superávit dos subsistemas Nordeste e principalmente Norte onde estão localizados os novos empreendimentos hidroelétricos de grande porte. Estas usinas, conforme assinalado por CASTRO e FERNANDES (2006) e CASTRO (2008), estão em linha com a tendência de expansão da fronteira elétrica com as grandes centrais de geração hidroelétrica localizadas cada vez mais distantes dos principais centros de cargas.

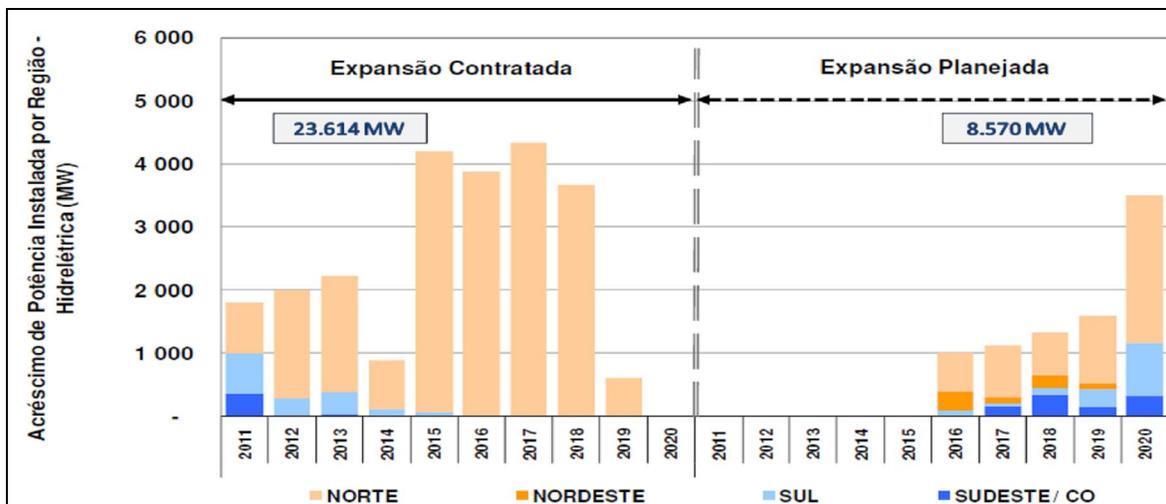
Até esta etapa, a análise desenvolvida teve um caráter estritamente quantitativo sem distinguir as fontes de energia que irão compor a expansão da oferta brasileira de energia elétrica. Contudo, se faz necessário o exame das fontes que estão sendo consideradas na expansão da matriz porque as tipologias de fontes são distintas no que se referem à segurança, custos do suprimento de energia e impactos ambientais.

O parque gerador brasileiro em 2010 possuía uma capacidade hidroelétrica instalada de 82.939 MW¹⁸, o que correspondia a 76% da capacidade total instalada. A política energética do governo brasileiro em relação à expansão da oferta no horizonte temporal segundo as premissas do PDE 2020 prioriza a exploração do

¹⁸ Inclui a potência contratada da parte paraguaia da Itaipu Binacional.

potencial hídrico remanescente. Para este período já se encontram contratados 23.614 MW e pretende-se contratar mais 8.570 MW a serem incorporados ao sistema até o ano de 2020. O Gráfico 3 apresenta a potência hídrica que será incorporada à matriz elétrica brasileira até 2020.

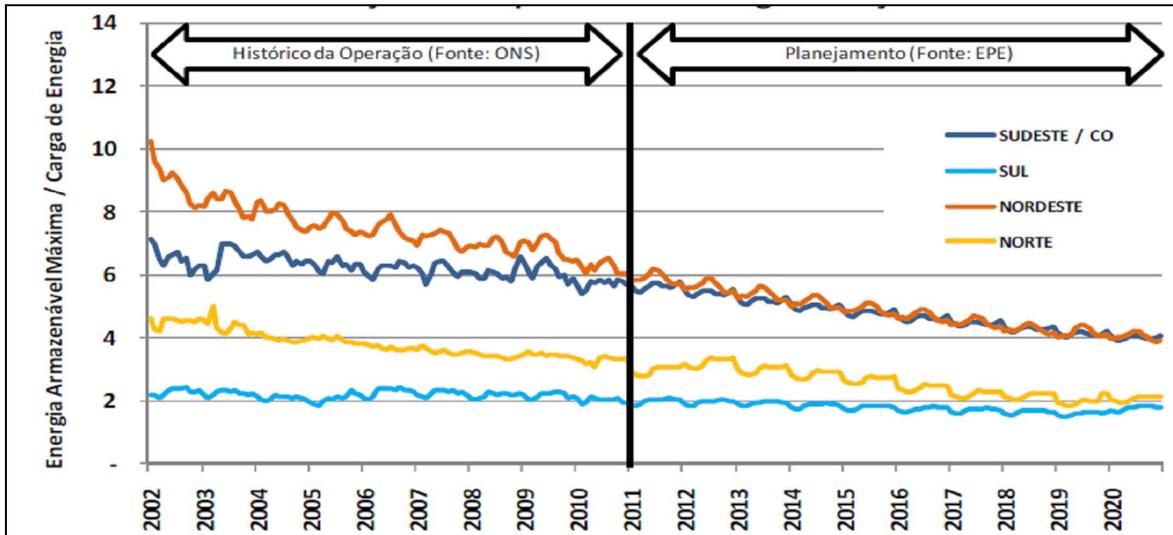
Gráfico 3
Acréscimo Contratado e Planejado da Capacidade Hidroelétrica: 2011 – 2020
(em MW)



Fonte: PDE – 2020, EPE (2011).

Conforme indica o Gráfico 3, a expansão do parque hídrico está concentrada na Região Norte com a construção de projetos de grande porte, como as usinas de Santo Antônio, Jirau, Belo Monte e Teles Pires. Porém, parte do aproveitamento está localizado em áreas planas indicando a necessidade de construção de usinas do tipo fio de água, sem grandes reservatórios. Somam-se a isso as exigências mais rígidas da legislação ambiental definidas pela Constituição de 1988. Como resultado, estima-se que até 2020 a capacidade instalada hídrica do SIN expandirá em 39%, enquanto que a capacidade de armazenamento aumentará somente 6%. Esta nova dinâmica provocará redução da capacidade de regularização da oferta ao longo do ano como pode ser verificado no Gráfico 4.

Gráfico 4
Evolução da Capacidade de Regularização da Oferta: 2002-2020



Fonte: PDE – 2020, EPE (2011).

Segundo CASTRO *et al.* (2010b), a redução da capacidade de regularização da oferta hídrica ao longo do ano provocará uma necessidade crescente de complementação do parque hídrico no período seco do ano. Implica assinalar que a nova configuração do parque hidroelétrico brasileiro se caracterizará, *grosso modo*, por geração de grandes volumes de hidroeletricidade no período úmido do ano, com usinas vertendo água, e geração hidroelétrica insuficiente para o atendimento da carga ao longo do período seco do ano. Trata-se de uma necessidade de geração contínua na base do sistema ao longo de todo o período seco e não da geração eventual na ponta do sistema. Em suma, será necessária a contratação de empreendimentos aptos técnica e economicamente para poderem operar na base do sistema durante vários meses e não para operação na ponta e/ou como *backup* do sistema.

Como observado na Tabela 1, os leilões realizados em 2007 e 2008 resultaram em uma expressiva contratação de empreendimentos movidos a óleo. Ao contrário de plantas térmicas movidas a gás natural em ciclo combinado e plantas a carvão, as plantas a óleo contratadas nestes certames não são econômica, ambientalmente e logisticamente adequadas para operação na base do sistema. Estas contratações ocorreram devido à restrição à oferta de projetos hídricos nos leilões e a questões metodológicas na métrica de comparação entre os projetos nos leilões que tornam projetos com custos variáveis mais elevados competitivos ao assumirem que estas plantas irão despachar em um reduzido número de horas por ano. Por outro lado, estas centrais térmicas, ao serem despachadas de forma contínua, tornam-se muito

custosas, trazendo em si um risco financeiro expressivo ao sistema elétrico brasileiro (CASTRO *et al.*, 2010c).

Diante desta contratação excessiva de plantas térmicas com elevado custo de operação, os leilões realizados em 2009 e 2010 priorizaram a contratação de empreendimentos renováveis de energia, como se pode verificar na Tabela 2, e esta tendência foi também mantida nos leilões de 2011.

Neste sentido, em termos de expansão da geração planejada para o horizonte decenal, o PDE 2020 adota a meta de não contratar mais usinas térmicas, priorizando usinas de fontes alternativas, com a devida ênfase para a expansão em usinas hidroelétricas. Como resultante, o PDE 2020 contempla a contratação de 10.813 MW em fontes alternativas de energia, sobretudo energia eólica e biomassa canavieira. A Tabela 6 sintetiza os dados relativos à expansão da capacidade instalada por tipo de fonte de 2010 a 2020.

Tabela 6
Evolução da Capacidade Instalada por Fonte: 2010-2020
(em MW)

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HIDRO ^(a)	82.939	84.736	86.741	88.966	89.856	94.053	98.946	104.415	109.412	111.624	115.123
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	9.180	9.384	10.184	11.309	11.309	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659
CARVÃO	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2.371	3.744	5.172	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790
ÓLEO DIESEL	1.497	1.497	1.471	1.471	1.471	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121
GÁS DE PROCESSO	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
PCH	3.806	4.201	4.230	4.376	4.633	4.957	5.187	5.457	5.737	6.047	6.447
BIOMASSA	4.496	5.444	6.272	6.681	7.053	7.353	7.653	8.003	8.333	8.703	9.163
EÓLICA	831	1.283	3.224	5.272	6.172	7.022	7.782	8.682	9.532	10.532	11.532
TOTAL^(b)	109.578	115.467	123.192	132.763	135.182	140.853	148.441	155.430	161.887	165.779	171.138

Notas: Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

Fonte: PDE – 2020, EPE (2011).

Um fato relevante ocorrido em 2011 demonstra como a política e planejamento elétrico podem usar os leilões de energia nova como um instrumento de ajuste do PDE. Conforme assinalado no parágrafo anterior e corroborado pela Tabela 6, não havia previsão de contratação expressiva de gás natural em 2010-11. No entanto, em 17 de agosto foi realizado o leilão de A-3/2011, onde foram contratados 1.029,1 de potência instalada (MW) que corresponde a 900,9 de garantia física (MW médios) de UTE's a gás natural. Esta decisão também reflete acima de tudo a necessidade de ter na matriz elétrica centrais termoelétricas cujas características técnicas permitem dar mais segurança à operação do sistema, ao mesmo tempo em que busca garantir o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda de energia elétrica

com o menor impacto ambiental e custo econômico possível, dentre as fontes térmicas disponíveis.

III – Pontos Críticos do PDE 2020

No geral, o PDE 2020 deve ser entendido como um conjunto de projetos que devem ser implementados no setor elétrico com vistas ao atendimento da crescente demanda futura de energia. A partir desta perspectiva, o objetivo central desta terceira parte do estudo é analisar possíveis pontos críticos do PDE no âmbito do setor elétrico.

De acordo com análise anterior, mais de 50% da expansão estimada da capacidade instalada prevista no PDE 2020 refere-se a investimentos em centrais hidroelétricas. Esta opção justifica-se devido à competitividade desta fonte e aos seus menores impactos ambientais, conforme demonstrado por CASTRO *et al.* (2011). A análise de impactos ambientais do setor elétrico ocorre associada ao licenciamento ambiental de cada projeto. Entretanto, o que se tem verificado é uma grande assimetria entre o processo de licenciamento de um projeto hidroelétrico e de um projeto termoelétrico, onde para as centrais hidroelétricas o processo de licenciamento é mais complexo, caro e moroso.

Esta assimetria pode ser explicada, entre outros, pelo fato da construção de uma hidroelétrica provocar impactos geográficos locais visíveis, enquanto que os impactos de uma termoelétrica são de caráter geograficamente menos tangível e visível. Assim, a construção de uma hidroelétrica tende a incitar a mobilização social dos afetados pelo projeto com maior facilidade e intensidade. Ao mesmo tempo, projetos hidroelétricos possuem muitas das vezes uma escala bastante superior a de usinas térmicas o que acaba gerando maior atenção da opinião pública. Ou seja, a construção de uma hidroelétrica de grande porte chama mais atenção do que das usinas térmicas, mesmo que estas acabem provocando um impacto ambiental nitidamente superior no que se refere à emissão de gases de efeito estufa.

Esta questão se agrava diante de certa inconsistência da discussão ambiental no Brasil. Por um lado, a política ambiental apresenta uma indefinição entre priorizar a gestão participativa, com instrumentos de mercado, ou priorizar a visão legalista, com reforço de instrumentos de comando e de controle. Concomitantemente, a legislação ambiental ainda possui inúmeras indefinições, permitindo uma pluralidade de interpretações com muitas brechas que permitem múltiplas ações judiciais. Neste sentido, nota-se uma tendência da visão legalista de se sobrepor à política ambiental. Esta problemática fica explícita, por exemplo, na atuação do

Ministério Público, que em muitas ocasiões contrasta com as determinações do próprio Ibama em uma clara demonstração de conflito de competências. Observa-se assim que existem riscos associados ao cumprimento do cronograma de implementação das usinas hidroelétricas que constam no PDE 2020. Estes riscos são inerentes a eventuais atrasos na concessão de emissão da licença prévia, a disputas jurídicas que atrasam os leilões de aproveitamentos hidroelétricos e a própria construção dos empreendimentos.

Embora o enfoque analítico deste estudo seja a expansão da geração, é preciso também ressaltar que as dificuldades de cumprir cronogramas de licenciamento ambiental representam um sério e crescente fator de risco para a ampliação do sistema de transmissão. Esta questão torna-se mais preocupante em razão do avanço da fronteira elétrica brasileira com centrais hidroelétricas sendo construídas na região da Amazônia, cada vez mais distantes dos principais centros de carga, exigindo extensas linhas de transmissão.

Dentre os lotes de concessões de linhas de transmissão contratados entre 1999 e 2009, observa-se que o número de projetos onde se verificam atrasos nas obras é muito superior às antecipações, independente das concessões serem de empreendimentos públicos, privados e em parceria público-privado. Os crescentes atrasos em grande medida são atribuídos à demora em se obter as licenças ambientais (ABDIB e ABRATE, 2010). A conjugação de carga crescente de energia com atrasos nas obras de reforço e expansão do sistema de transmissão pode ocasionar *blackouts* de grandes dimensões. Destaca-se que estes sinistros podem acontecer mesmo em um cenário de sobra estrutural de energia, o que enfatiza a importância de um sistema de transmissão mais robusto e capilar para garantir maior segurança do suprimento. Sem a solução destes atrasos nas linhas de transmissão, a expansão da oferta prevista no PDE 2020 pode ficar comprometida. Como ilustração deste tipo de problema, as linhas de transmissão do Rio Madeira deverão estar concluídas somente após o início da geração das centrais de Santo Antonio e Jirau.

Em relação aos projetos eólicos já contratados, de acordo com ANEEL (2011), aproximadamente um terço dos empreendimentos com outorga de concessão já concedida encontram-se atrasado.¹⁹ Entre as principais causas dos atrasos destacam-se a obtenção de licenciamento ambiental e a dificuldade de obtenção de financiamento, problema este resultante não da ausência de linha de financiamento e sim devido as dificuldades de alguns empreendedores em atenderem às exigências do BNDES, sobretudo no que se refere às garantias.

¹⁹ Os empreendimentos atrasados contabilizam 1.676 MW, dos quais 680 MW foram comercializados no primeiro leilão de eólicas realizado em 2009. O restante é de parques que terão a energia destinada ao mercado livre ou a autoprodutores (VALOR ECONÔMICO, 2011).

Além disso, pode-se identificar um risco técnico-econômico inerente a estes novos projetos eólicos relacionados ao parco histórico de medições de ventos no Brasil que são a base para a definição do fator de capacidade de cada empreendimento. Caso os fatores de capacidade não se verifiquem, a viabilidade econômica dos empreendimentos ficará comprometida. Ao mesmo tempo, embora tenha ocorrido uma significativa redução de custos de empreendimentos eólicos, derivada da conjugação de uma série de fatores, é preciso maior atenção em relação aos custos das instalações e serviços para a implantação de parques eólicos normalmente localizados em regiões inóspitas, com infra-estrutura deficiente que onera estes custos. Em muitos casos existe por parte dos investidores uma preocupação quase que restrita ao custo dos equipamentos.²⁰

No que se refere ao aproveitamento do potencial energético da bioeletricidade, oriunda dos resíduos de biomassa do setor sucroenergético, é preciso algumas considerações devido às peculiaridades inerentes a este processo. Em primeiro lugar, ressalta-se que a liberalização do setor elétrico brasileiro, associada aos posteriores ajustes do marco regulatório, criou as condições necessárias para que as unidades produtoras de açúcar e etanol passassem de uma posição exclusiva de autoprodutores para exportadores de bioeletricidade para o SEB, constituindo-se em mais um produto da cadeia produtiva do setor sucroenergético. Desta forma, todos os novos projetos de plantas para produção de etanol e açúcar já são construídos maximizando a produção de eletricidade com vistas à comercialização. Para as unidades produtivas já existentes (*retrofits*), algumas questões ainda restringem o pleno aproveitamento do potencial de geração de bioeletricidade. Segundo NYKO *et al.* (2011), os proprietários destas unidades produtivas atribuem às condições de financiamento e do custo do investimento como os principais entraves para tornar as plantas de co-geração mais eficientes e aptas a gerarem excedentes de energia para serem comercializados no SEB.

De acordo com estimativas formuladas por SOUSA (2009), a safra de cana de açúcar deverá superar 1 bilhão de toneladas de cana no ano de 2020 em contraste com a safra da ordem de 562 milhões toneladas de cana na safra de 2009. Para o horizonte decenal, o potencial de bioeletricidade está associado à expansão da produção de açúcar e etanol, já que novas usinas contemplam investimentos em plantas de cogeração aptas à comercialização de energia elétrica e até lá as usinas mais antigas deverão investir na modernização de suas plantas com vistas a aumentar a produção de bioeletricidade. Isto leva à conclusão de que a projeção de expansão da bioeletricidade no PDE 2020 deverá se viabilizar sem riscos.

Mesmo assim, é possível destacar riscos inerentes à própria expansão do setor sucroenergético porque, conforme verificado nos últimos 2 anos, mesmo diante de

²⁰ Estes custos representam em média 70% dos investimentos em uma planta eólica.

um cenário de demanda crescente por etanol, a oferta pode não se expandir na proporção necessária exigida para equilibrar o mercado.²¹ Contudo, dada as perspectivas nacionais do etanol, como substituto da gasolina, e internacionais da *commodity* açúcar, o cenário de expansão da oferta de bioeletricidade nos valores projetados no PDE 2020 deverá ser atingido e possivelmente até mesmo superado.

Cabe destacar também uma questão do PDE 2020 que não chega a ser um fator de risco, mas que deve ser considerada e, portanto, discutida e revista nos próximos PDEs. Trata-se do pressuposto de que não haverá a contratação de novas térmicas até 2020, conforme identificado na Tabela 6. Esta proposição é questionável porque mesmo que a expansão planejada de fontes renováveis se verifique dentro dos parâmetros do planejamento, a contratação de renováveis implica em incorporar na matriz um vetor de incerteza e de risco, dado o caráter intermitente e/ou sazonal destas fontes renováveis. Nestes termos, diante da necessidade de geração de base complementar à geração hídrica no período seco, o planejamento deverá necessariamente contemplar investimentos em novas plantas térmicas, em especial plantas movidas a gás natural em função da ampliação da produção nacional, menor impacto ambiental e custos mais competitivos. Nesta direção, deve-se destacar, conforme assinalado anteriormente, o ajuste do planejamento realizado através do leilão de A-3 de agosto de 2011 que contratou a construção de UTEs a gás natural, ação que não estava prevista no PDE 2020.

Finalmente, a expansão em ritmo acelerado da geração a partir de fontes renováveis, sobretudo da geração eólica, colocará problemas novos para a operação e planejamento do sistema que precisarão de tratamento específico mais detido e criterioso. A geração eólica, ao contrário da geração térmica e da hídrica, não é controlável, possuindo alta volatilidade no curto prazo. Sua contribuição ao atendimento da ponta da demanda é instável e incerto. Na prática, o sistema precisa estar dimensionado para atender à demanda mesmo em horas que haja interrupção dos ventos.

Por outro lado, o PDE 2020 aponta para a um balanço em termos de atendimento de ponta muito confortável para os próximos anos, mas isto é feito supondo as plantas eólicas e as PCHs com geração constante, o que é uma simplificação questionável e perigosa.²² Para as próximas edições do PDE, as ferramentas de

²¹ A redução da produção de etanol pode ser oriunda da elevação da produção de açúcar, em resposta a aumentos nos preços deste produto no mercado internacional, por exemplo. Neste caso, a produção de bagaço e, conseqüentemente de energia elétrica, não seria afetada, já que a produção de eletricidade em usinas canavieiras utiliza a biomassa residual independente se a produção é de etanol ou de açúcar.

²² No PDE estima-se que em 2020, cerca de 30% da geração efetiva de energia no Nordeste será de pequenas centrais, a maior parte delas eólicas durante o período seco do ano. As simulações de

modelagem para simular com maior perfeição estas novas fontes deverão ser revistas. Muito provavelmente chegará um momento em que será preciso introduzir estímulos regulatórios simples e objetivos para aumentar a potência instalada em hidroelétricas existentes, ampliando a flexibilidade de sua geração a fim de melhor compensar as irregularidades da geração eólica no curto prazo. Nesta direção poderiam ser adotados leilões de ponta, exclusivos para as UHE existentes, que podem expandir suas estruturas físicas para a instalação de novas unidades geradoras dedicadas exclusivamente a atender estes momentos pontuais de geração.

Conclusão

Entre os principais instrumentos de planejamento adotados pela EPE destaca-se o estudo PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia. Para o setor elétrico brasileiro - SEB -, este estudo é muito importante na medida em que determina os principais parâmetros de expansão do consumo, ampliação da capacidade instalada e transmissão e assim orienta toda a cadeia produtiva do setor. O fato de o estudo ser publicado a cada ano permite um ajuste contínuo do planejamento em consonância com a política energética do MME, facilitando a orientação de decisões de investimento e a formatação e realização dos leilões de energia nova e de linhas de transmissão.

O objeto central deste estudo foi desenvolver uma análise crítica do PDE 2020, identificando fatores de risco que possam comprometer as metas estabelecidas. O primeiro vetor de risco refere-se ao atraso na execução dos empreendimentos de geração e transmissão já leiloados e que formatam o *deck* de oferta para as distribuidoras, consumidores livres e ONS. Estes atrasos têm como causa central, em sua maioria, problemas nas licenças ambientais. Desde a promulgação da Constituição do Brasil em 1988 uma nova e mais rigorosa legislação ambiental passou a reger os empreendimentos do SEB. Como os novos investimentos em geração ficaram praticamente paralisados até 2006, os estudos dos inventários hídricos e o detalhamento da legislação não evoluíram, resultando em estudos ambientais com pouca densidade permitindo ações legais, em especial por parte do Ministério Público. Pode-se esperar que com a melhoria da qualidade dos estudos e aprimoramento da legislação, os atrasos tendam a ser reduzidos. Contudo, a persistência dos atrasos pode comprometer as metas do PDE 2020.

O segundo risco está mais diretamente relacionado com as possibilidades de utilização do potencial das fontes energéticas, segundo os parâmetros do PDE-

atendimento da demanda são feitas, devido à falta de uma modelagem que represente adequadamente a geração eólica, supondo que toda esta geração é constante.

2020. A política energética do MME define como objetivo maior o avanço da matriz elétrica em bases renováveis, procurando assim manter a qualidade e diferencial do Brasil em relação ao resto do mundo. Nesta perspectiva, o uso do potencial hídrico do Brasil, que se situa entre os três maiores do mundo, somente abaixo da Rússia e China, é definido como prioridade máxima para o planejamento. Seguindo-se, nesta ordem, as fontes de energia eólica e bioeletricidade da cana de açúcar.

Em relação ao aproveitamento dos recursos hídricos, além dos atrasos nos licenciamentos ambientais, outro potencial vetor de risco é a construção de centrais hidroelétricas usando a tecnologia de fio de água. Esta decisão deve-se ao fato de que boa parte do aproveitamento estar localizado em regiões planas e também às restrições ambientais para formação de reservatórios. Esta nova configuração de grandes hidroelétrica como Santo Antonio, Jirau, Belo Monte, etc. irá determinar impactos sobre o padrão de geração hidroelétrico. Durante o período das chuvas haverá geração de grandes blocos de energia com forte possibilidade de vertimento dada a falta de reservatórios. E no período seco, estas centrais hidroelétricas irão produzir uma quantidade nitidamente menor, demandando a geração de outras fontes para complementar as necessidades de carga. Esta assertiva é corroborada pelo PDE 2020 que indica um aumento na capacidade instalada de 39% frente a um aumento de capacidade de armazenamento de somente 6%. O Gráfico 4 demonstrou a redução da capacidade de regularização da oferta ao longo do ano.

Tal padrão de geração hídrica requer a introdução de fontes complementares, capazes de produzir energia no período seco do ano. A política e o planejamento energéticos do MME e EPE têm se pautado na complementaridade da energia eólica e bioeletricidade da cana. No entanto, os estudos que suportam o PDE-2020 estão considerando estas fontes como gerações contínuas durante o período seco. Para a bioeletricidade associada à produção de açúcar e etanol, esta abordagem metodológica não é problemática já que corresponde diretamente ao período da colheita da cana. Porém, para a energia eólica é bastante questionável, em especial dada a pouca quantidade de medições desta fonte e pela sua concentração na Região Nordeste.

Esta configuração de complementaridade de fontes renováveis incorre em risco potencial dada as incertezas naturais que elas detêm. E com a perda de regularização dos reservatórios e nova configuração da ENA - energia natural afluyente - que tenderá a ficar muito concentrada no período úmido, haverá necessidade de centrais de fonte térmica para dar mais segurança e garantia de suprimento. O planejamento energético indicado no PDE 2020 não considera esta possibilidade, o que seria mais um vetor de risco para a operação do sistema elétrico. No entanto, como no leilão A-3 realizado em agosto de 2011 foram

contratados 1.029,1 MW de potência instalada de térmicas a gás natural, em nítida discordância com o Plano, deve-se esperar que nos próximos PDEs esta decisão de planejamento deva ser alterada como o exemplo de 2011 mostrou, confirmando assim a possibilidade de ajustes que o planejamento pode realizar a cada novo PDE.

Desta forma, e a título de conclusão final, a avaliação geral do PDE 2020 entendido como um dos instrumentos do planejamento do setor elétrico é positivo, na medida em que “orienta” toda a cadeia produtiva em relação a uma série de complexas decisões. Esta avaliação pauta-se também no fato de que os leilões dos últimos anos permitiram a contratação de fontes de geração com características distintas, mas complementares: hídrica, eólica, biomassa e também gás natural. Isto foi feito por meio de uma combinação de diferentes tipos de leilões – de reserva, de fontes alternativas, estruturantes, genéricos – e com editais com regras diferenciadas com o objetivo de induzir para um perfil de oferta de projetos aderente e convergente com a matriz estratégica que a política energética quer atingir em 2020.

Referências Bibliográficas

ABDIB; ABRATE. Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica – Atraso de Obras de 114 Concessões Licitadas de 1999 a 2009. 2010.

ANEEL. *Acompanhamento das Centrais Geradoras Eólicas*. Brasília, 2011.

BORGES, Luis Ferreira Xavier; CASTRO, Nivalde J. A Convergência de um novo padrão de financiamento para o setor elétrico brasileiro. *Seminário Internacional de Regulação e Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro, 30 -31 de agosto de 2006.

BÜRGENMEIER, Beat. *Economia do Desenvolvimento Sustentável*. Instituto Piaget. Lisboa, 2005.

CASTRO, Nivalde José de; FERNANDES, Paulo. *A expansão da fronteira elétrica no Brasil*. *Revista Brasil Energia*, Rio de Janeiro, n. 312, p. 56-57, nov 2006.

CASTRO, Nivalde José de. *O Destravamento ambiental do setor elétrico brasileiro*. *Custo Brasil*, Rio de Janeiro, n. 8, p. 68-73, abr-maio 2007.

CASTRO, Nivalde José de. *Os leilões das usinas do Rio Madeira e as perspectivas para o desenvolvimento econômico brasileiro*. *Jornal do Brasil*, Rio de Janeiro, 10 ago 2008.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro*. Rio de Janeiro. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010a (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 15).

CASTRO, Nivalde José, et al. *Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil*. Rio de Janeiro. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010b (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 18).

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *O Risco Financeiro de um Período Seco Prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010c (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 17).

CASTRO, Nivalde José; DANTAS, Guilherme de A.; TIMPONI, Raul Ramos. A *Construção de Centrais Hidroelétricas e o Desenvolvimento Sustentável*. Revista Economia e Energia. Edição 81. 2011a.

COMAR, Vito; TURDERA, Eduardo Mirko Valenzuela; COSTA, Fábio Edir dos Santos. *Avaliação Ambiental Estratégica para o Gás Natural*. Editoras Interciência e UEMS. Rio de Janeiro, 2006.

DUTRA, R. M., SZKLO, A. S., 2008. *Incentive policies for promoting Wind Power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the new Brazilian electric power sector regulation*. Renewable Energy 33, pp. 65-76.

D'ARAÚJO, Roberto. *Setor Elétrico Brasileiro: Uma aventura mercantil*. Brasília: Confea, 2009.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Rio de Janeiro, 2011.

GOLDEMBERG, José; JOHANSSON, Thomas B.; REDDY, Amulka K.N.; WILLIAMS, Robert H. *Energia para o Desenvolvimento*. T.A. Queiroz, Editor. São Paulo, 1988.

GOLDEMBERG, José; JOHANSSON, Thomas B. The Role of Energy in Sustainable Development: Basic Facts and Issues. In: *Energy for Sustainable Development: a policy agenda*. UNDP. 2002.

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. Editora da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Key World Energy Statistics 2010*. IEA. Paris, 2010.

NYKO, Diego; FARIA, Jorge Luiz Garcia; MILANEZ, Artur Yabe; CASTRO, Nivalde José de; DANTAS, Guilherme de A. *Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: uma pesquisa de campo*. BNDES Setorial 33. Rio de Janeiro, 2011.

OLADE. Informe de Estadísticas, 2009. Disponível em: http://www.olade.org.ec/sites/default/files/publicaciones/IEE-2008_0.pdf. Acesso em 12 de janeiro de 2011.

OLIVEIRA, Luis André Sá d'. *O BNDES e a Energia Eólica*. In: Políticas estratégicas de inovação e desenvolvimento tecnológico em energia eólica. GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro. 2011.

ONS, Operador Nacional do Sistema. *Plano Anual de Operação Energética 2010*. Vol. II.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz; ALMEIDA, Edmar Fagundes de; BOMTEMPO, José Vitor; IOTTY, Mariana; BICALHO, Ronaldo Goulart. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Elsevier. Rio de Janeiro, 2007.

SOUSA, Eduardo Leão. *Etanol: Desafios e Oportunidades nos Mercados Nacional e Internacional*. II Workshop Infosucro/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 27 de Novembro de 2009.

SOUZA, Zilmar. *Geração de Energia Elétrica Excedente no Setor Sucoalcooleiro*. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia de Produção/Universidade Federal de São Carlos. São Carlos, 2003.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomono. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Synergia. Rio de Janeiro, 2011.

VALOR ECONÔMICO. *Um terço de eólicas está com o cronograma atrasado*. São Paulo, 10 de maio de 2011.