SELMA AKEMI KAWANA

**Avaliação energética do aumento da participação eólica no Sistema Interligado
Nacional, com ênfase na concentração de plantas geradoras na região
Nordeste e rebatimento nas condições de atendimento da demanda de pico**

São Paulo
2014

SELMA AKEMI KAWANA

**Avaliação energética do aumento da participação eólica no Sistema Interligado
Nacional, com ênfase na concentração de plantas geradoras na região
Nordeste e rebatimento nas condições de atendimento da demanda de pico**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2014

SELMA AKEMI KAWANA

**Avaliação energética do aumento da participação eólica no Sistema Interligado
Nacional, com ênfase na concentração de plantas geradoras na região
Nordeste e rebatimento nas condições de atendimento da demanda de pico**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2014

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, de fevereiro de 2014.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Kawana, Selma Akemi

Avaliação energética do aumento da participação eólica no Sistema Interligado Nacional, com ênfase na concentração de plantas geradoras na região nordeste e rebatimento nas condições de atendimento da demanda de pico / S.A. Kawana. – versão corr. -- São Paulo, 2014.

136 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia eólica 2.Fontes naturais de energia I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

A meus pais Minoru e Elena.

AGRADECIMENTOS

Somos constantemente influenciados por aqueles que nos cercam, e não poderia ser diferente neste trabalho. Agradeço profundamente a todos aqueles que contribuíram direta ou indiretamente para a execução deste trabalho, em especial ao Prof. Dr. Dorel Soares Ramos pela paciência, valiosas contribuições e conhecimentos transmitidos; ao Prof. Marciano Morozowski Filho e Prof^a Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas pelas contribuições; ao Said e Erik, pela oportunidade de atuar no setor e pelos ensinamentos em todos os anos de convivência; ao Josué, pela paciência e aulas do Newave; a toda a equipe da Excelência, pelas valiosas discussões e trocas de experiências; a minhas irmãs e amigos pelo apoio e momentos de descontração; ao Emerson, pela paciência e incentivo; aos meus pais, em especial, por quem tenho eterna gratidão, respeito e admiração.

RESUMO

A recém-adquirida competitividade pela energia eólica frente a outras fontes alternativas e, até mesmo, convencionais tem sido comemorada pelo setor de energia elétrica. No entanto, a base para essa comparação leva em conta apenas os parâmetros dos investimentos do parque viabilizado, não sendo considerados outros fatores inerentes à inserção da fonte na matriz, como, por exemplo, o aumento do risco ao sistema, investimento necessário à ampliação da Rede Básica para escoamento da energia para o centro de carga e os custos com redespacho de geração, reserva girante e controles do sistema.

O maior potencial está concentrado no Nordeste e o maior centro de carga no Sudeste, assim, em caso de exploração intensiva do potencial da fonte, será necessário passar por grandes investimentos em reforços e ampliações da rede básica. A partir desse panorama, busca-se realizar as primeiras análises de sensibilidade sobre a eficiência econômica dos parques eólicos instalados no Nordeste e, ao mesmo tempo, analisar as condições de atendimento da ponta.

Palavras chave: Energia eólica; Custo marginal de operação; Planejamento do sistema de transmissão.

ABSTRACT

The newfound competitiveness in wind power compared to other alternative and even conventional energy sources has been celebrated by the electric power sector . However , the basis for this comparison takes into account only the parameters of the Capex, not considering other factors inherent in the insertion of the source in the array, for example, increase the risk to the system, expansion of the investment necessary for Basic network for transport of energy to the load center and the cost of redispatch generation , spinning reserve , and system controls.

The greatest potential is concentrated in the Northeast and the largest load hub in the Southeast, so, in case of intensive exploitation of the potential of the source, large investments in reinforcements and expansions of the grid will be necessary. From this overview, we attempt the first's sensitivity analysis on the economic efficiency of wind farms in the Northeast and the load peak supply conditions.

Keywords: Wind Energy; Marginal Cost of Operation; Transmission System Planning.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Capacidade de Armazenamento (usinas representando 75% do armazenamento total)	28
Figura 2 – Esquema de comercialização do LER.....	36
Figura 3 – Regra de Contabilização do Leilão.....	37
Figura 4 – Diagrama de ICG, IEG (instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração), SE Coletora e SE Subcoletora.....	49
Figura 5 – Integração Eletroenergética	54
Figura 6 – Função do custo total, custo imediato e custo futuro	56
Figura 7 – Etapas para decisão de menor custo dentro da Programação Dinâmica Estocástica	58
Figura 8 – Fluxo do processamento do Newave	60
Figura 9 – Interligação entre os subsistemas	64
Figura 10 – Balanço	77
Figura 11 – Processo de Planejamento – Critério Determinístico	114
Figura 12 – Processo de Planejamento – Critério Probabilísticos.....	116
Figura 13 – Fluxograma dos estudos para expansão de interligações	123
Figura 14 – Fluxograma das diretrizes para a elaboração dos relatórios técnicos referentes às novas instalações de transmissão da Rede Básica concebidas pela licitação	131

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Comparativo dos Planos Decenais	18
Gráfico 2 – Curva de geração média horária em Dezembro de 2012 no RN e BA ...	20
Gráfico 3 – Importação de energia do Submercado Nordeste	21
Gráfico 4 – Balanço de garantia física do Nordeste – 2011 a 2020	22
Gráfico 5 – Deságios dos Leilões – valores correntes	45
Gráfico 6- Ampliação anual da oferta de energia eólica no submercado Nordeste...	67
Gráfico 7- Curva de sazonalização por ponto de conexão (fator 1 = garantia física no ano)	67
Gráfico 8 – Custo Variável Unitário – R\$/MWh	70
Gráfico 9 – Custo Marginal de Operação – R\$/MWh	71
Gráfico 10 – Geração térmica nos submercados NE e SE/CO – MWm.....	71
Gráfico 11 – Risco de déficit nos submercados -%	72
Gráfico 12 – Sazonalidade das eólicas	74
Gráfico 13 – Alterações do <i>deck</i> do Newave – Submercado Sudeste/Centro-Oeste	74
Gráfico 14 – Custo Marginal de Operação – R\$/MWh	75
Gráfico 15 – Risco de déficit nos submercados – %	75
Gráfico 16 – Exportação de energia do Nordeste – MWm	76
Gráfico 17 – Função de distribuição – Média dos cenários.....	77
Gráfico 18 – Custo Marginal de Operação do patamar pesado	89
Gráfico 20 – Risco de déficit no patamar de carga pesado nos submercados – % - Média das séries	96
Gráfico 21 – CMO no patamar de carga pesado - carga de + 5% (R\$/MWh)	98
Gráfico 22 – CMO no patamar de carga pesado - carga de + 10% (R\$/MWh)	99
Gráfico 23 – Risco de déficit no patamar de carga pesado nos submercados [carga de +5%] – %.....	99
Gráfico 24 – Risco de déficit no patamar de carga pesado nos submercados [carga de +10%] – %.....	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Base para cálculo do valor econômico da tecnologia específica da Eólica	16
Tabela 2 – Quadro resumo das políticas de incentivo.....	33
Tabela 3 – Quadro comparativo entre leilões de reserva	39
Tabela 4 – Quadro comparativo entre os leilões de energia nova	43
Tabela 5 – Resultado dos Leilões	46
Tabela 6 – Condições de financiamento do BNDES	47
Tabela 7 – ICGs licitadas	52
Tabela 8 – Sazonalização das garantias físicas das usinas cadastradas nos leilões de energia nova divididas por ponto de conexão	69
Tabela 9 – Inserção de energia no submercado Sudeste	73
Tabela 10 – Investimento em energia eólica – Média dos leilões de 2011	78
Tabela 11 – Interligação Norte Sul – distância	79
Tabela 12 – Comparativo final na política de inserção de energia no sistema.....	79
Tabela 13 – Plano de ampliação e reforços – PAR 2013 – 2015 (Dados do ONS, 2012, elaboração própria).	83
Tabela 14 – Premissas de um projeto eólico de referência.....	84
Tabela 15 – Resumo dos resultados – Custo real da energia eólica	86
Tabela 16 – Duração mensal do patamar de carga (fator)	88
Tabela 17 – Profundidade do patamar de carga – ano 2013 – submercado SE/CO - fator (Sim01Cen01)	88
Tabela 18 – Profundidade do patamar de carga – ano 2013 – submercado SE/CO - fator (Sim03Cen01)	88
Tabela 19 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)	89
Tabela 20 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)	90
Tabela 21 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)	91
Tabela 22 – Geração térmica no SIN – média das séries históricas – patamar de carga pesado (MWm)	92
Tabela 23 – Geração térmica no SIN – média das séries históricas com aumento de carga de 5% – patamar de carga pesado (MWm).....	93
Tabela 24 – Geração térmica no SIN – média das séries históricas com aumento de carga de 10% – patamar de carga pesado (MWm).....	94
Tabela 25 – Potência técnica para motorização de poços existentes no SIN	95

Tabela 26 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)	96
Tabela 27 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)	97
Tabela 28 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CEPEL – Centro de Pesquisa Energética
CER – Contrato de Energia de Reserva
CME – Custo Marginal de Expansão
CMO – Custo Marginal de Operação
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CONER – Conta de Energia de Reserva
CONUER – Contrato de Uso de Energia de Reserva
CVU – Custo Variável Unitário
Deck – Conjunto de dados dos modelos computacionais
EER – Encargo de Energia de Reserva
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
GF – Garantia física
ICG – Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
IGPM – Índice de Preços do Mercado
IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo
LEN – Leilão de Energia Nova
LER – Leilão de Energia de Reserva
LFA – Leilão de Fontes Alternativas
MME – Ministério de Minas e Energia
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema
PAR – Plano de Ampliação e Reforços
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PDE – Plano Decenal de Expansão
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

VETEF – Valor Econômico da Tecnologia Específica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	12
1.1. Considerações Gerais	12
1.2. Objetivo e estrutura da dissertação	13
2. HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA NO PAÍS E O PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS	15
2.1. Contexto atual da energia eólica no Brasil.....	17
2.2. Balanço estrutural de oferta e demanda no Nordeste	20
2.3. Identificação do problema.....	23
3. INSTRUMENTOS DE INCENTIVO E OS LEILÕES DE ENERGIA	30
3.1. Instrumentos de incentivo	30
3.2. Leilões de energia no mercado regulado.....	34
3.3. Regras de contabilização da energia.....	34
3.3.1. Leilão específico de energia de reserva para energia eólica	35
3.3.2. Leilão de fontes alternativas e leilão de energia nova.....	41
3.4. Resultados dos leilões	44
3.5. Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG's.....	48
4. O NEWAVE E O PLANEJAMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO	53
4.1. Planejamento da Expansão do Sistema	55
4.2. O racional por trás do modelo computacional NEWAVE	57
5. ESTUDOS DE CASO	63
5.1. Representação no NEWAVE e especificidades do <i>deck</i> do PDE2021	63
5.2. Simulações	65
5.2.1. Simulação 1 – quantificação do benefício da energia eólica.....	66
5.2.2. Simulação 2 – análise da eficiência dos parques do Nordeste	73
5.2.3. Limites de intercâmbio	75
5.3. Custo do aumento da interligação e investimentos	77
5.4. Preço da energia eólica descontando-se as vantagens conjunturais	80
6. ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO DO PATAMAR DE CARGA PESADO DO SISTEMA	87
6.1. Análise do caso base.....	87
6.2. Análise da variação sobre o caso base (acréscimo da demanda).....	90
6.3. Análise com histórico de vazão	91
6.4. Impacto da motorização dos poços existentes	94
6.5. Limitações do NEWAVE	100

CONCLUSÃO.....	101
REFERÊNCIAS.....	105
ANEXOS	111
APÊNDICE A – Critérios de atendimento.....	114
APÊNDICE B – Processo de Planejamento da Expansão da Rede Básica	127

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Gerais

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, publicado em 2001, estima um potencial de 143,5 GW, que é superior à capacidade instalada no país, atualmente em 117,1 GW¹. Desse valor, apenas 2,1 GW corresponde ao dos parques eólicos instalados. Esses números ilustram de forma taxativa a grande possibilidade de exploração dessa fonte renovável.

O levantamento citado considerou a tecnologia de geração predominante em 2001, que então estava limitada a turbinas eólicas de menor potência instalada e a 50 metros do solo (FADIGAS, 2011). Atualmente, os equipamentos estão sendo instalados a 120 metros de altura, com capacidade unitária de até 3,2 MW, ou seja, o potencial de 143,5 GW está subestimado. Estudos indicam que, com a tecnologia atual, o potencial poderá chegar a mais que 300,0 GW.

O Atlas de Energia de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL) ressalta que, assim como ocorre em outras fontes exploradas no Brasil, a obtenção de energia eólica pressupõe a existência de condições naturais específicas e favoráveis. Analisando-se a distribuição espacial do potencial de energia eólica no país, verifica-se que existe uma evidente concentração na região Nordeste, que representa 52,3%² dos 143,5 GW identificados. Segundo Fadigas (2011), a região com maior potencial medido não está somente na faixa costeira do Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Maranhão, mas, também, na faixa interiorana que se inicia no mar do Piauí até o norte de Minas Gerais. O consumo, por outro lado, está centralizado na região Sudeste do país. Segundo dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica (EPE, 2012), em 2010, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste foi responsável pelo consumo de 261.613 GWh, o que representa 60,4% do consumo do Sistema Interligado Nacional – SIN. O consumo no subsistema Nordeste, onde está localizado o maior potencial, foi de 59.847 GWh, representando 13,8% do SIN.

A exploração do potencial eólico brasileiro não segue os preceitos da geração descentralizada, pelo contrário, como o maior e mais econômico potencial encontra-

¹ Segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL, acessado em 25-02-2012, em www.aneel.gov.br.

² Região Nordeste: 75,0 GW; Região Sudeste: 29,7 GW; Região Sul: 22,8 GW; Região Norte: 12,7 GW; Região Centro-Oeste: 3,1 GW (Atlas Eólico Brasileiro).

se no submercado Nordeste, a utilização intensiva dessa fonte passará por importantes investimentos em ampliações e reforços da rede de distribuição e transmissão para consumo em outras regiões.

1.2. Objetivo e estrutura da dissertação

O objetivo principal do presente trabalho é o de analisar o impacto dos empreendimentos eólicos implantados na região Nordeste, considerando-se a necessidade de investimentos nos sistemas de distribuição e transmissão, assim como sobre as condições de atendimento da ponta do sistema. O trabalho também procurará:

- Analisar o impacto da crescente implantação de geradores eólicos na Região Nordeste, inclusive no que diz respeito ao perfil de importador de energia.
- Analisar a eficiência econômica dos parques implantados na Região Nordeste contra parques situados em outras regiões com menor eficiência na geração, mas próximos do centro de carga.
- Definir o equilíbrio na relação entre exportar energia da região *versus* explorar empreendimentos com fatores de capacidade inferiores.
- Verificar a projeção de atendimento do horário de ponta do sistema.

Como "pano de fundo" desta dissertação, está a questão do planejamento da expansão da geração e as ferramentas utilizadas pelo governo, com especial atenção ao modelo NEWAVE, que não se apresenta como a ferramenta mais adequada de planejamento, principalmente no panorama atual do setor, onde a fonte eólica é utilizada como fonte de expansão da capacidade instalada, com participação cada vez mais representativa na matriz de energia elétrica.

O trabalho é dividido em seis capítulos. O segundo capítulo irá explorar a situação antecedente e atual da fonte no país, que motivou o presente trabalho. O terceiro capítulo trata dos leilões de compra e venda de energia elétrica promovidos pelo governo para atendimento do mercado regulado, bem como os fundamentos da sistemática de contabilização da energia que viabilizou a intensa participação dessa fonte nos certames realizados e a preços módicos.

O quarto capítulo pretende discorrer sobre uma das ferramentas do planejamento do setor, o modelo computacional NEWAVE, buscando entender o processo de otimização do sistema e como a fonte eólica está inserida no modelo. O quinto capítulo apresenta os estudos de caso com simulações realizadas a partir do caso base de expansão projetado no Plano Decenal de Expansão do governo, buscando quantificar o impacto da fonte eólica para o sistema sob o ponto de vista de custo de operação do sistema, risco de déficit e limites de intercâmbio . O sexto capítulo traz a análise do atendimento de ponta do sistema com ênfase nos aspectos energéticos e a utilização de despacho termelétrico para atendimento à ponta de carga do SIN. Como uma primeira análise de sensibilidade, avalia-se também a contribuição que a motorização adicional de usinas hidrelétricas existentes, com previsão para novas unidades geradoras, pode proporcionar em termos de redução de geração térmica necessária exclusivamente para cobertura do pico de carga do sistema.

2. HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA NO PAÍS E O PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS

O arquipélago de Fernando de Noronha recebeu a primeira turbina eólica no país em 1992. A turbina possuía gerador com potência de 75 kW, rotor de 17 metros de diâmetros e altura de 23 metros. No entanto, o primeiro empreendimento de grande porte entrou em operação 14 anos depois, em 2006, com a inauguração do complexo de Osório (parque Osório, Sangradouro e dos Índios). Cada parque é constituído por 25 aerogeradores com 2,0 MW de potência unitária instalada, 70 metros de diâmetro e 100 metros de altura. Entre o primeiro parque eólico e o de Osório, foram construídos somente parques de pequeno porte e experimentais (ANEEL, 2008).

O complexo de Osório foi viabilizado pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia Elétrica – PROINFA, criado pelo governo federal por meio da Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002. O programa foi criado com o objetivo de estimular investimentos em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas – PCHs.

Por meio desse programa, o governo tinha por objetivo a contratação de 3.300 MW de potência, dividido em partes igualitárias entre as três fontes. A seleção dos empreendimentos foi feita por meio de chamada pública, sendo que os contratos de compra e venda de energia elétrica eram celebrados com a Eletrobrás por 20 anos. Empreendimentos com licença ambiental de instalação foram priorizados.

Apesar de cada fonte ter direito a contratação de 1.100 MW, a biomassa não completou sua cota na primeira chamada pública, obrigando o governo a realizar uma segunda chamada pública exclusivamente para essa fonte. Ainda assim, a fonte não completou a cota de 1.100 MW, restando compartilhar a diferença com a eólica e a PCH. No balanço final, as eólicas ficaram com 1.422,9 MW, a biomassa com 685,24 MW e as PCHs com 1.191,24 MW.

O preço de venda foi definido pelo MME, por meio de um projeto padrão, utilizando a fonte por vinte anos com determinados níveis de eficiência e atratividade. O então Valor Econômico da Tecnologia Específica – VETEF da eólica seguiu os dados contidos na tabela a seguir. O VETEF é atualizado anualmente pelo IGPM.

Tabela 1 – Base para cálculo do valor econômico da tecnologia específica da Eólica

	Eólica	
Fator de disponibilidade média anual	97%	
Fator de capacidade	44%	34%
Período de análise do fluxo de caixa operacional	20 anos	
Período de construção	10 meses	
Deferimento de despesas pré-operacionais	5 anos	
Hipótese tributária	Lucro presumido	
VETEF ref.: mar/04 [Port. nº 45-MME-30-03-04]	R\$ 204,35/MWh	R\$ 180,18/MWh
VETEF atualizado para ago.13	R\$ 352,16/MWh	R\$ 310,50/MWh

Fonte: MME, 2009.

O preço de venda acima de trezentos reais por MWh é, atualmente, mais de três vezes àquele praticado nos últimos leilões. Os empreendimentos deveriam entrar em operação comercial até 31 de dezembro de 2006. Apesar do preço, até aquela data, somente 208,3 MW haviam iniciado a operação. A data limite para a conclusão do parque foi prorrogada diversas vezes pelo governo, sendo a última até dezembro de 2011.

Entre as dificuldades que os empreendedores encontraram, o MME destaca as seguintes (MME, 2009, pp. 32 e 33):

- i) Dificuldade de aporte de capital próprio, já que o limite de financiamento do BNDES foi de até 80% dos itens financiáveis;
- ii) Concentração de projetos em poucos empreendedores;
- iii) Necessidade revisão de alguns projetos, pelo novo sócio, visando minimizar riscos;
- iv) Prazo incompatível com a capacidade de atendimento pelo parque industrial, em especial para a eólica;
- v) Novas exigências na renovação das Licenças Ambientais;
- vi) Greves em órgãos ou serviços públicos tais como órgãos ambientais, portos etc.;
- vii) Dificuldades na Declaração de Utilidade Pública para PCHs e direito de dispor terra para a eólica;
- viii) Entraves na conexão à rede, em especial na região Centro Oeste e Nordeste;
- ix) Indisponibilidade de atendimento da demanda de aerogeradores de grande porte, pelo mercado nacional, face ao aquecimento do mercado mundial e ao cumprimento do índice de nacionalização;

- x) Insuficiência do Parque Industrial instalado que não expandiu, não podendo portanto atender a demanda de equipamentos gerada pelo PROINFA, face ao aquecimento do mercado mundial e ao cumprimento do índice de nacionalização;
- xi) Dificuldade dos agentes financeiros devido ao insipiente conhecimento quanto à complexidade do negócio relativo à energia eólica;
- xii) Dificuldades de fornecimento de equipamentos para PCHs;
- xiii) Aditamento dos contratos com prorrogação de prazos para 2008 e 2009.

A Lei previa uma segunda fase do Proinfa, no entanto, não chegou a ser implantada já que o novo modelo do setor elétrico alterou as formas de negociação, passando de uma chamada pública para leilão com preços decrescentes. Fadigas (2011, p. 7) aponta que o Proinfa é considerado a primeira ação que, verdadeiramente, veio a impulsionar o uso das fontes alternativas, em especial a eólica.

2.1. Contexto atual da energia eólica no Brasil

O desenvolvimento dessa fonte nos últimos anos no Brasil ocorreu em uma velocidade inesperada, como podemos confirmar por meio dos Planos Decenais de Expansão da Energia – PDE, instrumento do governo para orientar o crescimento da capacidade geração e transmissão, entre outras diretrizes. Observa-se, na figura a seguir, que desde o primeiro PDE organizado pela EPE, a participação dos projetos eólicos era praticamente restrita ao Proinfa o qual, conforme visto anteriormente, previa a operação comercial de 1.423,4 MW até 2006. A previsão do PDE2017 era de entrada de somente 340 MW, em 2008, e manutenção dessa capacidade até o final do horizonte, no ano de 2017. O último PDE, por outro lado, já influenciado pelos últimos resultados dos leilões de compra e venda de energia promovidos pelo governo, preveem a entrada de 8,0 GW, em 2015, e 16,0 GW até 2021.

(Elaboração própria com base nos PDEs)

Segundo dados da ANEEL (2013), a fonte eólica representa 1,7% da capacidade total instalada, ou seja, 2,1 GW de potência implantada, sendo que existem mais 2,3 GW em construção. Comparando-se com a projeção, significaria que a eólica ampliaria sua participação de 1,7% para 9% da matriz elétrica nacional.

A maior parte dos parques em operação ou em construção foram empreendimentos viabilizados após a obtenção de contrato de compra e venda de energia de longo prazo no ambiente de contratação regulada. Somente uma pequena parte dos projetos eólicos materializados está comprometida para o mercado livre. Segundo dados da Abeeólica (2013), dos 10.281 MW de capacidade instalada até 2017, somente 376,2 MW possuem contrato no mercado livre, o que representa 3,7% no ano.

Um dos obstáculos enfrentados para a inserção da energia eólica no mercado livre é a obtenção de contratos de compra e venda de energia que dêem suporte ao financiamento de longo prazo. Destaca-se a seguir algumas das dificuldades mais prementes:

- Risco de submercado: O principal potencial de geração está no submercado Nordeste, enquanto que grande parte dos consumidores livres localiza-se na região Sudeste. Em submercados majoritariamente importadores, como, por exemplo, o Sudeste, é natural a existência de contratos que tenham fontes de geração localizada em outros submercados, nesse caso, o Nordeste. Se o contrato ficar registrado no submercado do comprador, o gerador estará

exposto à diferença de preços do mercado *spot* entre submercados envolvidos. No submercado onde se localiza sua usina, a energia será vendida ao preço *spot* do submercado da geração. No submercado de entrega da energia, o gerador compra essa energia ao preço *spot* deste submercado. Não haverá risco para o gerador se os preços dos dois submercados forem iguais. Mas se os preços forem diferentes, haverá ou ganho ou perda financeira. O contrato ficará exposto no montante contratado, multiplicado pela diferença de preços entre os submercados (CCEE, 2009). No caso, como a energia a ser entregue está alocada no centro de gravidade de um submercado nitidamente importador, o risco de perda devido à exposição à diferenças de preços é bastante significativa.

- Sazonalidade: A geração de energia eólica é sazonal, com concentração de geração no período seco. Quando se fala em viabilizar a energia eólica no mercado livre, a questão da sazonalidade é sempre colocada, pois sua geração é não despachável, ou seja, produzirá energia quando ventar e não se conseguirá comprometer uma quantidade de energia fixa sem assumir riscos. Em geral, esse risco não é assumido pelo consumidor livre, ficando a cargo da geradora (ou intermediário, como as comercializadoras) arcar com uma eventual compra de energia no mercado para cumprir sua obrigação contratual. A fonte hídrica também possui essa dificuldade de entregar uma quantidade de energia *flat* em função do regime hidrológico. No entanto, a hídrica possui o respaldo do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE no qual as usinas participantes do MRE compartilham o risco hidrológico e, recebem uma energia valorada proporcionalmente à sua garantia física e à produção total do conjunto de usuários, independente do nível real de produção individual de energia;
- Incerteza da geração: A variação da geração eólica não ocorre somente de forma sazonal, mas também diária. Um comprador de energia, ao final do mês, teria dificuldades de compatibilizar sua produção com a geração eólica. Verifica-se, na figura a seguir, que, no mês de dezembro de 2012, a geração média horária da eólica na Bahia passou de mais de 50 MWm para quase 10 MWm no dia.

Gráfico 2 – Curva de geração média horária em Dezembro de 2012 no RN e BA

Fonte: ONS, 2012

Com relação à indústria eólica, até meados de 2008 havia uma única empresa fabricante de aerogeradores no Brasil. Hoje são oito fábricas de aerogeradores em operação, duas em construção e, ainda, outras fábricas planejadas ou em estudo. Além disso, o país conta com a presença de treze empresas fabricantes de aerogeradores atuando no mercado nacional. Soma-se ao setor, seis fábricas de torres eólicas em operação, uma em construção assim como a segunda maior fabricante de pás eólicas do mundo, a Tecsis, empresa totalmente brasileira (ABEEÓLICA, 2011).

A evolução tecnológica da fonte eólica também apresentou uma trajetória surpreendente, sendo o principal fator de competitividade desta indústria, o aumento na altura dos aerogeradores, de 50m para 120 m, o diâmetro das pás e dos rotores. Essas inovações somadas às especificidades dos ventos brasileiros permitem uma vantagem comparativa para fonte, com destaque para o fator de capacidade no Brasil, da ordem de 45%, enquanto que nos outros países, que utilizam este tipo de geração de energia, esse número gira em torno de 30 a 35%. Tal fato torna o Brasil um dos mais produtivos em termos de energia eólica (ABEEÓLICA, 2011).

2.2. Balanço estrutural de oferta e demanda no Nordeste

Faz-se necessário avaliar as condições de atendimento do Nordeste nos próximos anos, pois, se o submercado continuar importador, a implantação de reforços nas interligações não será necessária, os investimentos na rede ficariam restritos à expansão e reforços dentro do submercado.

O PDE2021 mostra que a média de crescimento anual da carga da região Nordeste será de 490 MW médios entre 2012 e 2021, saindo de 8.726 MW médios para 13.144 MW médios. A base para atendimento da carga atual é a fonte hidrelétrica, complementada pela importação de energia de outro submercado e pelas térmicas, movidas a combustível fóssil.

O gráfico a seguir apresenta o histórico de importação de energia do submercado, sendo que, em períodos mais críticos, a importação alcançou quase 3.000 MW médios em determinados meses. Os números negativos representam a exportação da região para outro submercado.

Fonte: elaboração com os dados do ONS.

Retomando o balanço estrutural, verifica-se uma sobra estrutural de energia elétrica, que sai de 1.418 MW médios, em 2012, e atingindo seu máximo, em 2016, com 4.406 MW médios.

A participação da térmica superará a fonte hídrica, mas em função das regras operativas, o atendimento deverá continuar apresentando importação significativa, visando o menor custo operacional para o sistema.

A expansão de outras fontes renováveis é modesta, sendo até mesmo um pouco contraditória com o montante de parques que comercializaram energia. De 2012 a

2017, entrarão em operação comercial 280 parques que venderam energia nos leilões, adicionando 3.343,3 MW médios ao submercado, embora o PDE preveja a entrada de somente 1.581 MW médios.

Gráfico 4 – Balanço de garantia física do Nordeste – 2011 a 2020

Fonte: EPE - PDE 2021

Legenda:

UTEcf: Usina termelétrica movida a combustível fóssil
 UNE: Usina nuclear
 OFR: Outras fontes renováveis
 UHE: Usinas hidrelétricas

O PDE2021 (2012, p. 98) prevê a necessidade de expansão das linhas entre o submercado Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para viabilizar o escoamento das sobras energéticas no caso de haver situações hidrológicas bastante desfavoráveis em outras regiões ou um crescimento acentuado da demanda. O estudo conclui que o Nordeste será, predominantemente, exportador em 2015 dado o elevado potencial termelétrico e eólico contratado nos últimos cinco anos. Ao final do horizonte de estudo, com a expansão do potencial hídrico na região Amazônica e o crescimento econômico da região, o Nordeste passará a ter a característica importadora na maior parte dos cenários operativos. De fato, nos cenários simulados no patamar de carga pesada, tal mudança de comportamento fica evidente segundo a EPE, na qual o Nordeste exportará 60% dos cenários hidrológicos simulados em 2015 e, em 2021, importará em mais de 80% dos cenários.

2.3. Identificação do problema

Nesse item, serão levantadas as principais questões relacionadas à integração da eólica no sistema. O modelo vigente do setor elétrico foi construído com base nas diretrizes traçadas pela Medida Provisória n.º 144/2003, convertida na Lei n.º 10.848/2004, que dita a confiabilidade no suprimento de energia elétrica e modicidade tarifária. O baixo preço praticado nos leilões de energia com participação da fonte eólica tem sido comemorado pelo governo:

Do ponto de vista do consumidor, o resultado foi o melhor possível, pois há a garantia que ele estará comprando a energia mais barata possível. Basta observar que os preços médios de venda das fontes eólica, biomassa e gás natural foram os menores entre todos os leilões já realizados até hoje (Informe à imprensa – Leilão de Energia A-3-2011, 17-08-2011).

Em face do exposto até o momento, podemos resumir as primeiras constatações: primeiro, há uma clara concentração de potencial e de parques com melhor capacidade na Região Nordeste. Em segundo lugar, hoje, a Região Nordeste é importadora líquida, mas poderá tornar-se exportadora a medida que vão sendo implantados grandes quantidades de parques eólicos. Por último, visualiza-se a necessidade de investimento em linhas de transmissão e distribuição para o escoamento da energia, inclusive para a exportação do *superávit* para outro submercado.

Essa conjuntura leva a se questionar se a exploração de parques eólicos na região Nordeste apresenta uma efetiva vantagem competitiva com relação a outras fontes, ou, dito de outra forma, se contribui efetivamente para a modicidade tarifária quando se incorpora os custos de expansão do sistema de transmissão e distribuição.

O questionamento é da mesma natureza daquele levantado por muitos, na época da construção do complexo do Rio Madeira, na qual o governo divulgou que o preço obtido para a energia foi de R\$ 78,87/MWh para UHE Santo Antônio e R\$ 71,37/MWh para UHE Jirau, sendo que, por óbvio o consumidor tendo de arcar, também, com o investimento nas linhas de transmissão. A soma das Receitas Anuais Permitidas – RAPs – ganhadoras da licitação de concessão de serviço público de transmissão para a conexão do complexo do Rio Madeira ao SIN foi de R\$ 742.376,8 mil. Dividindo-se esse valor apenas pela soma da garantia física dos

empreendimentos, em MWh, a interligação custará R\$ 21,21/MWh adicionais ao preço comercializado no Leilão.

Outro ponto a ser investigado é a viabilidade dos leilões regionais, que tem conquistado cada vez mais adeptos. Supondo-se que a exploração do recurso eólico, cuja competitividade em relação a outras fontes fica cada vez mais aparente, seja a forma de sustentar a expansão da geração, surge como dúvida a possibilidade do governo limitar a exploração de tal fonte, de modo a garantir determinado nível de segurança no suprimento, em detrimento da modicidade tarifária.

A exploração do recurso eólico em regiões com menor incidência de vento e, consequentemente, menor fator de capacidade, poderá se tornar competitiva quando o custo de transmissão e redução de risco são contabilizados no custo final da energia elétrica entregue para o centro de carga.

O fato do maior potencial e dos parques com maior fator de capacidade estar longe do principal centro de carga do país, somado às dificuldades do acesso à transmissão, foram explorados em diversos artigos, citando principalmente o caso americano no qual foram observadas as mesmas condições. Pattanariyankool e Lave (2009) relatam que, nos Estados Unidos, os parques com ventos de qualidade representam 6% do território e tem potencial para atender a 1,5 vezes da demanda atual de energia elétrica. A principal barreira para a exploração desse potencial é a transmissão. O relativo baixo fator de capacidade dos parques, quando se compara com a energia de fonte convencional, adicionado a longas distâncias dos parques de boa qualidade até os centros de carga, tornam a transmissão o item de maior representatividade de investimento. Considerando-se fatores de capacidade de parques eólicos entre 20% e 50%, os autores colocam que a baixa utilização de extensas linhas de transmissão podem dobrar os custos da energia eólica.

Outro autor enxerga o investimento necessário para a transmissão e geração como uma referência circular. Sem a adequada acessibilidade para a transmissão (VAJJHAL, 2011), os projetos renováveis dificilmente se viabilizam e, sem a adequada capacidade de geração que justifique a construção de nova linha de transmissão, os investimentos muito provavelmente não ocorrerão.

Ainda, Vajjhala coloca que o desenvolvimento intra e interestadual na capacidade de transmissão é pré-requisito para qualquer nível razoável de penetração da energia renovável nos próximos anos. Ele pondera, também, que o potencial de recursos

eólicos é medido somente em função da disponibilidade do recurso, não necessariamente de acessibilidade em que determinados projetos atingem a viabilidade econômica a partir da convergência de uma complexa combinação de fatores, incluindo, por exemplo, topografia, cobertura vegetal e outras variáveis.

Hoppock e Echeverri (2010) apontam como barreiras para o crescimento da geração eólica nos Estados Unidos a falta de acesso à transmissão assim como o licenciamento, o *siting* e a alocação dos custos de novas linhas de transmissão.

O rápido desenvolvimento da geração eólica nos Estados Unidos está ligado à preocupação de que o desenvolvimento dessa fonte necessitará, segundo Mills, Wiser e Porter (2009), de substanciais adições na capacidade de transmissão. A transmissão é particularmente importante para a eólica em função da dependência locacional do recurso, o relativo baixo fator de capacidade e o descasamento entre o curto prazo de implantação do empreendimento e o longo tempo para planejar, autorizar e construir linhas de transmissão.

Pode-se dizer que, no Brasil, também há um descasamento entre a construção de um parque eólico e o prazo para construção da linha de transmissão que escoará a energia. Em 2012, o Centro Brasileiro de Infraestrutura – CBIE – descreveu um estudo realizado pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP –, no qual foram analisados 114 empreendimentos licitados entre 1999 e 2009. O prazo médio licitado para a operação comercial da linha de transmissão, a partir da licitação do projeto, é de 22 meses. Entretanto, o prazo médio para a obtenção da licença prévia ambiental é de 17 meses, ou seja, o concessionário de transmissão teria somente 5 meses para executar as obras de forma a atender o disposto no contrato de concessão.

Ainda no Brasil, além da demora enfrentada no licenciamento das linhas de transmissão, a própria licitação é realizada somente após os leilões de energia, que definem os parques que serão construídos. O primeiro leilão específico para a eólica ocorreu em 1º de dezembro de 2009. A chamada pública para definir os empreendimentos que participariam das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG³ - ocorreu em maio de 2010. A licitação para a contratação do serviço público de transmissão, mediante a outorga de concessão, incluindo sua construção, operação e

³ A questão da ICG será abordada de forma detalhada no capítulo seguinte.

manutenção, foi realizada somente em 03 de setembro de 2010, ou sejam, quase 9 meses depois do leilão de venda de energia. O contrato de concessão, que estabelece o marco para implantação do empreendimento, foi assinado somente em 23 de novembro de 2010. A ICG tem 18 meses para entrar em operação comercial a partir da última data e, dentro desse prazo, será necessário elaborar o projeto básico, obter a licença ambiental prévia e de instalação, assim como todas as outras etapas até a energização da linha. Considerando o prazo médio de 17 meses calculado pelo CBIE, torna-se quase certo o atraso da operação do sistema de transmissão.

O prazo médio de implantação do parque eólico em operação comercial, contado a partir da comercialização de energia, é de 24 meses, aproximadamente. É importante destacar que para a participação em leilões promovidos pelo governo, o empreendimento requer licença ambiental prévia e dois anos de medição, em consonância com a Portaria n.º 21 do Ministério de Minas e Energia, de 18 de janeiro de 2008⁴.

Outra característica da fonte é a intermitência da geração e os impactos na rede decorrente a essa propriedade. A integração da eólica com o sistema elétrico apresenta desafios para os planejadores e operadores do sistema (DEMEO, GRANT, MILLIGAN e SCHUERGER, p. 39). O primeiro desafio deriva da característica natural das eólicas e do fato de ser uma fonte relativamente nova, com histórico de operação (*"track record"*) muito menor que as fontes convencionais como as hidrelétricas e plantas movidas a combustível fóssil. A operação eólica está subordinada à disponibilidade e à intensidade do vento. Ademais, a fonte não é despachável no sentido tradicional, o que reduz a habilidade do operador em controlar o sistema.

Greenblatt (2006, p. 1476) pondera que, em termos práticos, no mercado real, uma parte significativa da intermitência da produção de energia eólica pode ser absorvida pelos serviços ancilares existentes, inclusive com a maior eficiência econômica do que utilizando o armazenamento de energia. No entanto, esse fato não se reproduz quando estiverem envolvidas longas distâncias de linhas de transmissão, por causa da necessidade de maximizar o alto investimento em transmissão. Em um alto nível

⁴ O período de medição de ventos mínimo para participação nos Leilões de 2009 e 2010 foi de 24 meses.

de penetração eólica, os serviços ancilares seriam insuficientes para absorver a intermitência da energia eólica.

NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) pondera que o sistema não pode considerar a eólica como disponível nos picos da demanda de energia. Mesmo a energia convencional não pode ser considerada 100% confiável, com a diferença estando no grau de confiança. Os geradores convencionais apresentam indisponibilidade forçada na ordem de 2% a 20% do tempo, enquanto que a eólica está disponível em níveis variados, em média de 30% a 45% do tempo, dependendo da qualidade de vento no local.

Outro efeito colocado pelo NREL é a alta correlação entre os parques eólicos. Se não houver vento em um *site*, há uma chance razoável de não estar ventando em outro local próximo. Essa correlação não existe na energia convencional.

O atual Diretor do ONS, Chipp (2011) ilustra que parte dos geradores dos parques eólicos está sendo desligada na Europa dada a difícil integração da energia renovável e intermitente ao sistema. A disponibilidade de armazenamento seria necessária para que isso não ocorresse, o que caracteriza uma vantagem no caso do Brasil, dada sua capacidade de armazenagem por meio dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Chipp (2011) defende a construção de grandes usinas hidrelétricas, mesmo aquelas com pequeno reservatório, pois permitem a integração com fontes intermitentes e redução do despacho das térmicas. O impacto da geração dispersa e intermitente de eólicas, segundo Chipp, é um desafio relevante, pois a inserção dessa geração irá requerer implantação de rede de conexão e ampliação da rede básica do SIN. Esse sistema de transmissão permitirá escoar a energia, tanto em nível regional quanto para outras regiões. Além de suportar a queda brusca de tal geração, será necessário dimensionar e manter uma adequada reserva de potência nos demais geradores em operação, particularmente nos hidrelétricos.

Um estudo sobre a integração das eólicas no sistema, Cigré (2011, p. 4-5) aponta que uma grande quantidade de plantas convencionais é necessária para assimilar a carga demandada e cobrir os períodos nos quais a eólica estiver indisponível. Apresentando o caso de países europeus que adotam o *feed-in tariff*⁵, coloca que os geradores eólicos geralmente não participam dos custos relacionados ao controle de

⁵ Esse mecanismo de incentivo será tratado de forma mais detalhada no capítulo seguinte.

potência, apesar de ser tecnicamente viável. Consequentemente, a energia convencional disponível terá de fornecer um montante crescente de controle de potência e, por conseguinte, terá de operar parcialmente e de forma ineficiente, desligado ou reiniciado. Além do aumento das perdas, do consumo de combustível e de emissões, essa forma de operar causa desgaste e reduz a vida útil das geradoras convencionais. Juntamente com a redução do uso dessa geração, a nova forma de operação poderá ocasionar aumento considerável dos custos de geração da planta. As térmicas convencionais geralmente oferecem potencial limitado de ligamento rápido

Segundo o mesmo estudo, grandes capacidades de estocagem de energia serão necessárias futuramente, junto com a flexibilidade do sistema para balancear as indisponibilidades e flutuações da eólica.

Nesse sentido, a capacidade de armazenamento das usinas hidrelétricas brasileiras oferece uma vantagem em relação às térmicas, principalmente no que diz respeito à rápida tomada de carga quando da oscilação da geração eólica. Apesar dos reservatórios não terem ampliado a capacidade de reservação, já que a expansão é realizada a partir de usinas hidrelétricas a fio d'água, o montante disponível tem papel fundamental na operacionalização do sistema sem queda de carga. A figura abaixo apresenta a capacidade de armazenamento dos reservatórios, em GW/mês, da década de 50 até o ano 2000.

Figura 1 – Capacidade de Armazenamento (usinas representando 75% do armazenamento total)

Com relação à questão da integração das eólicas nos sistemas de transmissão, o estudo primeiramente sublinha que, nos últimos dez anos, a tecnologia avançou em termos de desenvolvimento de equipamentos de controles, que estão mais

alinhados aos requisitos atuais de sistemas de potência mais rígidos e padronizados. Antes de conectar-se à rede, o Cigré coloca que o operador do sistema deverá checar os diversos aspectos técnicos, como as contingências, o curto-circuito, a estabilidade da tensão e transitória, assim como os sistemas de proteção. O estudo é peremptório em exigir a contribuição da eólica nos serviços ancilares:

- Controle de voltagem – conversores eletrônicos de potência podem contribuir alimentando ou absorvendo a energia reativa;
- Controle de frequência – devido à grande flutuação, é necessário o controle adicional de potência;
- Gerenciamento de contingência – redespacho, por exemplo, incluindo a geração a gás natural para otimizar a geração.

Por fim, o estudo coloca que só será possível integrar a geração e a carga por meio de um sistema de gerenciamento sofisticado, fazendo uso tecnologias de informação e comunicação.

Assim, a participação expressiva da fonte eólica nesse submercado pode elevar o risco de suprimento do submercado, principalmente para atendimento do patamar de carga pesado, já que a energia é inflexível. A confiabilidade desse subsistema pode ser prejudicada.

3. INSTRUMENTOS DE INCENTIVO E OS LEILÕES DE ENERGIA

As energias renováveis são, geralmente, mais caras que as fontes convencionais. No entanto, apresentam impactos e riscos significativamente inferiores do ponto de vista social e ambiental. Por conta desse fator, tanto os mercados competitivos quanto os monopólisticos concentraram seus investimentos em tecnologias convencionais⁶. Entre as principais razões para a discrepância dos benefícios sociais e econômicos das fontes renováveis em relação às energias convencionais e poluidoras, destaca-se a possibilidade de haver algum subsídio para as fontes convencionais de energia e o fato da externalidade (poluição) não estar incluída no custo de geração. Da perspectiva de custo social, as energias renováveis são desejadas, mas apresentam dificuldades de se desenvolverem rapidamente pelas forças do mercado, que focalizam somente o ponto de vista financeiro. Em resposta, os governos desenvolveram políticas para aperfeiçoar a situação financeira dessas fontes (BERRY, JACCARD, 2000, p. 264).

O presente capítulo apresenta, brevemente, os instrumentos de incentivo existentes e aquele adotado no Brasil. De forma mais detalhada, serão apresentadas as regras e normas dos leilões de energia promovidos pelo governo e como a política adotada auxiliou no sucesso deles.

3.1. Instrumentos de incentivo

Foram utilizadas diversas políticas de incentivos para a fonte eólica. Fadigas (2011, p.6) coloca que os instrumentos para a promoção das fontes renováveis adotados nos países refletem a condução da política energética de cada país e sua maior ou menor liberalização do mercado de energia além da maior ou menor participação da esfera de poder local na condução da política energética.

Entre as diversas políticas, destacam-se o *feed-in tariff*, o sistema de cotas e o sistema de leilão. O primeiro, *feed-in tariff*, foi adotado em 63 jurisdições ao redor do mundo e é considerado o mais eficiente e efetivo sistema de promoção de fonte renovável pela *European Commission* (COUTURE e GAGNON, 2009, p.955).

⁶ Beery e Jaccard (2000, p. 264) coloca o Brasil como exceção, visto que a maior parte da eletricidade é oriunda de hidrelétricas. Não obstante lembra que alguns analistas argumentam que as hidrelétricas de grande escala não deveriam ser incluídas como renováveis devido aos altos impactos ambientais e sociais.

O princípio desse mecanismo é a garantia de preços por períodos fixados, obrigando as distribuidoras a comprarem a eletricidade. Os preços geralmente são oferecidos de maneira não discriminatória para cada kWh de energia produzida, podendo ser diferenciado pelo tipo da tecnologia empregada, tamanho da instalação, qualidade do recurso, localização e outras variáveis do projeto. Esse modelo permite a participação de um número maior de investidores, incluindo, os residenciais, rurais, pequenos industriais, donos de terras que estimularia o rápido desenvolvimento da energia renovável.

Sendo o preço da energia baseado nos custos requeridos para desenvolvimento do projeto e garantindo determinado nível de pagamento pela vida útil da tecnologia, o *feed-in tariff* pode reduzir, significativamente, o risco do investimento, criando condições para conduzir o rápido crescimento da energia renovável. A estrutura oferece um nível alto de segurança do fluxo de caixa e permite que os investidores sejam remunerados de acordo com os custos reais do desenvolvimento do projeto.

Szarka (2005, p. 3044) destaca como vantagem da política *feed-in tariff* o encorajamento à competição entre fabricantes de equipamentos em longo prazo, com a consequente redução de custos e aumento da rentabilidade; o favorecimento à inovação, visando tecnologias; os preços garantidos favorecem a segurança no investimento e encorajando diversos tipos de investidores; o estímulo ao aumento de produção. Como ponto negativo, destaca o risco de determinar preços muito altos e o risco da perda de controle sobre o crescimento do mercado.

A segunda política, adotada principalmente pelos Estados Unidos, é o *Renewable Portfolio Standard* – RPS. Trata-se de uma política utilizada para aumentar a produção de eletricidade de fontes de maior custo, mas que tenham benefícios sociais e ambientais desejados. A essência do funcionamento do RPS é a geração de certificados de energia renovável (*renewable energy credits*) por meio do qual se demonstra que determinado montante de energia elétrica é oriundo de fontes renováveis e depois vendido ao consumidor final. Uma geradora ou fornecedor final terá de ganhar certificados equivalentes ao percentual estipulado pela política do Estado. Esses agentes podem adquirir os certificados por meio da construção e operação de empreendimentos de geração renovável. Alternativamente, podem adquirir certificados de outros geradores e outros comercializadores (HUANG, ALAVALAPATI; CARTER; LANGHOLTZ; 2007, p. 5572).

Berry e Jaccard (2000, p. 265) destacam três razões para o crescimento da política baseada no RPS: a primeira é que ela mantém de maneira contínua os incentivos para os produtores buscarem redução dos custos, podendo ser desenhada de modo a assegurar que a redução dos custos seja transferida para os consumidores, por meio de mecanismos que estabeleçam a competição entre os investidores pelo percentual estipulado; como o RPS se atém a um determinado percentual do mercado, pode ser ligado diretamente a uma meta do governo, como, por exemplo, a redução de emissão de gás carbônico; por último, o RPS minimiza o envolvimento do governo, sem participação de seu orçamento. Os consumidores pagam aos geradores o custo financeiro extra da energia renovável e a seleção é realizada pelo próprio mercado em vez da avaliação do governo.

Entre os pontos negativos, pode-se destacar a flutuação do mercado de certificados e a burocracia que podem criar incertezas e barreiras ao mercado, além do risco de favorecer investidores de grande porte, que são em menor número e demandam prêmio de risco (SZARKA, 2005, p. 3044).

A última política de incentivo é o sistema de leilão. Nela, o regulador define o mercado por uma determinada quantidade de energia e organiza uma competição entre os geradores, alocando o montante. As concessionárias são obrigadas a adquirir a energia dos geradores selecionados. A competição está focada no preço por kWh da energia proposta durante o processo do leilão. Cada gerador ganhador terá um contrato de suprimento de energia de longo prazo. (MENANTEAU; FININ; LAMY, 2002, p. 802) No caso do Brasil, o subsídio está na definição do preço teto diferenciado das demais fontes de energia.

O sistema de leilão é a política adotada no Brasil, sendo que para incentivar a energia eólica, foram introduzidos mecanismos diferenciados por fonte que permitiram a estabilidade e previsibilidade do fluxo de caixa. O preço teto foi determinado pela EPE, sendo estabelecido, nos primeiros leilões, superior a outras opções, de forma de promover a fonte.

A tabela abaixo apresenta um resumo das principais diferenças entre os instrumentos de incentivo:

Tabela 2 – Quadro resumo das políticas de incentivo

	Feed-in tariff	Sistema de cotas	Leilões
Definição	Preços fixos com obrigatoriedade de compra por parte das distribuidoras	Gera certificados de energia renovável e depois são vendidos ao consumidor final.	Regulador define quantidade de energia a ser comprada e organiza uma competição entre os geradores;
Vantagem	<ul style="list-style-type: none"> • Participação de grande número de investidor, incluindo residenciais, rurais, pequenos industriais • Reduz o risco de investimento pois garante previsibilidade do fluxo de caixa; • Favorecimento à inovação e competição entre fabricantes 	<ul style="list-style-type: none"> • Mantém de maneira contínua os incentivos para os produtores buscarem redução dos custos, e que seja transferido para consumidor; • Pode ser ligado diretamente a uma meta do governo; • Minimiza o envolvimento do governo, pois não participa de seu orçamento; 	<ul style="list-style-type: none"> • Competição favorece a redução de preços, e é transferido ao consumidor final; Busca pela redução de preço; • Reduz o risco de investimento pois garante previsibilidade do fluxo de caixa;
Desvantagem	<ul style="list-style-type: none"> • Definição de preço muito alto; • Perda de controle sobre o crescimento do mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Flutuação do mercado de certificados; • Favorecimento aos investidores de grande porte; 	<ul style="list-style-type: none"> • Favorecimento aos investidores de grande porte; • Dependência do governo para promover o leilão;

Fonte: elaboração própria.

3.2. Leilões de energia no mercado regulado

A viabilidade econômica dos parques eólicos brasileiros pode ser comprovada com base nos resultados dos Leilões de Compra e Venda de Energia promovidos pelo Governo. Nos seis leilões realizados entre 2009 e agosto de 2013, foram contratados 8.545,8 GW de energia eólica, sendo que 86,2% serão instalados na região Nordeste e 13,8% na região Sul.

Além da surpresa causada pela grande quantidade contratada nos últimos leilões, o preço praticado por essa fonte é, igualmente, surpreendente. A competitividade da energia eólica superou outras alternativas mais tradicionais em leilões como a biomassa, as pequenas centrais hidrelétricas e, até mesmo, algumas hidrelétricas de porte.

A energia eólica, que até alguns poucos anos atrás, era desconsiderada pelos agentes por sua baixa competitividade econômica, ganhou forte impulso em função, entre outras razões, do mecanismo formatado pelo governo para mitigar os riscos do investidor, o que, conseqüentemente, levaria à redução de preços.

O objetivo do presente capítulo é explorar as condições que permitiram a grande contratação dessa fonte nos leilões de energia promovidos pelo governo. Irá se verificar que a forma como se deu a contratação, assim como os benefícios circunstanciais, permitiram a venda de empreendimentos eólicos sem que fossem considerados outros aspectos.

3.3. Regras de contabilização da energia

A EPE destaca, na Nota técnica PRE 01/2009-r0 (2009), que a forma de contratação tem grande influência na percepção de risco do retorno do investimento e que poderia ser reduzido pela criação de um mecanismo que contratasse a produção média ao longo do contrato.

Portanto, a EPE propôs um mecanismo de contratação da energia com contabilização anual, admitindo-se variação dentro de uma banda que mitigaria a incerteza da produção. Ainda, ao final de determinado período, seria feito um ajuste periódico da energia contratada em função da energia efetivamente gerada desde o início do contrato.

O mecanismo permite uma previsibilidade do fluxo de caixa do projeto para os investidores, sendo que contratos com prazo de 20 anos permitirem a financiabilidade do projeto junto às instituições financeiras, dentro da modalidade *Project Finance*.

3.3.1. Leilão específico de energia de reserva para energia eólica

O leilão de energia de reserva está previsto na Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, tem como objetivo garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Os custos decorrentes da contratação dessa energia são rateados entre todos os usuários finais da eletricidade, incluindo-se, portanto, consumidores cativos, livres e autoprodutores, pois se trata de uma energia destinada ao aumento da segurança no fornecimento da energia elétrica.

Esses agentes assinam Contrato de Uso de Energia de Reserva – CONUER – com a CCEE e pagam o Encargo de Energia de Reserva – EER – à CCEE referente aos custos da contratação da energia de forma proporcional à carga no SIN.

A CCEE é a responsável pela administração e manutenção da Conta de Energia de Reserva – CONER –, destinada aos recebimentos e pagamentos atrelados à energia de reserva. Por esse motivo, será a câmara quem assina o Contrato de Energia de Reserva – CER – como compradora da energia Leilão. As geradoras, pela entrega da energia no sistema, recebem Receita Fixa – RF – da CCEE. A figura abaixo ilustra as relações de forma esquemática.

Figura 2 – Esquema de comercialização do LER

Fonte: EPE, 2009

O primeiro Leilão de Energia de Reserva ocorreu em 14 de dezembro de 2009, com contratação específica de geradoras eólicas. Foram cadastrados 441 projetos, totalizando uma potência de 13.341 MW. Conforme colocado anteriormente, a forma como o governo solucionou a questão da sazonalidade da geração e as incertezas da produção foram primordiais para atrair investidores.

O CER, com prazo de suprimento de 20 anos, foi subdividido em cinco períodos de conciliação quadrienal para efeito de contabilização e liquidação de diferenças. A produção média anual (e não mensal, como ocorre com as outras fontes convencionais) é comparada com a obrigação contratual, obtendo-se o saldo de cada ano. Com base no saldo anual, tem-se as seguintes contas dentro do quadriênio:

- Se o saldo anual for inferior a 90% da obrigação contratual, o vendedor de energia deve ressarcir à CCEE o montante de energia não entregue, até o limite inferior, no preço do contrato acrescido de 15%, em 12 parcelas;
- Se o saldo anual for superior a 130% da obrigação contratual, o vendedor de energia receberá da CCEE o montante de energia entregue, até o limite superior, a 70% do preço do contrato, em 12 parcelas;
- Se o saldo anual ficar entre 90% e 130% da obrigação contratual, não haverá encontro de contas, e o saldo é transportado para o ano seguinte.

A figura abaixo apresenta de forma esquemática o carregamento da energia gerada acima da obrigação contratual para o ano seguinte, dentro do mesmo quadriênio.

Figura 3 – Regra de Contabilização do Leilão

O saldo anual é apurado com a seguinte equação algébrica:

$$SCE_A = \text{máximo} \{ \text{mínimo} (SCE_{A-1} + Desv_G_A; M_Sup_A); -M_Inf_A \}$$

Onde:

SCE_A = saldo da conta de energia, em MWh, acumulado no quadriênio até o ano “A”;
 SCE_{A-1} = saldo da conta de energia, em MWh, acumulado no quadriênio até o ano anterior “A-1”;

$Desv_G_A$ = desvio da geração anual da usina em relação à energia contratada do quadriênio corrente, em MWh;

M_Sup_A = margem superior de 30% do valor da energia contratada, aplicável no ano “A”, expresso em MWh;

M_Inf_A = margem inferior de 10% abaixo do valor da energia contratada, aplicável no ano “A”, expresso em MWh.

No primeiro ano do quadriênio, o saldo da conta de energia (SCE_{A-1}) é o saldo da conta de energia, em MWh, transferido do quadriênio anterior para o quadriênio corrente. No primeiro quadriênio do contrato, o saldo é igual a zero.

Ao final de cada quadriênio, é realizado um encontro final de contas:

- Se o saldo for negativo, ou seja, inferior à obrigação contratual, o vendedor deverá ressarcir a energia não entregue à CCEE ao mesmo preço do contrato, em 12 parcelas;
- Se o saldo for positivo, o vendedor poderá: i) repassar o saldo para o quadriênio seguinte, como crédito de energia; ii) ceder para outros agentes de geração que comercializaram energia no mesmo leilão; iii) liquidar o saldo com o mesmo valor do contrato, em 24 parcelas;

Ainda, no início de cada quadriênio, a partir do segundo, é realizada a reconciliação contratual para fins de mitigação de incertezas relacionadas à produção de energia. A obrigação contratual do quadriênio seguinte será a média anual da produção da usina, desde o início do suprimento, limitado ao montante originalmente contratado. Em resumo, a tolerância estabelecida dentro de uma banda, que fica entre 90% e 130% da quantidade contratada, permite uma certa previsibilidade do fluxo de recursos por parte do investidor, sendo relevante destacar que uma planta eólica alocada como “energia de reserva” nunca expõe ao PLD, que é volátil e pode atingir valores extremamente elevados. O gerador, em um ano em que houve pouco vento, poderá compensar a baixa geração de energia no ano seguinte, sem impacto na receita fixa, dentro de um quadriênio.

Além da questão da contabilização da energia, existiram outros fatores que deram previsibilidade do fluxo de caixa para o empreendedor. O primeiro foi a garantia de recebimento da receita caso houvesse atraso da operação comercial das instalações de distribuição ou transmissão necessária para o escoamento da energia por culpa da distribuidora ou transmissora. Dessa forma, foi tirada do empreendedor a responsabilidade indireta sobre os prazos da conexão. Essa garantia não é mantida se houver alteração do ponto de conexão informado na época do cadastramento do projeto junto à EPE.

A tabela a seguir resume as principais características de cada leilão de reserva.

Tabela 3 – Quadro comparativo entre leilões de reserva

	LER 2009	LER 2010	LER 2011	LER 2013
Início do suprimento	01-07-2012	01-09-2013	01-07-2014	01-09-2015
Ampliação	Não pode promover ampliação da capacidade instalada	Não menciona	Não menciona	Antes da entrada em operação está limitada a 10%; após a entrada em op.comercial, somente após o fim do 1o. quadriênio. Ampliação limitada ao incremento do montante de garantia física necessário para compensar exposição contratual decorrente de desvios negativos
Antecipação	Caso entre em operação comercial antes do início de suprimento, antecipação do suprimento será COMPULSÓRIA.	Caso entre em operação comercial antes do início de suprimento, antecipação do suprimento será COMPULSÓRIA.	Caso entre em operação comercial antes do início de suprimento, antecipação do suprimento será COMPULSÓRIA.	Caso entre em operação comercial antes do início de suprimento, antecipação do suprimento será COMPULSÓRIA.
Atraso na distribuição/transmissão	Não gera ressarcimento	Somente quando a geradora não justifica a causa	Considera o atraso a partir da data do Contrato de Concessão de Transmissão	Receita de venda garantida em caso de atraso das instalações que não seja de responsabilidade do vendedor
Liberar receita retida	Após entrada em operação comercial	Após entrada em operação comercial	Após entrada em operação comercial, proporcional à potência da unidade geradora em operação comercial.	Após entrada em operação comercial, proporcional à potência da unidade geradora em operação comercial.
Conta de energia	-10% a +30% da Energia contratada Ano – compensa a não geração e saldo para o ano seguinte Quadriênio – Saldo para o quadriênio seguinte ou Cessão ou Receita Variável (Preço em 24x);	-10% a +30% da EC Ano – compensa a não geração e saldo para o ano seguinte Quadriênio – Saldo para o quadriênio seguinte ou Cessão ou Receita Variável (Preço em 24x);	-10% a +30% da EC Ano – compensa a não geração e saldo para o ano seguinte Quadriênio – Saldo para o quadriênio seguinte ou Cessão ou Receita Variável (Preço em 24x);	-10% a +30% da EC Ano – compensa a não geração e saldo para o ano seguinte Quadriênio – Saldo para o quadriênio seguinte ou Cessão ou Receita Variável (Preço em 24x);
Cessão	Mesmo Leilão	Mesmo Leilão e Fonte	Mesmo Leilão e Fonte	Mesmo leilão
Receita variável	Ano – $G > 1,3^* EC$ (70% Preço em 12x) Quadriênio – $G > EC$ (Preço em 24x)	Ano – $G > 1,3^* EC$ (70% Preço em 12x) Quadriênio – $G > EC$ (Preço em 24x)	Ano – $G > 1,3^* EC$ (70% Preço em 12x) Quadriênio – $G > EC$ (Preço em 24x)	Ano – $G > 1,3^* EC$ (70% Preço em 12x) Quadriênio – $G > EC$ (Preço em 24x)
Ressarcimento	Ano – $G < 0,9^* EC \rightarrow (1,15^* \text{ Preço em } 12x)$ Quadriênio – $(0,9^* EC) < G < EC \rightarrow (\text{Preço em } 12x)$	Ano – $G < 0,9^* EC \rightarrow (1,15^* \text{ Preço em } 12x)$ Quadriênio – $(0,9^* EC) < G < EC \rightarrow (\text{Preço em } 12x)$	Ano – $G < 0,9^* EC \rightarrow (1,15^* \text{ Preço em } 12x)$ Quadriênio – $(0,9^* EC) < G < EC \rightarrow (\text{Preço em } 12x)$	Ano – $G < 0,9^* EC \rightarrow (1,15^* \text{ Preço em } 12x)$ Quadriênio – $(0,9^* EC) < G < EC \rightarrow (\text{Preço} + 6\% \text{ em } 12x)$
Rescisão	Falência; Perda de autorização; Não operação comercial no 1º ano; Não ressarcimento há mais de 6 meses; Descumprimento de requisitos técnicos e de desempenho.	Falência; Perda de autorização; Não operação comercial no 1º ano; Não ressarcimento há mais de 6 meses; Descumprimento de requisitos técnicos e de desempenho.	Falência; Perda de autorização; Não operação comercial no 1º ano; Não ressarcimento há mais de 6 meses; Descumprimento de requisitos técnicos e de desempenho.	- Atraso em mais de 30 dias na reconstituição da garantia; - atraso superior a 120 dias em qualquer marco constante no ato de outorga;

Fonte: CCEE e elaboração própria

Ressalta-se que a responsabilidade do investidor pelo cumprimento dos cronogramas é relevante, já que os impactos ocasionados pelo atraso do início da operação comercial por sua própria culpa não se limitam ao primeiro ano da contabilização, com um pagamento pelo não cumprimento da margem inferior de 90%, dependendo da extensão do atraso. Na reconciliação contratual, com a redução da obrigação contratual pela média de geração dos anos anteriores, considerando a geração zero nos primeiros meses, o impacto no fluxo do caixa do projeto é estendido até o final do contrato.

Outro ponto importante, mas que tem sido adotado desde o primeiro leilão, é o ponto de entrega da energia, ou seja, o submercado no qual o empreendimento está inserido. Assim agindo, o gerador não fica com o risco de diferença de preços. Esse risco fica restrito a empreendimentos que atuam em mercado livre.

Para os leilões subsequentes, realizados em 25 de agosto de 2010 (LER/2010) e 18 de agosto de 2011 (LER/2011), as mesmas regras de contabilização foram mantidas.

Em 23 de agosto de 2013 ocorreu o quinto leilão de energia de reserva, também exclusiva à fonte eólica, com início de suprimento em 01 de setembro de 2015, ou seja, somente dois anos para implantação do parque. Foi a primeira vez em que a garantia física dos empreendimentos foi calculada com base no valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento (até então, utilizava-se a probabilidade de ocorrência igual ou maior que 50%). Outro ponto de alteração foi o abandono das ICGs em função dos grandes atrasos das concessionárias de transmissão. Os parques contratados foram definidos com base no menor lance e na capacidade de escoamento da rede básica. O leilão foi realizado em duas fases: a primeira, classificação por ordem de preço considerando a capacidade de escoamento da Rede Básica e de fronteira; a segunda, negociação da energia associada aos lances vendedores da primeira fase. Considerou-se a expansão da Rede básica, aquelas que foram contratadas para início da operação comercial até 01.01.2015, homologada pelo Comitê de Monitoramento do Setor de Energia Elétrica em março de 2013.

3.3.2. Leilão de fontes alternativas e leilão de energia nova

No segundo Leilão de Fontes Alternativas – LFA –, realizado em 26 de agosto de 2010, foi permitida pela primeira vez a participação da energia eólica. Diferente do 2º LER, a eólica teve concorrência direta com outras fontes de energia, como aquelas oriundas de pequenas centrais hidrelétricas – PCH e biomassa.

Diversos aspectos das regras de contabilização e liquidação do LFA são similares às aquelas firmadas no LER. Destacamos, a seguir, as principais diferenças. O prazo do contrato permaneceu de 20 anos, subdividido em cinco períodos, mas o saldo passa a ser acumulado:

- Se o saldo anual acumulado for inferior a 90% da obrigação contratual acumulada, o vendedor de energia deverá ressarcir para o distribuidor o montante de energia não entregue, até o limite inferior, no preço do contrato, em 12 parcelas;
- Se o saldo anual for superior a 30% da garantia física no primeiro ano; 20% no segundo; 10%, no terceiro e 0% no último ano do quadriênio, caracteriza o montante máximo de energia contabilizada que pode ser transferido para o período seguinte, sendo que montantes além do saldo serão comercializados no mercado livre;
- Se o saldo anual estiver dentro da banda da obrigação contratual, não haverá encontro de contas dentro do ano, sendo o saldo carregado para o ano seguinte.

O saldo acumulado é calculado mensalmente por meio da seguinte equação:

$$SA_{a,m} = \min\left(SI_a + \sum_m^{\text{dezembro}} \frac{EG_{a,m}}{EC_a}; \delta_a\right)$$

$$SI_a = \begin{cases} SI_{a-1,12} - 1; & \text{se } \sum_m^{\text{dezembro}} EG_{a-1,m} \geq 90\% \times EC_{a-1} \\ SI_{a-1} - 0,1; & \text{se } \sum_m^{\text{dezembro}} EG_{a-1,m} < 90\% \times EC_{a-1} \end{cases}$$

Onde,

$SA_{a,m}$: saldo acumulado no mês “m” do ano “a”;

SI_a : saldo inicial do ano “a”

$EG_{a,m}$: Energia entregue no mês “m” do ano “a”, em MWh;

δ_a : limite máximo anual a ser observado para o saldo acumulado ($\delta_1 = 1,3$;
 $\delta_2 = 1,2$; $\delta_3 = 1,1$; $\delta_4 = 1,0$);

m: dezembro, último do mês de da contabilização do ano .

O saldo inicial para o primeiro ano do quadriênio é igual a zero. Se for apurado valor inferior à energia contratada, o vendedor estará sujeito ao ressarcimento quadrienal. O ressarcimento anual é devido pelo vendedor quando a geração da usina for inferior a noventa por cento da energia contratada. No leilão de fontes alternativas, o ressarcimento é pelo preço de venda da energia.

No caso de geração inferior, a geradora poderá acessar o mercado livre para recompor sua obrigação contratual. De modo distinto ao LER, não há reconciliação quadrienal, ou seja, não há risco de redução do montante de energia contratada em função de um histórico de geração ruim.

Para os leilões subsequentes, realizados em 17 de agosto de 2011 (A-3/2011) e 20 de dezembro de 2011 (A-5/2011), houve uma pequena alteração no cálculo do ressarcimento ao final do quadriênio. Em vez de o gerador ressarcir a distribuidora pelo mesmo preço do contrato, o cálculo seria feito pelo maior valor entre o preço do contrato e a média do PLD.

A tabela abaixo resume as características principais de cada certame de energia nova.

No caso de atraso do início do suprimento, ao contrário do que ocorre no leilão de reserva, no LFA2010, o atraso não isenta o gerador do ressarcimento, no entanto, isenta-o da recomposição de lastro. No A-3/2011, o gerador fica isento do ressarcimento, porém deve recompor lastro no mercado livre. Já, no A-5/2011, o gerador é isento tanto do ressarcimento, quanto da recomposição de lastro.

Tabela 4 – Quadro comparativo entre os leilões de energia nova

	2º LFA – 2010(A-3)	12º LEN – 2011(A-3)	13º LEN – 2011(A-5)
Início de suprimento	01-01-2013	01-03-2014	01-01-2016
Final do suprimento	31-12-2032	31-12-2033	31-12-2035
Modalidade	Disponibilidade	Disponibilidade	Disponibilidade
Comprometimento	Percentual de comprometimento	Idem	Idem
Antecipação	Pode ser antecipado. A Aneel deve disciplinar ajustes no contrato.	Antecipação opcional (termo aditivo) Compulsória a partir de 01-01-2014.	Antecipação opcional (termo aditivo).
Atraso na transmissão	Não isenta o ressarcimento, porém isenta a recomposição de lastro.	Isenta o ressarcimento (proporcional à potência apta com relação à potência instalada da usina), porém deve recompor lastro.	Idem + isenta de recompor lastro.
Atualização monetária	Receita Fixa – Anual em novembro	Receita Fixa e ICB – Anual em janeiro	Idem
Recomposição de lastro	Atraso ou descasamento – Recomposição de lastro por CCEAL (isenta de ressarcimento).	Atraso ou descasamento – usinas de sua titularidade ou CCEAL (não isenta de ressarcimentos).	Atraso ou descasamento – usinas de sua titularidade ou CCEAL (não isenta de ressarcimentos).
Receita de venda	Receita Fixa mensal	Proporcional à potência em operação comercial (RFU, IPCA), antecipação (ICB, IPCA) e atraso/recomposição REN 165 (preço de repasse).	Idem, porém antecipação valorada pela RFU.
Sazonalidade e modulação	Sazonalidade <i>flat</i> e modulação conforme o perfil de carga (limitado na potência).	Idem	Idem
Saldo acumulado	Margem inferior (-10% da EC) Margem superior 1º ano do quadriênio = 30%; 2º ano do quadriênio = 20%; 3º ano do quadriênio = 10%, e 4º ano do quadriênio = 00%.	Idem	Idem
Ressarcimento	Ano – $G < 0,9*EC$ Quadriênio – $(0,9*EC) < G < EC$ Valor = Receita fixa unitária (12 parcelas).	Ano – $G < 0,9*EC$ Quadriênio – $(0,9*EC) < G < EC$ Valor = Max. (RFU; PLDM) (12 parcelas).	Idem
Multa anemométrica	Existe a obrigação de instalação até 01-07-2013, porém não existe multa estipulada.	Da não instalação (180 dias) ou interrupção 1% Receita Fixa Anual/mês.	Idem
Multa por rescisão	Menor entre $(30 \% \times \Sigma \text{Receitas Fixas} \times \text{Energia Remanescente})$ ou Receita Fixa anual.	Idem	Idem
Rescisão	Pela Parte adimplente: Falência; perda de autorização; inadimplência de qualquer obrigação contratual.	Pela Aneel: Falência; perda de autorização; desligamento CCEE, motorização não concluída até 31-12-2015 (exceto caso fortuito); aerogeradores usados ou importados com potência <1,5MW. Pela Parte adimplente: qualquer descumprimento contratual, incluindo não recomposição de lastro. Pode reduzir EC e POT – degradação de GFIS (termo aditivo e exposição voluntária).	Idem + atraso >30dias reconstituir garantia de fiel cumprimento; atraso >540dias de qualquer marco de implantação; motorização até 31-12-2017.
Observações	–		Idem

Fonte: CCEE

Nos leilões de energia nova, o risco de submercado também não é de responsabilidade do gerador, com submercado de entrega na região do gerador.

A partir do leilão A-3/2012, passou-se a exigir do gerador eólico um montante de potência associada que corresponde a 1,5 vezes do valor da energia contratada como recurso do comprador e requisito do vendedor no processo de apuração de insuficiência de lastro de potência, nos termos das regras de comercialização. Não existe tal obrigação no leilão de energia de reserva.

3.4. Resultados dos leilões

Nos oito leilões promovidos até o momento pelo governo, foram contratados 3.763,6 MW médios de energia, a preço médio de R\$ 19,60/MWh, preços de dezembro de 2012. Verifica-se que os preços foram decrescendo com os anos, mostrando a competitividade da fonte eólica frente a outras fontes. No último leilão de energia nova, realizado em dezembro de 2012, o preço alcançou o patamar de R\$ 89,97/MWh, em termos nominais.

No primeiro leilão de energia de reserva (LER2009), o governo estabeleceu preço teto de R\$ 189,00/MWh. O deságio médio do leilão foi de 21,5%, sendo que o maior deságio foi apresentado pela Eletrosul, do grupo Eletrobrás, com deságio de 30,7%. No total, 441 projetos se inscreveram para o leilão e a EPE habilitou, tecnicamente, 339 projetos, totalizando 13.341 MW.

Com o deságio representativo no LER2009 e o grande número de ofertantes, o governo entendeu que o preço teto estabelecido para a fonte era muito superior ao valor necessário para viabilizar a fonte, estabelecendo, portanto, um preço teto inferior para os leilões do ano de 2010, de R\$ 167,00/MWh. Ainda assim, o leilão apresentou um deságio significativo, de 19,7% no LFA2010 e 26,5% no LER2010. Em 2010, para o LFA2010, 11.214MW foram inscritos, sendo 8.304MW habilitados, totalizando 320 projetos.

No terceiro ano consecutivo de realização de leilão com a participação da fonte eólica, os deságios continuaram, mesmo com o preço teto sendo, novamente, reduzido. Para o Leilão A-3/2011, o preço teto foi de R\$ 139,00/MWh e, para o LER/2011, foi também de R\$ 139,00/MWh. Os deságios foram de 26,8% e 31,8%, respectivamente. Para esses dois leilões, 10.935 MW foram inscritos e 6.052 MW habilitados, em 316 projetos.

Em 2011, foi, também, a primeira vez que foi permitida a participação da fonte em um leilão A-5. Foram 7.486 MW inscritos, com 5.149 MW habilitados. O preço teto foi reduzido para R\$ 112,00/MWh e o deságio foi de 3,8%. Destaca-se que entre os leilões A-3/2011 e LER2011 assim como A-5/2011, a cotação do dólar disparou, saindo de R\$ 1,5970/US\$ para R\$ 1,8369/US\$, refletindo a piora do cenário econômico internacional.

Em 2012, o Leilão A-3/2012 foi cancelado em função da falta de demanda das distribuidoras, restando somente o A-5/2012. O preço teto permaneceu em R\$ 112,00/MWh. Nesse leilão, a oferta de projetos continuou elevada, com 484 projetos habilitados, totalizando 11.879 MW. Devido à baixa demanda das distribuidoras, o leilão foi muito disputado, finalizado com um deságio médio de 19,7%.

O último leilão foi o LER2013, ocorrido em agosto de 2013. O preço teto foi elevado devido às novas regras de cálculo de garantia físico, ficando em R\$ 117,0/MWh. Foram habilitados 377 parques, totalizando 8.999 MW. Nesse certame, 1.505,2 MW foram viabilizados, a um preço médio de R\$ 110,51/MWh. O deságio médio foi de 5,5%.

O gráfico a seguir apresenta os preços teto de cada leilão, o preço médio assim como o menor e o maior lance.

Gráfico 5 – Deságios dos Leilões – valores correntes

Fonte: Dados da CCEE e Aneel, elaboração própria.

Tabela 5 – Resultado dos Leilões

	Data do leilão	Potência [MW]	Garantia física [MWm]	Energia vendida [MWm]	Preço médio [R\$/MWh]	Data base	Preço médio atual. Ago.2013* [R\$/MWh]
LER 2009	14.12.2009	1.805,70	783,10	753,00	148,39	dez/09	183,23
LFA 2010	26.08.2010	1.519,60	658,50	643,90	134,10	abr/10	161,32
LER 2010	26.08.2010	528,20	266,80	255,10	122,69	mai/10	146,95
A-3 2011	17.08.2011	1.067,60	484,20	410,00	101,66	ago/11	111,14
LER 2011	18.08.2011	861,10	428,80	422,10	99,54	ago/11	113,50
A-5 2011	20.12.2011	976,50	478,50	452,40	107,75	dez/11	117,95
A-5 2012	14.12.2012	281,90	152,20	151,60	89,97	dez/12	93,06
LER 2013	23.08.2013	1.505,20	700,70	675,50	110,51	ago/13	110,51
Total		8.545,80	3.952,80	3.763,60	119,60		136,81

Fonte: Dados da CCEE e Aneel, elaboração própria

Entre os fatores que ajudam a esclarecer tal competitividade, a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA, 2012) esclarece que uma combinação de fatores estruturais e conjunturais explicam os resultados dos leilões:

Fatores estruturais:

- Progresso técnico da indústria: a trajetória tecnológica contribuiu para a redução dos custos na cadeia de produção da indústria;
- Condições favoráveis de vento: o Brasil tem vantagem comparativa e apresenta potencial em torno de 300 GW e características superiores ao vento dos EUA e Europa (alto fator de capacidade);
- Modelo de leilão e contratação: leilão competitivo com contratos de 20 anos reajustados pelo IPCA (renda fixa);
- Condições de financiamento;
- Modelo de instalação de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para uma conexão compartilhada – ICGs.

Fatores conjunturais:

- Condição favorável do Brasil para investimentos em infraestrutura;
- Crise nos EUA e Europa: o Brasil é, praticamente, o único país investindo em eólica no mundo (importa cerca de 40% dos bens de capital);
 - A China, o maior investidor, tem sua própria indústria;
 - A China é, também, competidor no mercado brasileiro;
 - A indústria de bens de capital de eólica se instalando no país;

- Política agressiva de investidores de bens de capital e geradores para ganhar mercado:
 - Disputa comercial;
 - Leilões simultâneos da cadeia produtiva;
- Taxa de câmbio: a desvalorização do dólar trouxe uma redução em torno de 30% nos custos dos componentes importados;
- Retomada de investimentos dos geradores locais (preço de entrada no mercado);
- Investimentos desonerados de Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e Imposto sobre Produto Importado (IPI).

À guisa de ilustração, há menos de 5 anos atrás existia somente um fabricante de aerogerador instalado no país, trata-se da *Wobben Windpower*. Hoje, temos a Impsa, Gamesa, Alstom, Siemens, GE, todas em operação, além da Vestas e Fuhrlander, em instalação. Além dos *players* citados, outras fabricantes atuam, intensamente, no país por meio da importação de produtos, como a indiana Suzlon. Com relação às condições de financiamento, atualmente o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – é a principal fonte de capital de terceiros, seja pelo financiamento direto ou indireto. As fontes renováveis possuem condições mais atrativas de captação quando comparadas a algumas fontes convencionais e a outros setores de energia elétrica, conforme tabela a seguir.

Tabela 6 – Condições de financiamento do BNDES

	Eólica, PCHs, solar e biomassa	UHEs	UTES	Transmissão
Participação máxima do BNDES	Até 80% dos itens financiáveis	Até 70% dos itens financiáveis	Até 50% dos itens financiáveis	Até 70% dos itens financiáveis
Custo financeiro	100% TJLP	100% TJLP	50% TJLP + 50% TJ-462	100% TJLP
Remuneração básica do BNDES	0,9% a.a.	0,9% a.a.	1,8% a.a.	1,3% a.a.
Taxa de risco de crédito	Até 3,57% a.a.	Até 3,57% a.a.	Até 3,57% a.a.	Até 3,57% a.a.
Prazo máximo de amortização	Até 16 anos	Até 20 anos	Até 14 anos	Até 14 anos
Sistema de amortização	SAC	SAC	SAC	SAC
Período de carência	Até 6 meses após o início da operação comercial do empreendimento	Até 6 meses após o início da operação comercial do empreendimento	Até 6 meses após o início da operação comercial do empreendimento	Até 6 meses após o início da operação comercial do empreendimento

Fonte: Dados do BNDES, 2012, elaboração própria

A TJLP também sofreu reduções, reduzindo o custo médio ponderado do capital. No primeiro trimestre de 2009, a TJLP estava em 6,25% a.a. e, para o primeiro trimestre de 2013, a TJLP foi estabelecida em 5,0%.

A fonte eólica também se beneficia de isenções tributárias, como IPI, ICMS sobre a aquisição de equipamentos. Por meio do Regime Especial de Incentivo – REIDI –, estabelecido pela Lei n. 11.488, de 15.06.2007, a eólica também pode ser isenta de PIS e COFINS sobre a aquisição de bens de capital. Esta última, no entanto, não se trata de um benefício exclusivo à fonte eólica, já que é aplicável a outras fontes de energia e ao setor de transmissão e distribuição.

O Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz – estabeleceu, em 12 de dezembro de 2007, o convênio ICMS n.º 101/97, isentando o ICMS sobre os aerogeradores, torres, pá de motor ou turbina hidráulica, entre outros componentes eólicos. Desde então, o Confaz tem prorrogado, sistematicamente, o convênios, sendo o último por meio do Convênio ICMS n.º01, de 20 de janeiro de 2010, prorrogando a isenção até 31 de dezembro de 2012.

Segundo levantamento realizado por Bahnemann (2009), o ICMS chega a representar 17% do valor de alguns equipamentos, entre eles o aerogerador. Já o IPI representa até 7,5% do equipamento. É importante destacar que a isenção do ICMS é garantida desde que haja a isenção ou a alíquota zero de IPI.

A maior parte dos equipamentos para fins de produção de energia eólica possuem alíquota zero, segundo a tabela de imposto sobre produto industrializado.

3.5. Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG's

Uma das principais dificuldades encontradas pelos empreendedores foi a definição do ponto de conexão para exportação da energia gerada pelo parque. Tal tese é corroborada pelo número de empreendimentos cadastrados no Leilão de Reserva que declararam interesse em integrar a Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG⁷. Dos 428

7 Segundo a EPE, as incertezas que antecederam as análises da conexão de usinas de biomassa, em Mato Grosso do Sul, fizeram que o MME e a ANEEL procedessem ao aprimoramento da regulamentação do setor elétrico com o Decreto nº 6.460/2008, que instituiu a Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG. As

empreendimentos cadastrados, 363 indicaram a opção de integrar as ICGs, todos estes localizados nas Regiões Nordeste e Sul.

A ICG foi uma alternativa, vislumbrada pelo governo, de acesso ao sistema elétrico quando se verifica que a demanda expressiva por conexão em regiões geográficas atendidas por malhas de transmissão com baixa capilaridade ou por sistemas de distribuição sem capacidade para incorporar volumes significativos energia.

As ICGs são integradas pelos novos barramentos, linhas de transmissão, transformadores de potência, inclusive aqueles com tensão secundária inferior a 230 kV e equipamentos de subestação não classificados, como instalações de rede básica, em qualquer tensão, apenas em caráter compartilhado. O objetivo é conectar o conjunto de geradores à Rede Básica e o acesso de tais geradores dar-se-á na Rede Básica por meio do compartilhamento de uma ICG (ANEEL, 2008, Nota técnica 003/2008).

Figura 4 – Diagrama de ICG, IEG (instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração), SE Coletora e SE Subcoletora

Fonte: ANEEL, 2008

Conforme ilustrado na figura 2, os geradores G1 a G4 serão responsáveis pela execução da linha de transmissão, de uso exclusivo, até a conexão na Subestação coletora SC2. Por estarem acessando uma linha de transmissão pertencente à rede básica, as geradoras pagarão a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST – e, em função do ICG, os encargos associados à linha de transmissão LT1, subestação coletora SC2 e ao trafo. Os geradores G7 e G8 serão responsáveis pelo

ICGs são instalações de conexão para acesso de centrais de geração, mas de propriedade da concessionária de transmissão.

pagamento da TUST mais os encargos de conexão referentes à subestação coletora SC3 e SC2, à linha de transmissão LT2 e ao trafo. A geradora G5 arcará com a TUST mais encargos de conexão referentes ao trafo e à subestação coletora SC1. A geradora G6, que está conectada diretamente à rede básica e não compartilhou nenhuma infraestrutura, arcará somente com a TUST. A ICG é licitada ou autorizada e seu custo arrecadado pelos geradores usuários, sempre de forma proporcional à potência injetada.

Essa solução foi intensamente aplicada no Nordeste. Para atender somente aos Leilões realizados em 2009 e 2010, ocasião em que foram contratados 3.858,5 MW, o investimento necessário para a construção da estrutura dos ICGs é da ordem de R\$ 809.718,3 mil⁸.

Os empreendimentos, na época de cadastramento e habilitação do projeto para fins de participação do leilão, devem informar se possuem interesse em participar da ICG. Após a realização do leilão de compra e venda de energia, a Aneel realiza a Chamada Pública, da qual podem participar somente os geradores que se sagraram vencedores no Leilão.

Os interessados devem aportar uma garantia de participação, proporcional à potência instalada, de, no mínimo, um milhão de reais. Com base nas empresas que aportaram garantia, a EPE realizará os estudos para verificar os reforços necessários no sistema de transmissão para o escoamento da energia daqueles parques. Definida a configuração, a etapa seguinte será a realização do leilão do sistema de transmissão para definir o empreendedor responsável pela implantação dos reforços. Ao final, a geradora assinará o Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão – CCT – com a transmissora responsável pela execução das obras.

Foram realizadas quatro chamadas públicas até 2012. Dos 7.040,60 MW que venderam sua energia nos leilões, 2.647,10 MW eram relacionadas para compartilhar a conexão.

Até o momento, foram realizadas três licitações para a contratação de serviço público de transmissão de energia que incluíam as ICGs, divididos em oito lotes. A Companhia Elétrica do São Francisco – CHESF – participou, intensamente, dos leilões e é responsável por sete lotes e possui participação de 49% em outro lote. A Tabela 7 apresenta os resultados das licitações de transmissão.

⁸ Investimento obtido nos anexos dos contratos de concessão de serviços de transmissão.

Dado o crescimento significativo na região, a EPE estuda a antecipação dos reforços na interligação Nordeste–Sudeste em virtude das sobras da região, principalmente a partir de 2013. A ampliação da capacidade irá permitir a exportação de energia do Nordeste em uma eventual situação de estiagem extrema na região Sudeste e, no Centro-Oeste, ou crescimento acentuado na demanda. (PDEE, 2011)

Conforme colocado anteriormente, o governo abandonou a concepção do ICG No último leilão de energia de reserva realizado em agosto de 2013. Nesse leilão, a compra de energia foi baseada também na capacidade de escoamento dos pontos de conexão existentes, dessa forma, para atendimento dos projetos que comercializaram energia no LER 2013 não será necessário licitar sistemas de transmissão.

Tabela 7 – ICGs licitadas

Leilão	Lote	Lote	Vencedor	RAP Edital	RAP vencedora	Deságio	Operação Comercial contratual	Operação Comercial prevista
Leilão 06-2010	A	LT, C3, 230 kV Paraíso – Açú II; LT, C2, 230 kV Açú II – Mossoró II; LT, CS, 230 kV Extremoz II – João Câmara; SE Extremoz II 230 kV e SE João Câmara 230/69 kV	CHESF	21.785.570	10.326.360	-52,60%	23-05-2012	31-10-2013
	B	LT, CS, 230 kV Igaporã – Bom Jesus da Lapa II; SE Igaporã 230/69 kV	CHESF	10.272.709	4.190.000	-59,21%	23-05-2012	14-12-2013
	C	LT, CS, Sobral III – Acaraú II; SE Acaraú II 230/69 kV	CHESF	7.117.510	4.718.904	-33,70%	23-05-2012	30-11-2013
Leilão 01-2011	A	LT Ceará-Mirim – João Câmara II, CS, em 500 kV; LT Ceará-Mirim – Campina Grande III, CS, em 500 kV; LT Ceará-Mirim ? Extremoz II, CS, em 230 kV; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III 500/230 kV; SE Ceará-Mirim 500/230 kV	CHESF (49%) E CTEEP (51%)	75.956.480	31.901.722	-58,00%	13-05-2013	31-01-2015
	B	LT Morro do Chapéu – Irecê, CS, 230 kV; SE Morro do Chapéu 230 kV	CHESF	5.469.780	4.047.637	-26,00%	13-08-2013	21-08-2014
	C	LT Paraíso – Lagoa Nova, CS, em 230 kV; SE lagoa Nova, 230 kV; SE Ibiapina 230 kV	CHESF	12.174.560	7.791.718	-36,00%	13-08-2013	28-02-2014
Leilão 03-2012	B	LT Mossoró II – Mossoró IV, CS, em 230 kV; LT Ceará-Mirim II – Touros, CS, em 230 kV; LT Russas – Banabuiú C2, CS, em 230 kV; SE Touros, 230 kV; SE Mossoró IV, 230 kV; Transformador 230/69 kV 1 x 150 MVA na SE Touros; SE Touros 69 kV; Transformador 230/69 kV 1 x 100 MVA na SE Mossoró IV; SE Mossoró IV 69 kV	CHESF	13.925.833	12.115.464	-13,00%	01-02-2014	
	C	LT Igaporã II – Igaporã III C1, CS, 230 kV; LT Igaporã II – Igaporã III C2, CS, 230 kV; LT Igaporã III – Pindaí II, CS, 230 kV; SE Igaporã III, em 500/230 kV, (6+1) x 250 MVA; SE Pindaí II, 230 kV; Transformador 230/69 kV, 2 x 150 MVA na SE Pindaí II; SE Pindaí II 69 kV	CHESF	27.200.990	18.224.652	-33,00%	01-02-2014	30-04-2014
TOTAL				173.903.432	93.316.457	-46,34%		

Fonte: Dados da Aneel, elaboração própria)

4. O NEWAVE E O PLANEJAMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO

A importância de entender o funcionamento do NEWAVE reside no papel que o sistema adquiriu para planejamento da expansão da capacidade instalada e como a fonte eólica está inserida no modelo. O NEWAVE foi o modelo utilizado para os estudos de caso dos capítulos seguintes, portanto, o entendimento dos resultados passa também pelo entendimento do funcionamento do modelo.

Sabe-se que o Brasil tem um mix de geração predominantemente hidrelétrico, com grandes usinas distantes do centro de carga. A geração hidráulica correspondeu a 80,4% da geração elétrica no Brasil em 2011, segundo dados do Anuário Estatístico da EPE (2012, p.62).

Uma das dificuldades do sistema para garantir o suprimento no mercado reside no atendimento em períodos hidrológicos desfavoráveis. Assim, a disponibilidade de energia está ligada à vazão afluente de cada usina do sistema e seu grau de regularização. A grande diversidade hidrológica das bacias proporciona um significativo acréscimo de energia firme no país pelas interligações elétricas. Quando há restrições de transmissão, o preço da energia pode ser diferente em cada ponto, mas em função das dificuldades inerentes à adoção desse modelo, decidiu-se por adotar a precificação por submercado (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012).

O país conta com 102.850 km de linhas de transmissão e 232.877 MVA de capacidade de transformação. Estima-se que a extensão das linhas apresente um crescimento de 46,4% e a transformação de 33,6% (PDE 2021). A extensão do sistema de transmissão está diretamente relacionada à dimensão territorial do Brasil e à distância entre as geradoras com os principais centros de carga do país.

Figura 5 – Integração Eletroenergética

Fonte: ONS, 2013.

Segundo Ramos (2010), a diversidade entre os regimes hidrológicos dos subsistemas interligados, diferença entre o custo de produção das plantas e a diversidade entre os perfis (diário e anual) das curvas regionais, são o racional para a interligação de submercado. Entre os benefícios potenciais da interligação, Ramos destaca:

- Produção de energia mais econômica;
- Redução dos riscos de *déficits* de energia ou, em outras palavras, incremento da oferta de energia em um dado nível de risco (Energia Garantida);
- Redução dos requisitos de reserva de capacidade e maior flexibilidade na definição de cronogramas de manutenção;
- Redução do custo de capacidade para novas unidades;
- Redução da necessidade de reforços de transmissão regionais;
- Compartilhamento de reserva girante.

Estima-se que, em função da coordenação da operação em função da interligação dos sistemas, buscando capturar os ganhos acima destacados, o país teve um ganho de 22% na disponibilidade de energia, evitando cerca de R\$ 17,0 bilhões de investimentos em usinas adicionais (Ramos, 2010).

Com uma participação cada vez mais importante no sistema, a energia eólica passa a ser uma variável cada vez mais representativa no processo de otimização do sistema. Os regimes hidrológico e de vento possuem uma correlação negativa, assim, a ampliação da participação eólica traz benefícios como redução do despacho hídrico em períodos de ventos intensos por meio da acumulação de água nos reservatórios.

Para coordenar esse sistema complexo, os agentes de planejamento utilizam, no horizonte de médio prazo, o modelo computacional NEWAVE, que otimiza o sistema buscando o menor custo para o consumidor. Os próximos itens buscam explicar os parâmetros do planejamento e o racional do modelo.

4.1. Planejamento da Expansão do Sistema

A EPE tem a responsabilidade, entre outras atividades, de elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE – estabeleceu que o planejamento da expansão de oferta de energia elétrica deva adotar a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO – e o Custo Marginal de Expansão – CME –, respeitando-se o limite de cinco por cento de risco de insuficiência de oferta de energia.

O CMO é o custo da fonte de geração mais barata que atende ao acréscimo de 1 MW médio de energia pelo sistema, também conhecido como custo marginal de curto prazo. O CME é o custo mínimo para atender a um acréscimo de 1 MWm, considerando a possibilidade de investir e/ou operar mais intensamente o sistema, também conhecido como custo marginal de longo prazo (RAMOS, 2010).

O objetivo do planejamento da operação é o de minimizar o custo total em todo o horizonte de estudo, sendo que o custo total a soma do custo variável de todos os recursos utilizados (inclusive o de despacho térmico) mais o custo associado à falta ou racionamento de energia (chamado de custo de *déficit*), se a demanda não for atendida. Para alcançar o mínimo custo, deve-se gerenciar as decisões de geração de origem hidroelétrica e termoelétrica por usina, intercâmbio de energia entre os submercados e corte de carga (CCEE e ONS, 2009, p. 6). O custo total é composto por duas parcelas:

- Custo imediato: referente às decisões que são tomadas no momento, ou seja, qual seria o custo da geração hoje;
- Custo futuro: refere-se às possíveis decisões que poderão ser tomadas no futuro. Como a matriz brasileira é, predominantemente, hidroelétrica, o custo futuro será influenciado pelas decisões no presente, dando um caráter de interdependência no tempo.

Se apenas a água estocada em uma usina hidrelétrica for utilizada para atender a demanda, o reservatório terminará vazio para o atendimento da demanda. Como não há pagamento pela água, o custo imediato é nulo. Para o período seguinte, se todo o reservatório for utilizado para o atendimento da demanda, obrigatoriamente será necessário despachar térmicas, com o custo de combustível, ou seja, o custo futuro tende a ser alto. Se o contrário ocorrer, ou seja, não se gerar energia pela fonte hidro e utilizar-se as térmicas, o custo imediato será alto, já que o sistema inclui o pagamento pelo combustível. No período seguinte, com o reservatório cheio, teremos um custo futuro menor, pois a quantidade de térmica utilizada será reduzida (CCEE e ONS, 2009, p. 7).

A figura a seguir mostra como é construída a estratégia de minimização do Custo Total pela soma do Custo Futuro com o Custo Imediato com duas hipóteses de decisão.

Fonte: CCEE e ONS, 2009

A curva de custo futuro é também chamada função de custo futuro e sua inclinação indica como ocorre a variação do custo de produção em relação ao volume armazenado. A derivada dessa função é conhecida como valor da água. A curva de

custo imediato representa, em ordem crescente, os custos de geração térmica e o *déficit* de energia. A inclinação da curva para cada volume ao final do mês corresponde ao custo da geração térmica ou o *déficit* necessário para se atingir aquele volume armazenado (CCEE e ONS, 2009, p. 7).

Com o conhecimento das duas curvas, o despacho energético que conduz ao menor custo total é obtido ao se equilibrar a geração hidráulica e térmica de forma a igualar o valor da água ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada (CCEE e ONS, 2009, p. 7).

O CMO médio anual é calculado com base no NEWAVE e o CME é estimado com base nos resultados dos leilões de energia nova, considerando-se que o lance vencedor mais caro do certame revela a predisposição de investir dos agentes (TOLMASQUIM, 2012, p. 86). A EPE estabeleceu que o CME adotado no PDE 2021 fosse de R\$ 102,0/MWh.

A condição de $CME = CMO$ sinaliza o momento de expansão da capacidade instalada. Concretizada a expansão, o CMO decresce e reinicia outro ciclo, até que a condição $CME = CMO$ revele a necessidade de nova expansão da oferta (TOLMASQUIM, 2012, p.86).

4.2. O racional por trás do modelo computacional NEWAVE

Como colocado anteriormente, em função da predominância hídrica na matriz elétrica brasileira, existe uma relação de interdependência entre as usinas, tanto espacial quanto temporalmente. Se utilizarmos mais água de um determinado reservatório durante um mês, haverá menos água para o mês seguinte. As vazões entre os meses também irão determinar a quantidade de água reservada para geração de energia (e usos múltiplos). Para o planejamento da operação no médio prazo, o ONS utiliza o programa computacional NEWAVE.

O NEWAVE foi desenvolvido considerando as séries históricas de vazão para alimentar um modelo de geração de séries sintéticas de energias afluentes, e o sistema energético é visto de forma simplificada, extraindo os indicativos sobre a condição de atendimento futuro (CCEE e ONS, 2009, p. 4).

O programa tem por objetivo otimizar a operação do sistema, por meio de despachos das hidrelétricas e térmicas, de modo a se obter o menor custo marginal de operação para atendimento total de demanda de energia elétrica.

Conforme exposto anteriormente, o custo imediato corresponde às despesas decorrentes das decisões presentes, como pagamento pela geração de termoeletricas. Para cálculo do custo futuro, por outro lado, é adicionada outra variável de alto grau de incerteza, que é a afluência (vazão) que irá ocorrer. Portanto, deve-se iniciar pelo estudo do comportamento estatístico das afluências para se calcular o custo futuro.

O modelo estatístico utilizado no NEWAVE é o modelo autorregressivo periódico de ordem “p” – PAR(p). Esse modelo considera que a afluência futura depende das afluências que ocorreram nos mesmos locais até a ordem “p”. Trata-se de um modelo periódico por estar ligado à sazonalidade do regime de chuvas, portanto, cada mês pode ter um parâmetro “p” diferente (CCEE e ONS, 2009, p. 8).

Conhecendo o modelo estatístico que representa as afluências (vazão), pode-se acompanhar a evolução do sistema no período analisado para cada hipótese de afluência, calculando o custo médio de todas as hipóteses, de modo a inferir a expectativa de custo futuro.

O NEWAVE utiliza a programação dinâmica estocástica dual que permite estudar a evolução do sistema e trazer informações do futuro para o presente. Esse método permite encontrar o custo futuro médio para o estado (corresponde ao nível de armazenamento do reservatório da usina) inicial de partida ou qualquer outro estado que pertença a qualquer etapa (intervalo de tempo, sendo que no NEWAVE é igual a um mês). Também garante que o custo futuro calculado em cada etapa é ótimo (CCEE e ONS, 2009, p. 10). A figura a seguir ilustra o procedimento no sentido inverso para chegar ao custo total ótimo.

Figura 7 – Etapas para decisão de menor custo dentro da Programação Dinâmica Estocástica

Fonte: CCEE e ONS, 2009

A figura apresenta o resultado de um único reservatório, mas o país possui inúmeros reservatórios. Como se trata de um processo exponencial no que se refere ao número de estados, quando inserimos a quantidade real de reservatórios e o horizonte médio, o número de possibilidades extrapola a factibilidade de calcular o custo ótimo. Trata-se da “maldição da dimensionalidade”. Para contornar tal situação, utiliza-se a programação dual estocástica. Em vez de realizar o estudo para um número grande de estados, utiliza-se apenas poucos estados. Além do custo futuro, calcula-se a taxa de variação do custo futuro (derivada do custo futuro), a partir do qual é possível chegar a um conjunto de inequações representados por planos em espaço tridimensional, que permitem determinar o custo futuro para qualquer estado pesquisado (corte de Benders).

A taxa de variação do custo futuro também é chamada de valor da água. Compara-se o valor da água com o custo de geração termelétrica. Se for superior, decide-se pelo despacho térmico, caso contrário, a hidrelétrica é chamada a operar.

Com a limitação do cálculo da programação dual estocástica, selecionam-se os estados pela simulação da operação, utilizando algumas sequências de afluições sorteadas a partir da distribuição estatística. Pode-se adotar a árvore completa (cada hipótese se ramifica sucessivamente em cada etapa) ou árvore incompleta (todas as hipóteses se ramificam apenas a partir do início do horizonte e cada hipótese tem a duração do horizonte de estudo).

O NEWAVE utiliza a árvore incompleta, ou seja, as hipóteses não se ramificam a cada etapa. O processo iterativo⁹ fornece uma única função de custo futuro em cada etapa.

⁹ otimização *forward* – os estados escolhidos são justamente os níveis de armazenamento atingidos em cada um dos cenários, em simulações que partem do início e chegam ao final do horizonte – e otimização *backward* – parte do final para o início do horizonte

Isso é possível devido à combinação do nível de armazenamento e da afluência anterior. Assim, na árvore incompleta, para cada estado é calculado o custo futuro e sua derivada, essa última, no entanto, não é uma reta e, sim, um plano em função da combinação inicialmente mencionada.

O critério de convergência (de parada) do processo iterativo considera um intervalo de confiança para o custo médio simulado e exige-se apenas que o custo futuro estimado esteja dentro do intervalo de 95% de probabilidade.

A figura a seguir apresenta o fluxo do processo do NEWAVE. O modelo inicia sua execução com o cálculo dos parâmetros e das energias para montagem do sistema equivalente. Em seguida, são geradas 200 sequências de cenários para a otimização *forward* e 20 ABERTURAS para cada cenário em cada mês. Depois de obtida a convergência na construção da Função de Custo Futuro, são obtidos os índices de desempenho, tanto na avaliação do atendimento, supondo a repetição do histórico de afluentes desde 1931, quanto na avaliação do atendimento para 2000 cenários gerados pelo mesmo processo que gerara os 200 cenários.

Figura 8 – Fluxo do processamento do Newave

Fonte: CCEE e ONS, 2009

A energia eólica assim como outras fontes renováveis como biomassa e PCHs, está modelada no sistema de forma simplificada. O parâmetro se dá pela demanda de energia. Deduz-se da projeção de demanda de energia de cada submercado, a oferta dessas fontes incentivadas, assim, o parâmetro para otimização é o mercado líquido. Verifica-se que a forma que a fonte eólica está inserida no modelo é

“determinística”¹⁰, e não captura a variação da geração ao longo do dia e a sua sazonalidade. A medida que a participação da fonte vai tornando-se representativa, o modelo obrigatoriamente terá que passar por uma revisão de forma a refletir de maneira mais realista a operação do sistema.

Em resumo, o Newave tem de encontrar o menor custo total em cada etapa, respeitando o atendimento da carga líquida (soma da geração hídrica, térmico, recebimentos e fornecimentos por meio do intercâmbio e o *déficit*), balanço hídrico.

É importante destacar que, a partir de setembro de 2013, A ANEEL homologou¹¹ uma nova versão do NEWAVE (Versão 18), que passou a considerar a tendência hidrológica, habilitada tanto para o cálculo da estratégia de operação, quanto para a simulação final, a utilização da restrição de vazão mínima na política operativa, a aplicação de penalidade associada idêntica a do quarto patamar da função custo de déficit e a adoção de um valor condicional a um dado risco (Conditional Value at Risk - CVaR). O mecanismo de aversão a risco CVaR visa dar maior importância aos cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação.

Nas versões utilizadas antes da nova versão, a otimização do despacho hidrotérmico foi concebida com o critério de mínimo custo, objetivando operar o sistema minimizando o valor esperado da geração térmica e eventuais cortes de carga, a qual é avaliada para um conjunto de possíveis cenários de afluições futuras aos reservatórios (2.000 cenários na etapa de simulação do NEWAVE).

Os cenários hidrológicos mais severos são considerados de maneira indireta, pela média do valor esperado dos custos operativos. Consequentemente, o sistema não está protegido contra eventos de séries hidrológicas críticas e à violação dos níveis de segurança desejados. O novo modelo passou a considerar um Valor Condicionado a um Dado Risco – CVAR como mecanismo de aversão a risco nos modelos de otimização.

Desse modo, a função objetivo, além de minimizar o valor esperado do custo total de operação com um determinado peso ($1 - \lambda$), considera também uma parcela adicional referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos, com um peso

¹⁰ Representa-se apenas um perfil médio de geração anual, com sazonalidade mensal, de tal forma que a geração de qualquer mês é sempre fixa e igual à produção média daquele mês avaliada a partir de um histórico de operação.

¹¹ Despacho ANEEL n.º 2.978, de 27 de agosto de 2013.

(λ). O conjunto de cenários hidrológicos mais críticos é identificado por meio de um parâmetro α , relacionado ao nível de proteção e que indica o percentual do total dos cenários daquele período que será considerado com custo adicional na função objetivo (CPAMP, 2013)

Como resultado da adoção dos critérios de segurança adicionais, o CMO tende a subir de preço, refletindo o despacho térmico adicional.

5. ESTUDOS DE CASO

Neste capítulo serão apresentados os dados de entrada do *deck* do PDE2021, utilizado como base para as simulações, assim como as alterações realizadas dentro do *deck* e os resultados da modelagem. Inicialmente serão apresentadas as principais particularidades com relação ao *deck* do NEWAVE utilizado para fins de planejamento da expansão, culminando no PDE2021, em relação ao *deck* utilizado mensalmente para fins de planejamento da operação. Em seguida, serão apresentadas duas simulações, buscando quantificar os benefícios da fonte, por meio da análise dos CMO, risco de déficit, custo total da operação do sistema e o perfil de exportação do submercado Nordeste.

A partir dos dados de saída das simulações do NEWAVE, principalmente o custo de operação do sistema, os custos do aumento da interligação e do investimento necessário para implantação da fonte são adicionados e comparados.

Por último, apresenta-se o preço da fonte eólica desconsiderando-se as vantagens conjunturais, destacando-se para os investimentos da rede básica, isenção de impostos para aquisição de bens de capital e adoção da garantia física considerando a probabilidade de geração a P90.

5.1. Representação no NEWAVE e especificidades do *deck* do PDE2021

O modelo NEWAVE tem especificações, entre inúmeras variáveis, com relação à carga, risco de *déficit*, taxa de desconto e subsistemas. A carga de energia é representada por patamar (leve, média e pesada).

A CCEE e ONS (2009, p. 25) colocam que nos estudos de médio prazo é conveniente tratar o sistema de forma simplificada, pois o estudo tem por objetivo obter índices de atendimento ao consumo, para, por exemplo, alertar ou tranquilizar o país com relação ao atendimento da carga e alterar o ritmo de obras de geração ou transmissão. Assim, o Newave agrega os reservatórios de cada usina hidrelétrica em um único reservatório equivalente de energia por submercado.

Para o custo do *déficit*, foi definida uma função cujo custo unitário do *déficit* é função da profundidade do corte de carga. Para o ano de 2013, a Aneel, por meio da Resolução Homologatória n.º 1396, de 11 de dezembro de 2012, estabeleceu que o

custo varia de R\$ 1.293,45/MWh (redução de carga inferior a 5%), até R\$ 6.623,33/MWh (redução de carga superior a 20%).

Quando se trata do planejamento da operação mensal, no Newave, são representados quatro subsistemas coincidentes com os quatro submercados. Já para o Plano Decenal, são representados 11 subsistemas. Além dos quatro submercados, existe um específico para representação da interligação da UHE Itaipu; o subsistema Sudeste/Centro-Oeste foi dividido entre as usinas que compõem a bacia do Rio Paraná e outra bacia com as demais UHEs (ambas conectadas entre si com o limite de intercâmbio indefinido); Manaus, Amapá e Boa Vista (interligação do sistema isolado); UHE Belo Monte (conectada ao subsistema Norte); UHE Tapajós, Juruena e Teles Pires, conectada ao Sudeste/Centro-Oeste, e, ainda, Imperatriz (nó de interligação Norte-Sul); e Ivaiporã. A figura a seguir apresenta a interligação entre os subsistemas no *deck* do PDE2021.

Figura 9 – Interligação entre os subsistemas

Fonte: EPE, PDE 2021

O *deck* do PDE2021 considerou a capacidade instalada do final de abril de 2011 proveniente dos estudos do ONS. A configuração de referência da geração foi obtida considerando as condições iniciais do SIN, a projeção de mercado, as premissas conjunturais estabelecidas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE – e pelo Grupo Executivo do PAC, a expansão da geração hidrotérmica e a evolução

dos intercâmbios regionais. Além disso, foram considerados os seguintes aspectos para expansão do sistema (PDE2021, p. 72):

- A expansão térmica baseou-se no programa de obras decorrente dos leilões de compra de energia nova;
- A expansão hídrica, segundo o PDE, está de acordo com prazos estimados de desenvolvimento do projeto, licenciamento e o prazo do processo de licitação;
- As usinas contratadas e não despachadas centralizadamente, como eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas não são simuladas individualmente e foi considerada sua expectativa de geração. A expansão desses empreendimentos foi planejada respeitando o potencial econômico dessas fontes, sua distribuição geográfica e o limite de aquisição de energia estabelecida na regulamentação dos leilões A-3;
- Os limites de intercâmbio foram expandidos, considerando-se os benefícios (obtidos pela equalização dos custos marginais) comparativamente às alternativas de expansão das fontes energéticas regionais;
- O equilíbrio da oferta e demanda respeitou os critérios econômicos e de segurança. Foram consideradas informações sobre as próximas licitações de usinas com estudos de inventário aprovados e em estágio de conclusão dos estudos de viabilidade, bem como do potencial de geração por meio de energias renováveis.

Todas as premissas apresentadas até o momento foram mantidas nas diversas simulações realizadas, salvo quando dito o contrário.

5.2. Simulações

Foram consideradas duas configurações de referência para simulação, com dois cenários distintos em cada uma. O objetivo da primeira simulação é quantificar o benefício que a energia eólica traz para o sistema, comparando-se dois cenários: no primeiro, a expansão da eólica prevista do PDE2021 mais uma quantidade após 2017, baseada na quantidade média de energia que entrou em operação comercial entre 2012 e 2016; o segundo cenário considera a mesma expansão de energia que

o primeiro cenário, mas por meio de instalação de térmicas a gás natural entre 2012 e 2025 e nenhuma eólica nesse período.

Na segunda simulação, o objetivo é verificar se existe custo adicional quando da inserção da eólica no Nordeste, comparando-se novamente dois cenários: o primeiro cenário é o mesmo da primeira simulação, ou seja, inserção de eólica no Nordeste, conforme planejado pelo PDE até 2016, e um crescimento maior que o esperado pelo plano a partir de 2017; o segundo cenário é a inserção da mesma quantidade de energia sendo implantada no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

É importante destacar que o presente trabalho não tem a pretensão de analisar o impacto da eólica sob o ponto de vista de desempenho elétrico, o que demandaria estudos complexos, exigindo elaboração de fluxos de potência e outras análises elétricas. Trata-se de uma primeira sensibilidade, sendo que os resultados apresentados certamente não esgotam o assunto. Para as simulações, foi utilizada a Versão 17 do NEWAVE.

5.2.1. Simulação 1 – quantificação do benefício da energia eólica

O gráfico a seguir representa o montante de energia eólica acrescido a cada ano no submercado Nordeste. A coluna azul representa a quantidade de energia contratada em leilões do ambiente regulado até dezembro de 2012, na respectiva data de início do suprimento do CCEAR. A coluna vermelha é a estimativa da EPE para o acréscimo de energia eólica com base no *deck* do PDE2021 no Newave. A coluna verde é a energia efetivamente considerada para a simulação para todo o sistema. A quantidade prevista no submercado Nordeste no *deck* é muito tímida em face do desempenho da fonte dos últimos leilões. Por isso, o montante de energia considerada a partir de 2017 é a média anual da contratação entre 2012, data de início de suprimento do primeiro leilão específico para fonte, e 2016, data de início da entrega da energia comercializada no Leilão A-5/2012 realizado em dezembro.

Gráfico 6- Ampliação anual da oferta de energia eólica no submercado Nordeste

Fonte: elaboração própria

Para o primeiro cenário, a ampliação da oferta de energia eólica no Nordeste seguiu a sazonalidade característica do submercado. Com base nas Portarias¹² da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, que definem os montantes de garantia física dos empreendimentos eólicos, visando à participação dos leilões de energia nova, verificou-se a quantidade de projetos por unidade de federação, assim como a disponibilidade mensal dos projetos.

Gráfico 7- Curva de sazonalização por ponto de conexão (fator 1 = garantia física no ano)

Fonte: Dados da Aneel, elaboração própria

¹² Portaria SPDE n.º 41, de 01-12-2011; Portaria SPDE n.º 27, de 01-08-2011, e Portaria SPDE n.º 28, de 27-11-2012.

Ademais, foram levantadas as subestações de conexão da Rede Básica de cada projeto com base nos Estudos para Licitação de Transmissão de cada certame. Dessa forma, foi criada uma base de dados contendo a curva de sazonalidade de cada ponto de conexão, bem como os projetos associados. Essa estratégia foi adotada procurando-se preservar eventuais diferenças nas sazonalidades dos empreendimentos, em vez de definir uma curva por unidade de federação. As subestações que apresentaram injeção inferior a 200 MW médios foram somadas, devido à baixa representatividade desses projetos em relação às demais subestações. O gráfico e a tabela a seguir apresentam os levantamentos realizados.

Tabela 8 – Sazonalização das garantias físicas das usinas cadastradas nos leilões de energia nova divididas por ponto de conexão

	UF	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	%
SE Igaporã	BA	276,5	331,6	241,9	203,5	235,9	242,0	278,0	359,8	444,6	384,4	400,2	326,2	310,4	4,8%
SE Irecê	BA	355,8	266,1	225,6	344,2	488,9	616,9	677,1	701,8	711,1	629,4	583,1	443,9	503,7	7,7%
SE Juazeiro II	BA	198,1	204,7	162,1	196,5	219,8	257,0	253,2	260,5	265,5	239,1	242,2	206,3	225,4	3,5%
SE Morro do Chapéu	BA	329,1	270,2	227,4	350,4	513,3	650,6	684,8	703,3	701,6	627,8	584,9	422,3	505,5	7,8%
SE Salitre I	BA	254,9	258,1	250,1	224,1	258,0	277,1	300,1	321,0	291,1	257,5	259,2	271,2	268,5	4,1%
Outros	BA	307,3	298,1	273,0	271,2	326,4	364,3	375,7	389,2	413,4	338,5	340,8	313,0	334,2	5,1%
SE Aquiraz	CE	400,7	407,2	268,7	410,0	480,6	555,1	613,5	615,5	615,0	435,9	443,9	321,4	464,0	7,1%
SE Beberibe	CE	204,3	210,8	151,1	112,7	136,0	198,4	256,3	335,0	387,4	354,4	358,9	288,0	249,4	3,8%
SE Russas	CE	194,3	181,8	208,9	171,9	172,6	181,0	204,7	219,0	224,5	210,3	222,1	216,0	200,6	3,1%
SE São Benedito	CE	203,6	174,6	176,2	149,9	187,1	205,8	227,9	245,2	244,1	230,2	230,4	224,9	208,3	3,2%
Outros	CE	468,3	457,3	401,0	443,5	537,0	644,2	704,2	730,0	735,9	645,1	634,6	541,8	578,6	8,9%
SE Miranda II	MA	8,0	6,4	4,6	4,2	4,6	5,7	8,2	12,2	13,8	14,5	13,5	10,7	8,9	0,1%
Outros	PE	170,6	151,8	119,1	94,2	133,7	175,6	229,6	246,2	292,4	283,2	285,8	236,3	201,5	3,1%
Sec. LT Paulo Afonso – Bom Nome	PE	373,7	342,9	380,2	329,8	416,6	454,2	452,5	466,4	515,9	422,2	402,5	424,8	415,1	6,4%
SE Piriapiri	PI	215,9	251,4	148,5	125,8	158,4	214,5	266,1	355,0	390,7	329,3	364,1	277,7	258,1	4,0%
SE Tabuleiros	PI	13,6	15,5	14,7	13,3	15,0	15,8	17,2	18,7	16,9	14,7	14,2	14,9	15,4	0,2%
SE João Câmara III	RN	415	382	295	273	372	525	606	710	779	732	722	591	415	8,2%
SE Mossoró	RN	323	340	262	182	192	219	272	444	520	487	517	429	323	5,4%
SE São Bento do Norte	RN	268	229	245	229	267	265	284	296	332	300	321	301	268	4,3%
Outros	RN	573	560	466	423	447	544	619	691	787	748	764	673	573	9,3%
TOTAL		8.044	7.646	6.381	6.394	7.773	9.373	10.530	11.833	12.631	11.287	11.383	9.643	9.410	100%

Fonte: Elaboração própria

No segundo cenário, consideramos a mesma quantidade de ampliação da garantia física estabelecida no cenário 01 entre 2013 a 2025. No entanto, considerou-se que esse aumento seria por meio da implantação de térmicas fictícias, movidas a gás natural, no submercado Nordeste.

Os 523 MWm foram, então, divididos por ponto de conexão, na proporção apresentada na última coluna do gráfico anterior.

As térmicas fictícias foram inseridas no *deck* do Newave como usinas não existentes, com as seguintes configurações:

- Taxa de indisponibilidade forçada igual a 1,75%;
- Taxa de indisponibilidade programada igual a 2,3%;
- Fator de capacidade máximo de 100%;
- Fator de capacidade igual a 80%;
- Custo variável unitário de R\$ 188,0/MWh;

O fator de capacidade é utilizado para determinação da potência das térmicas, de modo que produzam a mesma quantidade de energia que as eólicas,

A taxa de indisponibilidade forçada e programada, o fator de capacidade máximo e o fator de capacidade foram apurados com base nas térmicas cadastradas nos leilões de energia A-3/2011, de acordo com a Portaria SPDE n.º 28, de 01-08-2011. O custo variável unitário de R\$ 188,0/MWh é a média das usinas térmicas movidas a gás natural constantes no *deck* do Newave do PDE2021. Para o cálculo da média foram excluídos os valores acima de R\$400,0/MWh e inferiores a R\$ 100,0/MWh. O gráfico abaixo apresenta o CVU das térmicas do *deck*, sendo que cada ponto corresponde a uma usina.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do *deck* do Newave do PDE2021

O gráfico a seguir mostra o resultado da simulação, permitindo observar que o CMO dos dois submercados é inferior quando a expansão é realizada por meio de eólicas. O CMO médio do primeiro cenário é de R\$ 97,1/MWh no submercado SE/CO e de R\$ 83,0/MWh no submercado Nordeste. No segundo cenário, os CMOs são de R\$ 141,6/MWh e de R\$ 140,6/MWh nos submercados SE/CO e NE, respectivamente. Ou seja, se a expansão da capacidade não fosse realizada pela fonte eólica, o CMO seria entre R\$ 44,5/MWh e R\$ 57,6/MWh mais caro. O custo total de operação do sistema previsto para o horizonte do planejamento, trazido a valor presente, é de R\$ 75,9 bilhões se a expansão for realizada por eólica, contra R\$ 101,3 bilhões para expansão realizada pela térmica.

Gráfico 9 – Custo Marginal de Operação – R\$/MWh

Fonte: elaboração própria

A soma do despacho térmico nos dois submercados cresce em média 30% ao ano, chegando a 2.097MWm adicionais no cenário 02 (Sim01Cen02) no ano de 2026. O gráfico a seguir apresenta a evolução da geração térmica nos dois submercados.

Gráfico 10 – Geração térmica nos submercados NE e SE/CO – MWm

Fonte: Elaboração própria

Apesar da diminuição do custo de operação, a dúvida que pode surgir é se essa redução é acompanhada também pela redução do risco de *déficit*, devido ao comportamento da curva de sazonalização da eólica ao longo do ano. Quando se analisa os resultados do risco de *déficit* do submercado Nordeste, verifica-se que, em geral, o risco de *déficit* é bem inferior aos 5,0% estipulado para fins de planejamento. No entanto, nos últimos anos dos cenários, verifica-se que o risco passa a apresentar um crescimento, sendo que o cenário em que a expansão da capacidade é realizada por eólica (Sim01Cen01) apresenta risco de *déficit* superior quando comparado ao cenário com expansão térmica (Sim01Cen02).

Gráfico 11 – Risco de déficit nos submercados -%

Fonte: elaboração própria

Quando se analisa o gráfico do risco de *déficit* no submercado Sudeste e Centro-Oeste, observa-se um descolamento para baixo entre as curvas no período seco, enquanto que no cenário com expansão térmica apresenta um risco de *déficit* superior. Dois fatores podem explicar o ocorrido, sendo o primeiro relacionado com a própria expansão térmica – usinas com custo variável diferente de zero; o segundo fator corresponde ao benefício da complementaridade hidroeólica, que faz que, no período seco, haja uma disponibilidade de energia superior quando comparada à capacidade térmica instalada.

Em qualquer dos cenários, é importante observar que o Newave não captura a incerteza da geração eólica, portanto, os números, certamente, estão subestimados em relação a uma situação em que se representasse a fonte eólica estocasticamente, posto que, nos casos estudados, se considera que a geração eólica é sempre igual à média ao longo dos anos (“eólica determinística”).

5.2.2. Simulação 2 – análise da eficiência dos parques do Nordeste

A segunda simulação visa dimensionar o eventual impacto dos parques eólicos no Nordeste, comparando os seguintes cenários. O primeiro será o mesmo cenário utilizado na primeira simulação (Sim01Cen01=Sim02Cen01): a inserção da fonte eólica tal qual como considerado no PDE2021 até 2016, sendo acrescentados 523 MWm anuais a partir de 2017 no submercado Nordeste. O segundo cenário se dará por meio da inserção do mesmo montante de energia simulado no primeiro cenário, só que no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

O impacto será apurado por meio do custo marginal de operação nos dois submercados e no risco de *déficit*.

Tabela 9 – Inserção de energia no submercado Sudeste

Início do suprimento	Energia [MW médios]	Potência [MW]
2013	785	2.168
2014	1.111	3.070
2015	389	1.075
2016	474	1.308
2017	523	1.445
2018	523	1.445
2019	523	1.445
2020	523	1.445
2021	523	1.445
2022	523	1.445
2023	523	1.445
2024	523	1.445
2025	523	1.445
2026	523	1.445
TOTAL	7.989 MWm	22.069 MW

Fonte: Elaboração própria

A energia foi distribuída no submercado Sudeste/Centro-Oeste respeitando-se a curva de sazonalização da garantia física do submercado correspondente de entrega. A sazonalidade da energia eólica do Sudeste/Centro-Oeste está deslocada quando comparada com o Nordeste. O desvio padrão da curva no Sudeste/Centro-Oeste é de 36,9%, enquanto que a do Nordeste é de 27,6%. A curva da região sul se mostra mais estável, com desvio de apenas 10%.

Gráfico 12 – Sazonalidade das eólicas

Fonte: Dados da Aneel, elaboração própria

No submercado Nordeste, a mesma quantidade de energia disponível no *deck* de preços do mês correspondente foi mantida, conforme figura a seguir:

Gráfico 13 – Alterações do *deck* do Newave – Submercado Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: elaboração própria

A inserção de parques eólicos no Sudeste e Centro-Oeste ocasiona um deslocamento para baixo do CMO nesse submercado de R\$ 6,0/MWh na média do período, saindo de R\$ 97,1/MWh para R\$ 91,1/MWh. Já, no Nordeste, verifica-se um aumento expressivo no CMO nos períodos secos, em função do maior despacho térmico, de R\$ 83,0/MWh para R\$ 98,7/MWh.

O custo de operação do sistema, trazidos a valor presente reduziria 6,5%, de R\$ 75,9 bilhões para R\$ 71,0 bilhões.

Gráfico 14 – Custo Marginal de Operação – R\$/MWh

Fonte: Elaboração própria

Quando se analisa o risco de *déficit*, logicamente, dado que foi retirada uma quantidade de oferta no Submercado Nordeste, a tendência é de aumento. Nota-se que o aumento ocorre somente no período seco, permanecendo em zero no período úmido. Na média, o risco de *déficit* subiu de 0,07% para 0,305% e, nos períodos secos, o risco chega a subir mais de 1%. No submercado Sudeste e Centro Oeste, verifica-se que a redução do risco ocorre principalmente no período seco, mas, na média, saiu de 0,51% para 0,39%. Nos dois cenários estudados, o risco médio é ainda muito abaixo do risco utilizado para fins de planejamento, de 5,0%. O gráfico a seguir apresenta a evolução do risco em ambos cenários.

Gráfico 15 – Risco de déficit nos submercados – %

Fonte: elaboração própria

5.2.3. Limites de intercâmbio

Na análise realizada, fundamentada no cenário base (Sim01Cen01 e Sim02Cen01), os resultados dos CMOs indicam que não existe necessidade de expansão da rede, visto que os números ainda são inferiores ao CME.

Os gráficos a seguir mostram o intercâmbio de energia entre os submercados, em específico a exportação de energia do submercado Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste por meio da Interligação Norte-Sul (nó fictício de Imperatriz) e, diretamente, por meio da interligação Sudeste-Nordeste.

Fonte: elaboração própria

Observa-se que, na média dos cenários, a exportação do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste fica próximo ao limite, de 600 MWm até maio de 2014 e de 2.111 MW médios a partir de junho de 2014. Essa expansão auxilia na redução do CMO a partir de 2015 no submercado Sudeste/Centro-Oeste, que sai de R\$ 121,6/MWh em 2014 para R\$ 107,2, em 2015.

É possível verificar que, na média das simulações, os limites de intercâmbio não são atingidos e que, na ligação Nordeste–Sudeste, o volume de troca fica próximo do limite em vários meses. Na ligação Nordeste–Imperatriz, a média indica que a capacidade da linha está bem dimensionada.

Quando analisamos a função de distribuição do intercâmbio, verificamos que em 12,4% do tempo o intercâmbio Nordeste-Sudeste está próximo do limite da capacidade, enquanto que o mesmo ocorre em 3,4% na interligação Nordeste–Imperatriz. O gráfico a seguir apresenta a função de distribuição das duas interligações.

Gráfico 17 – Função de distribuição – Média dos cenários

Fonte: Elaboração própria

5.3. Custo do aumento da interligação e investimentos

Verificamos, até momento, que a energia eólica é benéfica para o sistema, tanto com relação à redução do custo marginal, quanto no risco de *déficit*. O objetivo agora é aprofundar a análise dentro da segunda simulação (Sim02Cen01 e Sim02Cen02), considerando os investimentos necessários para a implantação dos parques, o custo de operação do sistema e a necessidade de investimentos na rede básica.

Figura 10 – Balanço

Em ambos cenários, foram implantados 7.989 MWm no período de 2013 a 2026. No entanto, com fator de capacidade distintos nos dois submercados, para que essa quantidade de energia fosse gerada seriam necessários implantar 16.856 MW (47,4% de fator de capacidade), enquanto que no submercado Sudeste/Centro-Oeste, a capacidade instalada deverá ser de 22.069 MW (36,2% de fator de

capacidade). Considerando-se o investimento médio dos leilões de 2011, de R\$ 3.768/MW, conforme tabela a seguir, o valor presente (taxa de desconto de 8,0% a.a., a mesma taxa utilizada no Newave para o cálculo do custo de operação do sistema) do investimento total seria de R\$ 42,2 bilhões no Nordeste e R\$ 52,3 bilhões no Sudeste/Centro-Oeste.

Tabela 10 – Investimento em energia eólica – Média dos leilões de 2011

	MW	R\$ / MW	DesvPad
A-3/2011	1.068	4.030	514
LER/2011	861	3.611	815
A-5/2011	977	3.619	220
		3.768	

Fonte: dados da CCEE, elaboração própria

A diferença encontrada é de R\$ 13,1 bilhões, montante 2,6 vezes superior à diferença do custo de operação do sistema nos dois cenários, que foi de R\$ 5,0 bilhões. Ou seja, pelo fato do fator de capacidade do Sudeste/Centro-Oeste ser significativamente inferior ao do Nordeste, a redução nos custos de operação é anulada pelo aumento de investimento necessário para gerar a mesma quantidade de energia que se adotou, como premissa, para a região Nordeste. O investimento na rede básica deve ser inferior à diferença líquida encontrada de R\$ 8,1 bilhões.

Com relação à interligação, verificamos que, a princípio, não será necessário a ampliação da interligação somente por conta da implantação de parques no Nordeste. Não obstante, considerando-se um cenário extremo (*stress test*), mantivemos o cálculo como se a implantação de um novo circuito fosse necessária. A interligação norte-sul é realizada pelo seguinte traçado: LT Imperatriz – Colinas – Miracema – Gurupi – Serra da Mesa – Samambaia. Se o aumento da oferta de energia eólica crescer a ponto de exigir um terceiro/quarto circuito, o investimento somente na linha de transmissão chegaria a R\$ 774,6 milhões. Para o cálculo, foi considerado o custo unitário de R\$ 607,09/km¹³ de linha de transmissão, conforme tabela a seguir:

¹³ Fonte: Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão – Análise técnico-econômica de alternativas. Relatório R1 – ampliação das interligações Norte/Nordeste/Sudeste para escoamento da geração excedente nas regiões Norte/Nordeste (No EPE-DEE-RE-063/2011-r2), de 14.09.2012.

Tabela 11 – Interligação Norte Sul – distância

Trecho	Distância (Km)
Imperatriz – Colinas	343
Colinas – Miracema	173
Miracema – Gurupi	255
Gurupi – Serra da Mesa	257
Serra da Mesa – Samambaia	248
Total	1.276 km

Fonte: Leilão 002/2000 – Grupo A, elaboração própria

É importante reiterar que o investimento projetado de R\$ 774,6 milhões é bem simplificado, pois não se considera os investimentos necessários para as adequações das subestações.

Em suma, comparando-se os dois cenários e levando-se em consideração todos os investimentos necessários, a implantação de parques no Nordeste gera uma economia de oportunidade de R\$ 7,3 bilhões, como pode ser verificado pela tabela a seguir.

Tabela 12 – Comparativo final na política de inserção de energia no sistema

Item	Eólicas no Nordeste (Sim02Cen01)	Eólicas no Sudeste/Centro- Oeste (Sim02Cen02)
Custo de operação do sistema	R\$ 75,93	R\$ 70,98
Capex nos parques	R\$ 42,21	R\$ 55,26
Investimento em rede básica	R\$ 0,77	-
Total	R\$ 118,91	R\$ 126,24

Fonte: Elaboração própria.

Quando o traçado da interligação norte-sul foi licitado no Leilão 002/2000, Lote A, o consórcio vencedor da obra estimou valor de R\$ 359,7 milhões para linhas de transmissão, incluindo engenharia, materiais, construção e montagem, mais R\$ 172,4 milhões em subestações, ambos com data base de agosto de 2000. Se atualizarmos os valores para janeiro de 2013 pelo IGPM, o investimento total seria de R\$ 1.425,6 milhões. Por conseguinte, no cenário mais agressivo, mesmo que seja necessário investir pesadamente no sistema de transmissão, considerando-se

todos os custos de implantação, os parques eólicos do Nordeste ainda apresentam uma vantagem econômica superior aos parques do Sudeste/Centro-Oeste.

5.4. Preço da energia eólica descontando-se as vantagens conjunturais

Conforme colocado pela Abeeólica (2012), o sucesso da fonte eólica se deve a fatores conjunturais e estruturais. O objetivo do presente tópico é quantificar algumas das vantagens, de forma a calcular o preço que seja comparável às outras fontes. Serão considerados os seguintes: i) investimentos necessários na rede básica para escoar a energia; ii) isenção dos impostos ICMS e IPI, e iv) geração da energia com base na probabilidade de geração de 90% (P90) em vez de 50% (P50). Para o primeiro item, foram identificados os reforços necessários para despacho pleno das eólicas no Nordeste dentro do Plano de Ampliação e Reforços – PAR – 2013-2016 do ONS. Por consequência do fato que alguns dos empreendimentos estão previstos para se conectarem a subestações subutilizadas, o ONS considerou que não haveria necessidade de obras adicionais na rede básica. Por exemplo, a Subestação Pecém II no Estado do Ceará receberá 441,0 MW de injeção de potência, mas não serão necessários reforços no sistema de transmissão para escoamento dessa energia.

Os sistemas listados a seguir irão receber 4.871,23 MW entre empreendimentos que comercializaram energia nos leilões e no mercado livre e que irão entrar em operação comercial entre 2012 e 2016. A Receita Anual Permitida – RAP – correspondente aos investimentos necessários para implantação desses projetos totalizam R\$ 110.885,2 milhões por ano. Se utilizamos o fator de capacidade médio dos leilões realizados até 2012, o custo por MWh é de R\$ 5,9/MWh. Isso significa que o consumidor final estará pagando R\$ 5,9/MWh a mais somente para cobrir os investimentos em reforços e ampliações da rede.

Ponto de conexão	Tensão	Potência conectada					Obras da rede básica necessárias para despacho pleno	RAP	Data Base	RAP (reajustada pelo IPCA – jan.2013)
		UF	2012	2013	2014	2015				
SE Pecém II	230 kV	CE	115,40	210,00	103,60	12,00	Não há obras adicionais na rede básica a serem implantadas	-	-	-
SE Sobral III	230 kV	CE	65,10	-	70,00	-	Não há obras adicionais na rede básica a serem implantadas	-	-	
SE Aracá II	69 kV	CE	-	186,00	-	-	SE Acaraú II Adequação no barramento de 230 kV para a configuração de barra dupla e ampliação do barramento de 230 kV. Implantação de 2 TRs 230/69 kV – 2x100 MVA, 1 reator 20 Mvar/230 kV, setor de 69 kV e 1 transformador de aterramento (20 ohm/fase) – 69 kV LT Sobral III – Acaraú II C2, circuito simples, 94 km Outorgada a CHESF por meio do Leilão nº 006/2010.	R\$ 4.718.904	03/09/2010	R\$ 5.710.090
SE Ibiapina II	69 kV	CE	-	-	292,00	-	SE Ibiapina II (Nova) 2 TRs 230/69 kV – 100 MVA Seccionamento da LT 230kV Piripiri – Sobral II, 11 km, circuito duplo. Outorgada a CHESF por meio do Leilão nº 001/2011. SE Lagoa Nova II 230/69 kV (nova) 2 TRs 230/69kV – 150 MVA.	R\$ 4.029.876	10/06/2011	R\$ 4.592.442
SE Lagoa Nova	69 kV	RN	-	-	227,40	-	LT 230 kV Paraíso – Lagoa Nova II, 65 km, circuito simples. Outorgada a CHESF por meio do Leilão nº 001/2011.			
SE Mossoró IV	n/d	CE/RN	-	-	85,00	-	SE Mossoró IV (nova) 1 TR 230/69 kV – 100 MVA LT 230 kV Mossoró II – Mossoró IV, 40 km, circuito simples. Outorgada a CHESF por meio do Leilão nº 003/2012.	R\$ 12.115.464,00	20/04/2012	R\$ 13.217.816
SE Touros	69 kV	RN	-	-	113,60	-	SE Touros (nova) 1 TR 230/69kV – 150 MVA. LT 230 kV Ceará Mirim II – Touros, 56,17 km, circuito simples. Obra outorgada a CHESF por meio do Leilão 003/2012.			
SE Açú II	230 kV	RN	68,47	97,20			LT 230 kV Paraíso – Açú II C3, circuito simples, 135 km LT 230 kV Mossoró II – Açú II C2, circuito simples, 71,5 km Outorgado a CHESF por meio do Leilão nº 006/2010.	R\$ 1.374.447	01/12/2011	R\$ 1.527.580

SE Mossoró II	230 kV	RN		50,40			SE Paraíso 2º TR 230/138 kV – 100 MVA Autorizado a CHESF por meio da ReA 3402/2012.	R\$10.326.360	03/09/2010	R\$ 12.495.370
SE Natal III	230 kV	RN	-	-	28,80	-	Não há obras adicionais na rede básica a serem implantadas	-	-	-
SE João Câmara II	69 kV	RN	-	333,20	52,80	-	SE João Câmara II (Nova) 2 TR 230/69 kV – 2x180 MVA LT João Câmara II – Extremoz II Construção de LT, circuito simples, 67 km SE Extremoz II (Nova)	R\$ 10.326.360	03/09/2010	R\$ 12.495.369
SE João Câmara II	230 kV	RN	-	188,80	-	-	SE seccionadora na LT 230 kV Campina Grande II – Natal III (04V3 ou 04V4), 1 CE (-75;+150) Mvar / 230 kV, 2 ELs 230 kV Outorgada a CHESF por meio do Leilão nº 006/2010.			
SE João Câmara III	138 kV	RN	-	-	-	752,20	SE João Câmara III (Nova) 2 AT 500/138 kV – (6+1)x150 MVA LT 500 KV João Câmara III – Ceará Mirim, 64 km SE Ceará Mirim (Nova) 2 AT 500/230 kV – (6+1)x150 MVA LT 500 KV Ceará Mirim – Campina Grande III, 201 km SE Campina Grande III (Nova) 1 AT 500/230 kV – (3+1)x200 MVA LT 230 KV Ceará Mirim – Extremoz II, 26 km LT 230 KV Campina Grande III – Campina Grande II, 8,5 km Outorgadas a ETN por meio do Leilão nº 001/2011 LT 500 kV Milagres II – Açú III, circuito simples, 330 km.	R\$ 27.422.720	10/06/2011	R\$31.250.892
SE João Câmara III	138 kV	RN	-	-	-	76,06	SE Campina Grande III 2º AT 500/230 kV – 3x200 MVA LT 500 kV Campina Grande III – Ceará Mirim II – C2, circuito simples, 201 km.			
SE Lagoa Nova II	69 kV	RN	-	-	49,00	-				
SE Natal III	230 kV	RN	-	-	86,40	-				
SE Mossoró II	230 kV	RN	-	-	28,80	-				
SE Extremoz II	230 kV	RN	-	-	-	150,00	Não há obras adicionais na rede básica a serem implantadas	-	-	-
Sec. LT Paulo Afonso – Bom Nome	230 kV	PE	-	-	78,00	-	Não há obras adicionais na rede básica a serem implantadas	-	-	-
SE Piripiri	230 kV	PI	-	105,60	-	-	Não há obras adicionais na rede básica a serem implantadas	-	-	-
SE Sobradinho	230 kV	BA	240,00	30,00	-	-	Não há obras adicionais na rede básica a serem implantadas	-	-	-
SE Bom Jesus da Lapa II	230 kV	BA	-	103,50	-	-	Não há obras adicionais na rede básica a serem implantadas	-	-	-

SE Brumado II	230 kV	BA	-	49,50	-	-	Não há obras adicionais na rede básica a serem implantadas	-	-	-
SE Igaporã II	69 kV	BA	-	293,60	-	-	SE Igaporã II (Nova) 2 TRs 230/69 kV – 150 MVA LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Igaporã, circuito simples, 115 km Outorgada a CHESF por meio do Leilão 006/2010.	R\$ 4.190.000	03/09/2010	R\$ 5.070.092
SE Igaporã II	230 kV	BA	-	90,00	60,80	-				
SE Igaporã II	69 kV	BA	-	-	52,80	-	SE Igaporã III 500/230 kV (Nova): 2 ATs 500/230 kV – 750 MVA. Seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Ibicoara C1. LT 230 kV Igaporã II – Igaporã III C1/C2, 2 km, circuito simples. Outorgada a CHESF por meio do Leilão nº 003/2012.	R\$ 18.224.652	20/04/2012	R\$ 19.882.861
SE Igaporã III	230 kV	BA	-	-	86,40	-				
SE Pindaí II	69 kV	BA	-	-	148,80	-				
SE Pindaí II	69 kV	BA	-	-	148,80	-	SE Pindaí II 230/69 kV (Nova): 2 TRs 230/69 kV – 150 MVA e 1 TT (20 ohm/fase), 69 kV. LT 230 kV Igaporã III – Pindaí II, 46 km, circuito simples. Outorgada a CHESF por meio do Leilão nº 003/2012.	R\$ 4.047.637	10/06/2011	R\$ 4.612.681
SE Morro do Chapéu	69 kV	BA	-	-	90,00	-	SE Morro do Chapéu 230/69 kV (Nova): 1 TR 230/69 kV – 150 MVA e 1 reator manobrável de 20 Mvar/230 kV e 1 TT (20 ohm/fase), 69 kV. LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu, 67 km, circuito simples. Outorgada a CHESF por meio do Leilão nº 001/2011.			
			488,97	1737,8	1654,2	990,26		R\$ 96.776.421		R\$ 110.885.196

Tabela 13 – Plano de ampliação e reforços – PAR 2013 – 2015 (Dados do ONS, 2012, elaboração própria).

O segundo item a ser calculado é a isenção do ICMS. O Convênio n.º 101/1997 concede isenção do imposto nas operações com equipamentos e componentes para aproveitamento da energia eólica e solar. O benefício somente se aplica aos equipamentos que forem isentos ou tributados com alíquota zero do IPI. O convênio estava previsto para se encerrar em junho de 1998, mas tem sido, sistematicamente, renovado. O Convênio 75/2011 prorrogou o disposto até dezembro de 2015. É importante destacar que esse benefício não é estendido a outras fontes como as PCHs, as usinas a biomassa e as hídricas, deixando a eólica com uma condição diferenciada.

Outros benefícios tributários, como a isenção de PIS/COFINS¹⁴ para compra de equipamentos, não serão avaliados, por serem benefícios estendidos a todas as obras de infraestrutura, não ficando limitada à energia eólica, como ocorre com o ICMS.

Com base em um empreendimento padrão eólico, projetamos o fluxo de caixa com base nas premissas a seguir:

Tabela 14 – Premissas de um projeto eólico de referência

Item	Observação	
Potência	30,0 MW	Limite para obtenção do desconto da TUSD/TUST
Fator de capacidade	44,2% (P50)	Média dos projetos sagrados vencedores nos leilões
Investimento	R\$ 3.768 / kW	Conforme tabela inferior
Prazo do fluxo de caixa	20 anos	Mesmo período do contrato do leilão
O&M	R\$ 10,0/ MWh	
TFSEE	0,4% x Potência instalada em kW x R\$ 484,21.	
TUST	R\$ 6,0 / kW	
Despesas administrativas	R\$ 400,0 / ano	
Alíquota ICMS	12% sobre equipamentos (70% do investimento).	
Estrutura de capital	70% financiado pelo BNDES	
Custo financeiro	TJLP + 2,5%	
Prazo do financiamento	16 anos	
Amortização	Tabela SAC	
Preço	R\$ 116,04 / MWh	Média dos leilões de 2011

(Elaboração própria).

¹⁴ Trata-se do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI –, instituído pela Lei n.º 11.488, de 15 de junho de 2007.

Com as premissas acima, chega-se a uma taxa interna de retorno real de 7,5%. Agora, variando-se o investimento, com inserção da alíquota do ICMS de 12%¹⁵ sobre os equipamentos (que correspondem certa de 70% do investimento), para o investidor obter a mesma taxa de retorno, a tarifa deverá ser acrescida de R\$ 7,8/MWh.

O último item é com relação à determinação da garantia física em P50, em vez de P90. A Portaria do MME n.º 258, de julho de 2008, define a metodologia de cálculo da garantia física de empreendimentos de geração. Até 2012, a garantia física para eólica era calculada da seguinte maneira:

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760}$$

Onde: E_m é o compromisso firme de entrega de energia no SIN declarado pelo agente em cada mês “m”, em MWh. Em abril de 2013, o MME alterou a forma de cálculo, passando a ser aplicar a seguinte fórmula:

$$GF = \frac{[P90 \times (1 - TEIF) \times (1 - TEIP) - \Delta P]}{8760}$$

Sendo:

P90 = produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;

TEIF = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP = Indisponibilidade Programada;

ΔP = Estimativa Anual do Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão da Usina Eólica com o Sistema Elétrico, em MWh.

¹⁵ O Convênio ICMS n.º 52/91 reduz a base de cálculo nas operações com máquinas, aparelhos e equipamentos industriais de forma que a carga tributária seja equivalente a 7,0% nas operações.

Sabendo-se que o montante contratual é igual à garantia física, fica mais claro que existia efetivamente, até então, certo benefício para a fonte, já que a geração a P90 é cerca de quinze por cento inferior à geração a P50.

Adotando-se a mesma metodologia, para manter a taxa de retorno de 7,5%, considerando-se a redução da garantia física em função da nova metodologia, o investidor terá de vender a energia a R\$ 134,5/MWh para obter a mesma rentabilidade, ou seja, houve um acréscimo de R\$ 18,5/MWh.

Nessa avaliação, não foi considerado o custo evitado da energia eólica para o meio ambiente, ou seja, a economia que a eólica traz para o meio ambiente ao deslocar o custo para neutralizar o CO2 emitido de uma termelétrica movida a gás natural, por exemplo.

Tabela 15 – Resumo dos resultados – Custo real da energia eólica

Item	Preço
Preço médio dos leilões	R\$ 116,04 / MWh
Custo da transmissão	R\$ 5,9 / MWh
Alíquota zero do ICMS	R\$ 7,8 / MWh
Nova garantia física a P90	R\$ 18,5 / MWh
Custo real da energia eólica	R\$ 148,2 / MWh

(Elaboração própria).

Em resumo, observa-se que retirando-se as vantagens conjunturais e adequando-se o novo critério de estabelecimento da garantia física, o custo real da eólica, baseando-se na média de preços dos projetos vendedores de energia no leilão de 2011, é de R\$ 148,2/MWh, ou seja, 27,7% superior ao oferecido no leilão.

O planejamento referencial do setor deveria considerar o custo real da fonte eólica, ou seja, sem subsídios, e a partir deste valor, o governo pode criar o incentivo. Se o planejamento já for realizado com o preço médio de venda do leilão, perde-se a referência do custo real.

6. ANÁLISE DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO DO PATAMAR DE CARGA PESADO DO SISTEMA

O capítulo anterior demonstrou que a inserção da energia eólica no Nordeste traz benefícios tanto do ponto de vista de segurança do sistema quanto em relação à redução do custo da energia para o consumidor final. A análise realizada está baseada nos CMOs médios ponderados pela profundidade do patamar de carga e sua duração. No entanto, pelo fato da energia eólica ser uma energia não despachável, deve-se dar especial atenção às condições de atendimento do horário de ponta do sistema.

O atendimento da ponta do sistema deve ser realizado pelas unidades geradoras disponíveis, considerando um excedente de capacidade suficiente para compensar eventuais falhas e indisponibilidades de usinas e do sistema de transmissão. (CARVALHO et al.,2012)

O atendimento à ponta tradicionalmente não tem sido considerado um problema em nosso sistema em função da predominância de usinas hidroelétricas, que apresentam geração média inferior à sua capacidade e tem reservatórios que permitem controlar sua produção ao longo do dia, permitindo produção plena nas horas de ponta. Segundo Carvalho et al. (2012), as características favoráveis tendem a desaparecer nos próximos anos, dado que a expansão do sistema hidroelétrico está sendo realizada com base em usinas a fio d'água e sazonalidade acentuada; a maior parte dos novos projetos hidroelétricos está distante dos centros de carga, aumentando a dependência do suprimento com relação a sistemas de transmissão extensos e complexos; e por último; uma parte considerável da expansão está sendo realizada com base em usinas eólica, que, por terem geração intermitente, não garantem o atendimento à demanda de ponta.

6.1. Análise do caso base

A análise do atendimento da ponta do sistema está baseada principalmente na capacidade das hidrelétricas e térmicas em suprir o atendimento a carga pesada. Serão comparados dois cenários, sendo o primeiro o cenário base apresentado no capítulo anterior, ou seja, o deck resultante do PDE2021 (Sim01Cen01), com

acréscimo de 523 MWm anuais a partir de 2017 no submercado Nordeste. Em relação ao primeiro cenário, apresentado na Tabela 16, a única alteração realizada no segundo cenário foi na profundidade dos patamares de carga (Sim03Cen01), conforme apresentado na Tabela 17. A profundidade do patamar de carga pesada é igual ao valor inicialmente estabelecido para o patamar de carga média. O patamar de carga leve foi alterado, de forma que o produto entre a duração mensal (Tabela 15) do patamar e a profundidade (Tabela 17) fosse igual a um. Para fins ilustrativos, a tabela abaixo reproduz a alteração realizada no deck do PDE2021 do ano de 2013.

Tabela 16 – Duração mensal do patamar de carga (fator)

Patam.	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Pesado	0,1048	0,1025	0,1008	0,1083	0,1008	0,1042	0,1089	0,1089	0,1000	0,1050	0,1000	0,1008
Médio	0,5228	0,5171	0,5108	0,5333	0,5108	0,5208	0,5349	0,5349	0,5083	0,5236	0,5083	0,5108
Leve	0,3724	0,3804	0,3884	0,3584	0,3884	0,3750	0,3562	0,3562	0,3917	0,3714	0,3917	0,3884
Soma	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Tabela 17 – Profundidade do patamar de carga – ano 2013 – submercado SE/CO - fator (Sim01Cen01)

Patam.	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Pesado	1,1253	1,1503	1,1873	1,2023	1,2396	1,2414	1,2411	1,2286	1,2256	1,1928	1,1715	1,1754
Médio	1,0744	1,0723	1,0797	1,0694	1,0818	1,0725	1,0684	1,0695	1,0793	1,0756	1,0819	1,0737
Leve	0,8602	0,8612	0,8466	0,8356	0,8303	0,8322	0,8236	0,8258	0,8395	0,839	0,8499	0,8576

Tabela 18 – Profundidade do patamar de carga – ano 2013 – submercado SE/CO - fator (Sim03Cen01)

Patam.	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Pesado	1,0744	1,0723	1,0797	1,0694	1,0818	1,0725	1,0684	1,0695	1,0793	1,0756	1,0819	1,0737
Médio	1,0744	1,0723	1,0797	1,0694	1,0818	1,0725	1,0684	1,0695	1,0793	1,0756	1,0819	1,0737
Leve	0,8746	0,8822	0,8745	0,8758	0,8712	0,8792	0,8764	0,8744	0,8768	0,872	0,8728	0,8839

A profundidade dos patamares de carga de todos os anos e submercados foram alteradas, seguindo a mesma lógica apresentada acima. Modificando-se o parâmetro profundidade no deck é possível analisar o montante de energia elétrica que foi despachada somente para o atendimento do patamar pesado.

No cenário base, a geração térmica representa 57,7% da geração nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para atendimento do patamar de carga pesado no cenário base. Quando comparamos o cenário base (Sim01Cen01) e aquele com alteração no patamar (Sim03Cen01), pode-se extrair a geração térmica adicional

para atendimento da ponta do sistema. Somando-se ao longo do período de 2013 a 2026, foram gerados 232 MW médios adicionais provenientes de térmicas.

Tabela 19 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)

MWm	Sim01Cen01	Sim03Cen01	Geração térmica adicional
2013	18.118	17.977	141
2014	19.185	19.238	-53
2015	18.788	18.805	-16
2016	20.942	20.830	111
2017	21.502	21.368	134
2018	22.378	22.287	91
2019	22.895	22.965	-70
2020	22.676	22.719	-43
2021	23.406	23.440	-33
2022	21.820	21.716	104
2023	22.305	22.369	-64
2024	24.430	24.471	-41
2025	25.483	25.511	-29
2026	25.373	25.373	0

Os valores negativos significam que não há térmica adicional despachada para atendimento da ponta do sistema, e os valores positivos representam o despacho térmico adicional somente para atendimento da ponta. Em suma, considerando a curva de geração da eólica, inserida de forma determinística, o atendimento da ponta do sistema é realizado pela térmica já acionada para fins energéticos em 8 dos 14 anos.

Gráfico 18 – Custo Marginal de Operação do patamar pesado

Fonte: elaboração própria

Os gráficos acima apresentam os CMO's médios dos patamares de carga pesado do período analisado. O descolamento entre a linha azul e a verde representa o custo adicional para atendimento do patamar de carga pesado entre os cenários. Em

suma, os 232 MW médios adicionais para atendimento do patamar de carga pesada refletem a diferença entre os CMO's do cenário sem alteração do patamar (Sim01Cen01) e do cenário com mudança do patamar (Sim03Cen01). No submercado SE/CO, o CMO médio no período foi de R\$ 102/MWh contra R\$ 99/MWh, respectivamente.

6.2. Análise da variação sobre o caso base (acréscimo da demanda)

A simulação a seguir apresenta o mesmo cenário anterior (Sim01Cen01 e Sim03Cen01), no entanto, com aumento da demanda em 5% (agora nomeado de Sim03Cen02) e de 10% (agora nomeado de Sim03Cen03). O objetivo é observar o desempenho do sistema sob condições mais extremas (stress test), e verificar como fica o atendimento do patamar de carga pesado. O aumento foi realizado na base da demanda, mas poderia ser por meio de redução da previsão de alguma fonte de geração, como a eólica ou hídrica, ou até mesmo refletindo o chamado requisito de potência operativa (RPO), utilizado para absorver as flutuações da demanda e falhas dos geradores.

Logicamente, com uma demanda maior, o despacho térmico é superior, sendo que a média da primeira simulação sem aumento de carga (capítulo 6.1), o despacho médio anual é de 22.093 MWm, e no cenário com demanda adicional, a média sobe para 30.029 MWm. Ainda que haja despacho adicional em função do aumento de carga, não há necessariamente aumento de despacho térmico para atendimento da ponta do sistema. A tabela abaixo apresenta a geração térmica adicional para atendimento do patamar de carga pesado.

Tabela 20 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)

ANO	Sim01Cen01 [+5%]	Sim03Cen02 [+5%]	Geração térmica adicional
2013	23.770	23.366	404
2014	27.064	26.378	686
2015	25.378	24.967	411
2016	26.238	25.971	267
2017	28.804	28.902	-98
2018	29.698	29.874	-176
2019	30.573	30.705	-132
2020	30.482	30.380	102
2021	32.451	32.037	414
2022	30.179	29.734	445

2023	31.465	31.415	50
2024	33.037	32.968	69
2025	35.634	35.600	34
2026	35.627	35.365	262

Fonte: elaboração própria

No horizonte do estudo, foram geradas 2.737 MW médios para atendimento da ponta, uma média anual de 195 MW médios

A tabela abaixo apresenta os resultados com base no segundo stress test, com aumento de 10% da demanda do sistema. Verifica-se que novamente não há necessariamente despacho adicional de térmica para atendimento da ponta quando a geração dessas usinas está no patamar acima dos 40.000 MW médios. O despacho adicional dependerá do tamanho na térmica marginal do sistema.

Tabela 21 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)

ANO	Sim01Cen01 [+10%]	Sim03Cen03 [+10%]	Geração térmica adicional
2013	30.991	30.925	-65
2014	35.190	35.261	71
2015	34.134	34.241	107
2016	34.370	33.986	-384
2017	38.218	37.506	-712
2018	39.215	38.847	-368
2019	40.950	40.833	-116
2020	41.102	41.313	211
2021	43.295	43.438	143
2022	41.432	41.248	-184
2023	43.616	43.687	71
2024	45.300	45.691	391
2025	48.737	48.783	46
2026	48.234	48.128	-105

Fonte: elaboração própria

6.3. Análise com histórico de vazão

Os resultados apresentados até o momento mostram os valores médios resultante de 2.000 cenários hidrológicos sintéticos. O objetivo deste item é o de analisar os mesmos cenários, no entanto, selecionando vazões históricas que apresentam perfil pessimista, ou seja, com vazão abaixo da média, e outra otimista, com vazão acima da média.

O NEWAVE pode ser simulado com as vazões históricas de 1930 a 2010. Para esta análise, selecionamos o período que inicia em 1951, que é o intervalo mais seco da série. Para o período mais úmido, selecionamos a que se inicia em 1981.

A tabela abaixo apresenta os resultados do despacho térmico adicional para atendimento da ponta:

Tabela 22 – Geração térmica no SIN – média das séries históricas – patamar de carga pesado (MWm)

+0%	Série Sintética			Série Histórica (1951) - Seco -			Série Histórica (1981) - Úmido -		
ANO	Sim01 Cen01	Sim03 Cen01	Geração térmica adicional	Sim01 Cen01	Sim03 Cen01	Geração térmica adicional	Sim01 Cen01	Sim03 Cen01	Geração térmica adicional
2013	18.118	17.977	141	48.056	47.476	580	12.671	12.671	0
2014	19.185	19.238	-53	48.526	46.392	2.134	12.920	12.920	0
2015	18.788	18.805	-16	56.975	58.035	-1.060	12.920	12.920	0
2016	20.942	20.830	111	39.717	39.891	-174	16.870	16.880	-10
2017	21.502	21.368	134	17.765	17.897	-132	16.963	16.932	31
2018	22.378	22.287	91	17.191	17.236	-45	17.242	17.511	-269
2019	22.895	22.965	-70	21.531	21.657	-127	17.597	17.437	160
2020	22.676	22.719	-43	21.045	21.206	-160	16.812	16.799	13
2021	23.406	23.440	-33	17.404	17.309	95	16.977	16.955	22
2022	21.820	21.716	104	20.631	20.769	-138	16.733	16.733	-0
2023	22.305	22.369	-64	31.224	30.357	866	16.768	16.830	-62
2024	24.430	24.471	-41	36.444	35.361	1.083	19.229	19.297	-68
2025	25.483	25.511	-29	20.147	19.907	240	19.504	19.566	-62
2026	25.373	25.373	0	19.219	19.231	-12	20.533	19.980	553

Fonte: elaboração própria

Analisando o período mais seco, que vai de 1951 a 1955, notamos que o despacho térmico médio anual foi de 42.208 MW médios no período. No entanto, quando verificamos o resultado do período úmido (1981 a 1985), o despacho é somente daquelas inflexíveis, o que implica na não necessidade de geração térmica adicional para atendimento do patamar de carga pesado. A média anual de geração foi de 14.469 MW médios. Da mesma forma que ocorreu nos cenários anteriores (Sim01Cen01 e Sim03Cen01) rodados com séries de vazão históricas com aumento da demanda em 5% e 10%. Conforme colocado anteriormente, o aumento foi realizado atuando sobre a demanda, mas poderia ser por meio de redução da previsão de alguma fonte de geração, como a eólica ou hídrica, ou até mesmo refletindo o chamado requisito de potência, utilizado para absorver as flutuações da demanda e falhas dos geradores.

A tabela abaixo apresenta os resultados das simulações com aumento de 5% sobre a carga do SIN. No período mais seco, que vai de 1951 a 1955, o despacho térmico médio anual foi de 48.847 MW médios. No resultado da simulação do período mais úmido (1981 a 1985), o despacho térmico foi de 17.171 MW médios. O período hidrológico favorável permitiu uma geração hídrica suficiente para cobrir o aumento de carga de demanda de 5% quase na integralidade.

Tabela 23 – Geração térmica no SIN – média das séries históricas com aumento de carga de 5% – patamar de carga pesado (MWm)

+5%	Série Sintética (+5%)			Série Histórica (1951) - +5% - Seco -			Série Histórica (1981) - +5% - Úmido -		
ANO	Sim01 Cen01	Sim03 Cen02	Geração térmica adicional	Sim01 Cen01	Sim03 Cen02	Geração térmica adicional	Sim01 Cen01	Sim03 Cen02	Geração térmica adicional
2013	23.770	23.366	404	52.471	52.984	-513	12.678	12.674	4
2014	27.064	26.378	686	56.289	56.761	-472	13.318	13.260	58
2015	25.378	24.967	411	60.819	61.475	-656	13.832	13.730	103
2016	26.238	25.971	267	51.287	50.648	640	20.622	19.780	842
2017	28.804	28.902	-98	23.367	22.756	611	25.406	25.986	-580
2018	29.698	29.874	-176	27.396	26.857	539	25.097	27.674	-2.577
2019	30.573	30.705	-132	34.882	34.273	610	23.876	24.731	-855
2020	30.482	30.380	102	35.211	35.656	-445	18.376	17.837	539
2021	32.451	32.037	414	25.899	24.339	1.560	21.630	22.220	-591
2022	30.179	29.734	445	37.890	36.063	1.827	17.579	17.551	28
2023	31.465	31.415	50	46.548	44.230	2.318	18.594	18.528	65
2024	33.037	32.968	69	50.434	49.996	439	22.347	22.245	102
2025	35.634	35.600	34	25.889	25.484	405	26.775	26.942	-166
2026	35.627	35.365	262	22.074	21.875	199	33.795	32.423	1.372

Fonte: elaboração própria

Analisando-se o custo total de operação, a valor presente, o comportamento da série hidrológica sobre o despacho térmico fica mais evidente. O valor presente do custo de operação com a vazão a partir do ano de 1951 (série mais seca) é de R\$ 300,6 bilhões, enquanto que com a vazão a partir do ano de 1981 (série mais úmida) o valor presente é de R\$ 51,0 bilhões. No cenário com série sintética, o valor presente do custo de operação, conforme colocado anteriormente, é de 118,2 bilhões.

A última tabela apresenta os resultados das simulações com aumento de carga de 10%. Observa-se que no período mais seco, que vai de 1951 a 1955, o despacho térmico médio anual foi de 54.148 MW médios, e no período mais úmido foi de 24.166 MW médios.

Tabela 24 – Geração térmica no SIN – média das séries históricas com aumento de carga de 10% – patamar de carga pesado (MWm)

+10%	Série Sintética (+10%)			Série Histórica (1951)- +10% - Seco -			Série Histórica (1981)- +10% - Úmido -		
ANO	Sim01 Cen01	Sim03 Cen03	Geração térmica adicional	Sim01 Cen01	Sim03 Cen03	Geração térmica adicional	Sim01 Cen01	Sim03 Cen03	Geração térmica adicional
2013	30.991	30.925	-65	53.686	53.594	92	12.683	12.674	9
2014	35.190	35.261	71	59.785	60.869	-1.084	17.859	16.370	1.488
2015	34.134	34.241	107	63.037	64.116	-1.078	20.024	19.472	552
2016	34.370	33.986	-384	59.868	58.376	1.492	33.353	32.447	906
2017	38.218	37.506	-712	34.365	32.521	1.844	36.911	35.017	1.894
2018	39.215	38.847	-368	40.908	40.490	418	35.922	36.646	-724
2019	40.950	40.833	-116	48.258	46.732	1.526	35.260	34.889	371
2020	41.102	41.313	211	46.866	47.539	-673	25.933	26.512	-579
2021	43.295	43.438	143	35.518	36.853	-1.335	34.455	34.876	-422
2022	41.432	41.248	-184	49.416	50.124	-708	21.993	20.742	1.251
2023	43.616	43.687	71	59.403	60.234	-831	27.614	26.561	1.053
2024	45.300	45.691	391	66.313	67.251	-938	33.910	33.677	233
2025	48.737	48.783	46	36.605	35.725	881	40.318	38.256	2.061
2026	48.234	48.128	-105	32.868	31.224	1.644	49.722	48.333	1.591

Fonte: elaboração própria

O custo de operação sobe para R\$ 561.160 milhões no cenário que utiliza a séries histórica de 1951, e cai para R\$ 79.729 milhões, quando baseia-se na série histórica do período úmido. Nota-se também que no cenário com aumento de carga de 10%, a hidrologia favorável a partir de 1981 não é suficiente para atendimento da carga, sendo necessário despacho térmico adicional para atendimento do patamar pesado.

6.4. Impacto da motorização dos poços existentes

A questão da repotenciação foi tema da Audiência Pública da Aneel em 2012 (AP 018/2012), e tinha como objetivo a apresentação de propostas para incentivar a instalação de unidades geradoras em empreendimentos existentes com vistas em trazer ganhos na operação energética e agregar maior disponibilidade de potência horária no SIN (ANEEL, 2012).

A ABRAGE estimou o potencial técnico para aumento da potência instalada por meio de ganho de rendimento em unidades geradoras existentes. A tabela abaixo apresenta os resultados do levantamento realizado.

Tabela 25 – Potencia técnico para motorização de poços existentes no SIN

Usina	Subsistema	Potencial disponível
Cachoeira Dourada	SE/CO	105 MW
Curua-Uma	N	10 MW
G.B. Munhoz	S	838 MW
Três Irmãos	SE/CO	485 MW
Itaparica	NE	1000 MW
Jaguara	SE/CO	213 MW
Porto Primavera	SE/CO	440 MW
Rosana	SE/CO	89 MW
São Simão	SE/CO	1075 MW
Salto Santiago	S	710 MW
Taquaruçu	SE/CO	105 MW
Três Marias	SE/CO	123 MW
TOTAL		5.193 MW

Fonte: Abrage

No levantamento consolidado pela Aneel, o vertimento dessas usinas chegou a 3.405 MW médios em 2010 e 2.931 em 2009. Trata-se de valores conservadores de vertimento, pois não há informações sobre o motivo do vertimento, se são turbináveis ou não, ou ainda, se ocorreu, por exemplo, por restrições ecológicas (volume de espera e defluência mínima e/ou sistêmica).

A Aneel coloca que existem usinas, como a Curuá-Una e Jaguará, que apresentaram vertimento em quase metade do tempo analisado, e outras, como a Itaparica, que possui maior capacidade de motorização, o vertimento ocorreu em apenas 5% do tempo. Embora a instalação de novas unidades geradoras em poços existentes ou o aumento do rendimento das unidades de operação não traga aumento significativo de energia firme, observa-se que em muitas usinas o potencial adicional poderia ser utilizado em períodos de média e alta afluência, trazendo maior confiabilidade para o SIN (ANEEL, 2012).

Com base nesse panorama, foram realizadas simulações adicionais considerando a instalação dos 5.193 MW de potência disponível no sistema. As mesmas simulações foram realizadas (Sim01Cen01 sem motorização e Sim01Cen01 com motorização dos poços), no entanto, foram acrescentadas unidades geradoras correspondentes a cada uma das usinas da tabela. Os demais dados foram mantidos iguais.

Tabela 26 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)

MWm	Sim01Cen01 [sem UHEs]	Sim01Cen01 [com UHEs]	Redução do despacho térmico
ANO	18.118	17.839	-279
2013	19.185	19.066	-119
2014	18.788	18.707	-82
2015	20.942	20.952	11
2016	21.502	21.646	144
2017	22.378	22.721	343
2018	22.895	23.150	255
2019	22.676	22.572	-104
2020	23.406	23.204	-203
2021	21.820	21.634	-187
2022	22.305	22.197	-109
2023	24.430	24.293	-137
2024	25.483	25.267	-216
2025	25.373	25.189	-184
2026	18.118	17.839	-279

Fonte: elaboração própria

O resultado acima mostra que com a motorização dos poços existentes, há uma redução do despacho térmico na maioria dos anos. A redução foi de 866 MW médios. A média anual de despacho de térmicas na Sim01Cen01 é de 22.093 MW médios contra 22.031 MW médios no cenário onde são acrescidas unidades geradoras nas UHEs.

Apesar de não existirem ganhos econômicos significativos na análise energética, o sistema pode ser considerado mais seguro, já que há redução do risco de déficit no patamar de carga pesado nos dois submercados na maioria dos anos, conforme gráfico abaixo:

Gráfico 19 – Risco de déficit no patamar de carga pesado nos submercados – % - Média das séries

Fonte: elaboração própria

Quando analisamos o caso com demanda adicional de 5%, os resultados mostram-se mais robustos, com ganho tanto no despacho térmico adicional, quanto no montante total despachado.

Tabela 27 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)

MWm	Sim01Cen01 [+5% sem UHEs]	Sim01Cen01 [+5% com UHEs]	Redução do despacho térmico
ANO	23.770	23.050	-575
2013	27.064	26.098	-753
2014	25.378	24.637	-216
2015	26.238	25.661	-63
2016	28.804	28.386	64
2017	29.698	29.341	128
2018	30.573	30.173	-100
2019	30.482	29.903	-398
2020	32.451	31.796	-774
2021	30.179	29.916	-685
2022	31.465	31.663	-408
2023	33.037	32.934	-536
2024	35.634	35.291	-428
2025	35.627	35.160	-429
2026	23.770	23.050	-575

Fonte: elaboração própria

O despacho térmico adicional é reduzido em 5.173 MW médios, no cenário base, saindo de uma média anual de 30.029 MW médios para 29.659 MW médios. O valor presente do custo de operação do sistema é reduzido em R\$ 0,75 bilhões quando há repotenciação das usinas hidrelétricas.

No cenário com aumento de carga de 10%, conforme resultados apresentados abaixo, mostra redução do despacho em 5.676 MW médios no período de 2013 a 2026. Interessante observar que no cenário em que o sistema está mais estressado (aumento de 10% sobre a carga), a redução do despacho térmico se mantém, quanto comparado com o cenário de aumento de 5% sobre a carga. A média anual de redução de despacho sai de 405 MW médios (+5%) para 431 MW médios (+10%).

Tabela 28 – Geração térmica no SIN – média das séries – patamar de carga pesado (MWm)

MWm	Sim01Cen01 [+10% sem UHEs]	Sim01Cen01 [+10% com UHEs]	Redução do despacho térmico
2013	30.991	30.495	-495
2014	35.190	34.770	-420
2015	34.134	34.027	-107
2016	34.370	34.479	109
2017	38.218	38.388	170
2018	39.215	39.038	-177
2019	40.950	40.620	-330
2020	41.102	40.938	-164
2021	43.295	42.978	-317
2022	41.432	40.680	-751
2023	43.616	42.721	-895
2024	45.300	44.512	-788
2025	48.737	47.923	-814
2026	48.234	47.536	-698

Fonte: elaboração própria

O valor presente do custo de operação do sistema é reduzido em R\$ 0,78 bilhões quando há repotenciação das usinas hidrelétricas, saindo de R\$ 197,1 bilhões para R\$ 196,3 bilhões.

A diferença entre a linha azul e verde do gráfico abaixo apresenta o CMO, comparando-se o cenário com despacho da usina térmica adicional nos cenários com motorização dos poços existentes. Em ambos os submercados, a linha azul é predominantemente superior à linha verde, representando redução do despacho térmico para atendimento do patamar de carga pesado do sistema.

Gráfico 20 – CMO no patamar de carga pesado - carga de + 5% (R\$/MWh)

Fonte:elaboração própria

No cenário com carga adicional de 10%, o CMO médio reduz no ordem de R\$ 11,0/MWh, o que representa uma redução de 3,2%. O gráfico abaixo ilustra a redução provocada pela motorização adicional de UHEs.

Fonte:elaboração própria

Outro benefício importante é a redução do risco de déficit no patamar de carga pesado. Os gráficos abaixo apresentam a comparação dos cenários com e sem as UHEs. A inserção de unidades geradoras nos poços existentes permitirá, em ultima análise, uma maior participação da fonte eólica no sistema.

Fonte: elaboração própria

Em cenários de maior stress (carga adicional de 10%) para o sistema, a redução do risco de déficit é comum em todos os anos, em todos os submercados. Os gráficos abaixo apresentam o impacto na redução do risco nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Gráfico 23 – Risco de déficit no patamar de carga pesado nos submercados [carga de +10%] – %

Fonte: elaboração própria

6.5. Limitações do NEWAVE

A participação cada vez mais importante na matriz elétrica brasileira torna os resultados do NEWAVE mais incertos, pois existem algumas limitações importantes no processo de modelagem da fonte eólica dentro do modelo. Entre os pontos, destaca-se a necessidade de inserir a fonte eólica de forma isolada das outras fontes renováveis, e não por meio da simples inserção da garantia física sazonalizada mensalmente.

Adicionalmente, será importante considerar o risco de vento no modelo, por meio da incorporação de series sintética, assim como ocorre nas vazões utilizadas para determinação da geração hidrelétrica. Dessa forma o cálculo de risco de déficit será passará apresentar resultados mais robustos, incorporando o impacto da sazonalidade e de risco de geração da fonte.

Os benefícios da complementaridade hídrica e eólica também passariam a ser incorporados no processo de operação do sistema, por meio da eventual associação entre velocidade do vento e pluviosidade.

A exploração intensiva da fonte passará também pela utilização de modelos de previsão de vento, de forma que a operação do sistema seja planejada sem a necessidade de assunção de riscos maiores que o necessário.

CONCLUSÃO

O segundo capítulo apresentou a primeira política de incentivo à fonte no país e fez uma breve revisão da literatura com relação às dificuldades que a fonte pode trazer sob o ponto de vista da operação. Verificamos que o submercado Nordeste já é superavitário do ponto de vista estrutural e que a inserção maciça de eólicas pode ampliar seu papel exportador.

O terceiro capítulo apresentou os mecanismos mais utilizadas de incentivo à expansão das fontes renováveis, o *feed-in tariff*, as cotas e o leilão. O Brasil adotou o leilão, e os primeiros certames estabeleceram preços tetos diferenciados para fonte eólica, de modo que a fonte fosse viabilizada do ponto de vista econômico-financeiro. Além do preço teto diferenciado, a forma de contabilização da energia, que permite que a energia entregue ocorra dentro de uma banda entre 90% e 130% da energia contratada, permitiu a maior previsibilidade do fluxo de caixa do investidor e que o contrato de compra e venda seja dado como garantia de financiamento, principalmente na modalidade *Project Finance*. Outros fatores também reduziram o risco do investidor, como a garantia de recebimento da receita se o parque eólico estiver concluído, mas as obras de transmissão para escoamento da energia estiverem atrasadas. O estabelecimento de regras específicas para a fonte eólica permite que todos os investidores precifiquem o risco da mesma forma e, dado o menor risco, o retorno exigido também é inferior, popularizando a fonte.

A fonte eólica também foi beneficiada com isenções tributárias, condições macroeconômicas favoráveis e pelo ambiente competitivo entre fornecedores de equipamentos, que, com a crise na Europa, entraram no país. Todos os fatores acima mencionados fizeram da fonte eólica mais competitiva que fontes tradicionais, com contratação de 7.040 MW entre 2009 e 2012. Atualmente, é o principal vetor de expansão em médio prazo da capacidade instalada no país, pois tornara as PCHs, as biomassas e as térmicas não competitivas em relação ao preço e, dada a dificuldade ambiental enfrentada pela fonte hídrica, pode-se tornar também a fonte para expansão da capacidade de geração em longo prazo.

O quarto capítulo apresentou a estrutura e a teoria por trás do modelo NEWAVE, ferramenta utilizada para fins de planejamento da expansão do sistema. O modelo é utilizado nas simulações apresentadas nos capítulos subsequentes.

O quinto capítulo apresentou as simulações realizadas no NEWAVE. Pela primeira simulação, foi possível concluir que a inserção da fonte eólica traz, como benefício, a redução do custo marginal de operação e a redução do risco de *déficit* para o sistema. No submercado Sudeste, que importa parte do excedente do Nordeste, o risco cai de forma mais significativa no período seco, confirmando que a eólica apresenta uma complementaridade com a fonte hídrica importante.

A segunda simulação buscou capturar a quantificação do benefício que a inserção eólica traria para o sistema se a expansão ocorresse no Sudeste/Centro-Oeste, em vez de no Nordeste. Os resultados apresentaram uma redução no custo de operação do sistema, trazido a valor presente, de 6,5%. Essa economia na operação do sistema não é suficiente para neutralizar os investimentos adicionais necessários para expansão da fonte no submercado Sudeste/Centro-Oeste por seu baixo fator de capacidade, quando comparado ao do Nordeste. A implantação no Nordeste traz uma economia líquida de R\$ 8,1 bilhões apenas com os investimentos necessários para implantação dos parques. Desse valor, devem ser deduzidos os custos com a ampliação e os reforços no Nordeste e na interligação entre os submercados. Foi verificado também que, mesmo que fosse necessária a inserção de um novo circuito para a interligação Norte-Sul, as plantas do Nordeste apresentam vantagem econômica.

Esse benefício deve ser comparado com o custo real da energia eólica para o consumidor final, que não são os preços de venda nos leilões de energia. Pegando como base o leilões de 2011, que tiveram um preço médio ponderado de R\$ 116,04/MWh, não se considera os reforços necessários na rede básica para escoamento pleno da fonte (R\$ 5,9/MWh), benefício tributário exclusivo da fonte (R\$ 7,8/MWh) e a desconto da TUSD (R\$17,5/MWh), ou seja, o custo real da eólica é 27,7% superior.

Por fim, com base nos resultados encontrados, podemos inferir que:

- A implantação da fonte eólica concentrada na região Nordeste aumenta o perfil exportador da fonte. Do ponto de vista estrutural, hoje o submercado já é exportador, mas com uma base importante de fonte térmica. Com a implantação maciça de eólicas na região, a exportação aumentará;
- Os leilões regionais defendidos por alguns agentes não evidencia com base nos estudos efetuados, mas poderá se justificar quando se analisar a

repercussão da concentração de plantas eólicas na região Nordeste do ponto de vista de estudos elétricos e de confiabilidade global, ponderando os custos de alocação de reserva de potência operativa na região;

- A rapidez da implantação da fonte eólica não é acompanhada da expansão da transmissão, tornando-se um gargalo. A forma atual de planejamento da expansão do sistema não atende a situação corrente, ocasionando descasamento entre os setores.

O último capítulo tratou do atendimento da ponta do sistema, analisando em mais detalhes o cenário base de expansão eólica na matriz elétrica. O fato da fonte não poder ser considerado como base para geração na demanda de pico, deve-se dar uma atenção à forma de atendimento. As simulações mostraram que o atendimento da ponta é realizado, na maioria dos anos dos estudos, por uma térmica que já estava sendo despachada por motivos energéticos, ou seja, não houve geração adicional de térmica para atendimento da ponta do sistema. Já em um cenário com uma carga maior, o despacho térmico adicional somente para atendimento da ponta é mais representativo, assim como a base a ser despachada também é mais encorpada.

Como simulação adicional, verificou-se o impacto da eventual repontencialização de UHEs, que representariam aumento de 5.193 MW de capacidade instalada, mas sem ganho de energia firme, pois seriam implantadas para reduzir o vertimento desses empreendimentos. Os resultados mostraram que há uma redução da base de geração térmica, mas a redução da geração térmica adicional no patamar de carga pesado foi encontrada principalmente nos cenários com o sistema mais carregado, notadamente com aumento da carga em 10%. O principal aspecto comum em ambos os cenários foi a redução do risco de déficit no horário de ponta do sistema. Em última análise, utilização dos poços existentes permite a maior participação da fonte eólica no SIN, sem aumento adicional no risco de déficit.

Por último, destaca-se que o NEWAVE é um modelo insuficiente para fins de planejamento, pois o sistema fica moldado às limitações no modelo.

É importante reiterar que o presente trabalho não teve a pretensão de analisar o impacto da eólica sob o ponto de vista de desempenho elétrico, o que demandaria estudos complexos, exigindo elaboração de fluxos de potência e outras análises elétricas. Trata-se de uma primeira sensibilidade, com os resultados apresentados não tendo a pretensão de esgotarem o tema.

Como recomendação para estudos futuros, sugere-se o aprofundamento dos análise realizada neste trabalho com base na análise do fluxo de potência, e inserção da fonte eólica no modelo NEWAVE de forma probabilística, considerando o risco de geração e sua sazonalidade.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. Seminário Internacional Portugal-Brasil: “*Diversidades e Estratégias do Setor Elétrico*”. 16 e 17 de fevereiro de 2012.

ABEEÓLICA. “*Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico*”. Setembro de 2013. Disponível em http://www.abeeolica.org.br/pdf/Boletim_Dados_ABEEolica_Setembro_2013_Publico.pdf, acesso em 27/12/2013.

BAHNEMANN, W. “Mudança põe em risco leilão de energia eólica – Confaz altera regra de isenção do ICMS para componentes”. *O Estado de S.Paulo*, 14 de dezembro de 2009, Economia.

BERRY, T.; JACCARD, M. “The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey”. *Energy Policy*, 29, 2001, p. 263-277. Disponível em <http://www.journals.elsevier.com/energy-policy/>, acesso em 13-03-2013.

BNDES. *Linhas de financiamento*. Disponível em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/, acesso em 02/05/2012.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica*. 3ª edição. Brasília, 2008.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Banco de Informações de Geração – BIG*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 04-09-2013.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Proposta da geração eólica no Brasil*. Nota técnica PRE 01/2009-r0. Rio de Janeiro, 2009. Disponível em www.epe.gov.br, acesso em 25-10-2011.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2011. Disponível em www.epe.gov.br, acesso em 30-01-2012.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2010. Disponível em www.epe.gov.br, acesso em 30-01-2012.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2009. Disponível em www.epe.gov.br, acesso em 30-01-2012.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2007–2016*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2007. Disponível em www.epe.gov.br, acesso em 30-01-2012.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2006-2015*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2006. Disponível em www.epe.gov.br, acesso em 30-01-2012.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Estudos para Licitação da Transmissão – Análise Integrada das Usinas Cadastradas no Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração “A-5/2012”*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2012. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/edital_geracao.cfm, acesso em 15-01-2013.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Estudos para Licitação da Transmissão – Análise de Integração das Usinas Cadastradas no Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração “A-3” e no leilão para contratação de energia de reserva “LER-2011”*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2011. Disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/edital_geracao.cfm, acesso em 03-12-2012.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Estudos para Licitação da Transmissão – Análise de Integração das Usinas Cadastradas no Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração “A-5/2011”*. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2011. Disponível em

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/edital_geracao.cfm, acesso em 03-12-2012.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica*. Rio de Janeiro: 2005. Disponível em www.epe.gov.br, acesso em 25-06-2012.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*. 2009. Disponível em <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/menu/apresentacao/apresentacoes.html>, acesso em 05-01-2013.

CBIE. *Sistema Elétrico Brasileiro: agenda ambiental*. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em www.cbie.com.br, acesso em 26-03-2012.

CHIPPS, H. “Desafios atuais do Sistema Interligado Nacional”. Revista Eletroevolução, 68, 2011, p. 6-7.

CCEE, ONS. O SIN e os modelos para o planejamento da operação energética – Treinamento NEWAVE – DECOMP. Rio de Janeiro, 2009.

CCEE. Regras de comercialização – contabilização. Módulo 5 – excedente financeiro. 2009. Disponível em <http://www.ccee.org.br/portal/>, acesso em 16-04-2012.

COUTURE, T.; GAGNON, Y. “An analysis of feed-in tariff remuneration models: implications for renewable energy investment”. Energy Policy, 38, 2009, p. 955-965. Disponível em <http://www.journals.elsevier.com/energy-policy/>, acesso em 13-03-2013.

CPAMP. “Desenvolvimento, implantação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão ao risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço”. 2013. Disponível em

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/relatorio_cpamp_sobre_a_cnpe_03_19.07.2013.pdf, acesso em 01-09-13.

CRESESB. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. 2001. Brasília – DF. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes>, acesso em 25/08/2011.

DEMEO E.A.; GRANT W.; MILLIGAN, M.R.; SCHUERGER, M.J. “Wind plant integration: costs, status and issues”. IEEE Power & Energy Magazine, 1540-7977, 2005. Disponível em http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1524619, acesso em 17-01-2012.

EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011. Rio de Janeiro, 2011.

FADIGAS, E.A.F.A. *Energia eólica*. Série sustentabilidade. São Paulo: Manole, 2011.

GÁRDOS, I.; FURST, R.D.; GOMES, P.; BIANCO, A.. “Large Scale Integration of Renewable Sources in the Brazil Bulk Power System”. Revista Eletroevolução, Rio de Janeiro, n. 63, p. 28-35, junho 2011.

GREENBLATT, J.G.; SUCCAR, S.; DENKENBERGER, D.C.; WILLIAMS, R.H.; SOCOLOW, R.H. *Baseloaded wind energy*: modeling the competition between gas turbines and compressed air energy storage for supplemental generation. Energy Policy, C. 35, p. 1474-1492, 2006. Disponível em <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421506001509>, acesso em 15-09-2011.

HOPPOCK, D.C.; ECHEVERRI, D.P. “Cost of wind energy: comparing distant wind resources to local resources in the Midwestern United States”. Environmental Science & Technology, v. 44, n. 22, 2010. Disponível em <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es100751p>, acesso em 20-09-2012.

LEWIS, G. M. “Estimating the value of wind energy using electricity locational marginal price”. Energy Policy, v. 38, p. 3221-3231, 2010. Disponível em <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509005631>, acesso em 19-09-2011.

LEWIS, G.M. *High Value Wind*: A method to explore the relationship between wind speed and electricity locational marginal price. Energy Policy, V. 33, p. 1843-1853,

2007. Disponível em <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148107002935>, acesso em 20-09-2011.

MILLS, A.; WISER, R.; PORTER, K. *The cost of transmission for wind energy: a review of transmission planning studies*. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. California, 2009. Disponível em <http://eetd.lbl.gov/ea/emp/reports/lbnl-1471e.pdf>, acesso em 17-01-2012.

NERY, E. (Org.). *Mercados e Regulação de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012. (Silveria, David e Araújo)

NREL. *Background of model: qualitative details of wind intermittency*. Energy Analysis Office. Disponível em www.nrel.gov, acesso em 20/09/2011.

PATTANARIYANKOOL, S.; LAVE, L.B. *Optimizing transmission from distant wind farms*. *Energy Policy*, v. 38, p. 2806-2815, 2010. Disponível em <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510000182>, acesso em 19-09-2011.

RAMOS, D. S. *Notas de aula. Operação energética e formação de preços*. São Paulo, 2010.

RAMOS, D. S. *Notas de aula. Operação hidroenergética e seu impacto na formação de preços*. São Paulo, 2011.

SILVEIRA, M.A.N; ESMERALDO, P.C.V.; ARAÚJO, E. "The Great Brazilian Interconnections". *Revista Eletroevolução*, Rio de Janeiro, n. 64, p. 33-37, setembro 2011.

SZARKA, J. *Wind power, policy and paradigm change*. *Energy Policy*, 34, 2005, p.3041-3048. Disponível em <http://www.journals.elsevier.com/energy-policy/>, acesso em 13-03-2013.

TOLMASQUIM, M.T. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

VAJJHALA, S.P. *Siting renewable energy facilities: a spatial analysis of promises and pitfalls*. Discussion Paper. Resources for the Future, jul. 2006. Disponível em <http://www.rff.org/News/Features/Pages/Siting-Renewable-Energy-Facilities.aspx>, acesso em 20-09-2011.

ANEXOS

Fluxo de caixa do acionista considerando os custos de transmissão:

TARIFA DE R\$ 116,04 / MWh	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
(=) Receita Bruta	-	7,04	14,72	15,38	16,07	16,80	17,55	18,34	19,17	20,03	20,93	21,87	22,86	23,89	24,96	26,09	27,26	28,49	29,77	31,11	32,51	31,14
(-) Imposto sobre as Vendas	-	(0,26)	(0,54)	(0,56)	(0,59)	(0,61)	(0,64)	(0,67)	(0,70)	(0,73)	(0,76)	(0,80)	(0,83)	(0,87)	(0,91)	(0,95)	(0,99)	(1,04)	(1,09)	(1,14)	(1,19)	(1,14)
(-) Despesas Operacionais	-	(1,18)	(3,10)	(3,23)	(3,38)	(3,53)	(3,69)	(3,86)	(4,03)	(4,21)	(4,40)	(4,60)	(4,81)	(5,02)	(5,25)	(5,49)	(5,73)	(5,99)	(6,26)	(6,54)	(6,84)	(6,33)
Custos de O&M	-	(0,61)	(1,27)	(1,33)	(1,39)	(1,45)	(1,51)	(1,58)	(1,65)	(1,73)	(1,80)	(1,89)	(1,97)	(2,06)	(2,15)	(2,25)	(2,35)	(2,45)	(2,57)	(2,68)	(2,80)	(2,68)
Custos de Seguros Operac.	-	(0,04)	(0,07)	(0,08)	(0,08)	(0,08)	(0,09)	(0,09)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,11)	(0,11)	(0,12)	(0,12)	(0,13)	(0,14)	(0,14)	(0,15)	(0,16)	(0,16)	(0,16)
Taxa Aneel - TFSEE	-	(0,03)	(0,06)	(0,06)	(0,06)	(0,07)	(0,07)	(0,07)	(0,08)	(0,08)	(0,08)	(0,09)	(0,09)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,11)	(0,11)	(0,12)	(0,13)	(0,13)	(0,13)
Transmissão - geração	-	(0,30)	(1,24)	(1,29)	(1,35)	(1,41)	(1,48)	(1,54)	(1,61)	(1,68)	(1,76)	(1,84)	(1,92)	(2,01)	(2,10)	(2,19)	(2,29)	(2,40)	(2,50)	(2,62)	(2,73)	(2,40)
Taxa CCEE	-	(0,01)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)
Admin + Amb.	-	(0,21)	(0,44)	(0,46)	(0,48)	(0,50)	(0,52)	(0,54)	(0,57)	(0,59)	(0,62)	(0,65)	(0,68)	(0,71)	(0,74)	(0,77)	(0,81)	(0,85)	(0,88)	(0,92)	(0,96)	(0,92)
(-) Imposto de Renda	-	(0,19)	(0,43)	(0,45)	(0,47)	(0,49)	(0,52)	(0,54)	(0,57)	(0,59)	(0,62)	(0,65)	(0,68)	(0,71)	(0,74)	(0,78)	(0,82)	(0,85)	(0,89)	(0,93)	(0,98)	(0,94)
Receita Financeira	-	0,12	0,39	0,27	0,23	0,22	0,21	0,21	0,20	0,19	0,18	0,17	0,16	0,16	0,15	0,14	0,13	0,02	-	-	-	0,35
IR sobre Receita Financeira	-	(0,02)	(0,08)	(0,05)	(0,05)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,00)	-	-	-	(0,07)
Mudança na Conta Reserva	-	-	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	1,45	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Operacional	-	5,50	11,08	11,47	11,93	12,45	12,98	13,55	14,14	14,75	15,40	16,08	16,78	17,51	18,28	19,09	19,93	22,07	21,53	22,50	23,51	23,02
Aporte do Acionista	35,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financiamento Recebido	42,06	39,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de Juros & Principal	-	-	(12,34)	(11,92)	(11,46)	(11,03)	(10,59)	(10,17)	(9,72)	(9,29)	(8,85)	(8,42)	(7,98)	(7,54)	(7,11)	(6,68)	(6,24)	(5,80)	-	-	-	-
Fluxo de Caixa pelas Atividades Financeiras	77,18	39,89	(12,34)	(11,92)	(11,46)	(11,03)	(10,59)	(10,17)	(9,72)	(9,29)	(8,85)	(8,42)	(7,98)	(7,54)	(7,11)	(6,68)	(6,24)	(5,80)	-	-	-	-
Fluxo de Caixa dos Investimentos	(77,18)	(39,89)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre	(0,00)	5,50	(1,26)	(0,45)	0,47	1,42	2,39	3,38	4,42	5,47	6,55	7,65	8,80	9,97	11,18	12,41	13,69	16,27	21,53	22,50	23,51	23,02
Conta Reserva	-	(3,08)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caixa Líquido	(0,00)	2,42	(1,26)	(0,45)	0,47	1,42	2,39	3,38	4,42	5,47	6,55	7,65	8,80	9,97	11,18	12,41	13,69	16,27	21,53	22,50	23,51	23,02
FCL K PRÓPRIO - R\$ Correntes	(35,12)	2,42	(1,26)	(0,45)	0,47	1,42	2,39	3,38	4,42	5,47	6,55	7,65	8,80	9,97	11,18	12,41	13,69	16,27	21,53	22,50	23,51	23,02
FCL K PRÓPRIO - R\$ Constantes	(33,61)	2,22	(1,10)	(0,38)	0,37	1,09	1,76	2,38	2,97	3,52	4,03	4,51	4,97	5,38	5,77	6,14	6,48	7,37	9,33	9,33	9,33	8,74
TIR [R\$ Constantes]	7,47%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

TARIFA DE R\$ 123,84 / MWh	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
(=) Receita Bruta	-	7,52	15,71	16,42	17,15	17,93	18,73	19,58	20,46	21,38	22,34	23,35	24,40	25,49	26,64	27,84	29,09	30,40	31,77	33,20	34,69	33,23
(-) Imposto sobre as Vendas	-	(0,27)	(0,57)	(0,60)	(0,63)	(0,65)	(0,68)	(0,71)	(0,75)	(0,78)	(0,82)	(0,85)	(0,89)	(0,93)	(0,97)	(1,02)	(1,06)	(1,11)	(1,16)	(1,21)	(1,27)	(1,21)
(-) Despesas Operacionais	-	(1,19)	(3,10)	(3,24)	(3,39)	(3,54)	(3,70)	(3,86)	(4,04)	(4,22)	(4,41)	(4,61)	(4,81)	(5,03)	(5,26)	(5,49)	(5,74)	(6,00)	(6,27)	(6,55)	(6,85)	(6,34)
Custos de O&M	-	(0,61)	(1,27)	(1,33)	(1,39)	(1,45)	(1,51)	(1,58)	(1,65)	(1,73)	(1,80)	(1,89)	(1,97)	(2,06)	(2,15)	(2,25)	(2,35)	(2,45)	(2,57)	(2,68)	(2,80)	(2,68)
Custos de Seguros Operac.	-	(0,04)	(0,08)	(0,08)	(0,09)	(0,09)	(0,09)	(0,10)	(0,10)	(0,11)	(0,11)	(0,12)	(0,12)	(0,13)	(0,13)	(0,14)	(0,15)	(0,15)	(0,16)	(0,17)	(0,17)	(0,17)
Taxa Aneel - TFSEE	-	(0,03)	(0,06)	(0,06)	(0,06)	(0,07)	(0,07)	(0,07)	(0,08)	(0,08)	(0,08)	(0,09)	(0,09)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,11)	(0,11)	(0,12)	(0,13)	(0,13)	(0,13)
Transmissão - geração	-	(0,30)	(1,24)	(1,29)	(1,35)	(1,41)	(1,48)	(1,54)	(1,61)	(1,68)	(1,76)	(1,84)	(1,92)	(2,01)	(2,10)	(2,19)	(2,29)	(2,40)	(2,50)	(2,62)	(2,73)	(2,40)
Taxa CCEE	-	(0,01)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)
Admin + Amb.	-	(0,21)	(0,44)	(0,46)	(0,48)	(0,50)	(0,52)	(0,54)	(0,57)	(0,59)	(0,62)	(0,65)	(0,68)	(0,71)	(0,74)	(0,77)	(0,81)	(0,85)	(0,88)	(0,92)	(0,96)	(0,92)
(-) Imposto de Renda	-	(0,21)	(0,46)	(0,48)	(0,50)	(0,53)	(0,55)	(0,58)	(0,61)	(0,63)	(0,66)	(0,70)	(0,73)	(0,76)	(0,80)	(0,83)	(0,87)	(0,91)	(0,95)	(1,00)	(1,04)	(1,00)
Receita Financeira	-	0,13	0,43	0,30	0,25	0,24	0,24	0,23	0,22	0,21	0,20	0,19	0,18	0,17	0,16	0,16	0,15	0,03	-	-	-	0,38
IR sobre Receita Financeira	-	(0,03)	(0,09)	(0,06)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,05)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,01)	-	-	(0,08)
Mudança na Conta Reserva	-	-	0,11	0,12	0,12	0,12	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	1,57	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Operacional	-	5,95	12,03	12,46	12,96	13,52	14,10	14,72	15,36	16,03	16,73	17,46	18,23	19,03	19,86	20,74	21,65	23,97	23,39	24,44	25,54	24,98
Aporte do Acionista	38,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financiamento Recebido	45,60	43,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de Juros & Principal	-	-	(13,37)	(12,92)	(12,43)	(11,95)	(11,48)	(11,02)	(10,54)	(10,07)	(9,59)	(9,13)	(8,65)	(8,18)	(7,70)	(7,24)	(6,76)	(6,29)	-	-	-	-
Fluxo de Caixa pelas Atividades Financeiras	83,67	43,24	(13,37)	(12,92)	(12,43)	(11,95)	(11,48)	(11,02)	(10,54)	(10,07)	(9,59)	(9,13)	(8,65)	(8,18)	(7,70)	(7,24)	(6,76)	(6,29)	-	-	-	-
Fluxo de Caixa dos Investimentos	(83,67)	(43,24)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre	0,00	5,95	(1,34)	(0,46)	0,53	1,57	2,62	3,70	4,82	5,96	7,13	8,33	9,58	10,85	12,16	13,50	14,89	17,69	23,39	24,44	25,54	24,98
Conta Reserva	-	(3,34)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caixa Líquido	0,00	2,61	(1,34)	(0,46)	0,53	1,57	2,62	3,70	4,82	5,96	7,13	8,33	9,58	10,85	12,16	13,50	14,89	17,69	23,39	24,44	25,54	24,98
FCL K PRÓPRIO - R\$ Correntes	(38,07)	2,61	(1,34)	(0,46)	0,53	1,57	2,62	3,70	4,82	5,96	7,13	8,33	9,58	10,85	12,16	13,50	14,89	17,69	23,39	24,44	25,54	24,98
FCL K PRÓPRIO - R\$ Constantes	(36,43)	2,39	(1,18)	(0,39)	0,43	1,20	1,93	2,60	3,24	3,84	4,40	4,91	5,40	5,86	6,28	6,68	7,05	8,01	10,13	10,13	10,13	9,49
TIR [R\$ Constantes]	7,51%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

TARIFA DE R\$ 126,50 / MWh	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
(=) Receita Bruta	-	7,68	16,05	16,77	17,52	18,31	19,13	20,00	20,90	21,84	22,82	23,85	24,92	26,04	27,21	28,44	29,72	31,05	32,45	33,91	35,44	33,95
(-) Imposto sobre as Vendas	-	(0,28)	(0,59)	(0,61)	(0,64)	(0,67)	(0,70)	(0,73)	(0,76)	(0,80)	(0,83)	(0,87)	(0,91)	(0,95)	(0,99)	(1,04)	(1,08)	(1,13)	(1,18)	(1,24)	(1,29)	(1,24)
(-) Despesas Operacionais	-	(1,48)	(4,34)	(4,54)	(4,74)	(4,95)	(5,18)	(5,41)	(5,65)	(5,91)	(6,17)	(6,45)	(6,74)	(7,04)	(7,36)	(7,69)	(8,04)	(8,40)	(8,78)	(9,17)	(9,58)	(8,74)
Custos de O&M	-	(0,61)	(1,27)	(1,33)	(1,39)	(1,45)	(1,51)	(1,58)	(1,65)	(1,73)	(1,80)	(1,89)	(1,97)	(2,06)	(2,15)	(2,25)	(2,35)	(2,45)	(2,57)	(2,68)	(2,80)	(2,68)
Custos de Seguros Operac.	-	(0,04)	(0,08)	(0,08)	(0,09)	(0,09)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,11)	(0,11)	(0,12)	(0,12)	(0,13)	(0,14)	(0,14)	(0,15)	(0,16)	(0,16)	(0,17)	(0,18)	(0,17)
Taxa Aneel - TFSEE	-	(0,03)	(0,06)	(0,06)	(0,06)	(0,07)	(0,07)	(0,07)	(0,08)	(0,08)	(0,08)	(0,09)	(0,09)	(0,10)	(0,10)	(0,10)	(0,11)	(0,11)	(0,12)	(0,13)	(0,13)	(0,13)
Transmissão - geração	-	(0,59)	(2,48)	(2,59)	(2,70)	(2,83)	(2,95)	(3,09)	(3,22)	(3,37)	(3,52)	(3,68)	(3,84)	(4,02)	(4,20)	(4,39)	(4,58)	(4,79)	(5,01)	(5,23)	(5,47)	(4,80)
Taxa CCEE	-	(0,01)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)
Admin + Amb.	-	(0,21)	(0,44)	(0,46)	(0,48)	(0,50)	(0,52)	(0,54)	(0,57)	(0,59)	(0,62)	(0,65)	(0,68)	(0,71)	(0,74)	(0,77)	(0,81)	(0,85)	(0,88)	(0,92)	(0,96)	(0,92)
(-) Imposto de Renda	-	(0,21)	(0,47)	(0,49)	(0,52)	(0,54)	(0,57)	(0,59)	(0,62)	(0,65)	(0,68)	(0,71)	(0,74)	(0,78)	(0,81)	(0,85)	(0,89)	(0,93)	(0,98)	(1,02)	(1,07)	(1,02)
Receita Financeira	-	0,12	0,39	0,27	0,23	0,22	0,21	0,21	0,20	0,19	0,18	0,17	0,16	0,16	0,15	0,14	0,13	0,02	-	-	-	0,35
IR sobre Receita Financeira	-	(0,02)	(0,08)	(0,05)	(0,05)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,04)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,00)	-	-	-	(0,07)
Mudança na Conta Reserva	-	-	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	1,45	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Operacional	-	5,80	11,07	11,46	11,92	12,44	12,97	13,54	14,13	14,75	15,39	16,06	16,77	17,50	18,27	19,08	19,92	22,06	21,51	22,48	23,49	23,22
Aporte do Acionista	35,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financiamento Recebido	42,06	39,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamento de Juros & Principal	-	-	(12,34)	(11,92)	(11,46)	(11,03)	(10,59)	(10,17)	(9,72)	(9,29)	(8,85)	(8,42)	(7,98)	(7,54)	(7,11)	(6,68)	(6,24)	(5,80)	-	-	-	-
Fluxo de Caixa pelas Atividades Financeiras	77,18	39,89	(12,34)	(11,92)	(11,46)	(11,03)	(10,59)	(10,17)	(9,72)	(9,29)	(8,85)	(8,42)	(7,98)	(7,54)	(7,11)	(6,68)	(6,24)	(5,80)	-	-	-	-
Fluxo de Caixa dos Investimentos	(77,18)	(39,89)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre	(0,00)	5,80	(1,27)	(0,46)	0,46	1,41	2,38	3,37	4,41	5,46	6,54	7,64	8,79	9,96	11,16	12,40	13,68	16,26	21,51	22,48	23,49	23,22
Conta Reserva	-	(3,08)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caixa Líquido	(0,00)	2,71	(1,27)	(0,46)	0,46	1,41	2,38	3,37	4,41	5,46	6,54	7,64	8,79	9,96	11,16	12,40	13,68	16,26	21,51	22,48	23,49	23,22
FCL K PRÓPRIO - R\$ Correntes	(35,12)	2,71	(1,27)	(0,46)	0,46	1,41	2,38	3,37	4,41	5,46	6,54	7,64	8,79	9,96	11,16	12,40	13,68	16,26	21,51	22,48	23,49	23,22
FCL K PRÓPRIO - R\$ Constantes	(33,61)	2,48	(1,11)	(0,38)	0,37	1,08	1,75	2,37	2,97	3,52	4,03	4,51	4,96	5,38	5,77	6,13	6,47	7,36	9,32	9,32	9,32	8,82
TIR [R\$ Constantes]	7,52%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

APÊNDICE A – Critérios de atendimento

A dissertação teve como foco os estudos energéticos do sistema de transmissão, O partir desse apêndice, busca-se um aprofundamento dos aspectos que são considerados pelo planejador para a expansão do sistema de transmissão. O objetivo é descrever e resumir os dos estudos necessários para expansão do sistema, principalmente aqueles ligados aos estudos elétricos.

Os critérios de dimensionamento do sistema de transmissão remontam à década de 80, tendo como base o critério de contingência simples (ou n-1). As decisões deviam atender aos critérios pré-estabelecidos quanto ao desempenho do sistema e eram enquadradas em duas categorias: determinísticas e probabilísticas (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012, p. 539).

O critério determinístico considera um nível de confiabilidade predefinido, de forma ao sistema conseguir resistir a determinadas contingências sem a necessidade de cortes de carga ou geração, reconfiguração da rede e mudança de tapes de transformadores (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012, p. 540).

Figura 11 – Processo de Planejamento – Critério Determinístico
(SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012)

Os critérios determinísticos mais usuais são: 1) critério “n” ou “n-0”, cujo sistema deve atender em regime normal a totalidade de sua carga, considerando todas as instalações da rede em operação. Normalmente, tal critério é utilizado para o dimensionamento de sistemas de distribuição regional, com densidade de carga pequena e sistema com configuração predominantemente radial; 2) critério “n-1” no

qual o sistema deverá operar sem violação ou necessidade de intervenção do operador no caso de haver um desligamento não programado e não simultâneo no transformador, linha de transmissão, gerador, reator, capacitor, compensador síncrono ou estático ou polo de elo de corrente contínua (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012, p. 540-541).

Para que não ocorram violações, o sistema é dimensionado com elementos de redundância. É importante destacar que não se considera a probabilidade da ocorrência dos eventos. O atendimento do sistema com critério “n-1” implica em: i) tensões pós-desligamento em limites especificados; ii) não haver corte de carga; iii) equipamentos operando dentro do limite se sobrecarga; iii) níveis de curto-circuito dentro da capacidade dos equipamentos existentes; iv) frequência do sistema dentro do limite especificado, e v) período transitório sem a atuação de proteção de equipamentos como transformador, gerador ou qualquer dispositivo de compensação reativa que não esteja diretamente envolvido no distúrbio (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012, p. 542).

A aplicação de critérios probabilísticos permite a mensuração dos resultados de um plano de obras considerando as incertezas. O sistema convive com probabilidades de falhas, registradas por meio de indicadores de desempenho como a Expectativa de Energia Não Suprida – EENS –, Probabilidade de Perda de Carga – LOLP –, que servem de parâmetros para a tomada de decisão (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012, p. 542). A figura a seguir representa o processo de planejamento com critérios probabilísticos.

Figura 12 – Processo de Planejamento – Critério Probabilísticos (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012).

1. Principais estudos elétricos

No processo de planejamento, são realizados diversos estudos elétricos, conforme lista a seguir. Nos tópicos seguintes serão detalhados os estudos mais importantes.

- Estudos de fluxo de potência;
- Estudos de confiabilidade;
- Análise de estabilidade eletromecânica;
- Estudos de curto-circuito;
- Estudos de fenômenos transitórios eletromagnéticos.
- Estudos de estabilidade de tensão em regime permanente;
- Estudos de cargas especiais;
- Estudos de energização em regime permanente;
- Estudos na condição normal de operação e de perda parcial de carga;
- Estudos de sobretensão transitória e dinâmica associada a fenômenos eletromecânicos;
- Estudos de fechamento de anel.

1.1. Estudos de fluxo de potência

O CCPE (2002, p. 15) determina que os estudos de fluxo de potência verifiquem o comportamento do sistema em regime permanente, analisando o estado do sistema elétrico em um determinado instante de tempo. O estudo objetiva determinar os níveis de tensão nos barramentos do sistema e os fluxos de potência nas linhas de transmissão e nos transformadores.

Silveira, David e Araújo (2012, p. 543) complementam que, no âmbito do planejamento, esses estudos são utilizados para comparar o desempenho elétrico entre as alternativas de expansão. A EPE é responsável pela produção e disponibilização de uma massa de dados de referência para os estudos de planejamento, que contempla os dez anos em carga pesada, média e leve para dois cenários de intercâmbio: Sudeste exportador para Norte e Sudeste importador do Norte.

O estudo de planejamento do Sistema de Transmissão deve verificar o carregamento máximo que o sistema poderá suportar, por exemplo, considerando o limite dos equipamentos em regime normal e as situações de emergência, o limite para suportar uma contingência simples, incluindo os aspectos de colapso de tensão, analisando se a margem de folga desse sistema atenderia a um mercado alternativo mais otimista (CCPE, 2002, p. 24).

Além disso, o sistema de transmissão deve permitir o escoamento total da potência e da energia das usinas a ele associadas. Nas usinas hidráulicas, considera-se a situação correspondente às vazões médias de longo prazo no cenário base. Com relação às térmicas, o dimensionamento do sistema deve considerar tanto a condição de mínima participação termelétrica, quanto o despacho pleno ou próximo do pleno. No primeiro cenário, as térmicas do tipo Merchant ficariam desligadas e funcionariam as térmicas de ciclo combinado e convencionais a óleo e carvão com geração inflexível (contrato de fornecimento *take-or-pay*). Para as nucleares são considerados dois cenários: um com o maior gerador nuclear desligado e o outro a plena carga (CCPE, 2002, pp. 24-25).

A ferramenta utilizada para o estudo é o programa computacional ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. Entre os procedimentos estabelecidos na preparação dos dados, são utilizados os dados de mercado (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012, p. 543)

1.2. Estudos de confiabilidade

Os estudos de confiabilidade permitem a avaliação de risco probabilístico inerente ao sistema elétrico. Segundo Silveira, David e Araújo (2012, p. 544), o nível de confiabilidade é expresso pelos níveis de desempenho, sendo que os mais utilizados são o *Loss of Load Probability* – LOLP –, *Expected Energy not Supplied* – EENS –, calculado em MWh, e o índice de severidade, calculado em minutos.

Recomenda-se iniciar o processo de análise de confiabilidade considerando-se apenas a transmissão, com o intuito de verificar a sensibilidade do sistema. Em seguida, utiliza-se o método de Monte Carlo para analisar o impacto das falhas combinadas de geração e transmissão. A convergência do método de Monte Carlo baseia-se na incerteza relativa dos índices LOLP e EPNS do sistema e recomenda-se que tais valores não sejam superiores a 5% (CCPE, 2002, p. 46).

A EPE utiliza o *software* NH2 – Nível Hierárquico 2 –, também desenvolvido pelo Cepel.

1.3. Análise de estabilidade eletromecânica

Os estudos de estabilidade transitória e dinâmica estão relacionados às grandes perturbações do sistema, sendo que a estabilidade dependerá do local e da amplitude da perturbação (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012, p. 546).

Segundo o CCPE (2012, p. 46), os estudos de estabilidade têm como objetivo estabelecer critérios para avaliar o desempenho do sistema de transmissão em regime transitório, período durante e imediatamente após a ocorrência de alterações na configuração da rede, oriundas de variações súbitas de geração ou carga, faltas ou manobras. Esse período se caracteriza por variações súbitas de tensão em módulo e ângulo e por flutuações de potência nas linhas, transformadores e geradores.

O sistema deve permanecer estável, em qualquer condição de carga, para curtos-circuitos monofásicos, sem religamento, considerada a perda de um de seus elementos (carga, gerador, linha de transmissão ou transformador). O curto-circuito monofásico é usado como critério devido à alta probabilidade de ocorrência (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012, p. 546).

Para realizar esses estudos, a EPE utiliza o *software* Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM – também do CEPEL.

Para a análise de curto prazo, nos primeiros cinco anos, nas contingências múltiplas, as atuações dos esquemas especiais de proteção devem ser consideradas aceitáveis. Considera-se como contingência múltipla tanto o desligamento localizado de muitos ramos causados pela atuação de proteção diferencial de barra ou proteção de falha de disjunto, como o desligamento de dois ou mais ramos em pontos distintos da área elétrica (CCPE, 2002, p. 48).

No caso de interligação regional e integração de novas usinas, o sistema também deve permanecer estável para curtos-circuitos monofásicos, sem religamento, de modo que haja máxima transferência energética e se permita o escoamento total da geração total da usina em estudo (CCPE, 2002, p. 48).

1.4. Estudos de curto-circuito

Os estudos fornecem o nível de curto-circuito nos barramentos, bem como as contribuições em todos os ramos. Para novas instalações, os níveis de curto-circuito nos barramentos são necessários para os seguintes dimensionamentos: elétrico e mecânico dos disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente, barramento, etc.; dimensionamento de aterramento das instalações; escolha e ajuste de proteção; previsão de desempenho de conversores de corrente contínua. Ainda, segundo o CCPE (2002, p. 53), tais análises são necessárias para subsidiar os estudos dos sistemas de proteção, as estabilidade eletromecânicas e os transitórios eletromagnéticos.

O programa utilizado pela EPE para esses estudos é o Programa de Análise de Faltas Simultâneas – ANAFAS.

Para os novos equipamentos, o cálculo de curto-circuito é realizado considerando-se o sistema em regime subtransitário com todas as máquinas sincronizadas, todas as linhas de transmissão, transformadores e elementos *shunt* energizados. Para as instalações existentes, os estudos permitem verificar a superação de equipamentos e instalações, e em especial, a capacidade dos disjuntores (CCPE, 2002, p. 53).

1.5. Estudos de fenômenos transitórios eletromagnéticos

Os estudos transitórios eletromagnéticos investigam as consequências para o sistema, quando este é submetido a chaveamentos (manobras) de seus elementos, realizado de forma manual ou automática. Os fenômenos desse estudo podem durar desde alguns ciclos até poucos segundos. O objetivo é assegurar que não surjam solicitações de tensão ou corrente que coloquem os diversos equipamentos da rede em risco (CCPE, 2002, p. 56).

O CCPE (2002) coloca que os estudos são realizados na fase de detalhamento da alternativa selecionada, ao contrário dos estudos de fluxo de potência, curto-circuito, confiabilidade e de transitórios eletromecânico, que são realizados na fase de comparação de alternativas.

Busca-se modelar em detalhes o equipamento a ser manobrado. O sistema supridor deve ser preservado nas redondezas do ponto de interesse e representado por um equivalente nas regiões de menor relevância (CCPE, 2002, p. 56).

A ferramenta utilizada para a presente análise são os programas digitais *Alternative Transient Program* – ATP – e EMTDC.

2. Critérios e procedimentos para a análise econômica

Definido o programa de obras de cada alternativa, a etapa seguinte consiste na análise econômica na qual será selecionada a alternativa de mínimo custo global. Primeiro, realiza-se a análise econômica em si e, em seguida, é feita uma comparação dos custos e benefícios das alternativas para a definição final.

2.1. Análise econômica para a pré-seleção de alternativas

Se as alternativas técnicas forem comparadas pelo desempenho elétrico do sistema, as várias expansões tecnicamente equivalentes devem ser analisadas considerando-se a vantagem econômica em relação às demais. A comparação econômica é feita por meio do método dos rendimentos necessários ou do valor presente dos custos anuais equivalentes (CCPE, 2002, p. 91).

Os fluxos correspondentes a cada alternativa são trazidos ao mesmo ano base da análise econômica, sendo que tal truncamento leva, implicitamente, em conta o valor que é proporcional à vida útil residual dos equipamentos. Além disso, são computados os investimentos praticados no período de estudo (até o horizonte), não

incluindo as decisões que se referem ao sistema pré-existente às etapas de ampliação (CCPE, 2002, p. 91).

Os custos das perdas na transmissão deverão ser considerados ao longo de todo o período de estudo, devendo ser incorporado à comparação econômica de forma relativa, ou seja, tomando-se uma das alternativas como referência e computando-se nas demais apenas o diferencial de custo em relação à referência (CCPE, 2002, p. 92).

2.2. Análise dos custos e benefícios das alternativas pré-selecionadas

A análise econômica de custos e benefícios de alternativas destina-se à seleção final de um plano de expansão e deve ter sua aplicação restrita a um elenco reduzido de alternativas. São três benefícios econômicos: i) redução de geração térmica; ii) redução de perdas ativas no sistema de transmissão, e iii) redução do montante de energia interrompida devido a falhas da rede de transmissão (CCPE, 2002, p. 92-93). Com relação aos custos, analisam-se dois aspectos: i) investimentos, e ii) operação e manutenção.

A análise econômica para a seleção final, no horizonte estudado, consiste na análise incremental de custos e benefícios em relação à alternativa de menor custo, de forma que permita visualizar a atratividade de ampliar a rede de transmissão a custos superiores ao menor patamar de investimentos que capacita o sistema a atender aos requisitos de desempenho (CCPE, 2002, p.93).

A alternativa escolhida definirá o plano de expansão do sistema. A viabilidade econômica de cada projeto componente desse plano deve ser, então, analisada individualmente, levando-se em consideração os custos e benefícios auferidos para sua implantação, pela região ou país. Os benefícios a serem quantificados são: i) *déficit* evitado; ii) excedente do consumidor; iii) redução de geração térmica; iv) redução das perdas de transmissão; v) redução no montante de energia não suprida. Na avaliação dos custos, devem ser considerados os investimentos, a operação e manutenção, a geração de energia e os custos de distribuição associada à energia incremental (CCPE, 2002, p.93).

3. Interligações entre submercados

A metodologia para a determinação dos elos de interligação, segundo o CCPE (2002, p.13) pode ser resumida como segue. A partir do plano indicativo de expansão da geração, dispõe-se do plano de expansão da transmissão, dimensionado de modo a permitir o pleno escoamento da potência e energia das geradoras. Com base no plano da geração e transmissão, por meio dos modelos de simulação, verifica-se os valores e os sentidos esperados de fluxos nas interligações, associados à operação otimizada de cada submercado, ou seja, os requisitos energéticos a serem atendidos e os benefícios energéticos associados.

Nessa etapa, tem início o processo de dimensionamento elétrico da rede, balizado pelas necessidades de intercâmbio determinadas na etapa anterior. Busca-se a configuração de alternativas para rede de interligação, cujas mais promissoras serão analisadas técnica e economicamente, resultando em uma ou mais alternativas de reforço de interligação.

Após tal etapa, serão avaliados os possíveis ajustes no plano indicativo da expansão da geração a partir das informações mais precisas sobre o sistema de transmissão associado à interligação das diversas alternativas avaliadas na etapa anterior. Em seguida, analisa-se os custos incorridos e os benefícios do reforço, indicando sua viabilidade econômica. Caso o critério econômico não seja atendido, retorna-se à etapa dos modelos de simulação, até a definição de um reforço economicamente justificável.

Figura 13 – Fluxograma dos estudos para expansão de interligações (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012)

O CCPE (2002, p. 05) determina que o dimensionamento correto das interligações dependa do conhecimento das magnitudes e direções esperadas de fluxo de energia, os quais, por sua vez, dependem do balanço entre as disponibilidades e requisitos energéticos de cada submercado, isoladamente considerados. Como o Brasil é predominantemente hidroelétrico, essas disponibilidades energéticas dependem, por sua vez, das vazões afluentes de cada usina do sistema e do grau de regularização propiciado pelos reservatórios do sistema. As afluências são de natureza estocástica, portanto, resulta que as disponibilidades energéticas, o balanço e fluxos de intercâmbio também se caracterizam como variáveis estocásticas.

A transferência de energia deve dar prioridade ao menor custo para o sistema, respeitando-se as eventuais limitações de intercâmbio estabelecidas para os elos, conseqüentemente elimina-se ou reduz-se o risco de *déficit*. Nos estudos energéticos, o comportamento do sistema é reproduzido de acordo com as regras de

operação pré-estabelecidas, visando garantir o suprimento de energia para cada subsistema e a menor custo. Os intercâmbios médios mensais entre submercados são resultados dessa simulação que serve de referência para estudos de dimensionamento das redes de interligação (CCPE, 2002, p. 05).

Com o resultado dos estudos de dimensionamento energético das interligações, devem emergir, além dos níveis e sentidos esperados de transferência, os benefícios energéticos associados os quais, juntamente com os custos, permitem realizar análises de viabilidade e comparação econômica dos esquemas alternativos de implantação ou reforço da rede (CCPE, 2002, p. 05).

Agora, sob o ponto de vista elétrico, é necessário o conhecimento do nível médio mensal de carregamento, fornecido pelo modelo de simulação energética, e o perfil da operação diária da interligação. Esse último depende da curva de carga horária de cada submercado e das características operacionais das geradoras que compõem o sistema (CCPE, 2002, p. 06).

Além disso, nos estudos de fluxo de potência são representados os três patamares de carga (leve, média e pesada), permitindo caracterizar os requisitos de transmissão e compensação reativa necessária para realizar intercâmbios de energia determinados pelos estudos de simulação energética. Apesar do nível de maturidade de tais estudos, ainda são necessários estudos de estabilidade transitória e dinâmica, rejeição radial de carga e/ou fechamento de anéis (CCPE, 2002, p. 06).

As interligações regionais permitem o transporte de grandes blocos de energia entre subsistemas em caráter regional, pelo que o correto dimensionamento dos elos requer uma análise de aspectos energéticos, elétricos e econômicos pela interação coordenada das áreas de planejamento energético e do sistema elétrico (CCPE, 2002, p.6).

O sistema deve ser testado sob as condições de carga pesada, intermediária e leve, e, também, sob a situação hidrológica crítica, por sub-bacia e em cada um dos subsistemas que o compõem (CCPE, 2002, p. 10).

O sistema deve suportar a perda não simultânea de qualquer componente da rede de interligação e dos sistemas receptores associados sem violação dos critérios estabelecidos. No caso de interligação assíncrona, deve suportar a perda de um polo, considerando despacho de reserva girante disponível no subsistema receptor e a correspondente redução de despacho no subsistema exportador. Nos casos

apresentados e de elo singelo, onde a perda acarreta a separação dos subsistemas interligados, o desempenho de cada subsistema deverá ser testado para a perda da interligação, após o despacho da reserva disponível no subsistema receptor e a correspondente redução de despacho no subsistema exportador (CCPE, 2002, p. 10).

Na avaliação econômica das interligações, também escolhe-se a alternativa que apresenta o menor custo global, comparando-se novamente os benefícios e os custos desse sistema (CCPE, 2002, p. 7). Entre os benefícios, destaca-se:

- O aumento da disponibilidade de energia: a energia do sistema interligado pode ser maior que a soma das disponibilidades de energia firme dos subsistemas individualmente;
- A redução dos requisitos de ponta: a existência de diversidade de carga entre os subsistemas pode acarretar em redução dos requisitos de ponta do sistema, em relação à soma dos requisitos de cada subsistema individualmente considerado;
- A operação mais eficiente: a interligação permite a substituição do uso de usinas de maior custo pelo de menor custo;
- A redução do custo de instalação de novas unidades geradoras: a expansão da geração pode ser aperfeiçoada pela substituição de instalação de hidro ou térmicas de alto custo unitário por outras mais econômicas;
- A redução das necessidades de transmissão de um ou mais sistemas interligados: a implantação de elos de interligação em pontos estratégicos pode evitar a necessidade de reforços de transmissão para atendimento a cargas locais em certos casos.

Além dos pontos destacados, outros benefícios podem ser conferidos, como o intercâmbio e a melhor condição de programação da reserva girante, o apoio durante emergências, as melhores condições para regulação de frequência, e o aumento do nível de confiabilidade global (CCPE, 2002, p. 7).

Em contrapartida, a implantação ou reforço nos elos de interligação pode trazer complexidades ao sistema, que podem estar associadas aos investimentos

adicionais ao custo de implantação ou reforço (CCPE, 2002, p. 8). Os principais problemas técnicos originados da interligação são:

- A propagação de distúrbios: a ocorrência de distúrbio em um subsistema pode interferir na operação de outro subsistema pela propagação ou, até mesmo, ampliação da oscilação de potência ativa ou reativa dos elos de interligação.
- Os problemas de estabilidade: podem emergir ou serem amplificados devido à modificação da estrutura dos subsistema interligado, que reflete em novas condições de distribuição de fluxos e perfil de tensão.
- O aumento do nível de curto-circuito: a implantação ou reforço de interligação em corrente alternada pode ocasionar aumento da potência de curto-circuito das estações terminais, eventualmente conduzindo a superação da capacidade de interrupção dos disjuntores existentes ou programados.

A depender do problema técnico ocasionado pela interligação, devem ser realizados reforços adicionais na própria interligação, reforços adicionais do sistema receptor, utilização de sinais adicionais nos reguladores de tensão, utilização de resistores de frenagem e mudança no modo de transmissão previsto para os elos de interligação (de corrente alternada para contínua).

APÊNDICE B – Processo de Planejamento da Expansão da Rede Básica

O planejamento do sistema elétrico é dividido temporalmente, de modo que, quanto maior o horizonte, maior o grau de incerteza dos parâmetros utilizados. À medida que os anos vão ficando mais próximos, os estudos exigem um detalhamento maior, até a configuração da final do sistema. Os prazos são divididos nos seguintes horizontes:

- Longo prazo: alcança um horizonte de 15 a 20 anos, com o objetivo de identificar o potencial e o aproveitamento em bacias hidrológicas distantes, o desenvolvimento de tecnologia para transmissão de grandes blocos de energia e a maturação de novas tecnologias de geração. A identificação das obras necessárias é realizada em caráter referencial, sem a preocupação da definição de um conjunto de várias alternativas, do plano a ser efetivamente implantado (SILVEIRA; DAVID; ARAÚJO, 2012, p. 538);
- Médio prazo: realizada anualmente, alcança um horizonte de 10 anos, com base nos empreendimentos definidos e sua alocação temporal. São realizadas análises das condições de suprimento ao mercado e calculado o custo marginal de expansão (CCPE, 2002, p. 10). O estudo resultante é denominado como o Plano Decenal da Expansão da Transmissão, de acordo com Silveira, David e Araújo (2012, p. 538), com obras definidas e prazo de implantação. No médio prazo, são utilizados modelos mais elaborados quanto à representação os elementos do sistema, como fluxo de potência CA, estabilidade dinâmica, curto-circuito, confiabilidade, etc.;
- Curto Prazo: Com horizonte de 5 anos, o estudo tem um caráter determinativo da expansão da transmissão no que se refere às obras consideradas inadiáveis para a garantia das condições de atendimento do mercado o qual considera um detalhamento maior dos estudos de engenharia e avaliações econômicas (CCPE, 2002, p. 10). Silveira, David e Araújo (2012, p.539) complementam que, nesse horizonte, são considerados os aspectos captados do Plano Decenal, mas com modelos mais representativos de carga e equipamentos utilizados. Os principais

produtos são o Plano de Expansão da Transmissão – PET – e Plano de Ampliações e Reforços – PAR.

A premissa básica para o planejamento do sistema é o atendimento ao mercado, de acordo com o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE (2002, pg. 15). Portanto, para se garantir o desempenho do sistema, não poderá haver cortes de carga no horizonte do planejamento do estudo, provocado pela ocorrência de contingência simples no sistema tronco ou em outro a ele interligado (N-1). Além disso, o suprimento é considerado satisfatório quando os parâmetros de potência máxima e potência média são atendidos (SILVEIRA, DAVID e ARAÚJO, 2012, p. 537).

Os estudos de planejamento do sistema de transmissão comparam alternativas do ponto de vista técnico, ou seja, do desempenho elétrico da alternativa e do ponto de vista econômico, ou seja, relacionado ao custo e benefício (CCPE, 2002). Os estudos seguem uma sequencia bem encadeada, destacando-se:

- A preparação de dados: trata-se da representação do mercado de energia, geração das usinas, critérios para o estabelecimento de parâmetros e os limites dos elementos da rede, limites de linhas aéreas de transmissão e limites normais e de emergência de transformadores em estudos de fluxo de potência (CCPE, 2002, p. 16-17);
- A formulação de alternativas: com a configuração básica do sistema de transmissão e conhecendo-se o mercado, as indicações de geração e as propostas tecnológicas, pode-se formular as alternativas para a expansão do sistema de transmissão, com seus reforços ou novas rotas de linhas e os locais para novas subestações (CCPE, 2002, p. 11);
- A pré-seleção de alternativas: a partir da configuração para o ano horizonte, para as diversas alternativas consideradas, é feita uma análise técnica e econômica simplificada, procurando-se eliminar as alternativas menos adequadas ou mais onerosas, de forma a reduzir o número daquelas que serão estudadas detalhadamente (CCPE, 2002, p. 11-12);
- Os estudos elétricos: são realizadas as análises técnicas, por meio de simulação digital, por cenário de horizonte do estudo. Para o longo prazo, os programas de síntese de rede consideram os aspectos estratégicos e

macroeconômicos como os mais importantes. No médio prazo, são utilizados modelos mais elaborados, representando e realizando análises (fluxo de potência CA, estabilidade dinâmica, curto-circuito, confiabilidade, transitórios eletromagnéticos, etc.) do sistema de forma mais detalhada. No curto prazo, utilizam-se os mesmos modelos de análise que no médio prazo, entretanto, são considerados os modelos mais representativos de carga e equipamento (CCPE, 2002, p. 12);

- Os estudos econômicos: com a definição das alternativas e estudos elétricos realizados, a análise econômica é feita em duas etapas. Uma delas é a de menor custo e a outra, de custos e benefícios das alternativas selecionadas. Seleciona-se a alternativa que apresentar maior valor presente líquido (CCPE, 2002, p. 12);
- A avaliação final: Os resultados obtidos são cotejados de forma a verificar as diferenças básicas entre as alternativas selecionadas. Complementarmente, dois procedimentos podem ser empregados de forma a avaliar melhor as propostas de dispêndios, visando satisfazer um incremento de demanda e que permitirá, portanto, selecionar o plano de expansão mais atrativo. Na primeira etapa, será a seleção de alternativas de custo mínimo e, em seguida, embasada na análise de custos e benefícios, permitirá escolher, definitivamente, a melhor alternativa para o plano em análise (CCPE, 2002, p. 13);

Os estudos desenvolvidos na fase de planejamento são sintetizados em quatro relatórios e consolidam o plano de obras e subsidiam o processo licitatório do serviço de transmissão:

- Relatório R1 – Estudos de viabilidade técnico-econômico e socioambiental: trata-se do detalhamento das obras a serem instaladas nos cinco primeiros anos do plano decenal, sendo que seu conjunto irá compor o Plano de Expansão da Transmissão – PET. Segundo a EPE (2005, p. 5), os estudos devem mostrar a competitividade de uma alternativa frente a outras, bem como a expectativa de custos, em consonância com os critérios de planejamento e procedimentos de rede nos aspectos técnicos e econômicos. Devem ser considerados os

aspectos socioambientais das alternativas de maneira integrada aos demais aspectos técnicos;

- Relatório R2 – são os detalhamentos de engenharia da alternativa de referência, dando condições à Aneel para preparar o edital de licitação. O detalhamento deve assegurar a exequibilidade do projeto do ponto de vista técnico sem, no entanto, ser um projeto básico. Os estudos devem abranger a análise de transitórios eletromagnéticos, bem como abordar a definição das características elétricas básicas de linhas de transmissão, subestação, unidades transformadoras, compensação de potência reativa série e em derivação (EPE, 2005, p. 9).
- Relatório R3 – caracterização e análise socioambiental do corredor ou área selecionada para o empreendimento. Esses estudos envolvem a caracterização socioambiental do corredor de passagem selecionado nos estudos realizados do R1. Busca-se identificar possíveis gargalos, sob a ótica socioeconômica e ambiental, bem como do ponto de vista construtivo e minimizar a possível inviabilização do investimento em função de atrasos ou aumento nos custos (EPE, 2005, p. 11);
- Relatório R4 – caracterização da rede existente: trata-se da análise de engenharia da integração entre a nova obra e o sistema de transmissão em operação. A Aneel solicita informações técnicas das instalações às transmissoras que terão seu ativo compartilhado ou que serão adjacentes a uma nova subestação. O objetivo é obter informações de forma que a operação das instalações esteja harmonizada com o sistema circunvizinho (EPE, 2005, p. 12);

O fluxograma apresentado a seguir apresenta a esquematização do processo de planejamento conduzido pela EPE:

Figura 14 – Fluxograma das diretrizes para a elaboração dos relatórios técnicos referentes às novas instalações de transmissão da Rede Básica concebidas pela licitação (EPE, 2005)