



**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**ESTUDO DOS IMPACTOS ENERGÉTICOS E
ECONÔMICOS GERADOS PELO DESCASAMENTO
ENTRE AS OBRAS DE GERAÇÃO EÓLICA E
TRANSMISSÃO.**

**Autor: Thaynara Rodrigues Santana
Orientador: Fernando Paiva Scardua**

**Brasília, DF
2015**



THAYNARA RODRIGUES SANTANA

**ESTUDO DOS IMPACTOS ENERGÉTICOS E ECONÔMICOS GERADOS PELO
DESCASAMENTO ENTRE AS OBRAS DE GERAÇÃO EÓLICA E TRANSMISSÃO.**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua.

**Brasília, DF
2015**



CIP – Catalogação Internacional da Publicação*

Santana, Thaynara Rodrigues.

Estudo dos impactos energéticos e econômicos gerados pelo descasamento entre as obras de geração eólica e transmissão/
Thaynara Rodrigues Santana. Brasília: UnB, 2015. 83 p. : il. ;
29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília
Faculdade do Gama, Brasília, 2015. Orientação: Prof. Dr. Fernando
Paiva Scardua.

1. Expansão de energia eólica 2. Atraso em cronograma 3.
Planejamento energético I. Scardua, Fernando Paiva. II. Estudo dos
impactos energéticos e econômicos gerados pelo descasamento entre
as obras de geração eólica e transmissão.

CDU Classificação

**ESTUDO DOS IMPACTOS ENERGÉTICOS E ECONÔMICOS GERADOS PELO
DESCASAMENTO ENTRE AS OBRAS DE GERAÇÃO EÓLICA E TRANSMISSÃO.**

Thaynara Rodrigues Santana

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 26/11/2015 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. Dr.: Fernando Paiva Scardua, UnB/ FGA
Orientador

Prof. Dr.: Flávio Henrique J. R. da Silva, UnB/ FGA
Membro Convidado

Prof. Dra.: Paula Meyer Soares, UnB/ FGA
Membro Convidado

Brasília, DF
2015

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Edinaíza e Valderico, pelo carinho, apoio e amor incondicional, mesmo nos meus piores dias. Todo meu esforço e dedicação a esta graduação não significaria nada sem o esforço e dedicação de vocês a mim.

À minha irmã Uiara, pelos conselhos e revisões dados ao longo deste trabalho, além do apoio e parceria nos mais diversos momentos.

Aos meus bons e velhos amigos que, mesmo com a distância, sempre estiveram presente me ajudando e me motivando em cada momento.

Aos meus novos amigos, conquistados durante o período de graduação, por todos os sofrimentos passados juntos, por terem tornado a luta diária um pouco mais fácil e por compartilharem comigo seus conhecimentos, tanto acadêmicos quanto pessoais. Grande parte do meu aprendizado veio com vocês.

Ao meu amigo Matheus Pereira, que participou da elaboração deste trabalho em sua primeira etapa, porém não pôde continuar a fazê-lo. Agradeço a sua grande ajuda e dedicação, sem você o desenvolvimento deste trabalho definitivamente não seria possível. Às minhas amigas Camila Justino e Soraya Leal, que se disponibilizaram a me ajudar nos levantamentos e estudos necessários para as análises realizadas neste trabalho. Agradeço a atenção e toda ajuda que foi oferecida.

Ao professor Fernando Scardua, pelos diversos ensinamentos ao longo da graduação, e principalmente pela orientação, paciência e empenho dedicados a este trabalho. Aos professores Flávio Henrique e Paula Meyer, pelas considerações pontuais, críticas e dicas para o melhoramento deste trabalho.

A todos da SFE, em especial ao meu supervisor de estágio Eduardo Rossi, pela orientação e ensinamentos compartilhados, além do exemplo e motivação através das inúmeras oportunidades que me proporcionou dentro da ANEEL. Ao superintendente José Moisés, pela receptividade, pelo apoio e pelas conversas inspiradoras. Aos especialistas Isabela Vieira e Tito Ricardo pela ajuda e dicas dadas a este trabalho. Aos demais estagiários da ANEEL, pelos incríveis momentos dentro da agência e nossos lanches memoráveis.

À Universidade de Brasília e todos os professores que ao longo deste caminho me proporcionaram o conhecimento necessário para a chegada deste dia.

A todos que fizeram parte da minha formação, muito obrigada.

“Seja você quem for, seja qual for a posição social que você tenha na vida, tenha sempre como meta muita força, muita determinação e sempre faça tudo com muito amor e com muita fé em Deus, que um dia você chega lá. De alguma maneira você chega lá”.

Ayrton Senna

RESUMO

A expansão da fonte eólica com a segurança de suprimento ao sistema elétrico brasileiro e a garantia de atendimento ao consumidor final, passa, obrigatoriamente, pela compatibilização do cronograma das obras de transmissão com as de geração. O presente trabalho visa analisar a entrada em operação de instalações de geração eólica e de transmissão de forma descasada, o que impacta a injeção de energia no sistema nos prazos inicialmente pactuados e gera onerações aos agentes do setor elétrico. Para tanto, foi feita a revisão bibliográfica do setor e coleta de informações junto aos bancos de dados da ANEEL. Assim, quantificou-se a energia não gerada pelos atrasos de tais empreendimentos e o prejuízo econômico decorrente da necessidade de serem remuneradas as outorgas de geração, ainda que não houvesse a entrega efetiva de energia aos centros de consumo. Foram analisados 165 empreendimentos eólicos de um total de 197 leiloados no período de 2009 a 2011. O que resultou em um total de 40.280,2 GWh não escoados para o sistema elétrico nos últimos anos, e um prejuízo total de aproximadamente R\$ 8 bilhões de reais. Entre as principais causas dos atrasos está a falta de planejamento conjunta entre a expansão do sistema de geração e do sistema de transmissão, as falhas existentes nos editais dos leilões, a ausência de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos nos contratos e o período total demandado para a obtenção do licenciamento ambiental. Portanto, o aprimoramento do processo de planejamento e de execução da ampliação do setor é essencial para aumentar a eficácia da expansão da rede elétrica nacional. De tal modo que, a melhoria do segmento geração/transmissão provoca menos alterações quanto a regulação já estabelecida pelo Governo e menor risco ao atendimento energético do país, garantindo assim a confiabilidade do sistema.

Palavras-chave: Expansão de energia eólica. Planejamento energético. Atraso em cronograma.

ABSTRACT

The expansion of wind power to supply security to the Brazilian electrical system and the guarantee of service to the end consumer, passes obligatorily by the compliance schedule of the transmission works with the generation. This study aims to analyze the start-up of wind generation facilities and transmission unmarried manner, which impacts the energy input to the system within the time originally agreed encumbrances and generates the electric sector agents. To that end, it made the industry literature review and gathering information from the ANEEL databases. Thus, quantification of the energy not generated by delay of such enterprises and the economic loss resulting from the need for the generation of grants being paid, although there were no actual delivery of energy to consumption centers. It analyzed 165 wind projects with a total of 197 auctioned from 2009 to 2011. This resulted in a total of 40,280.2 GWh not disposed to the electrical system in recent years, and a total loss of approximately R\$ 8 billion. Among the main causes of delays is the lack of joint planning between the expansion of the generation system and transmission system, the flaws in the notices of auctions, the lack of studies supporting the deadlines set out in the contracts and the total time it takes for obtaining the environmental permit. Therefore, the improvement of the planning process and execution of the expansion of the sector is essential to increase the effectiveness of the expansion of the national grid. So that the improvement of the segment generation / transmission causes less changes as the regulation already established by the government and less risk to the energy supply of the country, thus ensuring system reliability.

Keywords: Wind power expansion. Energy planning. Delay in schedule.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Esquemático para o cálculo total do atraso..... | 22 |
| Figura 2 – Tipos de Leilões. | 27 |
| Figura 3 – Composição da tarifa de energia elétrica. | 30 |
| Figura 4 – Capacidade instalada da Energia Eólica..... | 38 |
| Figura 5 – Representação de incertezas x Detalhamento do sistema.. | 40 |
| Figura 6 – Sistema Interligado Nacional..... | 47 |
| Figura 7 – Expansão Anual da Rede Básica de Transmissão..... | 48 |

LISTA DE GRÁFICOS

| | |
|--|----|
| Gráfico 1 – Expansão da oferta: Potência e quantidade de usinas..... | 56 |
| Gráfico 2 – Situação das obras de geração. | 57 |
| Gráfico 3 – Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão..... | 58 |
| Gráfico 4 – Comparativo do escopo analisado, entre os anos 2009-2011. | 61 |
| Gráfico 5 – Distribuição por tipo de leilão (2009-2011). | 63 |
| Gráfico 6 – Análise quantitativa acumulativa de energia não escoada por ano de suprimento..... | 66 |
| Gráfico 7 – Custo total do atraso..... | 67 |
| Gráfico 8 – Principais causas de atrasos de empreendimentos de transmissão..... | 69 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Empreendimentos em Operação..... | 36 |
| Tabela 2 – Resultado dos Leilões de Energia de Fonte Eólica. | 37 |
| Tabela 3 – Classificação dos empreendimentos segundo a viabilidade de implantação..... | 53 |
| Tabela 4 – Situação dos Empreendimentos de Transmissão em Andamento. | 58 |
| Tabela 5 – Quantidade de empreendimentos atrasados (em andamento). | 64 |
| Tabela 6 – Quantificação energética..... | 65 |
| Tabela 7 – Análise quantitativa de energia não escoada. | 65 |
| Tabela 8 – Cálculo do Custo para Cumprir os Contratos de Concessão | 67 |
| Tabela 9 – Cálculo do Custo da Energia não Gerada. | 67 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG - Banco de Informações de Geração
CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CCC - Conta de Consumo de Combustível
CCD - Contrato de Conexão à Distribuição
CCEAL - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT - Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
CER - Contratos de Energia de Reserva
CME - Custo Marginal de Expansão
CMO - Custo Marginal de Operação
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNI - Confederação Nacional da Indústria
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente
CPST - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A
DIT - Demais Instalações de Transmissão
EOL - Usina Eólica
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ESS - Encargos de Serviço do Sistema
GW - Gigawatt
GWh - Gigawatt-hora
IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICG - Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
ICMBio - Instituto Chico Mendes
IPHAN - Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
kV - Kilovolts
LEE - Leilão de Energia Existente
LEN - Leilão de Energia Nova
LER - Leilão de Energia Reserva
LFA - Leilão de Fontes Alternativas
MCP - Mercado de Curto Prazo
MME - Ministério de Minas e Energia
MPU - Ministério Público da União
MW - Megawatt

MWh - Megawatt-hora
ONS - Operador Nacional do Sistema
PAR - Plano de Ampliações e Reforços
PCH - Pequena Central Hidroelétrica
PDE - Planos Decenais de Energia
PET - Programa de Expansão da Transmissão
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças
PNEE - Plano Nacional de Energia Elétrica
PROEÓLICA - Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RB - Rede Básica
RF - Receita Fixa
SCL - Sistema de Contabilização e Liquidação
SEB - Setor Elétrico Brasileiro
SFE - Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
SFG - Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração
SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão
SIN - Sistema Interligado Nacional
TCU - Tribunal de Contas da União
TE - Tarifa de Energia
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST - Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
TUST_{RB} - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica
TUST_{FR} - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira
UHE - Usina Hidroelétrica
UTE - Usina Termoelétrica

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO | 16 |
| 1.1. JUSTIFICATIVA E PROBLEMATIZAÇÃO | 16 |
| 1.2. OBJETIVOS..... | 17 |
| 1.2.1. Objetivo Geral | 17 |
| 1.2.2. Objetivos Específicos | 17 |
| 1.3. METODOLOGIA | 18 |
| 1.3.1. Revisão Bibliográfica..... | 18 |
| 1.3.2. Levantamento de Dados | 19 |
| 1.3.3. Tratamento e Análise de Dados..... | 20 |
| 2. REFERENCIAL TEÓRICO..... | 23 |
| 2.1. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO | 23 |
| 2.1.1. Marco Regulatório e os Agentes do Setor Elétrico..... | 23 |
| 2.1.2. Ambientes de Contratação de Energia..... | 25 |
| 2.1.3. Leilões de Energia..... | 26 |
| 2.1.4. Tarifa | 29 |
| 2.1.5. Preço de Liquidação das Diferenças – PLD..... | 33 |
| 2.2. MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA | 35 |
| 2.2.1. Energia Eólica no Brasil | 36 |
| 2.3. PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO | 38 |
| 2.4. EXPANSÃO DA ENERGIA | 41 |
| 2.4.1. Expansão do Sistema Geração..... | 42 |
| 2.4.2. Expansão do Sistema de Transmissão..... | 46 |
| 2.5. CRONOGRAMA DE OBRAS..... | 50 |
| 2.5.1. Cronograma da Geração..... | 50 |
| 2.5.2. Cronograma da Transmissão..... | 54 |
| 2.6. ATRASOS NA IMPLANTAÇÃO DOS EMPREEDIMENTOS | 56 |
| 2.6.1. Descasamento de Obras..... | 58 |
| 2.6.2. Impactos gerados devido aos atrasos..... | 59 |
| 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO | 61 |
| 3.1 ANÁLISES | 61 |
| 3.1.1. Quantificação energética..... | 64 |
| 3.1.2. Quantificação econômica | 66 |

| | |
|---|-----------|
| 3.2. ATRASOS..... | 68 |
| 3.2.1. Atrasos na Geração | 68 |
| 3.2.2. Atrasos na Transmissão..... | 69 |
| 3.2.3. Dificuldades no licenciamento ambiental e a falta de planejamento dos editais dos leilões..... | 70 |
| 3.3. IMPACTOS NO SETOR ELÉTRICO..... | 71 |
| 3.3.1. Impactos Econômicos | 72 |
| 3.3.2. Impactos Energéticos..... | 73 |
| 3.4. GARGALOS REGULATÓRIOS | 74 |
| 3.5. MEDIDAS PRATICADAS..... | 75 |
| 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS | 77 |
| 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 79 |

1. INTRODUÇÃO

1.1. JUSTIFICATIVA E PROBLEMATIZAÇÃO

A qualidade do Setor Elétrico Brasileiro está diretamente relacionada à capacidade de atender a demanda de energia de seus consumidores. Nesse sentido, o atraso na entrada em operação dos empreendimentos de energia elétrica representa uma ameaça à segurança de suprimento de energia.

Nos leilões de energia, os geradores apresentam os cronogramas com as datas de entrada em operação comercial que constarão das correspondentes outorgas, os quais devem ser compatíveis com as respectivas datas de início de suprimento previstas nos contratos regulados.

Os últimos leilões realizados demonstram, contudo, que o início da operação comercial da usina e de início de suprimento de energia raramente confere ou tem rebatimento com as datas em que os pontos de conexão da transmissão estarão disponíveis para o escoamento da energia dos empreendimentos de geração. Além de usinas de geração ociosas por falta de transmissão, há também novas linhas de transmissão que permanecem inativas porque as subestações necessárias para receber sua energia não estão prontas.

Segundo auditoria realizada pelo Tribunal de Contas da União – TCU, em 2013, constatou-se a existência de atrasos significativos e sistêmicos na finalização dos empreendimentos de geração e transmissão de energia. Além dos atrasos individualmente considerados, o TCU deparou-se, também, com graves descompassos na entrada em operação dos novos empreendimentos. A partir da análise dos cronogramas de obras interdependentes, a mesma fiscalização identificou uma falta de sincronia significativa entre a construção de linhas de transmissão e subestações, e a conclusão de usinas de geração.

O Energy Report é um boletim mensal publicado eletronicamente e desenvolvido pela PSR[®] com o principal objetivo de analisar temas relevantes do setor de energia elétrica no Brasil. Em sua 68ª edição, em agosto de 2012, o boletim abordou o tema sobre o descasamento entre as datas de implantação e início de operação da geração e da respectiva transmissão, citando como exemplo o Leilão de Fontes Alternativas nº 007/2010¹, aprovado conforme Portaria MME nº 555, de 31

¹ O leilão com todas as informações pode ser encontrado no site da ANEEL.

de maio de 2010 e Resolução Homologatória ANEEL nº 1.032, de 22 de julho de 2010, que previu o início de suprimento da energia em janeiro de 2013.

No entanto, em função da comercialização concentrada de vários empreendimentos de geração em determinadas regiões do SIN, após o leilão foi identificada a necessidade de realização de licitação para implantação de ICGs (Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada), cujo marco final de implantação foi definido para agosto de 2013, ou seja, sete meses após a data prevista no Leilão nº 007/2010 para o início de suprimento da energia.

O desencontro entre a previsão anterior da implantação da geração e a definição posterior da implantação da transmissão prejudica o planejamento dos investimentos na geração, e segundo o Energy Report (2012) o fluxo econômico e financeiro dos projetos, uma vez que os contratos regulados, e as receitas deles advindas, constituem-se garantias centrais dos empréstimos e financiamentos obtidos.

Neste contexto, pode-se citar a grande quantidade de usinas eólicas que comercializaram energia nos últimos leilões e serão conectadas às ICGs (Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada). Ocorre que, se as ICGs atrasam e as usinas são implantadas, os agentes de geração podem receber a receita prevista nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Regulado – CCEARs, quando assim estabelecido nos contratos, mesmo sem a disponibilização de energia ao sistema elétrico em razão da não implantação da linha de transmissão, de responsabilidade do agente de transmissão.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo Geral

O objetivo desse trabalho é analisar os impactos econômicos e energéticos, causados pelo descasamento das obras de transmissão e geração, relativos à energia eólica.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Levantar principais causas dos atrasos no âmbito da geração eólica;
- Levantar principais causas dos atrasos no âmbito da transmissão;

- Quantificar a energia não gerada/entregue por tais atrasos;
- Quantificar as perdas econômicas, e sua repartição para os diversos atores do setor energético dos atrasos da geração e transmissão do setor eólico; e
- Descrever as principais medidas praticadas para a diminuição dos atrasos e as consequências geradas no setor elétrico.

1.3. METODOLOGIA

A metodologia empregada nesse trabalho consiste na utilização de dados colhidos junto a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG, e Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, da ANEEL, além de análise documental, revisão de literatura e, posterior análise das informações. Para tanto, será descrito detalhadamente cada uma das fases, a seguir.

1.3.1. Revisão Bibliográfica

Primeiramente foi feito um levantamento acerca do tema tratando da contextualização do setor elétrico brasileiro e suas diretrizes, bem como o planejamento dos processos de expansão da energia (tanto na oferta quanto na operação). Há também o detalhamento dos procedimentos de implantação das obras de geração e transmissão, e seus respectivos atrasos.

Para reunir os artigos utilizados nesta pesquisa, foram estudadas as diretrizes básicas seguidas pelos principais órgãos do setor, como ANEEL, MME, EPE, entre outros. Também foi feito o estudo da literatura científica nacional com a avaliação de artigos relacionados ao escopo deste trabalho.

Foram feitas pesquisas nas bases de dados da SciELO e do Portal de Periódicos da CAPES. Para a busca, as seguintes palavras chave foram utilizadas: “planejamento setor elétrico brasileiro”, “atraso transmissão de energia” e “atraso geração eólica”, com abrangência de período dos últimos dez anos – 2005 a 2015.

As buscas retornaram 58 resultados, dos quais foram selecionados 11 artigos após triagem baseada nos seguintes critérios: (i) ter no título ou resumo informações relevantes ao planejamento do setor elétrico; (ii) apresentar percepções de planejamento de expansão de oferta ou de operação; (iii) citar atraso de obras de transmissão de energia elétrica e/ou geração eólica. Após a seleção, estes artigos

foram lidos e, dentre eles, foram selecionados seis artigos que melhor satisfizeram os critérios de inclusão anteriormente mencionados.

1.3.2. Levantamento de Dados

Foi feito o levantamento dos dados a serem analisados do setor de geração e transmissão eólica.

- Geração:

Para o levantamento de dados da geração, primeiramente foi preciso definir as usinas a entrarem no estudo. Limitou-se a análise às usinas de fonte eólica dos Leilões de Energia realizados no período entre 2009 e 2011. Já que a participação desta fonte tomou maior proporção a partir da realização do 2º Leilão de Energia de Reserva (LER) de 2009, e que o Leilão de Energia Nova (LEN) A-3 de 2011² tem como prazo de entrega o ano de 2014 e, portanto é possível verificar os atrasos.

Foi utilizada a base de dados da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG, da ANEEL, que pode ser encontrada também junto ao site da ANEEL, sendo selecionadas as informações dos empreendimentos ganhadores dos leilões. As informações dos empreendimentos foram tabeladas em planilha Excel[®], e foi utilizado um filtro para obter os empreendimentos de fonte eólica. As variáveis selecionadas foram:

- Leilão;
- Data de realização do leilão;
- Tipo de leilão;
- Vendedor;
- Empreendimento;
- UF;
- Fonte;
- Potencia (MW);
- Garantia Física (MW);
- Lotes contratados;
- Total de energia contratada (MWh);
- Preço de venda (R\$/MWh).

² Em 2011 também foi realizado o 13º Leilão de Energia Nova (LEN) A-5, com prazo de entrega para 2016, mas como o estudo se limita ao ano de 2015, esse leilão não entrou no escopo.

A essas variáveis foram acrescentadas informações de “Situação Apta”, “Data de suprimento”, esperada do leilão, e a “Data real de entrada” do empreendimento em operação comercial. Com essas variáveis foi possível obter o atraso temporal de entrada de operação no sistema. Essas duas variáveis foram obtidas no site da ANEEL, no subespaço de “Pesquisa Legislativa”. Foram utilizadas as palavras-chaves: “*nome empreendimento*” + “*operação comercial*”.

- Transmissão:

Para os dados referentes à transmissão, foi necessário correlacionar os dados dos empreendimentos eólicos listados acima com os de suas respectivas subestações responsáveis. Para isso, foi feita a correspondência das subestações relacionadas a partir do levantamento dos Relatórios de Análise de Integração das Centrais Geradoras Eólica, da EPE, também obtidos no site da ANEEL, no subespaço de “Editais de Geração”, e procurando-se pelo edital do leilão analisado em “Edital e Documentos Vinculados”.

Com as correspondentes subestações, a análise do atraso do cronograma de obras foi feita baseada nos Relatórios de Acompanhamento dos Sistemas de Transmissão, gerados pelo Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET, através da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, da ANEEL. Tais relatórios informam a situação do empreendimento (atrasado, concluído, normal ou adiantado), bem como a data de operação (constante do ato legal) e a conclusão da obra (prevista ou efetiva).

Assim, foram acrescentadas à planilha as variáveis “Ponto de Conexão/Subestação”, “Concessionária Responsável”, “Data do ato legal”, “Data de conclusão da obra” e “Data prevista” (para os empreendimentos que ainda estão em atraso).

A partir dessas informações, foi utilizado o software Excel[®] para organizar todos os dados e foi feita uma análise dos processos de fiscalização das obras em atraso, a fim de identificar as principais causas dos atrasos.

1.3.3. Tratamento e Análise de Dados

Depois de todas as informações coletadas, foram feitos filtros dos empreendimentos que entraram em análise, diferenciando três tipos de usinas, obtidas no campo “Situação Apta”:

- Usinas com direito a *Apta*, onde o empreendimento tem direito de receber receita fixa, independente da entrega de energia ao sistema, no caso em que o motivo da indisponibilidade se deve ao fato do ponto de conexão (para escoamento da energia) se encontra em atraso. Essa informação é obtida a partir do site da ANEEL, no espaço de “*Contratos de Concessão*”, e pesquisando os empreendimentos na barra de procura.
- Usinas que pediram *Concatenação* (o empreendimento adequa seu cronograma com o da transmissora);
- Usinas sem direito a *Apta*, onde o empreendimento, segundo o tipo de leilão, assume o risco do atraso do cronograma do ponto de conexão, logo não tem direito a receita fixa.

Assim, foram levantados inicialmente dentro dos leilões realizados no período proposto (2009 a 2011), 316 empreendimentos de geração constantes do banco de dados da ANEEL, englobando diversas fontes (eólica, hidro, térmica, etc.), com uma potência instalada total de 24.104,6 MW, uma garantia física total de 9.603,17 MW e um total de energia contratada de 1.952.693.625 MWh.

Destes, foram filtrados 219 empreendimentos de geração de fonte eólica, representando 69,31% dos empreendimentos totais, com uma potência instalada de 5.782,2 MW, uma garantia física de 2.621,4 MW e um total de energia contratada de 434.931.442 MWh.

Esses 219 empreendimentos foram então correlacionados com os empreendimentos de transmissão, e devido a algumas falhas no sistema de banco de dados, que não possuíam todas as informações necessárias, foram selecionados 197 empreendimentos que atendiam a todas variáveis do estudo. Estes 197 empreendimentos representam 384.820.104,140 MWh de energia total contratada, 2.323,2 MW de garantia física total, uma potência instalada de 5.086,2 MW.

Dentro dos empreendimentos de eólica, os 197 analisados representam 89,9% dos empreendimentos totais e 62,3% do total leiloado entre o período de 2009 a 2011.

Com a contagem dos dias reais de atraso, e o filtro diferenciando os tipos de usina, foi possível tabelar novas abas com os seguintes passos:

- (i) Quantificou-se energeticamente as perdas decorrentes do atraso. Isso através da conversão dos dias em atraso em *MWh*, baseado na garantia física do empreendimento, onde cada dia representa uma quantidade de *MWh*.

- (ii) Transformou-se a quantidade *MWh* em valor monetário, pago ao empreendimento, segundo o seu preço de venda em *R\$/MWh*.
- (iii) Foram tabelados os preços de PLD de todos os meses (entre 2012 e 2014), para estimar o preço de compra da energia não gerada no mercado livre.

Assim, a quantificação energética foi feita considerando-se o ano de início suprimento de cada leilão realizado e a garantia física média de cada empreendimento em atraso para aquele ano.

Já a quantificação econômica foi feita em duas partes. Primeiro calculou-se o “Custo para cumprir o contrato de concessão”, onde foram consideradas as garantias físicas médias de cada empreendimento ao ano para cada leilão realizado, e os preços médios de venda de cada leilão. Depois, foi calculado o “Custo da energia não gerada” (valor referente à compra de energia no Mercado de Curto Prazo – MCP), onde também foram utilizadas as garantias físicas dos empreendimentos e o preço médio do PLD para os anos de 2012 a 2014 (os anos que dariam início às entradas de operação comercial das usinas). Os valores foram coletados junto a CCEE, e os submercados considerados na análise dos empreendimentos deste estudo são todos do Nordeste (NE) e Sul (S).

O “Custo total do atraso” na conclusão dos empreendimentos é dado pela soma dessas duas parcelas, como mostrado na Figura (1).

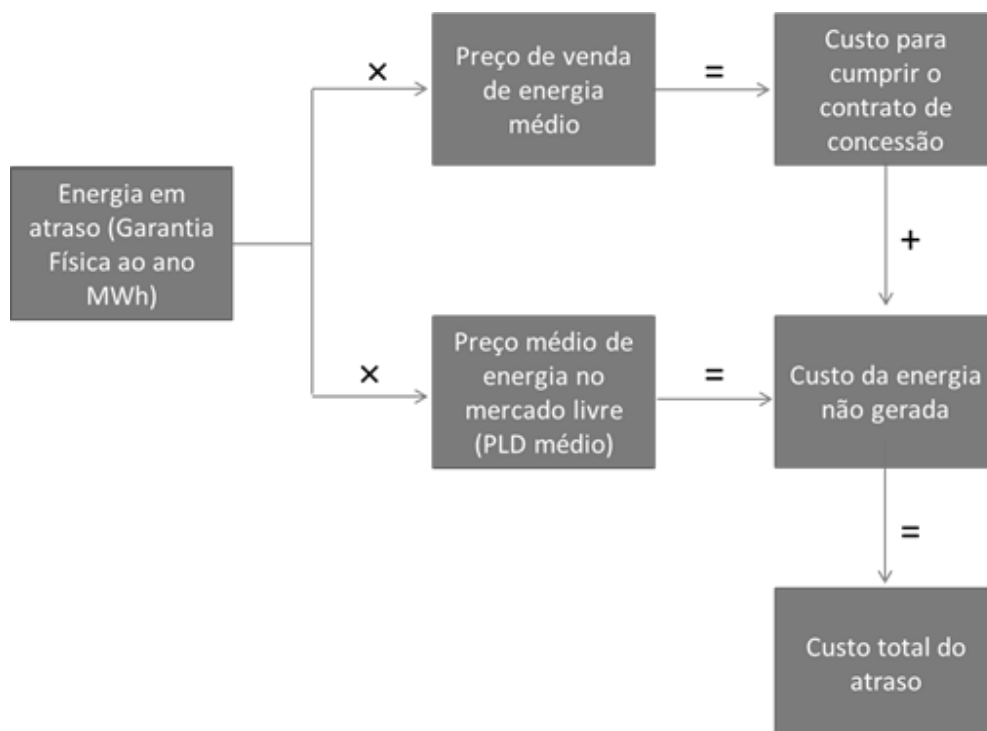


Figura 1 – Esquemático para o cálculo total do atraso.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro – SEB, está estruturado para garantir a segurança e qualidade do suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e de preços, além de promover a inserção social, por meio de programas de universalização do atendimento que, segundo o Operador Nacional do Sistema – ONS, é o serviço público na área de infraestrutura com maior extensão de atendimento (superior a 98% da população), portanto, próximo à universalização.

A Constituição Federal Brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Os agentes do setor recebem a concessão do poder concedente para atuar nas diversas áreas existentes seja como gerador, transmissor, distribuidor, autoprodutor, produtor independente, comercializador ou consumidor livre (TAVARES, 2010).

2.1.1. Marco Regulatório e os Agentes do Setor Elétrico

Para chegar ao modelo atual, o setor elétrico passou por várias mudanças ao longo dos anos. Na década de 1990 o Brasil deu início à modernização do setor por meio de reformas setoriais, programas de privatização e criação de diversas entidades dentro do setor, como a ANEEL e o ONS. Entretanto, tais mudanças não foram suficientes, o que acarretou ao racionamento de energia em 2001, evento que Mocelin (2004) definiu como um ponto extremo que somente foi alcançado graças à falta de investimento ao departamento elétrico.

Após o racionamento de 2001, nova atenção foi dada ao setor elétrico com a edição do novo Marco Regulatório – Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, que dispõe principalmente sobre a comercialização da energia elétrica, e estabelece regras claras, estáveis e transparentes que possibilitam a efetiva garantia do suprimento para o mercado e a expansão permanente das atividades intrínsecas do setor (geração, transmissão e distribuição); e do Decreto 5.081 de 14 de maio de 2004, que regulamentou o novo marco regulatório especificando as providências necessárias para alcançar os objetivos propostos (MME, 2014).

Assim, a nova estrutura institucional do modelo elétrico brasileiro se tornou basicamente orientada para as funções de planejamento setorial, segurança de

suprimento, regulação e fiscalização. Conforme o MME, o modelo institucional vigente é composto por:

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – Órgão de assessoria da presidência da república, multiministerial, presidido pelo ministro de minas e energia, cujo objetivo é a formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros, o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, a revisão periódica da matriz energética e a definição de diretrizes para programas setoriais específicos.

Ministério das Minas e Energia (MME) – Ministério cuja função é a formulação e implementação, no âmbito federal, da política energética nacional.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Empresa pública federal vinculada ao MME, que tem como missão atuar nos estudos voltados para o planejamento energético nacional, associados às projeções da composição da matriz energética nacional, do balanço energético nacional, do aproveitamento ótimo dos recursos hídricos, do licenciamento ambiental e, por fim, do planejamento da expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longos prazos.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – Grupo instituído sob coordenação do MME, responsável pelo monitoramento das condições de atendimento e recomendação de ações preventivas para garantir a segurança do suprimento de energia no país.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – Autarquia, também vinculada ao MME, que tem por objetivo a fiscalização e regulação das funções de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica em todo o território nacional, zelando pela qualidade dos serviços prestados, universalização do atendimento e pelo estabelecimento de tarifas para consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes de Comercialização.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que, sob regulação e fiscalização da ANEEL, responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem como objetivo a gestão dos processos de contratação de compra e venda de

energia no novo modelo, responsável pela administração e contabilização dos contratos, liquidação do mercado de curto prazo, além dos leilões de energia.

A essas instituições ligadas diretamente ao MME, temos ainda outras que atuam de forma complementar:

Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) – Autarquia federal, vinculada ao Ministério da Justiça, que tem como objetivo zelar pela livre concorrência no mercado, sendo a entidade responsável, no âmbito do Poder Executivo, não só por investigar e decidir, em última instância, sobre a matéria concorrencial, como também fomentar e disseminar a cultura da livre concorrência.

Ministério Público da União (MPU) – Ministério cuja função é a defesa da ordem jurídica; defesa do patrimônio nacional, do patrimônio público e social, do patrimônio cultural, do meio ambiente, dos direitos e interesses da coletividade; defesa dos interesses sociais e individuais indisponíveis; controle externo da atividade policial.

Tribunal de Contas da União (TCU) – Tribunal administrativo previsto na Constituição Federal para exercer a fiscalização contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial da União e das entidades da administração direta e administração indireta, quanto à legalidade, à legitimidade e à economicidade e a fiscalização da aplicação das subvenções e da renúncia de receitas.

2.1.2. Ambientes de Contratação de Energia

Outra mudança trazida pelo novo modelo foi a coexistência de dois ambientes de contratação de energia: um regulado, Ambiente de Contratação Regulada – ACR, onde o preço a ser pago pelos distribuidores é determinado nas licitações de comercialização da energia, protegendo o consumidor cativo; e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, onde os preços são livremente negociados entre os geradores e os consumidores livres e os comercializadores, estimulando principalmente a iniciativa dos consumidores livres.

No ACR as empresas de distribuição compram suas necessidades projetadas de energia para a distribuição a seus consumidores cativos, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as geradoras, comercializadoras, cujos contratos de comercialização são os CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado). Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a estimativa de

demanda por parte das distribuidoras é o principal fator levado em conta quando da determinação da quantidade de energia que o sistema como um todo deverá contratar (COELCE, 2011).

No ACL é realizada a compra e venda de energia entre concessionárias de geração, autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica e Consumidores Livres. O consumidor livre adquire diretamente a energia do gerador e paga aos agentes de transmissão e distribuição apenas a parcela da tarifa de energia correspondente ao uso das redes de alta e baixa tensão (AGUIAR, 2007).

Do ACL participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Nesse ambiente, há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas por meio dos CCEALS (Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre).

No novo modelo, independente da forma de contratação, a energia será despachada de forma centralizada de acordo com os critérios estabelecidos pelo ONS. Por isso o segmento de transmissão deve ser configurado de maneira a proporcionar o acesso à rede básica a todo agente de geração e comercialização.

2.1.3. Leilões de Energia

Conforme o Instituto Acende Brasil (2012) é por meio dos leilões de energia e de transmissão que o governo coordena a expansão do parque gerador. Nos leilões de energia são negociados contratos de suprimento de energia de longo prazo, contratos que selam o compromisso requerido para que os empreendedores possam realizar investimentos em novas instalações. De semelhante modo, os leilões de transmissão permitem a seleção de empreendedores (para a construção, operação e manutenção das novas instalações de transmissão) que prestarem o serviço ao menor custo. Os leilões de energia também são empregados para a recontração de energia. Esse processo de recontração de energia proporciona ao sistema a flexibilidade necessária para lidar com as variações de custos e do consumo de energia.

Araújo (2007) afirma que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio de licitação na modalidade leilões, devem garantir o atendimento a totalidade de seu mercado de no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de

acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do Decreto nº 5.163/2004 e artigo 2º da Lei nº 10.848/2004. O critério menor tarifa é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Megawatt hora (MWh) para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras³. Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR) serão então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão.

Mesmo pequenas distorções, por menores que sejam, podem ter grandes impactos no longo prazo, elevando desnecessariamente o custo de suprimento de energia ou mesmo comprometendo a segurança de suprimento de energia (ACENDE BRASIL, 2012). Por isso a necessidade de um forte planejamento e acompanhamento dos leilões e em como eles vão assegurar confiança no setor. A concorrência entre os empreendimentos de geração e transmissão tem sido essenciais para a redução de custos e prazos, o que causa uma modicidade tarifária para o consumidor.

2.1.3.1. Tipos de Leilões

Como já visto, o marco regulatório introduzido pela Lei nº 10.848, de 2004, regimenta a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a comercialização de energia elétrica para consumidores regulados por meio de um conjunto de leilões, no âmbito do que a legislação denomina Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Podem-se dividir os leilões atuais conforme mostrado na Figura (2):

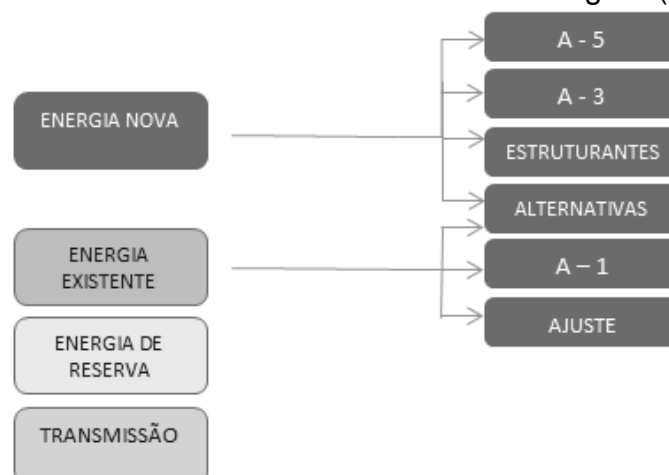


Figura 2 – Tipos de Leilões. Adaptado de Instituto Acende Brasil, 2012.

³ Cada distribuidora tem uma estimativa de demanda para o ano seguinte, segundo seu próprio risco ela informa para o planejamento da expansão.

A expansão do parque gerador é promovida por meio dos Leilões de Energia Nova, isto é, leilões de compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração. Neste tipo de leilão os empreendedores concorrem para a instalação e operação de usinas de geração para atender o crescimento da demanda prevista. Ao fim de cada leilão são então firmados os chamados CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado).

Os Leilões de Energia Nova – LEN, são realizados vários anos antes da data do início do suprimento de energia de forma a permitir que os empreendedores concorram na fase de projeto antes do início da construção das usinas. Pode-se dizer que esses leilões promovem uma concorrência pelo mercado futuro de energia, assumidos aí os riscos inerentes ao desempenho deste e a priorização dos despachos pela operação centralizada que não dependera dos empreendedores.

Os Leilões de Fontes Alternativas – LFA, podem ocorrer com antecedência de um a cinco anos, podendo ser empregados para a contratação de energia proveniente de empreendimentos novos ou para a recontração de empreendimentos existentes, desde que sejam provenientes de empreendimentos de ‘fontes alternativas’.

A recontração de energia proveniente de empreendimentos de geração já em operação é realizada por meio dos Leilões de Energia Existente – LEE. Pode-se dizer que esses leilões procuram mimetizar a concorrência de mercado. Trata-se de uma forma de proporcionar flexibilidade na contratação de energia – tanto na quantidade contratada quanto nos preços praticados – de forma a permitir um ajuste às condições vigentes, condições estas que podem mudar em função de variações no consumo de energia e de alterações nos custos dos insumos. O sistema de leilões permite tais ajustes sob a disciplina promovida pela pressão competitiva.

Além dos Leilões de Energia Nova, Energia Existente e de Fontes Alternativas, o governo pode optar pela contratação de novos empreendimentos de geração para proporcionar uma “reserva de capacidade” para aumentar a segurança de fornecimento de energia elétrica por meio dos Leilões de Energia de Reserva.

A expansão das redes de transmissão de energia elétrica é realizada por meio dos Leilões de Transmissão. Assim como nos Leilões de Energia Nova, os Leilões de Transmissão são realizados com antecedência visando proporcionar o tempo requerido para a construção das novas instalações de transmissão (ACENDE BRASIL, 2012).

2.1.4. Tarifa

O entendimento da tarifação do setor elétrico é necessário para compreensão do “caminho” das onerações advindas da impossibilidade de escoamento dos empreendimentos de geração, causadas principalmente pelo atraso nas linhas de transmissão e subestações. Segundo a CCEE (2015b) a tarifa de energia elétrica é o preço regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que deve ser pago pelos consumidores finais como contrapartida pelo acesso à energia elétrica fornecida pelas concessionárias de distribuição (distribuidoras). Basicamente, a tarifa é reajustada anualmente pela inflação e por ganhos de produtividade esperados; e revisada periodicamente – com frequência que varia de três a cinco anos, conforme estabelecido no contrato de concessão de cada distribuidora – para que seja promovido um realinhamento geral de custos de operação e manutenção, base de ativos e remuneração de capital.

2.1.4.1. Composição do custo de fornecimento de energia

Apesar de a tarifa ser paga para a distribuidora de energia, a maior parte da tarifa não se destina a ela, sendo repassada pela distribuidora para outros agentes da cadeia produtiva de energia elétrica (geradoras e transmissoras) e para governos, na forma de pagamento de tributos e encargos. A parte que é efetivamente destinada à distribuidora equivale a menos de um terço da tarifa de eletricidade, a maior parcela vai para o governo (ou para agentes designados pelo governo, como a Eletrobrás no caso dos encargos RGR e CDE). De cada R\$ 100,00 pagos à distribuidora, R\$ 30,00 são direcionados pelas distribuidoras para o pagamento de tributos e encargos. Mas o montante total da tarifa pago ao governo é muito maior, outros R\$ 10,00 dos R\$ 70,00 remanescentes da tarifa acabam sendo posteriormente repassados ao governo na forma de encargos e tributos pagos pelos agentes dos demais segmentos do setor elétrico, de tal forma que a parcela da tarifa efetivamente repassada ao governo soma R\$ 40,00 de cada R\$ 100,00 recolhidos pelas distribuidoras (CCEE, 2015b).

Após o pagamento dos tributos e encargos, a maior parte dos recursos remanescentes é direcionada para as geradoras de energia elétrica, que respondem por cerca de R\$ 28,00 de cada R\$ 100,00 pagos na conta de luz. As distribuidoras respondem por cerca de R\$ 26,00 e as transmissoras por R\$ 6,00. A composição da tarifa é elemento fundamental em qualquer análise ou esforço que se faça na

disciplina da Política Tarifária porque o baixo percentual de 29% (segmento de distribuição) define o limitado campo de atuação da ANEEL nos eventos de Revisão Tarifária Periódica (CCEE, 2015b).

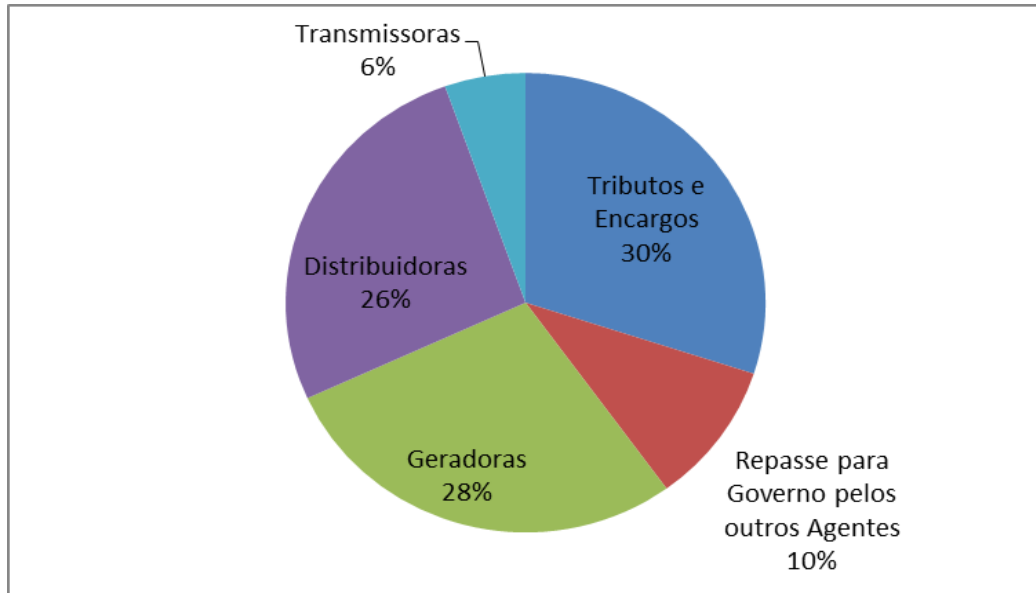


Figura 3 – Composição da tarifa de energia elétrica. Adaptado de CCEE, 2015b.

Segundo a CCEE, nas Revisões Tarifárias Periódicas são redefinidas as chamadas “Parcelas B” de cada uma das distribuidoras, parcelas que representam o único componente que afeta a situação econômico-financeira das distribuidoras. Isto porque, apesar de as tarifas de fornecimento das distribuidoras serem reguladas pela ANEEL, a maior parte da tarifa é composta de custos oriundos de outros segmentos do setor que são meramente repassadas pelas distribuidoras para os consumidores finais⁴. Tais custos não gerenciáveis pelas distribuidoras compõem a chamada “Parcela A” da tarifa.

Parcela A: A maior parte da tarifa destina-se as partes anteriores à distribuição: geração, transmissão e encargos. Esta parte da tarifa é denominada “Parcela A” da tarifa⁵. São os custos “não gerenciáveis” pelas distribuidoras, sendo simplesmente repassados pela distribuidora para os consumidores. Além disso, uma vez consolidadas as Parcelas A e B, são então aplicados os tributos sobre esse

⁴ Como exemplo, uma redução de 5% dos custos de distribuição resultaria numa redução da tarifa final de energia de apenas 1,45%. Já uma redução de 5% nos demais custos que compõem a tarifa – geração, transmissão e tributos e encargos – resultariam numa redução da tarifa final de 3,55%.

⁵ É importante entender essa parte da tarifa, pois a oneração sofrida pelas distribuidoras, causada pelo descasamento da geração e transmissão, é repassada às diversas partes do setor (principalmente contribuinte) embutida na Parcela A.

montante⁶. A parte da tarifa destinada às geradoras é determinada por contratos de suprimento de longo prazo. Em alguns casos, o valor pago pela geração é determinado pelo governo federal, por meio da legislação.

Outros contratos de suprimento de energia têm seus preços estabelecidos de forma concorrencial, por meio de licitações públicas administradas pelo governo federal, como é o caso dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR)⁷. Do mesmo modo, a maior parte dos custos associados à transmissão também é pré-determinada em contratos de longo prazo com valores definidos por meio de licitações públicas promovidas pelo governo federal. Esses custos são rateados pelos agentes do setor por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Há, ainda, os encargos (que compõem a Parcela A) e os tributos (que incidem sobre a Parcela A e Parcela B consolidadas) cujos valores são determinados pelos Governos Federal, Estadual e Municipal e pelo Congresso Nacional por meio de leis e decretos.

Parcela B: A parte da tarifa que a ANEEL regula de forma mais direta é denominada “Parcela B”. Esses são os custos sob controle da distribuidora⁸. As distribuidoras incorrem em dois tipos de despesas no provimento do serviço de distribuição: (i) despesas operacionais e (ii) despesas de capital. As despesas operacionais incorridas por uma distribuidora são os custos de operação e manutenção referentes à prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica: gastos com pessoal, administração, materiais, serviços contratados de terceiros, arrendamentos, aluguéis, seguros etc.

Tarifas não gerenciáveis da Parcela A: As tarifas são:

(i) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD: é paga por geradoras e consumidores pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual a geradora ou consumidor está conectado

(ii) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUST: é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres que se conectam diretamente à Rede Básica.

⁶ A ANEEL tem pouca influência sobre a Parcela A e sobre os tributos que incidem sobre a tarifa já que se tratam, na maior parte, de atividades cujos preços não são diretamente regulados pela Agência.

⁷ Neste caso a ANEEL regula as tarifas apenas indiretamente por meio dos editais de licitações.

⁸ Além das despesas operacionais existem as despesas de capital que tomam a forma de investimentos em ativos.

(iii) Tarifa de Energia – TE: é paga por Consumidores Cativos pelo consumo de energia, com base no montante de eletricidade realmente consumida.

(iv) Outros encargos: dentre os outros encargos, vale ainda, explicar dois que são suma importância na compreensão das onerações advindas de atrasos e descasamento entre empreendimentos de geração e transmissão. São eles: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

2.1.4.2. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002⁹, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi originalmente criada para dar suporte: (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil.

Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos eram são arcados pela (Conta de Consumo de Combustível), ou CCC, antes da promulgação da Lei n.º 12.783/13. Em 24 de janeiro de 2013 (Medida Provisória 605/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como consumidores especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto 7.945 de 24 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela lei 12.783 de 2013; (iii) sub contratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA (Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A), de

⁹ A CDE está em vigor por 25 anos a partir de 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes está limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014 (CCEE, 2015b).

2.1.4.3. Encargos de Serviço do Sistema – ESS

A Resolução ANEEL nº 173 de 28 de novembro de 2005 estabeleceu o ESS, que, desde janeiro de 2006, tem sido incluído nas correções de preço e taxas para concessionárias de distribuição que fazem parte do Sistema Interligado Nacional. Este encargo é baseado nas estimativas anuais feitas pelo ONS em 31 de outubro de cada ano.

Segundo a ANEEL (2015), em 2013, devido às condições hidrológicas adversas, o ONS despachou um número de Usinas Termelétricas, levando a um aumento dos custos. Estes despachos causaram um aumento significativo nos Encargos de Serviço do Sistema Relacionados à Segurança Energética, ou ESS-SE. Uma vez que o encargo ESS-SE se aplica apenas a distribuidoras (embora possa posteriormente ser transferido aos consumidores) e para Consumidores Livres, o CNPE decidiu, através da Resolução nº 03/2013, repartir os custos, ampliando o encargo ESS-SE a todos os participantes do setor de energia elétrica. Essa decisão aumentou a base de custo de nossas subsidiárias em negócios exceto as distribuidoras (já que elas não podem transferir o custo para os consumidores), principalmente nosso segmento de geração¹⁰ (CCEE, 2015b).

2.1.5. Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

Segundo ANEEL o Preço de Liquidação das Diferenças é utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo e se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

¹⁰ No entanto, alguns participantes da indústria, incluindo nossas subsidiárias de geração, estão contestando a validade da Resolução nº 03/2013 e obtiveram uma liminar judicial, que foi confirmada pelo Supremo Tribunal Federal, o STF, isentando-os do ESS-SE.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL (CCEE, 2012).

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços.

No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios).

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem

como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

O NEWAVE é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos e energéticos com representação individualizada do parque termelétrico e representação agregada, por meio de reservatórios equivalentes de energia, do parque hidrelétrico. As usinas hidrelétricas de cada submercado são representadas por meio de um único reservatório equivalente. O objetivo básico do NEWAVE é determinar metas de geração que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Um dos principais resultados obtidos na estratégia de solução do modelo NEWAVE é a função de custo futuro. É por meio dessa função que o encadeamento com o modelo de curto prazo, DECOMP, é realizado, compatibilizando a política de operação de curto prazo com a política de operação de médio prazo, definida pelo NEWAVE (CCEE, 2012).

O objetivo do DECOMP é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE) (CCEE, 2012).

Um dos resultados fornecidos pela cadeia de modelos NEWAVE e DECOMP é o CMO, que representa o custo variável do recurso de geração mais caro despachado, caso esse ainda tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga. O PLD é então determinado com base no CMO para a primeira semana do horizonte de planejamento, considerando-se os limites máximo e mínimo definidos anualmente pela ANEEL.

2.2. MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

O sistema de geração de energia elétrica no Brasil é classificado como hidrotérmico em sua maior parte. O Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hidráulica que corresponde a aproximadamente 65% da oferta interna, seguido pelas usinas termelétricas, que ganharam importância como complementação da matriz hidráulica. Há ainda um significativo percentual de energia importada formada, principalmente pela energia correspondente à parcela paraguaia gerada em Itaipu.

O Banco de Informações de Geração – BIG, da ANEEL, apresenta os empreendimentos em operação e a capacidade total de geração do Brasil. O Brasil possui no total 4.387 empreendimentos em operação, totalizando 137.198.101 kW de potência instalada. A Tabela (1) apresenta o tipo de empreendimento e a quantidade de potência instalada.

Tabela 1 – Empreendimentos em Operação.

| TIPO | POTÊNCIA (kW) | % |
|-------------------------------------|----------------------|------------|
| Central Geradora Hidroelétrica | 331.697 | 0,24 |
| Central Geradora Eólica | 6.134.549 | 4,47 |
| Pequena Central Hidroelétrica | 4.799.994 | 3,5 |
| Central Geradora Solar Fotovoltaica | 15.179 | 0,01 |
| Usina Hidroelétrica | 85.003.838 | 61,96 |
| Usina Termoelétrica | 38.922.844 | 28,37 |
| Usina Termonuclear | 1.990.000 | 1,45 |
| TOTAL | 137.198.101 | 100 |

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2015a.

De acordo com a tabela, nota-se que a Matriz Elétrica Brasileira é bastante diversificada e caracterizada principalmente pelo uso de fontes renováveis. A fonte eólica apresenta pouco mais de 4% da potência total instalada. Apesar da baixa porcentagem, principalmente em relação à hídrica, é notória a sua representatividade em relação às demais fontes, como solar e nuclear por exemplo.

Apesar da diversificação existente, nota-se ainda a forte predominância da fonte hídrica, fato que gera preocupação quanto à segurança e qualidade do fornecimento de energia, uma vez que o risco de falha no sistema torna-se maior quando a matriz é composta basicamente por uma fonte primária. Alves (2010) apresenta a energia eólica como uma boa opção de complementação à energia hidráulica, uma vez que estudos comprovaram que os períodos de seca e menor vazão nos rios das regiões Nordeste e Sul coincidem com os períodos de maior incidência de vento.

2.2.1. Energia Eólica no Brasil

Em 2001, após o racionamento de energia elétrica, o Governo Federal passou a buscar mais segurança na oferta de eletricidade. Para tanto, foi publicada a

Medida Provisória nº 014, de 21 de dezembro de 2001¹¹, que ampliou os incentivos às fontes alternativas de energia elétrica, com o objetivo de diversificar a matriz energética, para torná-la menos dependente da fonte hídrica e assim garantir maior segurança ao sistema.

Nesse sentido, foram criados diversos programas com incentivo ao desenvolvimento das energias renováveis, incluindo a energia eólica. Os principais destaques foram o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA, e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

Apesar de o PROEÓLICA não ter atingido seu objetivo inicial, fez com que a promoção de fontes renováveis, especialmente a eólica, se tornasse foco de grandes empresas internacionais. Já o PROINFA tornou-se referência legal para a maioria das ações do governo que são direcionadas para o desenvolvimento da energia renovável no Brasil (ALVES, 2010).

No entanto, a inserção da energia eólica na matriz elétrica nacional somente tomou grande proporção a partir da realização do 2º Leilão de Energia de Reserva (LER) de 2009, que foi o primeiro leilão de comercialização de energia voltado exclusivamente para a fonte eólica, onde 1.806MW de potência eólica foram comercializados. Em 2010 foram realizados o 3º LER e o Leilão de Fontes Alternativas (LFA), apesar de esses leilões não trabalharem exclusivamente com a fonte eólica, foram contratados mais de 2GW de potência eólica.

Em 2011 foram realizados mais três leilões, o 4º LER, o A-3 e o A-5 onde foi contratado um total de 2,9GW de potência eólica. E em 2012 ocorreu o leilão A-5, que contratou 249,6MW de energia eólica para início de suprimento em 2017 (ABEEólica/ANEEL, 2015). A Tabela (2) apresenta o tipo de contratação de todos os MW dispostos anteriormente:

Tabela 2 – Resultado dos Leilões de Energia de Fonte Eólica.

| LEILÃO | PROINFA | LER 2009 | LER 2010 | LFA 2010 | LER 2011 | A-3 2011 | A-5 2011 | A-5 2012 |
|---------------|---------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Potência (MW) | 1.303,7 | 1.904,8 | 545,2 | 1.525,7 | 861,4 | 1.055,1 | 1.024,9 | 249,6 |
| Nº de parques | 53 | 71 | 20 | 50 | 34 | 44 | 41 | 9 |

Fonte: Adaptado de ABEEólica, 2015.

¹¹ Posteriormente convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Segundo o Boletim de Dados publicado mensalmente pela Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica - a Matriz Elétrica Brasileira, em abril de 2015, contou aproximadamente com 6,4GW de capacidade eólica instalada, representando 4,5% do total na matriz.

A Figura (4) representa a evolução da capacidade eólica instalada, os dados representam tanto as capacidades contratadas nos ambientes de contratação livre (ACL) quanto no regulado (ACR).

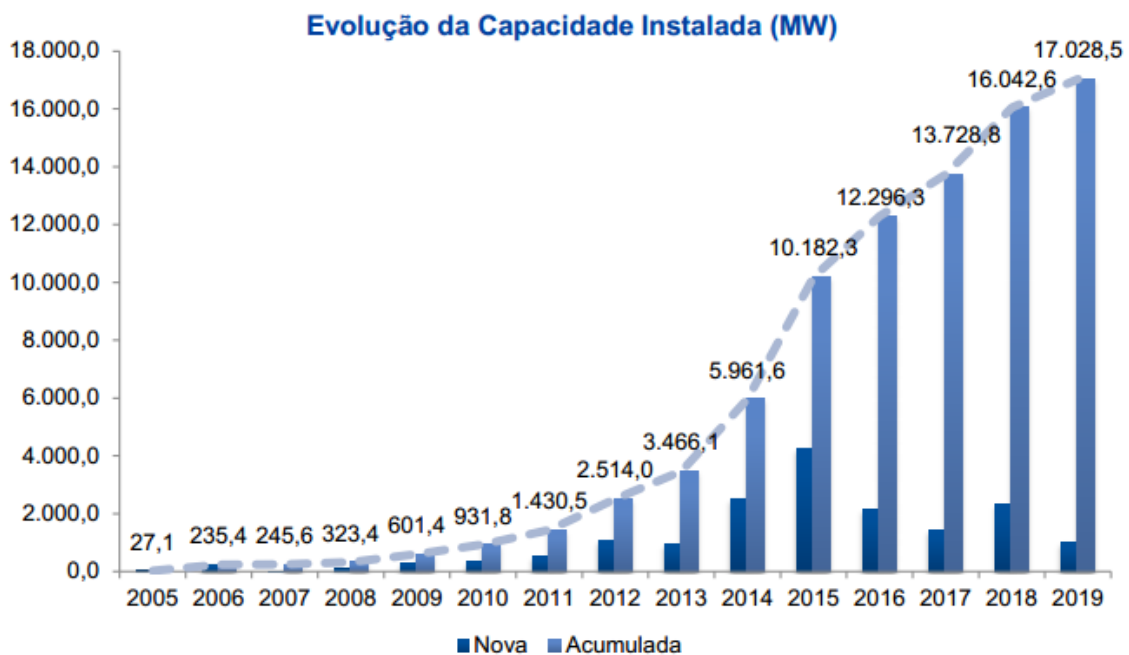


Figura 4 – Capacidade instalada da Energia Eólica. Fonte: ABEEólica, 2015.

Nota-se que a energia eólica vem ocupando uma posição cada vez mais importante dentro do Sistema Elétrico Brasileiro, além de se mostrar bastante competitiva nos leilões de energia no ambiente de contratação regulada (ACR).

Como consequência, a expectativa é que a participação da fonte eólica na matriz elétrica brasileira aumente consideravelmente ao longo dos próximos anos. A curva apresentada na Figura (4) evidencia o atual crescimento da fonte e a previsão é de que ao final de 2019 aproximadamente 17,03 GW sejam instalados em território brasileiro (ABEEólica, 2015).

2.3. PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

Em termos gerais, o objetivo básico do planejamento da expansão da oferta do setor elétrico é determinar uma estratégia de implementação de projetos que atendam a previsão de consumo de

energia elétrica, de tal forma que minimize a soma dos custos de investimentos e dos valores esperados dos custos de operação, atendendo ainda as restrições de confiabilidade no suprimento ao mercado consumidor (ZIMMERMANN, 2007, p. 121).

Segundo Tolmasquim (2011), dentro do setor elétrico, planejar envolve a determinação de uma estratégia de expansão do sistema que permita atender a demanda futura de energia elétrica, de modo a minimizar os custos de expansão e propiciar as condições para a operação segura e econômica do sistema elétrico.

Com base nos conceitos acima, percebe-se a importância do planejamento no contexto do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, e como o sucesso do mesmo garante segurança energética e modicidade econômica de investimentos no setor, muito importantes devido aos altos gastos envolvidos no setor e a complexidade do sistema brasileiro, caracterizado pelo grande porte. Para poder ter um planejamento adequado precisa-se entender primeiro o contexto de organização do setor.

O planejamento do setor energético no país é de responsabilidade da União, como visto na Constituição Federal de 1988, no art. 174º. Para o caso particular do setor elétrico essa responsabilidade fica a par do Ministério de Minas e Energia (MME), onde vemos no artigo 10 do Decreto nº 5.267, de 9 de novembro de 2004:

“II – zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre oferta e a demanda de energia elétrica no país” (Anexo I, parágrafo único, inciso II).

E entre as atividades do MME, estão: planejamento da expansão, planejamento e programação da operação, comercialização de energia, definição e cálculo da garantia física e energia assegurada dos empreendimentos de geração, elaboração das diretrizes para a realização de leilões de compra de energia elétrica e acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e respectivos dos encargos de uso das redes (ZIMMERMANN, 2007).

A EPE fica como responsável pelos estudos no setor, que dão base para as futuras diretrizes a vir ser estabelecidas pelo MME, pelo fato de as decisões com relação a assuntos de suma importância não podem ser realizados de forma isolada. A EPE tem justamente por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, entre elas o setor elétrico e eficiência energética.

Como citado, o planejamento engloba muitas variáveis, e no caso brasileiro envolve grande porte das instalações e distâncias. Assim é de costume a divisão deste problema em horizontes temporais, partindo do maior para o menor horizonte (ZIMMERMANN, 2007).

Logo surgem três horizontes base: curto prazo, médio prazo e longo prazo.

- Estudos de longo prazo: horizonte de até 30 anos, onde se procura analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico como um todo, a composição do parque gerador no futuro.
- Estudos de médio prazo: 15 anos de horizonte, onde os programas de geração e transmissão de referência são estimados, visando quantificar os investimentos necessários para expansão do parque;
- Estudos de curto prazo: horizonte temporal de 10 anos, onde as decisões propriamente ditas são tomadas, relativas à expansão da geração e transmissão. Nesse plano é comum determinar cenários macroeconômicos e um deles é tido como de referência.

Cada horizonte conta com devida precisão de metodologia de análise, devido a fatores como informações no momento do planejamento e volatilidade do setor. As incertezas certamente são adicionadas conforme a necessidade de precisão.

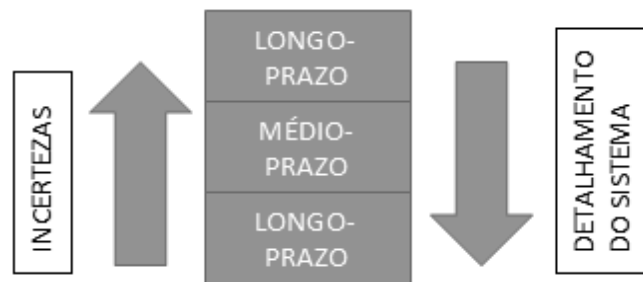


Figura 5 – Representação de incertezas x Detalhamento do sistema. Adaptado de TOLMASQUIM, 2011.

De acordo com Tolmasquim (2011), pode-se distinguir no planejamento de sistemas elétricos, duas ações principais:

- Planejamento da expansão: atender a demanda prevista com uma oferta de energia elétrica ótima, ou seja, com um custo mínimo;
- Planejamento da operação: segundo o planejamento da expansão, visa atender as condições operacionais com um custo mínimo diante de uma segurança energética preestabelecida.

2.4. EXPANSÃO DA ENERGIA

Como visto anteriormente, nos estudos de longo prazo as linhas mestres são desenvolvidas. Exemplos desses estudos é o Plano Nacional de Energia de Longo Prazo¹² e o Estudo de Evolução da Matriz Energética.

As possibilidades de expansão do parque são essenciais para ter-se uma visão macro do futuro do sistema, e segundo elas definir estratégias de crescimento da oferta e otimização do sistema, seja por meio de fontes novas, que podem ser mais eficientes, ou através da eficiência energética dos dispositivos já existentes, e isso mediante estudos de tendência tecnológica e desenvolvimento da sustentabilidade tecnológica e os impactos envolvidos do mesmo. Além dos desafios de interligação dos sistemas, que também são analisados de forma minuciosa.

A expansão do sistema de energia elétrica é norteada por um processo de planejamento que dirige ações governamentais para o futuro e fornece sinalização aos agentes do setor elétrico brasileiro. O planejamento elaborado em parceria entre a Empresa de Pesquisa Energética, o Ministério de Minas e Energia e a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, constitui um dos principais instrumentos de planejamento da expansão eletroenergética do país.

Os estudos de planejamento são feitos em curto prazo, abrangem o período de dez anos, e são revistos anualmente. Por meio desses estudos, identificam-se os principais requisitos para o desenvolvimento dos sistemas elétricos de geração e de transmissão, considerando vários cenários, abordando o crescimento da economia, o consumo de energia, as fontes de geração disponíveis, as políticas de eficiência energética e o desenvolvimento industrial sustentável (TCU, 2010).

Denominados Planos Decenais de Expansão de Energia – PDE – estes planos apresentam importantes indicadores para orientar as ações e decisões relacionadas ao equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país e a expansão da oferta, de forma a garantir à sociedade suprimento energético com adequados custos em bases técnica e ambientalmente sustentável (EPE, 2014).

O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica é realizado com base em normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resoluções do Conselho determinam que o custo marginal de operação (CMO) deve ser igual ao custo marginal de expansão (CME) e que o risco máximo

¹² PNEE – Plano Nacional de Energia Elétrica: publicado com uma periodicidade de 4 anos pela EPE.

de déficit permitido é de 5% em cada subsistema do SIN. O planejamento é feito em cima de projeções de consumo e de carga da energia elétrica (EPE, 2014).

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, para alcançar os objetivos da expansão da energia e com a finalidade de alcançar a modicidade tarifária dentro do novo modelo do setor elétrico, foram instituídos os leilões de energia, que funcionam como instrumento de compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado (ACR). Os leilões são realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL, e utilizam o critério de menor tarifa, visando à redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada aos consumidores cativos.

2.4.1. Expansão do Sistema Geração

A expansão da geração tem fundamento à contratação de novos empreendimentos de geração, por meio de leilões. Com base nesse cenário a EPE cria estratégias para entrada desses novos empreendimentos no horizonte temporal. Esse plano da EPE é indicativo para atender aos agentes de consumo. A expansão da oferta de energia, necessária devido a crescente demanda, é suprida por meio de leilões, como visto anteriormente. Destacam-se para expansão do parque gerador leilões do tipo Energia Nova.

Para determinação do quanto de energia deve ser contratada nesses leilões, e para um planejamento adequado e a custos mínimos, as distribuidoras submetem o MME a Declaração de Necessidade de Contratação¹³, onde todo ano elas declaram desse documento da necessidade de energia, e potência, necessária para se adequar a demanda esperada para os próximos anos.

Com base nas projeções do governo e na necessidade declarada pelas distribuidoras montantes de energia são contratadas junto aos Leilões de Energia Nova. Os contratos vinculados aos ganhadores dos leilões são de longo prazo, ou seja, 15 a 30 anos, por meio de concessão ao empreendimento. Além disso, como a forma do próprio leilão proporciona, os valores de venda de energia são estabelecidos nos lances feitos em leilão, todos estabelecidos no CCEAR (Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado).

¹³ A regulamentação da declaração de necessidade de contratação pelas distribuidoras foi introduzida pelo artigo 18 do Decreto no 5.163, de 2004.

O acompanhamento das atividades de entrada em operação comercial¹⁴ dos ganhadores dos leilões pode ser acompanhado no site da ANEEL, através do Boletim de Expansão da Oferta, publicado trimestralmente.

2.4.1.1. Leilões A-3 e A-5

São tipos de leilão de Energia Nova, como visto na Figura (2). Considera-se “A” como ano previsto do suprimento de energia adquirida pelos agentes de Distribuição, e o cronograma dos leilões segue a seguinte lógica:

- No quinto ano anterior ao ano “A” (chamado leilão “A” - 5), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de Geração;
- No terceiro ano anterior ao ano “A” (chamado “A” - 3), é realizado o leilão para aquisição de energia.

Segundo o Instituto Acende Brasil (2012) a antecedência desses tipos de leilão tem as seguintes funções:

- Proporcionar o tempo requerido para construção de novas usinas; e
- Priorizar a contratação de energia de novos empreendimentos para atendimento da carga da demanda futura.

Ainda segundo o Instituto Acende Brasil (2012), os leilões do tipo A-3 e A-5 são abertos para empreendimentos de diversas fontes. O objetivo de tais leilões é atender à demanda de energia ao menor custo para o consumidor, embora frequentemente os editais estabeleçam preços máximos diferenciados para empreendimentos de fontes distintas e estabeleçam montantes a serem contratados de cada “produto”, que geralmente distingue energia de fonte hidrelétrica das demais fontes de energia.

2.4.1.2. Estruturantes

Nos sites do MME e da CCEE, vê-se que a Lei nº 10.848, de 2004, adicionou ao rol de prerrogativas do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, a possibilidade de: “indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham à assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e

¹⁴ Operação comercial é a situação operacional em que a energia produzida pela unidade geradora está disponibilizada ao sistema, podendo atender aos compromissos mercantis do agente ou para o seu uso exclusivo. (Resolução ANEEL nº 583/2013)

confiabilidade do Sistema Elétrico” (inciso VI do Art. 2º da Lei nº 9.478, de 1997). Neste caso são promovidos leilões específicos unicamente para a contratação de energia dos empreendimentos classificados como “estratégicos” e de “interesse público” pelo CNPE.

Buscam assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico, bem como garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos (CCEE, 2015a).

2.4.1.3. Energias Renováveis

O Leilão de Fontes Alternativas¹⁵ foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz energética brasileira (CCEE, 2015a).

E ainda o Decreto nº 5.163, de 2004 (com redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 2007), prevê a possibilidade de realização de Leilões de Fontes Alternativas entre os leilões A-1 e A-5.

2.4.1.4. Leilões de Energia Existente

Segundo o Instituto Acende Brasil (2012) os Leilões de Energia Existente visam a promover a recontração de energia proveniente de empreendimentos em operação comercial para atendimento dos consumidores regulados. Essa recontração de energia é realizada anualmente para entrega de energia no ano seguinte mediante contratos de 3 a 15 anos de duração (Leilões A-1), ou mediante contratos de duração de alguns meses (Leilões de Ajuste).

O objetivo da comercialização segregada de Energia Existente consiste em proporcionar maior flexibilidade contratual para que os distribuidores possam lidar com o risco de mercado. Se houver, por exemplo, sobre contratação de energia devido a uma frustração do crescimento da carga, o ajuste recairia sobre os empreendimentos de Energia Existente, que teriam uma parcela menor de sua energia recontraada. A premissa de tal lógica é de que o sistema protegeria os novos empreendimentos do risco de mercado, permitindo reduzir o custo de captação de recursos financeiros para a expansão do sistema.

¹⁵ O leilão de fontes alternativas foi regulamentado por meio do Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007, o qual altera a redação do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Leilões A-1: Além da menor antecedência e da menor duração dos contratos de Energia Existente, os seus contratos contêm cláusulas que permitem que as distribuidoras reduzam o montante contratado para compensar a redução de sua carga devido à migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre, além de uma redução de até 4% a cada ano para adaptação a desvios em relação às suas projeções de demanda. A contratação de energia em Leilões A-1 é limitada à reposição de contratos de energia vencidos (ACENDE BRASIL, 2012).

Leilões de Ajuste: Os Leilões de Ajuste têm por objetivo complementar os montantes de energia contratados com antecedência maior (Leilões A-5, A-3 e A-1). Trata-se de um mecanismo de mitigação de risco para os distribuidores para possibilitar o 'ajuste fino' na contratação para pleno atendimento de sua carga. O prazo dos contratos dos Leilões de Ajuste pode variar de três a 24 meses. O montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder a um por cento da carga total contratada de cada agente de distribuição, exceto nos anos de 2008 e 2009, quando este limite de contratação foi de 5% (ACENDE BRASIL, 2012).

2.4.1.5. Leilões de Reserva

Uma das inovações promovidas nas reformas setoriais promovidas por meio da Lei nº 10.848, de 2004, foi a de introduzir a possibilidade de contratação de Energia de Reserva para aprimorar a segurança de fornecimento de energia elétrica: “§3º Com vistas em garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o Poder Concedente poderá definir reserva de capacidade de geração a ser contratada.” (Art. 3º da Lei nº 10.848).

A contratação da Energia de Reserva foi regulamentada no Decreto nº 6.353, de 2008. Dentre os regulamentos destacam-se as determinações de que a Energia de Reserva seria contratada por meio de leilões; a Energia Garantida dos empreendimentos contratados para constituir a Energia de Reserva não poderia constituir lastro para revenda de energia; a Energia de Reserva seria contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; e os custos da Energia de Reserva seriam rateados por todos os consumidores por meio do Encargo de Energia de Reserva.

Os Contratos de Energia de Reserva (CER) são firmados entre cada um dos empreendedores vencedores do Leilão de Energia de Reserva e a CCEE. Estes contratos preveem uma remuneração fixa sujeita a ajustes por diferenças no montante efetivamente gerado relativo à energia contratada e punições por indisponibilidade do equipamento.

A contratação de Energia de Reserva também tem sido utilizada para implementar outras políticas energéticas, como a promoção de fontes específicas na matriz elétrica. O aparato regulatório estabelecido para a contratação de Energia de Reserva prevê o rateio de custos por todos consumidores – sejam do ambiente regulado ou livre –, o que o torna um mecanismo conveniente para promover a contratação de energia oriunda de fontes específicas, tais como de “fontes alternativas” e nuclear.

Nos Leilões de Energia Reserva realizados até o momento somente foram admitidos empreendimentos de fonte eólica, biomassa e de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Também se tem contratado energia de fonte nuclear a título de Energia de Reserva (ACENDE BRASIL, 2012).

2.4.2. Expansão do Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil é essencial para o atendimento às cargas e à garantia de segurança e confiabilidade do sistema elétrico como um todo.

O Brasil, por suas dimensões continentais de aproximadamente 8.515.767 km² (IBGE, 2015), conta com um sistema de transmissão interligado de grande magnitude denominado Sistema Interligado Nacional – SIN, apresentado na Figura (6). Tal sistema abrange subsistemas das regiões Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste e parte da região Norte, abrangendo assim, quase todo o território brasileiro e viabilizando a troca de energia entre as regiões e o aproveitamento da diversidade energética do país.

O Sistema Interligado Nacional representa um ganho extraordinário para o Brasil, particularmente no que diz respeito à segurança do abastecimento de energia elétrica, já que a energia disponível pode ser distribuída, independentemente do seu local de geração, por quase todo o território nacional, conforme as necessidades de momento.

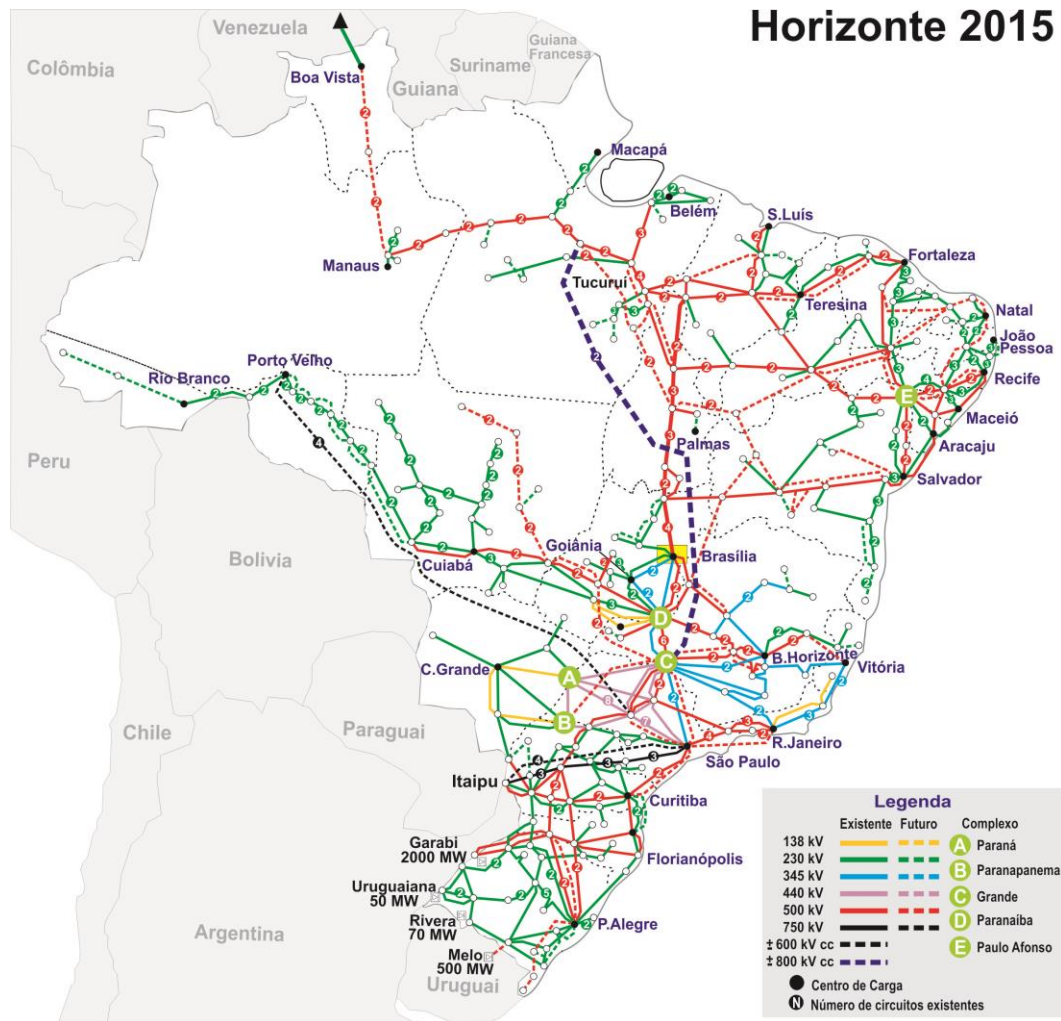


Figura 6 – Sistema Interligado Nacional. Fonte: ONS, 2015.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias no Brasil é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica¹⁶ – RB (ANEEL, 2011). A Rede Básica de Transmissão conecta os consumidores à maior parte das instalações de geração existentes no país, se apresenta como um imenso complexo de estações transformadoras e de redes de linhas de transmissão.

O crescimento da demanda de energia elétrica tem como decorrência um crescimento também nas linhas de transmissão, para que sejam capazes de atender a essa demanda. Ao longo dos últimos anos, o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou elevados índices de expansão e a consequente expansão do sistema de transmissão, como pode ser observado na Figura (7).

¹⁶ A Resolução Normativa nº 067/2004 estabelece as regras de composição da Rede Básica.

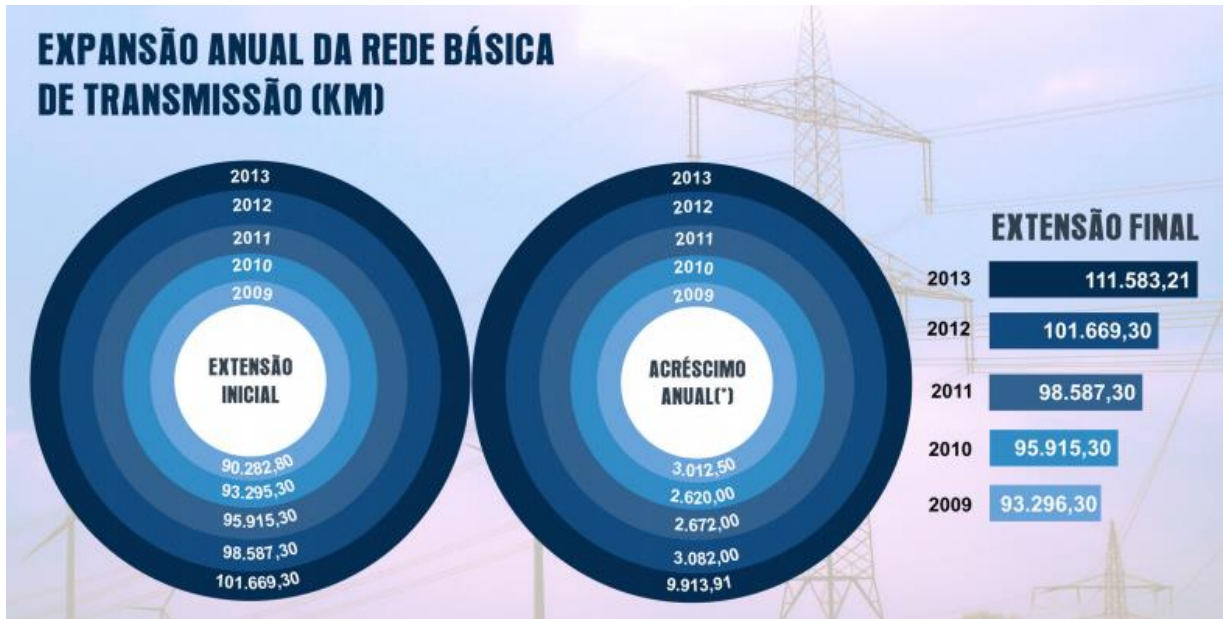


Figura 7 – Expansão Anual da Rede Básica de Transmissão. Fonte: ANEEL, 2014b.

O Programa de Expansão da Transmissão – PET, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e o Plano de Ampliações e Reforços – PAR, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, indicam as Linhas de Transmissão e subestações necessárias para a adequada prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica pela Rede Básica (RB) do Sistema Interligado Nacional (SIN). Consolidado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, o PAR e o PET resultam em um conjunto de empreendimentos de transmissão necessário para o atendimento da geração e da carga do Sistema Interligado Nacional, denominado Consolidação de Obras de Transmissão, Plano de Outorgas (ANEEL, 2015).

O PET contém atualizações do programa de obras da Rede Básica, abrangendo um período de cinco anos. O documento apresenta as instalações de transmissão que são necessárias para a expansão da Rede Básica a fim de garantir as condições de atendimento aos mercados e os intercâmbios entre as regiões (EPE, 2014).

De acordo com o ONS, o PAR é realizado anualmente, com um horizonte de estudo de três anos, e contém as ações necessárias para garantir a operação do SIN, para preservar seu adequado desempenho operacional e garantir o livre acesso, sem falhas nos padrões de desempenho. Tal documento é elaborado com base nas solicitações de acesso, previsões de carga e obras em andamento de geração e transmissão.

Os leilões têm sido frequentemente utilizados no setor, além da contratação de energia, para promover a expansão das redes de transmissão, que compõem a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. Os custos das instalações de transmissão que compõem a Rede Básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional são remunerados por meio da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST¹⁷) cobrada de todos os usuários da Rede Básica.

Como compensação à prestação de serviço de transmissão de energia elétrica, as concessionárias recebem uma Receita Anual Permitida – RAP, destinada a remunerar o investimento realizado com a expansão do sistema e cobrir os custos de operação e manutenção das instalações. A RAP associada aos ativos da Rede Básica tem sua arrecadação mediante a TUST, constituída por duas componentes: a TUST_{RB} – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica, aplicável a todos os usuários do SIN, e a TUST_{FR} – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira, aplicável aos usuários das instalações de fronteira da RB ou das Demais Instalações de Transmissão (ANEEL, 2005).

Embora a regulamentação defina a Rede Básica como sendo composta das linhas de transmissão, barramentos, transformadores e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 quilovolts (kV), existem outras instalações que têm sido incorporadas aos leilões de transmissão devido à sua importância para o bom funcionamento da Rede Básica. São as chamadas “Demais Instalações de Transmissão (DITs)”, que incluem:

- Instalações de transmissão de uso exclusivo ou compartilhado de centrais geradoras;
- Instalações de transmissão de uso exclusivo de consumidores livres;
- Interligações internacionais de uso exclusivo; ou
- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores e equipamentos de subestação em tensões inferiores a 230 kV que sejam localizadas na ‘fronteira’ entre as linhas de transmissão e as redes de distribuição que sejam de interesse sistêmico.

Embora tais instalações sejam licitadas para construção e operação junto com outros ativos da Rede Básica, os seus custos são remunerados separadamente pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira (TUST_{FR}) cobrado apenas

¹⁷ Resolução ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999.

dos usuários que utilizam tais instalações. Dentre as DITs, destaca-se uma nova modalidade criada recentemente: as Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG).

As ICGs são instalações de transmissão, em qualquer tensão, destinadas a proporcionar acesso à Rede Básica por pelo menos duas centrais de geração de fonte eólica, biomassa ou PCH. São instalações de transmissão ou subtransmissão que, embora sejam de interesse exclusivo de um conjunto de duas ou mais centrais de geração, são fundamentais para a viabilização da expansão da capacidade de geração instalada a partir de fontes alternativas em regiões com pouca ou nenhuma capilaridade de redes de transmissão.

O enquadramento como ICGs requer que as instalações de transmissão estejam conectadas diretamente à Rede Básica e atendam a mais do que uma central de geração. A seleção dos geradores interessados na conexão por meio delas é realizada mediante chamada pública, a partir da qual são projetadas as ICGs. A classificação de ICGs é regulamentada pela Resolução Normativa no 320/2008 da ANEEL.

A remuneração das instalações ICG se faz por meio do encargo de conexão a ser pago pelas centrais de geração que compartilham a conexão, conforme previsto no Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT). Ao final do prazo de concessão as instalações ICGs na tensão de 69 kV são transferidas, sem ônus, para as respectivas concessionárias de distribuição. Além disso, os CCTs firmados entre as centrais de geração e as concessionárias de transmissão são substituídos por novos CCTs firmados com as respectivas concessionárias de distribuição, que então firmam CCDs (Contratos de Conexão à Distribuição) com os geradores.

2.5. CRONOGRAMA DE OBRAS

2.5.1. Cronograma da Geração

Segundo a Resolução ANEEL nº 583/2013, a condição de *Apta* a entrada em operação comercial é definida: “Situação operacional em que a energia produzida pela unidade geradora¹⁸ está disponibilizada ao sistema, podendo atender aos compromissos mercantis do agente ou para seu uso exclusivo”.

¹⁸ Unidade geradora segundo a Resolução ANEEL 583/2013 é definida como conjunto constituído por um gerador elétrico conjugado a máquina(s) motriz(es) e respectivos equipamentos, destinado a converter em energia elétrica outra forma de energia.

A fiscalização da ANEEL, ao disponibilizar as informações relativas aos empreendimentos, indica a previsão de entrada em operação comercial das unidades geradoras das usinas com outorgas vigentes. Essa previsão é definida de forma objetiva, com base em informações obtidas nas fiscalizações de campo ou por monitoramento e não necessariamente coincide com a previsão¹⁹ definida pelo agente de geração.

No caso dos empreendimentos de geração eólica, o acompanhamento dos cronogramas pode ser encontrado no Acompanhamento das Centrais Geradoras Eólicas, publicado mensalmente pela SFG. O acompanhamento é feito para cada empreendimento, e a fiscalização apresenta os respectivos indicadores de monitoramento, demonstrando a situação da obra, a previsão de início da obra (quando não iniciada), a situação da execução do cronograma, a classificação da viabilidade da implantação e a última licença ambiental emitida.

2.5.1.1. Indicadores de Monitoramento

Os indicadores ajudam a classificar os empreendimentos segundo o cumprimento do cronograma de entrada em operação comercial. Essa classificação ordena prioridades na fiscalização e auxilia no monitoramento a distancia, feita pela ANEEL. Segue abaixo os seguintes indicadores e suas respectivas classificações, segundo o Acompanhamento das Centrais Geradoras Eólicas de maio de 2015:

Situação da obra: A fiscalização classifica os empreendimentos segundo a situação da obra, com base na verificação do cumprimento ou não do evento início das obras civis das estruturas, ou da eventual constatação de paralisação das obras por medida forçosa, tais como ações judiciais, embargos e perda de eficácia de licenças. Nesse aspecto, o indicador a situação da obra é classificado da seguinte forma:

Não iniciada: A fiscalização não constatou o início das obras civis das estruturas principais da usina.

Em andamento: Foi constatado pela fiscalização o início das obras civis das estruturas principais da usina.

Paralisada: Foi constatada a paralisação das obras por medida judicial, embargo ou outro impedimento legal.

¹⁹ As previsões de entrada em operação comercial para todas as usinas acompanhadas estão indicadas nos Relatórios de Acompanhamento Mensal das UHEs/PCHs/EOLs/UTEs publicados no portal da ANEEL na internet, em <http://www.aneel.gov.br/?SFG>.

Previsão de início de obras civis das estruturas: A fiscalização, com base nas informações enviadas pelo agente responsável pela usina, indica uma data de previsão para o início das obras do empreendimento, podendo indicar **sem previsão** para os casos em que não há previsibilidade no tocante ao acompanhamento da fiscalização, considerando a situação da implantação do empreendimento. Quando constatado o início das obras, a previsão passará a constar como **não se aplica (N/A)**.

Situação da execução do cronograma de implantação: A fiscalização classifica os empreendimentos segundo a execução do cronograma de implantação, sempre com base no respectivo ato de outorga que o definiu (considerando eventuais alterações autorizadas), verificando o cumprimento ou não de determinada obrigação, segundo informações obtidas pela fiscalização. Nesse indicador, o empreendimento é classificado conforme segue:

Atrasado: Último evento do cronograma não realizado na data da obrigação, ou realizado com atraso.

Normal: Último evento do cronograma realizado na data de obrigação, ou eventos do cronograma que, mesmo não realizados, ainda estão dentro do prazo de obrigação.

Adiantado: Último evento do cronograma realizado em adiantamento à data de obrigação.

Licença ambiental emitida²⁰: Indica a licença vigente emitida pelo órgão ambiental para o empreendimento em implantação, podendo ser: **nenhuma, prévia, instalação** ou **operação**.

Classificação da viabilidade da implantação: A classificação da viabilidade da implantação é um parâmetro da fiscalização da ANEEL que indica a viabilidade da implantação do empreendimento, independente da situação da execução do respectivo cronograma de implantação, sendo os empreendimentos classificados de acordo com o apresentado na Tabela (3).

²⁰ Havendo mais de uma licença vigente, será indicada a mais atual, por exemplo: será informada a Licença de Operação (LO), e não a Licença de Instalação (LI), quando a LO permitir a continuidade das atividades de implantação.

Tabela 3 – Classificação dos empreendimentos segundo a viabilidade de implantação.

| | |
|--------------|--|
| Alta | Usinas com licença ambiental de instalação vigente e obras civis em andamento, não havendo impedimentos para implantação da usina. |
| Média | Usinas com obras não iniciadas ou com licenciamento ambiental não finalizado, não havendo impedimentos para implantação da usina. |
| Baixa | Usinas com suspensão do processo de licenciamento ambiental ou declaração de inviabilidade ambiental, processo de revogação em análise, demandas judiciais ou graves problemas que impeçam a implantação da usina. |

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2015b.

Ainda de acordo com o boletim, no cronograma de implantação de cada empreendimento, e em relação aos seus eventos mais importantes, são apresentadas as datas estabelecidas como obrigação, e atualizadas as datas de realização quando constatadas pela fiscalização. Para cada unidade geradora (ou grupo de unidades) também é atualizada a data de realização dos eventos de início de operação em teste e de operação comercial, com destaque para a previsão de início da operação comercial.

Na previsão para início de operação comercial o relatório apresenta, também, uma ficha de previsão de início da operação comercial para todas as usinas acompanhadas, contendo um resumo das informações apresentadas em suas respectivas fichas individuais, permitindo assim a contextualização das informações. Essa previsão é apresentada considerando, inicialmente, a data da entrada em operação comercial constante do ato de outorga.

Em caso de verificação de atrasos ou adiantamentos dos eventos do cronograma de implantação, a informação da previsão é prorrogada ou adiantada em igual período. É possível, ainda, haver indicação de eventuais datas de previsão com desvios superiores àqueles calculados, considerando as informações dos processos de fiscalização. Para alguns casos poderá ser indicada a situação sem previsão, quando não houver indicação de previsibilidade no acompanhamento da fiscalização. Ressalte-se, porém, que a previsão da operação comercial publicada não implica em prorrogação e tampouco em acatamento dos motivos pelos eventuais atrasos e descumprimentos do cronograma constante do ato de outorga do empreendimento.

Além disso, em razão do descumprimento das disposições legais e regulamentares decorrentes da implantação e exploração da usina e da comercialização de energia elétrica, o agente proprietário da usina estará sujeito às penalidades previstas na legislação em vigor, na forma atualmente estabelecida na Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, assim como nas normas e regulamentos específicos e supervenientes.

Uma vez iniciada a operação comercial de uma unidade de geradora, ou de um grupo de unidades geradoras, segundo o boletim, estas não serão contempladas nas fichas individuais e nem na ficha de previsão de operação comercial. Assim, quando todas as unidades geradoras iniciarem sua operação comercial, a usina não constará mais na ficha de informações individuais e nem na ficha de previsão de operação comercial. Essas usinas, então, passam a constar em outra tabela, com informações de histórico das usinas onde se verificam as respectivas datas de liberação e potências de cada empreendimento no ano de publicação do relatório.

2.5.2. Cronograma da Transmissão

As obras de transmissão associadas à Rede Básica podem estar sob a forma de ampliações (licitações) ou reforços e melhorias (autorizações), e somente podem ser implementadas pelas concessionárias de transmissão por autorização expressa da ANEEL, respectivamente na forma de Contratos de Concessão ou Resoluções Autorizativas. As obras são classificadas como ampliações ou reforços com base no artigo 17 da Lei nº 9.074/1995²¹, que determina que “as instalações de transmissão de energia elétrica componentes da rede básica do SIN serão objetos de concessão, mediante licitação, na modalidade de concorrência ou de leilão”. E a Resolução Normativa ANEEL nº 443, de 26 de julho de 2011, estabelece a distinção entre reforços e melhorias em instalações de transmissão sob a responsabilidade das concessionárias de transmissão.

A concessão para operar o sistema de transmissão é firmada em contrato com duração de 30 anos. As cláusulas estabelecem que, quanto mais eficiente as empresas forem na manutenção e na operação das instalações de transmissão, evitando desligamentos por qualquer razão, melhor será a sua receita (ANEEL, 2015).

²¹ Com redação alterada pela Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009.

Os cronogramas das obras de novas instalações ou de reforços das instalações existentes são apresentados à ANEEL pela concessionária ganhadora do leilão e visa compreender os marcos intermediários dentro do prazo estabelecido no edital do leilão. Dessa forma, é de responsabilidade da concessionária a entrega dos empreendimentos dentro do prazo previsto pelo cronograma proposto.

Ocorrendo atrasos nos marcos intermediários informados pela transmissora no cronograma proposto ou na entrada em operação comercial das instalações de transmissão contratadas, a transmissora estará sujeita às penalidades previstas na legislação, no Contrato de Concessão e no CPST (Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão) – contrato celebrado entre o ONS e a concessionária de transmissão, que estabelece os termos e as condições para prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica aos usuários, por concessionária detentora de Instalações de Transmissão pertencentes à Rede Básica, sob administração e coordenação do ONS.

O acompanhamento da implantação das obras de transmissão é responsabilidade da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, área técnica da ANEEL responsável pela fiscalização dos serviços de comercialização, distribuição e transmissão de energia elétrica. Todas as obras de transmissão outorgadas pela ANEEL são acompanhadas e fiscalizadas pela equipe de fiscalização da SFE, quanto ao cumprimento dos cronogramas, como também nos aspectos de conformidade técnica.

A verificação do cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e nas resoluções autorizativas relativas à implantação das obras de expansão e reforços no sistema de transmissão é fiscalizada através da evolução do cronograma de implantação dos empreendimentos e é acompanhada mensalmente por meio do Sistema de Gestão da Transmissão – Siget.

A partir do acompanhamento são identificadas as necessidades de realização de fiscalização em campo ou por monitoramento. Na fiscalização por monitoramento são comparados os cronogramas estabelecidos nos atos de outorga e os cronogramas executivos enviados mensalmente por meio do Siget. A fiscalização em campo objetiva, principalmente, verificar a compatibilidade técnica entre o que foi outorgado e o que está sendo implantado pela concessionária.

2.6. ATRASOS NA IMPLANTAÇÃO DOS EMPREEDIMENTOS

Após o leilão ou expedição da resolução autorizativa, a implantação dos empreendimentos é monitorada pelo MME e CMSE e fiscalizada pela ANEEL, cuja uma das funções é fixar multas administrativas a serem impostas aos concessionários nos casos de inobservância às disposições normativas e contratuais.

O Boletim de Acompanhamento da Expansão da Oferta, publicado a cada três meses pela ANEEL através da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG, aborda o acompanhamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil e traz os principais resultados de cada período, realizado pela equipe de fiscalização dos serviços de geração da ANEEL. Além de exibir dados estatísticos e análises, o boletim apresenta as metodologias e os critérios utilizados na definição da previsão de entrada em operação comercial das usinas do parque gerador brasileiro.

O boletim publicado em abril de 2015 trouxe a atual situação dos empreendimentos de geração outorgados. O Gráfico (1) indica a divisão por tipo de usina: UHE – Usinas Hidrelétricas, EOL – Usinas Eólicas, UTE – Usinas Termelétricas, PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas.

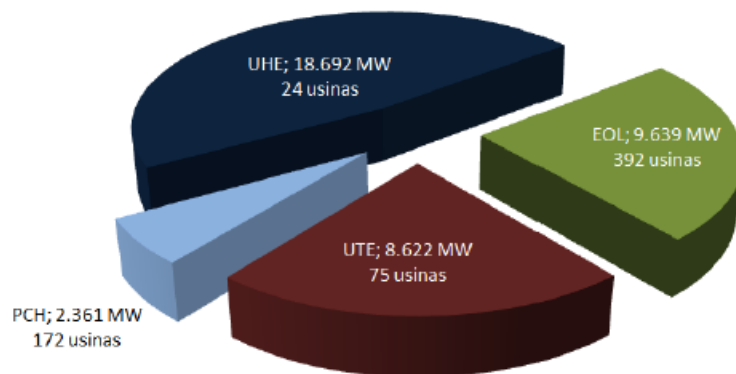


Gráfico 1 – Expansão da oferta: Potência e quantidade de usinas. Fonte: ANEEL, 2015b.

Dos 663 empreendimentos de geração monitorados, 392 são de fonte eólica, ou seja, 59% dos empreendimentos. Os quais estão distribuídos em diferentes fases de implantação e o Gráfico (2) representa a atual situação no que se refere à execução de obras civis, divididas por tipo e separadas em “obras em andamento” ou “obras não iniciadas ou paralisadas”.

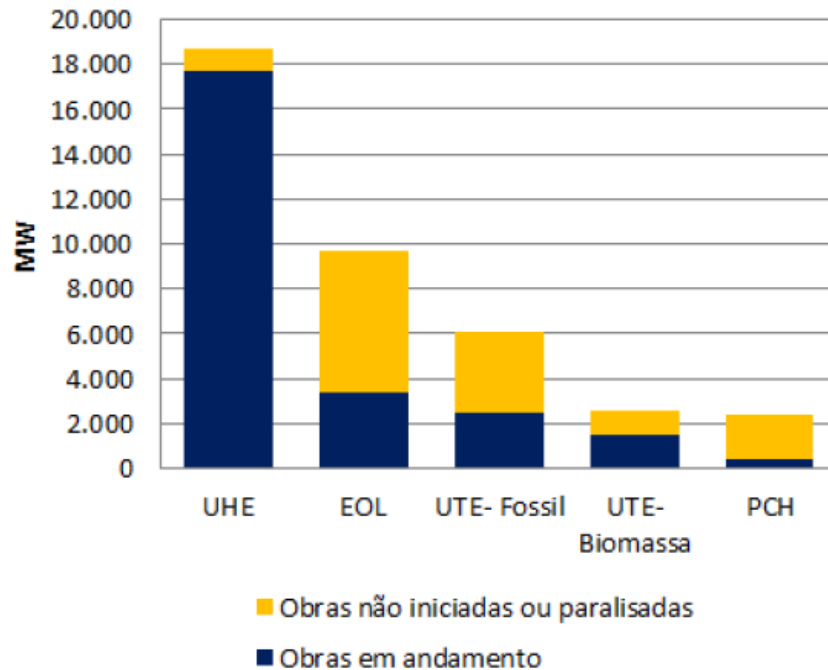


Gráfico 2 – Situação das obras de geração. Fonte: ANEEL, 2015b.

Nota-se que os empreendimentos de Usinas Eólicas – EOL, aparecem em segundo lugar no ranking de obras, atrás apenas das Usinas Hidroelétricas – UHE, porém são os empreendimentos com mais atrasos do setor. Os atrasos na entrada em operação comercial das Usinas Eólicas comprometem o cumprimento dos cronogramas de implantação dos Empreendimentos, prejudicando a entrega da energia contratada nos leilões, visto que a operação depende da efetiva conexão das centrais geradoras ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

No que diz respeito aos empreendimentos de transmissão, a situação não é diferente, a energia gerada precisa ser escoada para o SIN e assim chegar ao consumidor final. O Relatório de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão, gerado mensalmente pela ANEEL através da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, trouxe em abril de 2015 a situação dos empreendimentos de transmissão em andamento. É importante ressaltar que, no presente relatório, a menção a “empreendimentos de transmissão” engloba tanto linhas de transmissão (LT) quanto subestações elétricas (SE), podendo um mesmo empreendimento contemplar somente LT, somente SE ou ambos.

O Gráfico (3) indica a separação em “adiantado”, “atrasado”, “normal”, ou “situação não informada” – que se refere a empreendimentos que ainda não tiveram os cronogramas executivos atualizados pela transmissora responsável – enquanto a

Tabela (4) traz a quantidade de empreendimentos em cada situação e o atraso médio destes empreendimentos, dado em dias.

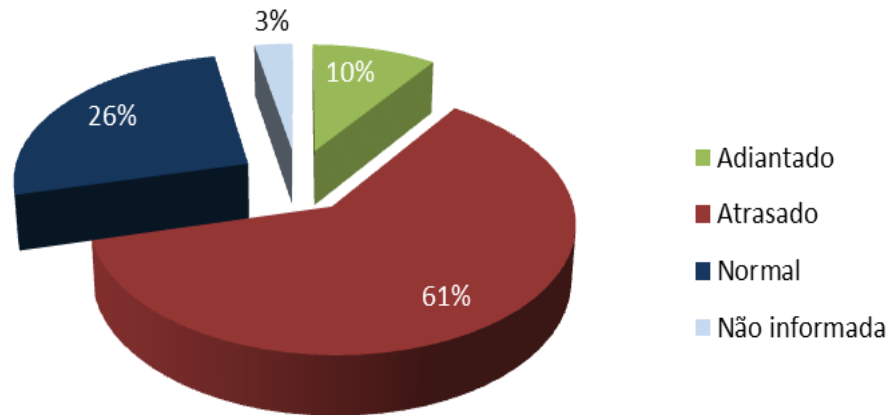


Gráfico 3 – Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão. Fonte: ANEEL, 2015e.

Tabela 4 – Situação dos Empreendimentos de Transmissão em Andamento.

| Situação | Quantidade | Atraso Médio (dias) |
|---------------|------------|---------------------|
| Adiantado | 36 | -141 |
| Atrasado | 228 | 803 |
| Normal | 97 | 0 |
| Não informada | 11 | 0 |

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2015e.

Dos 372 empreendimentos em andamento, observa-se o atraso no cronograma em 228 destes, o que representa mais de 60% das obras em atraso, com uma média de 803 dias. Se por um lado, a geração consegue finalizar as obras dos novos empreendimentos a tempo e a energia pode ser efetivamente gerada, o atraso das transmissoras ainda comprometerá a entrega da energia para a distribuidora.

2.6.1. Descasamento de Obras

A falta de sincronia temporal entre as datas de entrega dos empreendimentos de geração e transmissão gera ineficiência econômica e energética para o sistema elétrico brasileiro, pois, em certos casos, há energia pronta para ser escoada, devidamente paga pelo sistema, mas não há benefícios, por falta de transmissão.

Nesse sentido, segundo o Energy Report (2012), os contratos regulados passaram a prever que o atraso na implantação das instalações de transmissão e distribuição, necessárias ao escoamento da energia elétrica a ser gerada, não exime a parte compradora do pagamento da remuneração contratual. A proteção para os empreendimentos de geração foi introduzida no primeiro leilão realizado após a

criação da sistemática das ICGs e buscou, sobretudo, conferir a firmeza necessária para a viabilidade financeira dos empreendimentos de geração. Trata-se, portanto, de garantia contratual que se reflete diretamente na avaliação da saúde econômico financeira dos projetos. De tal forma, que a aplicação das disposições nos contratos, que tem sido melhorada ao longo dos anos e assim avaliando cada contrato dos leilões, está associada a circunstâncias em que há a conclusão do empreendimento de geração, e atraso das instalações de transmissão e seus respectivos pontos de conexão.

A resolução ANEEL nº 583/2013 explicita as premissas para que o empreendimento de geração que ficar pronto possa ser considerado como *Apto*, dando o direito ao mesmo de receber receita fixa, não imputando o empreendimento de geração pelo atraso do ponto de conexão, já que o mesmo não consegue levar em consideração o evento. Segundo o Art. 7º da sessão IV da resolução:

No caso de atraso ou restrição no sistema de transmissão ou distribuição identificado nas declarações de que tratam os incisos II e III do art. 5º e que impeça a liberação para operação comercial de unidade geradora, a SFG poderá emitir despacho declarando a unidade geradora como apta a operação comercial, observado o art. 21²².

Como visto no item 2.5.1. Cronograma da Geração, a situação de *Apta* é a situação operacional em que a unidade geradora encontra-se apta a produzir energia para atender aos compromissos mercantis ou para seu uso exclusivo, contudo está impedida de disponibilizar sua potência instalada para o sistema em razão de atraso ou restrição no sistema de transmissão ou distribuição.

2.6.2. Impactos gerados devido aos atrasos

Uma série de acontecimentos é desencadeada em função da falta de coordenação na implantação dos novos empreendimentos de energia: há usinas que não podem operar por falta de transmissão; há linhas de transmissão ociosas por falta de subestações para receber a energia; há distribuidoras que sofrem de sobrecustos por atraso de obras de transmissão; o processo de licenciamento é uma constante fonte de incerteza, mesmo após a emissão das licenças; e a construção

²² Os artigos 5º e 21º se referem aos documentos e providências a serem tomadas para a entrada em operação comercial.

de novos empreendimentos é prejudicada por paralisações, vandalismo e depredações (ACENDE BRASIL, 2012).

Quando as geradoras não escoam a energia nos prazos contratados, as distribuidoras são impedidas de contratar sua energia com um ano de antecedência no ACR para atender aos seus consumidores e ficam submetidas à chamada “exposição involuntária”, situação que, por sua vez, expõe os consumidores regulados à volatilidade de preços no mercado curto prazo.

De acordo com a auditoria do TCU (2014), foi observado que, no que se refere aos efeitos financeiros, cinco modalidades de custos seriam evitados caso os empreendimentos cumprissem seus contratos/cronogramas:

i) a exposição involuntária das distribuidoras que são obrigadas a recorrer ao Mercado de Curto Prazo (MCP), sujeitas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), para repor a energia contratada e não entregue, sendo tal custo repassado aos consumidores, através dos ajustes tarifários;

ii) o pagamento da Receita Anual Permitida (RAP) para transmissoras cujas obras de transmissão ficaram prontas e foram subutilizadas em razão da não execução de obras complementares necessárias para o transporte/recebimento da energia;

iii) o pagamento de Encargo de Serviço do Sistema (ESS) por restrição de operação, devido a atrasos em linhas de transmissão. Por exemplo, quando há integração ao SIN, mas usinas complementares, como as térmicas, continuam gerando por atraso nas obras de transmissão;

iv) o custo de geração das térmicas, que são comumente utilizadas para garantir o suprimento da energia; e

v) o pagamento da receita fixa (RF) de contratos firmados com os geradores que concluíram suas obras, sem a conclusão das respectivas transmissões, uma vez que a responsabilidade é do agente de transmissão e não da geradora.

Dessa forma, as interdependências entre os diferentes elos da cadeia de produção do setor elétrico fazem com que o impacto do atraso de um determinado empreendimento seja ampliado, provocando impactos ainda maiores para o consumidor.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 ANÁLISES

Utilizando a metodologia de obtenção de dados citada no início deste trabalho, foi possível a confecção de tabela utilizada para análise dos dados.

Dentro da análise dos empreendimentos de geração, foram filtrados inicialmente 219 empreendimentos de geração de fonte eólica, representando 69,31% dos empreendimentos totais, com uma potência instalada de 5.782,2 MW, uma garantia física de 2.621,4 MW e uma energia contratada de 434.931.442 MWh.

Em termos de quantidade de empreendimentos, os leilões provenientes de geração eólica analisados representam o montante de aproximadamente 70% dos empreendimentos totais, em termos de potência instalada 25% do total, em termos de garantia física 30% e em termos de energia contratada apenas 23%. Pode-se ver essas proporções no Gráfico (4).

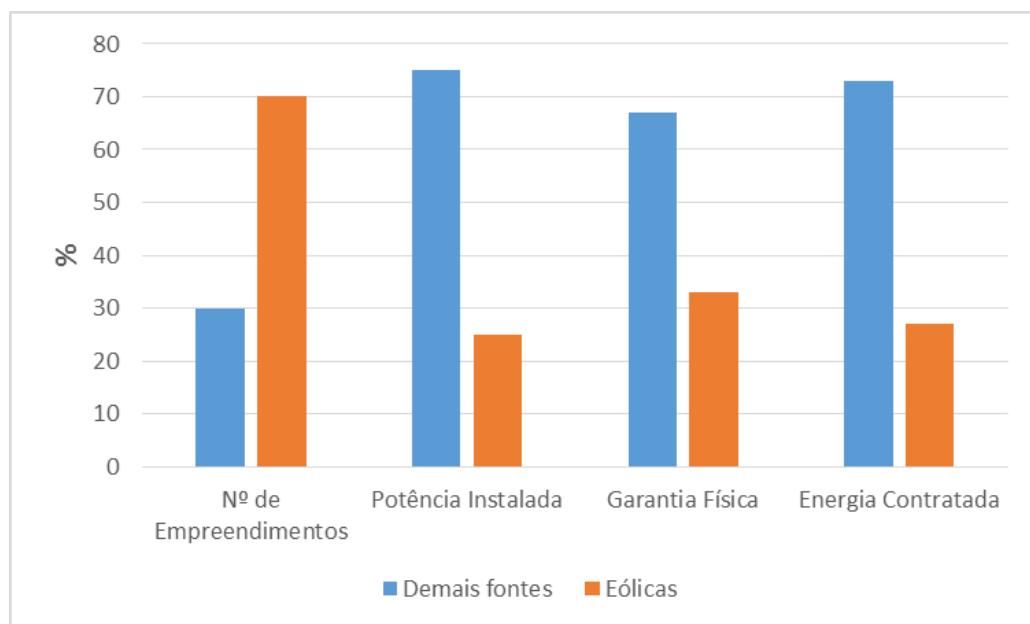


Gráfico 4 – Comparativo do escopo analisado, entre os anos 2009-2011.

Estes 219 empreendimentos foram então correlacionados com os empreendimentos de transmissão, e devido a algumas falhas no sistema de banco de dados da ANEEL, que não disponibilizam de todos os dados necessários, foram então selecionados 197 empreendimentos que atendiam a todas variáveis do estudo. Dentro destes 197 empreendimentos de geração eólica, 5 leilões foram analisados:

- 02º Leilão de Energia de Reserva:
Data: 14/12/2009
Nº empreendimentos analisados: 71
Data de suprimento inicial: 01/07/2012
Total de potência contratada: 1.805,7 MW
Total de garantia física dos empreendimentos: 783,1 MW
Total de energia contratada: 132.015.960 MWh
Média de preço de venda: 148,33 R\$/MWh
- 02º Leilão de Fontes Alternativas:
Data: 26/08/2010
Nº empreendimentos analisados: 42
Data de suprimento inicial: 01/01/2013
Total de potência contratada: 1.150,6MW
Total de garantia física dos empreendimentos: 518,5 MW
Total de energia contratada: 88.343.748,04 MWh
Média de preço de venda: R\$ 135,48 R\$/MWh
- 03º Leilão de Energia de Reserva:
Data: 26/08/2010
Nº empreendimentos analisados: 17
Data de suprimento inicial: 01/09/2013
Total de potência contratada: 454,7 MW
Total de garantia física dos empreendimentos: 226,7 MW
Total de energia contratada: 37.939.248 MWh
Média de preço de venda: 122,87 R\$/MWh
- 04º Leilão de Energia de Reserva:
Data: 18/11/2011
Nº empreendimentos analisados: 26
Data de suprimento inicial: 01/07/2014
Total de potência contratada: 674,4 MW
Total de garantia física dos empreendimentos: 337,9 MW
Total de energia contratada: 58.925.052 MWh
Média de preço de venda: 99,61 R\$/MWh

- 12º Leilão de Energia Nova:

Data: 17/08/2011

Nº empreendimentos analisados: 41

Data de suprimento inicial: 01/03/2014

Total de potência contratada: 1.000,8MW

Total de garantia física dos empreendimentos: 457,1 MW

Total de energia contratada: 67.596.096,1 MWh

Média de preço de venda: 99,38 R\$/MWh

No Gráfico (5) pode-se observar a distribuição dos leilões segundo seu tipo:

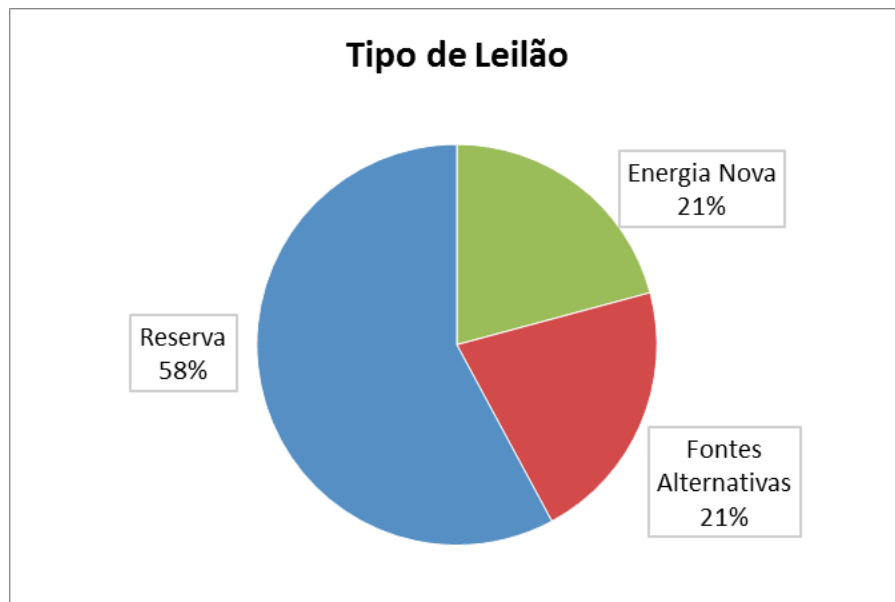


Gráfico 5 – Distribuição por tipo de leilão (2009-2011).

Percebe-se que a maioria provém de leilões de energia de reserva, onde nota-se a importância da fonte eólica quanto à complementariedade da fonte hídrica e, conseqüente segurança na oferta de energia elétrica.

Foram então verificados os empreendimentos que entraram em operação comercial devido ao atraso das transmissoras. Para fins de análise, considerou-se como atraso efetivo aqueles que atrasaram a entrada em operação comercial em mais de dois meses.

Desta forma, verificou-se que dos 197 empreendimentos eólicos analisados, apenas 22 entraram em operação dentro do prazo (antes da data de início de suprimento, ou em apenas dois meses depois).

Dos 175 restantes, 10 empreendimentos não dependem das instalações de transmissão e 43 ainda estão atrasados²³ e ainda dependem da entrega dos empreendimentos de transmissão, que tem data de conclusão prevista para o fim do ano de 2015 ou para 2016. O resumo destes empreendimentos está apresentado na Tabela (5).

Tabela 5 – Quantidade de empreendimentos atrasados (em andamento).

| Tipo de Leilão | Ano do leilão | Ano de suprimento | Ano de previsão de entrega | Qtd de empreendimentos |
|-----------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|
| 02º LER | 2009 | 2012 | 2015 | 4 |
| 02º LFA | 2010 | 2013 | 2016 | 10 |
| 03º LER | 2010 | 2013 | 2016 | 6 |
| 04º LER | 2011 | 2014 | 2016 | 18 |
| 12º LEN | 2011 | 2014 | 2015 | 5 |
| Total Geral | - | - | - | 43 |

Os 43 empreendimentos eólicos da Tabela (5), dependem da entrega de apenas seis empreendimentos de transmissão, os quais são de responsabilidade da mesma transmissora. De acordo com a SFE, estão sendo realizadas reuniões entre os agentes transmissores e geradores, para que os agentes possam apresentar a situação de suas obras, bem como os principais entraves que estejam impactando o cumprimento dos cronogramas de implantação. São incentivados o diálogo entre transmissores e geradores, bem como a busca de soluções concretas e viáveis para os problemas apresentados.

Considerando os 122 empreendimentos eólicos que entraram em operação comercial atrasados devido ao atraso nas instalações de transmissão, e os 43 que ainda estão atrasados devido ao mesmo fato, foram então constatados 165 casos de atrasos dentre os 219 empreendimentos inicialmente analisados, correspondentes a 75,34% de atrasos nos empreendimentos eólicos totais.

3.1.1. Quantificação energética

Levantou-se o total de energia contratada (MWh), a garantia física total (MW médio) e a potência instalada total (MW) por cada empreendimento para cada leilão realizado, como apresentado na Tabela (6).

²³ Empreendimentos em atraso até setembro de 2015.

Tabela 6 – Quantificação energética.

| Leilão | Potência (MW) | Garantia Física (MW médio) | Total de Energia Contratada (MWh) |
|--------------------|----------------------|-----------------------------------|--|
| 02º LER | 1.345,7 | 590,5 | 99.581.760 |
| 02º LFA | 1.047 | 473,5 | 80.629.668,04 |
| 03º LER | 396,9 | 203,5 | 33.889.356 |
| 04º LER | 588 | 296,2 | 51.614.208 |
| 12º LEN | 944,8 | 434,2 | 63.631.107,7 |
| Total Geral | 4.322,4 | 1.997,9 | 329.346.099,7 |

Para a análise quantitativa da energia não escoada ao sistema devido a tais atrasos, considerou-se o ano de início suprimento de cada leilão realizado e a garantia física média de cada empreendimento em atraso para aquele ano, conforme exposto na Tabela (7).

Tabela 7 – Análise quantitativa de energia não escoada.

| Leilão | Início de suprimento | Garantia Física (MW médio) | Garantia Física (MWh ano) |
|--------------------|-----------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| 02º LER | 01/07/2012 | 590,5 | 5.172.780 |
| 02º LFA | 01/01/2013 | 473,5 | 4.147.860 |
| 03º LER | 01/09/2013 | 203,5 | 1.782.660 |
| 04º LER | 01/03/2014 | 434,2 | 3.803.592 |
| 12º LEN | 01/07/2014 | 296,2 | 2.594.712 |
| Total Geral | - | 1.997,9 | 17.501.604 |

Por estas simples análises, já se percebe um prejuízo de mais de 4 GW de potência instalada no sistema elétrico. Atualmente o SEB conta com cerca 6,2 GW de potência relativa às instalações eólicas em operação. Comparando essa “potência não instalada” à potência total da fonte em operação obtém-se o equivalente a mais de 70%.

Já o Gráfico (6) traz os devidos atrasos a cada ano (e, se for o caso, os repete para o ano seguinte) e considera a garantia física total do empreendimento para o ano mais os atrasos acumulados. A análise considerou o mês de janeiro de cada ano para contabilizar os atrasos.

Para o ano de 2012, foram 52 empreendimentos com atraso, e uma energia não gerada naquele ano no valor de aproximadamente 5.172.780 MWh, devido ao descasamento das obras de transmissão e geração.

Em 2013, foram 36 casos de atrasos para este ano, mais 47 que ficaram acumulados desde 2012, somando um total de 10.592.592 MWh não escoados naquele ano.

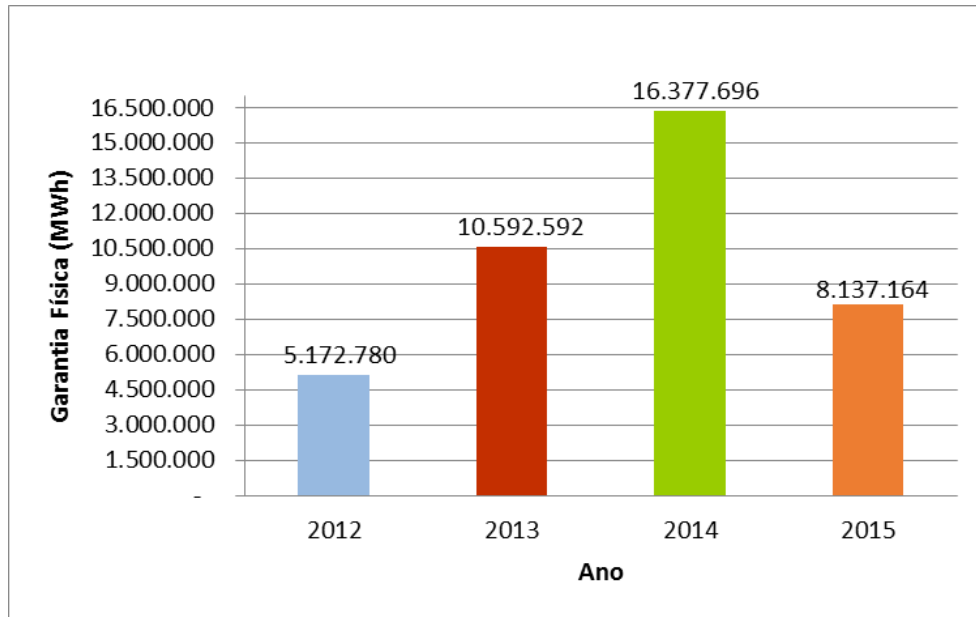


Gráfico 6 – Análise quantitativa acumulativa de energia não escoada por ano de suprimento.

O maior índice de energia não gerada se deu em 2014, onde houve 61 casos de empreendimentos atrasados, mais 32 acumulados desde 2013, e mais 45 desde 2012. Totalizando 138 empreendimentos atrasados e uma energia total de 16.377.696 MWh não gerada para o sistema.

Em janeiro de 2015, esse número abaixou para 76 empreendimentos atrasados, e uma energia total acumulada de 8.137.164 MWh.

Assim, devido ao atraso das instalações de transmissão para as geradoras eólicas, considerando a garantia física média de cada empreendimento, cerca de 40.280.232 MWh não entraram no sistema, até janeiro de 2015, mesmo com as usinas geradoras tendo condições de escoar a energia.

3.1.2. Quantificação econômica

Como apresentado na metodologia, a quantificação econômica foi feita em duas partes. Primeiro calculou-se o “Custo para cumprir o contrato de concessão” e depois foi calculado o “Custo da energia não gerada”. O “Custo total do atraso” na conclusão dos empreendimentos é dado pela soma dessas duas parcelas. Nesta análise, considerou-se o atraso dos empreendimentos apenas para o ano de início de suprimento (de 2012 a 2014).

Deste modo, foram feitos os cálculos referentes ao custo para cumprir os contratos de concessão e ao custo da energia total não gerada. Os valores estão apresentados nas Tabelas (8) e (9).

Tabela 8 – Cálculo do Custo para Cumprir os Contratos de Concessão

| Leilão | Garantia Física (MWh ano) | Preço de venda médio R\$/MWh | Custo Contrato de Concessão |
|--------------------|---------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| 02º LER | 5.172.780 | 148,33 | 767.278.457,40 |
| 02º LFA | 4.147.860 | 135,48 | 561.952.072,80 |
| 03º LER | 1.782.660 | 122,87 | 219.035.434,20 |
| 04º LER | 3.803.592 | 99,61 | 378.875.799,12 |
| 12º LEN | 2.594.712 | 99,38 | 257.862.478,56 |
| Total Geral | 17.501.604 | 121,134 | 2.185.004.242,08 |

Tabela 9 – Cálculo do Custo da Energia não Gerada.

| Leilão | Garantia Física (MWh ano) | Ano de Início de Suprimento | Preço médio PLD (R\$/MWh) | Custo da Energia não Gerada |
|--------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| 02º LER | 5.172.780 | 2012 | 164,01 | 848.383.337,15 |
| 02º LFA | 4.147.860 | 2013 | 258,61 | 1.072.660.791,85 |
| 03º LER | 1.782.660 | 2013 | 258,61 | 461.006.274,85 |
| 04º LER | 3.803.592 | 2014 | 665,58 | 2.531.590.008,87 |
| 12º LEN | 2.594.712 | 2014 | 665,58 | 1.726.985.169,57 |
| Total Geral | 17.501.604 | - | 402,48 | 6.640.625.582,29 |

Assim, o custo total devido ao atraso das obras para cada ano, referente aos valores pagos para cumprir os contratos e os valores pagos para comprar energia a preço de PLD, está apresentado no Gráfico (7).

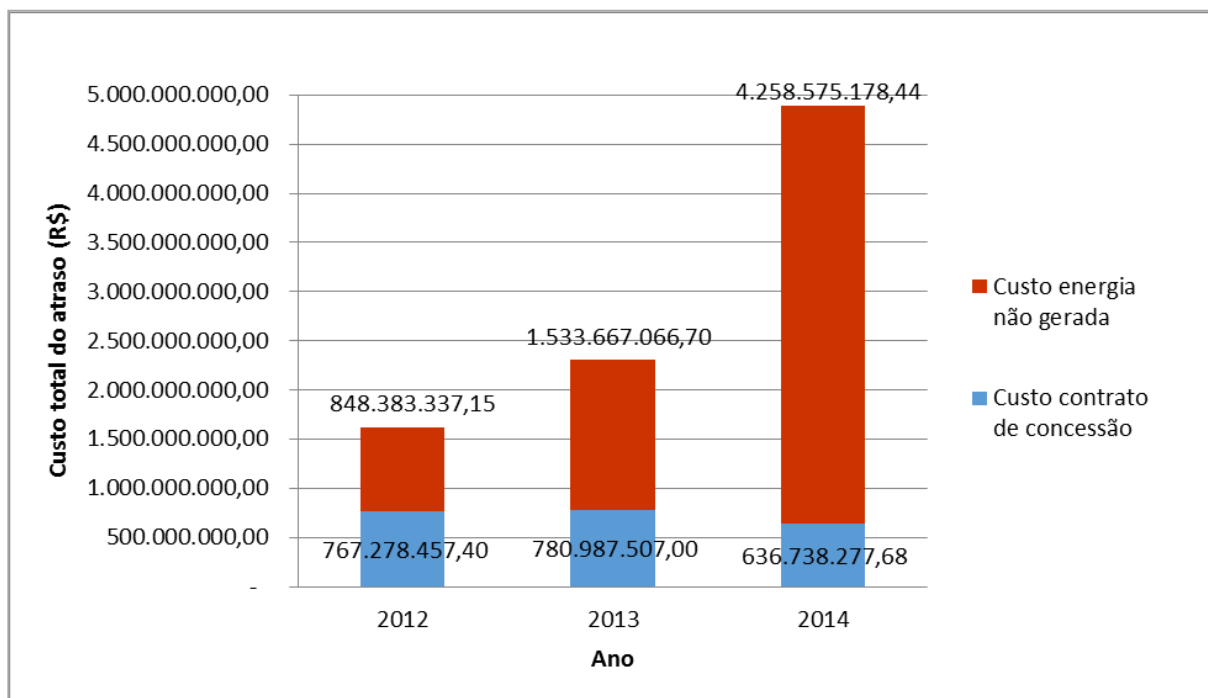


Gráfico 7 – Custo total do atraso

O custo total estimado, devido ao atraso na entrada em operação comercial das usinas analisadas, determina um prejuízo total de aproximadamente R\$ 8.825.629.824,37. Parte desse prejuízo é repassada para o consumidor nas revisões tarifárias. Outra parte é subsidiada pela CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL.

3.2. ATRASOS

3.2.1. Atrasos na Geração

Ao longo da implantação de uma usina geradora de energia, alguns fatores se apresentam como empecilhos à conclusão de obras no prazo inicialmente compactuado. Tais fatores podem ser de origem ambiental, financeiro, implantação de obras, e de conexão.

Segundo a ANEEL, classifica-se como atraso decorrente de licenciamento ambiental todo aquele motivado por decisões de órgão ambientais, tais como IBAMA, órgãos estaduais, entre outros. Mas quando o atraso envolve decisões tomadas por quaisquer órgãos públicos, excetuando-se os relacionados no Licenciamento Ambiental, diz-se que o atraso é motivado por Atos do Poder Público.

Os atrasos em consequência de problemas financeiros independem se são próprios ou de terceiros. Os atrasos por fatores de implantação são aqueles causados por fatores que impactam com maior intensidade o planejamento e execução da etapa de obras, como o fornecimento de equipamentos, greve de funcionários, chuvas, entre outros. E quanto aos fatores de conexão, são atrasos que acontecem quando a usina geradora se encontra impossibilitada de escoar energia para a rede em razão da indisponibilidade da linha de transmissão, o qual é o escopo tratado neste trabalho.

De acordo com a auditoria realizada pelo TCU, as principais causas dos atrasos das obras de geração estão ligadas a questões ambientais, uma vez que são frequentes as paralisações de empreendimentos em construção devido a questionamentos das licenças já emitidas ou por razões que incluem a defesa de bandeiras ideológicas e a captura dos empreendimentos para reivindicações completamente desatreladas dos projetos de energia elétrica. Além da carência de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos nos atos de outorga e, em partes, insuficiência de mecanismos de monitoramento por parte do MME.

3.2.2. Atrasos na Transmissão

De forma semelhante à situação dos empreendimentos de geração, o atraso sistêmico dos empreendimentos de transmissão é de amplo conhecimento do setor. A redução da capacidade de transporte de energia elétrica fragiliza o sistema, pois, além de sobrecarregar as outras linhas de transmissão, pode impossibilitar que o ONS realize conexão entre os subsistemas, o que é indispensável quando há hidrologia desfavorável em alguma das regiões do país. Desse modo a garantia de segurança energética fica prejudicada.

De acordo com a SFE, área responsável pela fiscalização dos empreendimentos de transmissão, as principais causas dos atrasos recaem sobre quatro etapas da execução do cronograma: Projetos e Contratos, Licenciamento Ambiental (até a emissão da Licença de Instalação), Compra de Materiais e Execução das Obras.

O Gráfico (8) mostra o percentual de empreendimentos que apresentam atraso em cada uma das principais fases de execução do cronograma. Assim, de acordo com as fiscalizações de obras de transmissão realizadas pela SFE nos últimos cinco anos, é apresentado o marco intermediário que apresenta o maior índice de atraso.

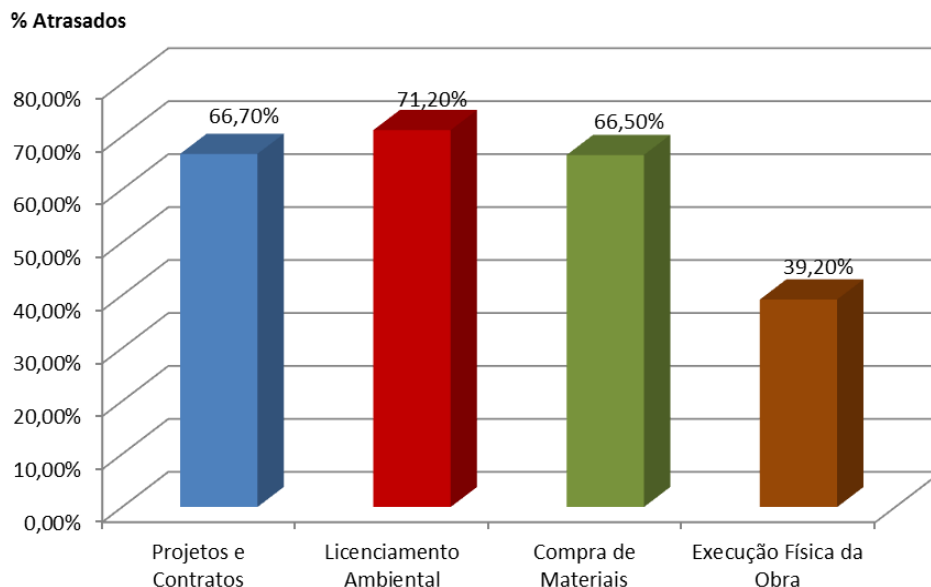


Gráfico 8 – Principais causas de atrasos de empreendimentos de transmissão. Adaptado de ANEEL, 2015e.

Nota-se que o principal fator de atrasos é o licenciamento ambiental. Dos empreendimentos que demandaram licenciamento ambiental, mais de 71% sofreram

atraso nessa etapa. Diversos empreendimentos possuem mais de um fator de atraso, por isso a soma dos percentuais não resulta em 100%. A compra de materiais, a confecção de projetos e assinatura de contratos são atividades paralelas ao licenciamento ambiental. Assim, um atraso no licenciamento ambiental de um empreendimento pode provocar uma redução de cadência nas demais atividades desse.

3.2.3. Dificuldades no licenciamento ambiental e a falta de planejamento dos editais dos leilões

Como visto anteriormente, a principal causa dos atrasos, tanto no âmbito da geração quanto da transmissão, é devido ao licenciamento ambiental. Embora seja denominado “licenciamento ambiental”, tal processo, na prática, não se restringe apenas à análise dos impactos do empreendimento sobre o meio ambiente. Ele engloba também, os impactos socioeconômicos sobre as comunidades locais e envolve outros órgãos governamentais além do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), como por exemplo, o Instituto Chico Mendes (ICMBio) e o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan), o que torna o processo mais complexo.

Entre os problemas relacionados ao licenciamento ambiental, a Confederação Nacional da Indústria – CNI (2015), destaca a falta de clareza nas regras para o licenciamento, tanto no âmbito federal, cuja regulamentação é feita por meio de resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente – Conama, de portarias e de instruções normativas, quanto nos estados, que contam com normas diversas e muitas vezes conflitantes com a norma federal.

A falta de clareza nos termos de referência para a elaboração dos estudos ambientais e a insuficiência da estrutura atual dos órgãos competentes para lidar com o processo de licenciamento ambiental também dificultam o processo. Dentro do setor elétrico, a imprevisibilidade do processo e as constantes contestações feitas posteriormente à obtenção das licenças fazem com que o processo seja uma das principais fontes de incertezas do setor.

Outra preocupação a ser considerada, vai além do processo de obtenção de licença ambiental. Os editais dos leilões não consideram o prazo para o licenciamento ambiental de acordo com o os órgãos ambientais, de tal forma que, o tempo dispendido com a etapa de licenciamento ambiental consome grande parte do

prazo de duração total para a entrada em operação dos empreendimentos em questão.

Além disso, analisando os últimos leilões de energia realizados, observa-se que os leilões do tipo A-5, que estabelecem a entrada em operação para o quinto ano a partir do ano do leilão, têm apresentado o seu prazo reduzido. Na prática, muitos deles acabam se tornando leilões do tipo “A-4”, pois os leilões estão sendo geralmente realizados nos últimos meses do ano e as datas estabelecidas para o início do suprimento têm sido geralmente no início do quinto ano. De tal forma que os prazos destes leilões se tornam de quatro anos e um mês ou de quatro anos e dois meses, para leilões A-5; e para leilões A-3 os prazos acabam sendo de dois anos e um mês ou de dois anos e dois meses.

Percebe-se que, em muitos casos, essa redução dos prazos dos leilões A-5 e A-3 tem se mostrado incompatível diante da complexidade e das barreiras enfrentadas para conseguir o licenciamento ambiental. Além das barreiras fundiárias, indígenas e de patrimônio histórico, e da demora na aprovação dos projetos nos órgãos responsáveis por essas questões socioambientais.

De tal forma que o simples fato de adotar o prazo para início de fornecimento de energia na mesma data da realização do leilão, contabilizando assim os períodos de 3 ou 5 anos constantes do edital do leilão, poderia trazer uma diminuição no número de atrasos, devido ao acréscimo de vários meses no prazo disponível para a execução das obras.

3.3. IMPACTOS NO SETOR ELÉTRICO

Os atrasos entre os cronogramas das obras de geração e transmissão geram graves efeitos sobre o sistema elétrico brasileiro. Destacando-se, principalmente, os efeitos financeiros sobre o sistema de custos – que seriam evitados caso os empreendimentos cumprissem seus contratos/cronogramas; e os efeitos sobre a segurança energética – a qual pode ser comprometida pela não disponibilização da energia planejada.

Esses atrasos reduzem a oferta de energia e fazem com que o ONS opere o sistema com pouca flexibilidade e com linhas de transmissão sobrecarregadas, elevando-se o risco de déficit energético. Além disso, o ONS passa a ter que acionar mais usinas térmicas, que são fontes mais caras, para garantir o suprimento de energia, o que, conseqüentemente, aumenta o custo da energia que é

posteriormente repassado ao consumidor. Dessa forma, esse cenário de atrasos prejudica a eficiência e economicidade geral do sistema.

3.3.1. Impactos Econômicos

Os impactos econômicos gerados incluem o atraso na obtenção de receita pelas geradoras, o prejuízo gerado pela obrigação de comprar energia no mercado de curto prazo para honrar os contratos firmados, a elevação da tarifa relacionada à necessidade de acionamento de usinas de fontes de energia com custos mais elevados e as possíveis multas aplicadas pelo agente regulador.

Em consonância com o levantado pela auditoria do TCU (2014), foram analisadas neste trabalho duas das cinco modalidades de custos que seriam evitados caso os empreendimentos cumprissem seus contratos/cronogramas. Primeiro o pagamento da receita fixa (RF) de contratos firmados com os geradores que concluíram suas obras, sem a conclusão das respectivas transmissões, uma vez que neste caso, a responsabilidade é do agente de transmissão e não da geradora.

E segundo, a exposição involuntária das distribuidoras que são obrigadas a recorrer ao Mercado de Curto Prazo (MCP), sujeitas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), para repor a energia contratada e não entregue, sendo tal custo repassado aos consumidores, através dos ajustes tarifários. Mesmo não considerando todos os impactos econômicos nesta análise, nota-se que o prejuízo econômico é extremamente alto, e poderia ser consideravelmente reduzido com um planejamento em conjunto entre a expansão de geração e transmissão.

Do ponto de vista do planejamento setor elétrico, os leilões de energia do ACR têm como objetivo o atendimento à demanda do mercado cativo brasileiro, o mercado das distribuidoras de energia elétrica. Nesse sentido, é necessário que os empreendimentos de geração entrem em operação conforme a data estabelecida no leilão, uma vez que, o planejamento energético conta com a sua garantia física nos cálculos para os despachos de energia hidro, térmica, eólica, etc.

A garantia física dos empreendimentos contratados também influencia o valor do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), e o cálculo do risco de déficit. Ou seja, qualquer atraso em um número expressivo de empreendimentos de geração provoca impactos econômicos, energéticos e sociais para o país.

3.3.2. Impactos Energéticos

As interdependências entre os diferentes elos da cadeia de produção do setor elétrico fazem com que o impacto do atraso de um determinado empreendimento seja ampliado, provocando impactos ainda maiores para o consumidor. De acordo com o TCU, a segurança do suprimento de energia elétrica depende basicamente de dois aspectos: balanço estrutural e situação conjuntural.

O balanço estrutural consiste da comparação da oferta de energia no setor, dada pela soma das garantias físicas de todos os geradores em operação em determinado ano, com a demanda de energia média anual prevista. Já a situação conjuntural consiste na verificação das condições hidrológicas do ano anterior e da atual, em que se analisa o armazenamento inicial dos reservatórios e a afluência ao longo do ano (TCU, 2014).

Quando o empreendimento de geração não entra em operação na data prevista, há uma redução na segurança estrutural do suprimento de energia, tendo em vista que se passa a ter uma oferta inferior à planejada. Isso não necessariamente indica que haverá racionamento ou interrupções no fornecimento de energia. Porém, se a situação conjuntural for desfavorável ou a demanda for maior do que a planejada, o risco de racionamento conseqüentemente aumenta.

Os atrasos nos sistemas de transmissão também afetam o elo da distribuição e seus consumidores. Segundo o Instituto Acende Brasil (2012), houve casos em que o atraso de obras de transmissão acabou impondo sobrecargas às redes de distribuidoras, forçando-as a realizar investimentos em caráter emergencial (como bancos de capacitores) e a assumir sobrecustos com regimes de operação especial que seriam desnecessários na ausência dos atrasos.

O atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro induz as concessionárias de distribuição a contratarem energia de forma antecipada e em longo prazo, e também admite a possibilidade de repasse para as tarifas dos seus consumidores dos custos de sobrecontratação até o limite de 3% da carga verificada. Dessa forma, as distribuidoras vão ao mercado de curto prazo quando ocorrem fatos não gerenciáveis que resultam em sobrecontratação decorrentes do atraso de obras de geração já contratadas.

Quando o atraso do cronograma de implantação é de uma usina considerada de pequeno porte, com um valor baixo de garantia física, não se observa relação entre o atraso e o comprometimento do abastecimento de fato. Um atraso no

cronograma de implantação dessa usina provavelmente não comprometeria o abastecimento elétrico em si, mas pode acarretar aumento no valor da energia e maiores emissões de gases de efeito estufa, caso fossem substituídas por usinas térmicas a óleo combustível ou a diesel.

3.4. GARGALOS REGULATÓRIOS

O processo de planejamento para a expansão do setor elétrico serve como referência para garantir que as ações em andamento e as futuras serão suficientes para suprir as necessidades por energia no Brasil. Porém, para que este planejamento cumpra a sua função de forma eficaz, é necessário que os prazos estimados sejam realistas e que exista um esforço coordenado de execução das ações planejadas nos prazos estabelecidos (ACENDE BRASIL, 2012).

Foi verificado que a carência de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos é um dos principais motivos para os atrasos na entrada em operação de empreendimentos do setor elétrico. Os prazos previstos entre a assinatura do respectivo termo contratual e a efetiva data de entrada em operação comercial, estabelecidos tanto nos leilões de geração quanto nos de transmissão, não são motivados por estudos que analisem a adequação dos prazos pelos leilões realizados anteriormente.

A ausência de tais estudos tem como consequência a adoção de prazos insuficientes para a execução das obras e contribui para o quadro atual de atrasos sistêmicos desses empreendimentos. Em resposta ao TCU, o MME alegou que define a data final de acordo com a data de necessidade da energia que entrará no sistema, e a ANEEL declarou que define a data inicial do prazo de acordo com a data da realização do leilão. Neste sentido, já é possível notar o descompasso no próprio processo de planejamento.

Outro ponto a ser levado em consideração é que, com a análise dos últimos leilões realizados observou-se que, em geral, o Governo Federal (através da ANEEL, MME e EPE) vem realizando os leilões de transmissão somente após a realização dos leilões de geração de energia, uma vez que a necessidade de implantação de determinados empreendimentos de transmissão advém da expansão da geração.

Como por exemplo, no 2º LER em 2009, o leilão foi realizado no dia 14/12/2009, a chamada pública para aporte de garantias para a ICG aconteceu

pouco mais de dois meses depois, em 25/02/2010, o relatório de planejamento foi emitido pela EPE em 30/04/2010, o leilão de transmissão foi realizado no dia 03/09/2010 e os contratos de concessão da transmissão assinados em 23/11/2011. A partir desse momento as transmissoras iniciam os estudos ambientais e as posteriores implantações dos empreendimentos com quase um ano após a realização dos leilões.

Desta forma, este procedimento implica em prazos mais curtos para a entrada em operação dos empreendimentos de transmissão, e no que se refere ao interesse de manter a sincronia com os empreendimentos de geração, é um dos fatores que tem contribuído para a ocorrência de atrasos e de descompasso.

Além disso, os empreendimentos de transmissão continuam sendo os únicos empreendimentos que são licitados sem a Licença Prévia, que define as medidas mitigadoras e compensadoras dos impactos ambientais. Isso eleva consideravelmente o risco de atraso para esses empreendimentos, uma vez que há a incerteza quanto ao tempo requerido para a obtenção da licença, e como visto anteriormente, há a redução nos prazos para a entrega destes empreendimentos.

Os leilões são os principais instrumentos de coordenação da expansão do sistema elétrico. Em contrapartida, os leilões anuais de energia²⁴ nem sempre são realizados, e as regras dos leilões têm sido alteradas a cada ano de maneira não previsível. Portanto, o aprimoramento do processo de planejamento e de execução dos leilões de energia e de transmissão é essencial para aumentar a eficácia da expansão da rede elétrica.

3.5. MEDIDAS PRATICADAS

Foi definido que, para aliviar os problemas decorrentes dos descasamentos das obras de geração e transmissão, os contratos regulados passariam a conter disposição no sentido de que, em caso de atraso na implantação de instalação de transmissão, a parte-compradora faria o pagamento da remuneração contratual independentemente da geração, desde que o empreendimento de geração estivesse apto a entrar em operação conforme critérios estabelecidos no Despacho ANEEL nº 2.117/2012.

Em decisão proferida pela agência reguladora, também foi permitida a aproximação dos cronogramas da geração e respectiva transmissão, caso de

²⁴ Leilões (A-5, A-3 e A-1) previstos pela Lei 10.848/2004.

concatenação. Neste caso, a parte-compradora não tem obrigação de realizar o pagamento da remuneração contratual da geradora, visto que o empreendimento de geração optou por atrasar suas obras para sincronizar com o cronograma da transmissão.

Além disso, determinadas ações estão sendo desenvolvidas para mitigar a entrada em operação de instalações de geração e de transmissão de forma descasada. Entre elas, está a nova rotina de monitoramento em conjunto da ANEEL, que está sendo aplicada em parceria entre a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG, competente para fiscalizar os empreendimentos de geração, e a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, com competência para fiscalizar os empreendimentos de transmissão.

Assim, com o objetivo de diminuir a defasagem entre as datas de conclusão dos empreendimentos de transmissão e geração e melhorar a efetividade do processo fiscalizatório, a SFE e a SFG monitoram, de forma conjunta, os empreendimentos estratégicos que precisam estar simultaneamente disponíveis para viabilizar a entrega de energia ao mercado consumidor.

Segundo as superintendências, o maior desafio é identificar os pontos de interesse, ou seja, aqueles empreendimentos de transmissão e de geração que serão monitorados de forma conjunta. Assim, foram estabelecidos critérios para a seleção de obras de transmissão com impacto em geração, tais como: Potência outorgada associada ao ponto de conexão, número de usinas de geração associadas ao ponto de conexão e o descolamento de datas de operação. De tal forma que é calculado o índice de prioridade a partir da soma dos valores normalizados da potência, número de usinas e descolamento.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A entrada em operação de instalações de geração e de transmissão de forma descasada impacta a injeção de energia no sistema nos prazos inicialmente pactuados. É preciso ainda buscar soluções que possibilitem a efetiva compatibilização entre os cronogramas da geração e da transmissão, na medida em que o gerador, ao participar do leilão, tem como referência para a implantação do seu empreendimento – e conseqüente estruturação de seu negócio – a data prevista no edital para início de suprimento do contrato regulado. Assim, o planejamento setorial deve considerar também esse marco para a disponibilização do acesso aos sistemas elétricos.

Com este trabalho, foi possível fazer a análise de 197 empreendimentos de energia eólica leiloados entre 2009 e 2011, dos quais 165 apresentaram atrasos sistêmicos devido a atrasos das instalações de transmissão. O que fez com que mais de 40.280,2 GWh não entrasse no sistema elétrico nos últimos três anos, gerando um prejuízo econômico de mais de R\$ 8 bilhões de reais.

Após as análises, levantou-se que entre as principais causas dos atrasos está a falta de planejamento conjunta entre a expansão do sistema de geração e do sistema de transmissão, as falhas existentes nos editais dos leilões, a ausência de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos nos contratos e o período total demandado para a obtenção do licenciamento ambiental. Portanto, o aprimoramento do processo de planejamento e de execução da ampliação do setor é essencial para aumentar a eficácia da expansão da rede elétrica nacional.

Uma vez que mais da metade dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica apresentou atraso na entrada em operação nos últimos anos, demonstra que, sob as condições atuais, estes prazos estão mal dimensionados. Assim, faz-se necessária a revisão dos prazos previstos para a construção dos empreendimentos do setor para os próximos leilões, utilizando-se como base os prazos efetivamente executados nos últimos anos, levando em consideração o tipo, o porte e o potencial de impacto ambiental do projeto.

Os leilões são os principais instrumentos de coordenação da expansão do sistema elétrico. Portanto, o aprimoramento do processo de planejamento e de execução deles é essencial para aumentar a eficácia da expansão da rede elétrica. Para isso, deve-se definir e divulgar, com ampla antecedência, as datas de

realização dos leilões, assim como as fontes de energia que participarão deles, para que os empreendedores tenham tempo hábil para a preparação de seus projetos, já considerando as restrições impostas.

Além disso, em muitos casos observa-se a redução dos prazos dos leilões devido à realização dos mesmos no segundo semestre do ano. De tal forma que o simples fato de realizá-los no primeiro mês do ano ou adotar o prazo para início de fornecimento de energia na mesma data da realização do leilão, poderia trazer uma diminuição no número de atrasos, devido ao acréscimo de vários meses no prazo disponível para a execução das obras.

Ainda, deve-se considerar o prazo médio para a obtenção do licenciamento ambiental dos empreendimentos anteriores para verificar o prazo dado a esta etapa nos empreendimentos futuros. Assim, faz-se necessário um planejamento baseado no mapeamento dos recursos energéticos mais promissores para atender ao crescimento da carga sob as perspectivas econômica, social e ambiental, identificando as potenciais limitações que podem vir a ser empecilhos no desenvolvimento desses recursos.

Assim, é preciso planejar o processo de expansão de forma integrada, examinando a expansão da geração e da transmissão de forma conjunta e levando em conta os prazos e custos totais de ambos os elos da cadeia produtiva na avaliação das diversas alternativas.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim de dados ABEEólica**. 2015. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/pdf/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Abril-2015-Publico.pdf>> Acesso em 15 de maio de 2015.
- ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Setor de Distribuição. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>> Acesso em 22 de junho de 2015.
- ACENDE BRASIL – Instituto Acende Brasil. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações**. White Paper 7. São Paulo. 2012.
- AGUIAR, F. L. F. **Modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise da capacidade de atração de capital privado para investimentos em geração de energia hidrelétrica**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2007.
- ALVES, J. J. A. **Análise regional da energia eólica no Brasil**. Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional. São Paulo. 2010.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª Edição. Brasília. 2005.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG – Banco de Informações de Geração**. Abril, Brasília, 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em 16 de junho de 2015.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Boletim de Acompanhamento da Expansão da Oferta**. Abril, Brasília. 2015b.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Boletim de Acompanhamento das Centrais Geradoras Eólicas**. Abril, Brasília. 2015c.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Monitoramento Conjunto de Implantação de Instalações de Geração e Transmissão – SFE e SFG**. Julho, Brasília. 2015d.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Prestação de Contas Ordinária Anual – Relatório de gestão do exercício de 2013**. Brasília. 2014a.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Programa de Simulação de Tarifas de Uso do Sistema Elétrico**. Brasília. 2011.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório ANEEL 2013**. Brasília. 2014b.
Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/Relatorio_Aneel_2013.pdf> Acesso em 16 de junho de 2015.

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão**. Abril. Brasília. 2015e.
- ARAUJO, V. S. **Sistemática de Leilões de Energia**. Rio de Janeiro. 2007.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 555, de 31 de maio de 2010. **Trata de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR**. Disponível em: <
<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202010%20-%20Fontes%20Alternativas,%20Reserva%20e%20Sistemas%20Isolados/Portaria%20MME%20n%C2%BA%20555-10.pdf>>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 1.032, de 22 de julho de 2010. **Aprova o Edital do Leilão nº 07/2010-ANEEL e seus Anexos**. Disponível em: <
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/072010-Resolu%C3%A7%C3%A3o_%20Homologat%C3%B3ria_Edital%2007-2010.pdf>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. **Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica**. Disponível em: <
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200410848.pdf>>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Decreto 5.081 de 14 de maio de 2004. **Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. Disponível em: <
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5081.htm>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**. Disponível em: <
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013. **Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária**. Disponível em: <
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Ministério de Minas e Energia. Decreto nº 7.945, de 24 de março de 2013. **Altera os Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013**. Disponível em: <
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Decreto/D7945.htm>. Acesso em 25 de junho de 2015.

- BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 03, de 31 de julho de 2013. **Estabelece as diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço.** Disponível em: < www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_090569>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).** Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/leis/2002/L10438.htm>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007. **Altera os arts. 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.** Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Decreto/D6048.htm>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. **Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004. **Aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004063.pdf>>. Acesso em 25 de junho de 2015.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 443, de 26 de julho de 2011. **Estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e dá outras providências.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011443.pdf>>. Acesso em 25 de junho de 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Decreto nº 6.460, de 19 de maio de 2008. **Acresce parágrafos ao art. 6º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6460.htm>. Acesso em 25 de junho de 2015.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras de Comercialização: Formação do Preço de Liquidação das Diferenças.** 2012.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Tipos de Leilões.** 2015a. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=1618712912047155#%40%3F_afLoop%3D1618712912047155%26_adf.ctrl-state%3Dfvf7zqqap_4>. Acesso em 22 de junho de 2015.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preços Semanais.** 2015b. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_semanais?_afLoop=161328697470612#%40%3F_afLoop%3D161328697470612%26_adf.ctrl-state%3Dhy5p9dnqk_4>. Acesso em 22 de junho de 2015.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preços Médios.** 2015c. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=2140503094534655#%40%3F_afLoop%3D2140503094534655%26_adf.ctrl-state%3Dv1cvvmqbm_17. Acesso em 3 de novembro de 2015.

CNI – Confederação Nacional da Indústria. **As Barreiras da Burocracia - O Setor Elétrico.** Brasília. 2015.

COELCE – Companhia Energética do Ceará. **Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro.** Ceará. 2011.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023.** 2014.

FERREIRA, F. M. C.; GUEDES, L.; GOMES, L. **Leilões de Geração Eólica e Transmissão Associada.** In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS. SBSE, Goiânia. 2012.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. <www.ibge.gov.br>

MME – Ministério de Minas e Energia. **Consolidação de Obras de Transmissão Ciclo 2014.** Volume I – Rede Básica. Revisão Novembro. 2014.

MOCELIN, M. **Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico.** Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE, 2004.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sistema de Transmissão - Horizonte 2015.** <<http://www.ons.org.br/>> 2015.

PSR – Energy Report, Edição 68. **A geração está pronta, mas não a transmissão: e agora?** Agosto de 2012. PSR©.

TAVARES, E. P. **Modelo Atual do Setor Elétrico Brasileiro**. Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro. 2010.

TCU – Tribunal de Contas da União. Acórdão nº 1196/2010. Processo TC 021.247/2008-5. Ata nº 10/2010.

TCU – Tribunal de Contas da União. Acórdão nº 2316/2014. Processo TC 029.387/2013-2. Ata nº 34/2014.

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

ZIMMERMANN, M. P. **Aspectos técnicos e legais associados ao planejamento da expansão de energia elétrica no novo contexto regulatório brasileiro**. Tese de Doutorado. PUC-Rio. 2007.