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

IMPACTOS DO ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO COMERCIAL DE USINAS EÓLICAS

Autor: Raquel Lima de Melo
Orientador: Luciano Gonçalves Noleto

Brasília, DF
2015

RAQUEL LIMA DE MELO

IMPACTOS DO ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO COMERCIAL DE USINAS DE EÓLICAS

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: Professor Dr. Luciano Gonçalves Noleto

Brasília, DF
2015

CIP – Catalogação Internacional da Publicação

Lima de Melo, Raquel.
Impactos do atraso na entrada em operação comercial de usinas eólicas / Raquel Lima de Melo. Brasília: UnB, 2015. 73 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília Faculdade do Gama, Brasília, 2015. Orientação: Professor Dr. Luciano Gonçalves Noleto.

1. Regulação. 2. Planejamento energético. 3. Setor Elétrico I. Noleto, Luciano Gonçalves. II. Doutor.

CDU Classificação

IMPACTOS DO ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO COMERCIAL DE USINAS DE EÓLICAS

Raquel Lima de Melo

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 29/06/2015, apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. Dr. Luciano Gonçalves Noleto, UnB/ FGA
Orientador

Profª. Drª Maria Vitória Duarte Ferrari, UnB/ FGA
Membro Convidado

Prof. Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita, UnB/ FGA
Membro Convidado

Especialista em Regulação Bruno Daniel Mazeto, SFG/ ANEEL
Membro Convidado

Brasília, DF
2015

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Diomira e Antônio Carlos. Em todos os momentos de maior dificuldade na minha vida acadêmica, nunca esqueci do esforço empregado pelos senhores para que eu tivesse uma educação de qualidade. Todas as noites viradas, festas perdidas, listas de exercício e leituras exaustivas são para fazer valer a pena cada centavo e suor investido na minha pessoa.

Aos melhores amigos, Allan e Denise, pela sua autenticidade e pelo ombro amigo. Por me darem espaço para ser honesta, com vocês e comigo mesma.

Aos amigos da faculdade. Aqueles que as engenharias eletrônica e de software se encarregaram de afastar um pouco do meu convívio e os que a engenharia de energia se encarregou de me apresentar. Grande parte do meu aprendizado, acadêmico e pessoal, veio de vocês, suas histórias e experiências de vida.

Aos professores Jorge Cormane, Vitória Ferrari, Fernando Scardua, Marília Miranda, Augusto Brasil e, em especial, Luciano Noleto, pela paciência comigo e orientação que me deram ao longo deste trabalho. Alguns me ajudaram mais, outros menos, mas toda a contribuição foi mais do que valiosa para tudo o que foi desenvolvido.

À todos da SFG. Em especial o Rodrigo Mendonça, meu supervisor, Bruno Mazeto, Fábio Bittencourt e Wellington Lemos, todos meus orientadores extraoficiais neste trabalho. Ao Márcio Komeno e Renata Farias, pelas tarefas que me permitem o aprendizado. A paciência para ensinar e o incentivo dos citados foram a minha fonte de motivação para este TCC. E ao Alessandro Cantarino, superintendente, por aquela ‘conversa de bar’ com os estagiários, que certamente serviu de motivação em relação ao nosso curso e também para aumentar nossa admiração pelo seu trabalho.

“Nenhum trabalho é insignificante. Todo o trabalho que eleva a humanidade tem dignidade e importância e deve ser executado com meticulosa excelência.”

(Martin Luther King)

RESUMO

A expansão das usinas eólicas é parte estratégica no Setor Elétrico Brasileiro como forma de complementação e diversificação da geração de energia elétrica, cuja maior parte advém de usinas hidrelétricas. Atualmente, pouco se conhece sobre o perfil de implantação dos parques eólicos brasileiros. Este estudo, a partir de informações constantes na base de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), determina quanto tempo é necessário para a implantação de uma usina eólica e analisa, quantitativa e qualitativamente, o atraso verificado para a entrada em operação comercial destes empreendimentos. Com estas informações, o passo seguinte é a comparação de desempenho das usinas que comercializam energia no mercado livre e regulado. Adicionalmente, compara-se o desempenho das usinas de acordo com seu porte e o grupo empresarial responsável pela sua implantação. A principal conclusão deste estudo é que o maior obstáculo à entrega de energia das usinas eólicas dentro do prazo é o atraso nas obras das linhas de transmissão associadas.

Palavras-chave: Regulação. Planejamento Energético. Setor Elétrico.

ABSTRACT

The expansion of wind farms is a strategic part in the Brazilian electricity sector as a way to complement and diversify the electricity generation, most of which comes from hydroelectric plants. Currently, little is known about the deployment profile of Brazilian wind farms. This study, from information contained in the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) database, determines how long it takes for the implementation of a wind farm and analyzes, quantitatively and qualitatively, the delay until they start to operate. With this information, the next step is the performance comparison of the plants that sell energy in the free market and the regulated one. In addition, it compares the performance of plants according to their size and the business group responsible for its implementation. The main conclusion of this study is that the biggest obstacle to the delivery of power from wind farms on time is the delay in the construction of associated transmission lines.

Keywords: Regulation. Energy Planning. Electrical Sector.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Estrutura atual do sistema elétrico 19
Figura 2: Etapas de implantação de um parque eólico 34
Figura 3: Composição do custo de implantação de um parque eólico 35
Figura 4: Possíveis motivações para atraso na implantação de usinas eólicas 39
Figura 5: Exemplo de representação de dados no boxplot 41
Figura 6: Comparação entre o MW previsto e o realizado por ano 42
Figura 7: Parcela do MW realizado referente a usinas atrasadas 43
Figura 8: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Proinfa 44
Figura 9: Representação em boxplot do desempenho das usinas de Leilão 47
Figura 10: Representação em boxplot do desempenho das usinas do ACL 48
Figura 11: Representação em boxplot do desempenho das usinas até 10 MW 52
Figura 12: Representação em boxplot do desempenho das usinas entre 10 e 20 MW 53
Figura 13: Representação em boxplot do desempenho das usinas entre 20 e 30 MW 54
Figura 14: Representação em boxplot do desempenho das usinas acima de 30 MW 55
Figura 15: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 1 58
Figura 16: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 2 59
Figura 17: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 3 60
Figura 18: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 4 61
Figura 19: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 5 62
Figura 20: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 03/2009 63
Figura 21: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 05/2010 64
Figura 22: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 07/2010 65
Figura 23: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 02/2011 66
Figura 24: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 03/2011 67
Figura 25: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 07/2011 68

LISTA DE QUADROS E TABELAS

Quadro 1: Classes e categorias dos agentes.....23
Quadro 2: Subdivisões consideradas para o cálculo do PLD.....28
Quadro 3: Forma de obtenção de dados para o estudo.....38

Tabela 1: Preços para as usinas eólicas selecionadas no Proinfa.....25
Tabela 2: Custo por kW instalado das usinas eólicas ao longo do tempo.....36
Tabela 3: Tempo médio de implantação (Proinfa).....44
Tabela 4: Usinas atrasadas e adiantadas (Proinfa).....45
Tabela 5: Motivo de atraso (Proinfa) 46
Tabela 6: Tempo médio de implantação (Leilão) 47
Tabela 7: Tempo médio de implantação (ACL) 48
Tabela 8: Usinas atrasadas e dentro do prazo (Leilão).....49
Tabela 9: Usinas atrasadas (ACL) 49
Tabela 10: Motivo de atraso (Leilão) 50
Tabela 11: Motivo de atraso (ACL).....50
Tabela 12: Tempo médio de implantação das usinas até 10 MW 51
Tabela 13: Tempo médio de implantação das usinas entre 10 e 20 MW.....52
Tabela 14: Tempo médio de implantação das usinas entre 20 e 30 MW.....53
Tabela 15: Tempo médio de implantação das usinas acima de 30 MW 54
Tabela 16: Grupos empresariais 56
Tabela 17: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 1 57
Tabela 18: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 2 58
Tabela 19: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 3 59
Tabela 20: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 4 60
Tabela 21: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 5 61
Tabela 22: Desempenho das usinas do Leilão 03/2009.....63
Tabela 23: Desempenho das usinas do Leilão 05/2010.....64
Tabela 24: Desempenho das usinas do Leilão 07/2010.....65
Tabela 25: Desempenho das usinas do Leilão 02/2011.....66
Tabela 26: Desempenho das usinas do Leilão 03/2011.....67
Tabela 27: Desempenho das usinas do Leilão 07/2011.....68

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CER	Contrato de Energia de Reserva
CGE	Centro de Gerenciamento de Emergências
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
DAPR-D	Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede – Operação em Caráter Definitivo
DAPR-T	Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede – Operação em Teste
DNAEE	Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica
DRO	Despacho de Requerimento de Outorga
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCR	Fator de Capacidade de Referência
IBAMA	Intituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
KW	Kilowatt
LEE	Leilão de Energia Existente
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia Reserva
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia

MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PBA	Projeto Básico Ambiental
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNE	Plano Nacional de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAPEEL	Relatório de Acompanhamento da Implantação de Empreendimentos de Geração
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SCDE	Sistema de Coleta de Dados e Energia
SFG	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
TCU	Tribunal de Contas da União
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS **4**
RESUMO **6**
ABSTRACT **7**
LISTA DE FIGURAS **8**
LISTA DE QUADROS E TABELAS **9**
LISTA DE SIGLAS **10**
1. INTRODUÇÃO **13**
1.1. HISTÓRICO 13
1.2. MOTIVAÇÃO 15
2. OBJETIVOS **17**
3. REFERENCIAL TEÓRICO **18**
3.1. ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO 18
3.1.1. Racionamento de energia elétrica 18
3.1.2. Proposta do novo modelo 19
3.1.3. Agentes institucionais já existentes 19
3.1.4. Novos agentes institucionais 21
3.2. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO 23
3.2.1. Ambiente de Contratação Livre (ACL) 23
3.2.2. Ambiente de Contratação Regulada (ACR) 24
3.3. PROINFA 24
3.4. LEILÕES DE ENERGIA 26
3.4.1. Leilão de Energia Nova (LEN) 26
3.4.2. Leilão de Energia Existente (LEE) 27
3.4.3. Leilões especiais 27
3.5. MERCADO DE CURTO PRAZO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD) 28
3.6. LICENCIAMENTO AMBIENTAL 29
3.6.1. Etapas do licenciamento ambiental 29
3.7. OPERAÇÃO EM TESTE 31
3.7.1. Solicitação de início de operação em teste à SFG 31
3.8. OPERAÇÃO COMERCIAL 31
3.8.1. Solicitação de início de operação comercial à SFG 32
3.9. APTIDÃO À OPERAÇÃO COMERCIAL 33
4. USINAS EÓLICAS **34**
4.1. DETERMINAÇÃO DE VIABILIDADE 35
4.2. OUTORGA E LICENCIAMENTO AMBIENTAL 36
4.3. CONSTRUÇÃO DO PARQUE EÓLICO 37
5. METODOLOGIA **38**
5.1. HISTÓRICO E DEFINIÇÃO DO CAMPO DE ESTUDO 38
5.2. DADOS 38
5.3. MOTIVO DE ATRASO 39
5.4. ANÁLISES 40
6. RESULTADOS E DISCUSSÃO **42**
6.1. PROINFA 44
6.2. USINAS DE LEILÃO E ACL 46
6.2.1. Análise de desempenho por porte da usina 51
6.2.2. Análise do desempenho por grupo empresarial 55
6.2.3. Análise do desempenho por leilão 63
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS **70**
8. BIBLIOGRAFIA **71**

1. INTRODUÇÃO

Este capítulo contextualiza a inserção das usinas eólicas na matriz energética brasileira e apresenta a motivação para a realização deste estudo.

1.1. HISTÓRICO

O desenvolvimento socioeconômico de um país ou região é dependente de uma cadeia de eventos que envolvem a produção, distribuição e consumo final de bens e serviços. Um dos elementos essenciais à manutenção desta dinâmica é o fornecimento de energia elétrica por meio de um sistema de alta confiabilidade e disponibilidade. A primeira característica expressa a quantidade de tempo que este sistema é capaz de se manter funcionando sem falhar e a segunda indica a probabilidade de tal sistema estar funcionando adequadamente quando solicitado.

Por ser um país privilegiado por seu imenso potencial hidrelétrico, a matriz de energia elétrica foi, ao longo dos anos, sendo moldada à base de grandes usinas hidrelétricas (FACURI, 2004). Segundo o Atlas de Energia do Brasil (ANEEL, 2008), a primeira usina hidrelétrica do Brasil foi construída ainda no reinado de Dom Pedro II, utilizando as águas do Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, com 0,5 MW de potência, localizada no município de Diamantina. A partir de então, a participação, na matriz energética brasileira, da energia elétrica proveniente de fonte hidráulica apresentou crescimento tal que superou 90% no ano 2000 (BARDELIN, 2004).

Um dos fatores que contribuíram para a queda de prestígio das usinas hidrelétricas foram os impactos ambientais inerentes a tais empreendimentos. Uma usina hidrelétrica, apesar de ter como força motriz um recurso renovável, tem diversos impactos negativos associados à sua construção. Esta requer, na maioria das situações, o desmatamento e inundação de extensas áreas com vegetação e florestas nativas, o que compromete a biodiversidade local e contribui para o Efeito Estufa.

À época do racionamento de energia ocorrido entre os anos de 2001 e 2002, a questão ambiental não era mais negligenciada no processo de implantação das usinas. O licenciamento ambiental e a Avaliação de Impactos Ambientais para atividades potencialmente poluidoras ou que se aproveitam de recursos naturais

para o seu financiamento são exigidos por lei desde 1981. O Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) são partes integrantes do processo de licenciamento desde 1986. Por fim, as regras específicas para o licenciamento no contexto de empreendimentos de grande porte foram criadas pelo Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) em 1987. Apesar de todo o amparo legal, dificilmente todos os impactos ambientais decorrentes de uma usina hidrelétrica são mitigados. Além dos impactos ambientais, existem ainda os impactos sociais, como o deslocamento da população local e a intervenção em áreas indígenas.

A reforma do Modelo do Setor Elétrico de 2004 constituiu em uma estratégia do Poder Executivo para a expansão da geração de energia elétrica, introduzindo o leilão como forma de contratação de energia para atender a demanda do mercado. A realização do leilão é respaldada pelas pesquisas realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que são publicadas no Plano Nacional de Energia (PNE) e no Plano Decenal de Energia (PDE). Ambas as publicações apresentam os resultados de estimativas para a demanda futura de energia elétrica no Brasil. Em cada leilão há um projeto para entrega de uma determinada potência em um prazo que, geralmente, é de um ano para contratação de energia existente e três ou cinco anos para contração de energia nova.

O racionamento de energia ocorrido entre 2001 e 2002, que expôs a falta de planejamento adequado à qual estava sujeito o Setor Elétrico, foi de grande importância para a remodelagem da matriz energética brasileira. A partir do acontecido, as ações do governo se direcionaram ao incentivo da expansão e diversificação da geração de energia elétrica por intermédio de usinas termelétricas e de fontes alternativas, como a eólica.

Entre as medidas adotadas visando a maior participação da energia eólica na matriz energética brasileira, tem-se a Resolução nº 24/01, cuja redação foi dada pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica e que criou o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA). Um dos objetivos de tal programa era a viabilização de 1.050 MW de energia elétrica gerada a partir de fonte eólica, até dezembro de 2003.

Outra medida foi a instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) pela Lei nº 10.438/02. O programa tem por

premissa o aumento na participação da energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa por meio da implantação de 3.300 MW de capacidade até dezembro de 2006.

Desde a introdução do leilão como forma de contratação de energia, houveram seis edições entre 2009 e 2011 com participação dos empreendimentos de fonte eólica. São eles:

- Leilão de Energia de Reserva 03/2009;
- Leilão de Energia de Reserva 05/2010;
- Leilão de Fontes Alternativas 07/2010;
- Leilão A-3 02/2011;
- Leilão de Energia de Reserva 03/2011;
- Leilão A-5 07/2011.

Em 2012, a produção de eletricidade a partir de fonte eólica alcançou o patamar de 5.050 GWh, aumentando em 30,3% no ano seguinte, com 6.579 GWh (EPE, 2014). De acordo com o Banco de Informações da Geração (BIG/ANEEL), até o dia 24 de junho de 2015 havia um total de 277 usinas eólicas em operação comercial, totalizando aproximadamente 6,24 GW de potência instalada. Ainda considerando a mesma data, haviam 122 empreendimentos com construção já iniciada e 313 empreendimentos com obras não iniciadas, totalizando, respectivamente, 3,05 GW e 7,33 GW de potência instalada.

1.2. MOTIVAÇÃO

A Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG) é o setor dentro da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que tem como uma de suas atribuições a fiscalização da etapa de obras dos empreendimentos de geração de energia.

A fiscalização de campo pode ser motivada pela necessidade de monitoramento ou ocorrências graves, estando todas as usinas de geração sujeitas à ela.

O Relatório de Acompanhamento da Implantação de Empreendimentos de Geração (RAPEEL), enviado pelo Agente de geração, é um dos principais documentos que auxiliam a fiscalização à distância. Nele constam informações a respeito do cumprimento dos marcos de implantação da usina e dos possíveis

obstáculos à implantação da mesma. O relatório fotográfico, que acompanha o relatório de progresso, permite aos fiscalizadores a visualização do andamento das obras.

Visando a melhoria na eficácia da fiscalização à distância, a SFG propôs a elaboração de indicadores da expansão da oferta. Por meio deles é possível avaliar a criticidade do cumprimento do cronograma de obras.

Para a elaboração de indicadores, faz-se necessária, primeiramente, uma base de dados com o histórico de implantação dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial. A partir dela, será possível determinar de quanto tempo, em média, uma usina eólica precisa para ser implantada e quanto tempo estes empreendimentos estão atrasando em relação aos marcos de implantação indicados no ato autorizativo. O levantamento dos motivos de atraso indicará quais são os maiores obstáculos à implantação do parque eólico dentro do prazo.

Com a base de dados completa, é possível montar indicadores que auxiliem na previsão de entrada em operação comercial das usinas, bem como os potenciais entraves ao cumprimento do cronograma.

2. OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é a caracterização da etapa de implantação de parques eólicos.

Os objetivos específicos são:

- Determinar quanto tempo, em média, é gasto para planejar e construir uma usina eólica;
- Determinar o tempo médio de atraso destes empreendimentos;
- Identificar as principais causas para o atraso;
- Comparar os desempenhos das usinas por porte, grupo empresarial responsável pela implantação e leilão do qual participou.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo é destinado à contextualização do novo modelo do Setor Elétrico nacional, a partir do histórico de eventos que resultaram nesta reformulação. Também serão definidas as principais funções dos agentes do setor no que diz respeito à geração de energia elétrica e descritos alguns procedimentos que são parte do processo de implantação de uma usina eólica.

3.1. ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Esta seção aborda o racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001 e o modelo do Setor Elétrico que resultou deste acontecimento. Alguns agentes atuantes no setor mantiveram suas atribuições, enquanto outros sofreram modificações ou foram foram criados, situação que será descrita também nesta seção.

3.1.1. Racionamento de energia elétrica

O racionamento de energia elétrica ocorrido no ano de 2001 foi o divisor de águas para a redefinição do sistema elétrico brasileiro, resultando no modelo do setor que se conhece atualmente. O Brasil, dispondo de recursos hídricos em abundância, priorizou a exploração de seu potencial hidrelétrico em detrimento daquele relacionado às outras fontes de energia.

Em 2001, o Brasil apresentou déficit entre geração e consumo de energia elétrica tendo culminado no maior racionamento de energia elétrica da história do país, em termos de abrangência e redução do consumo, tendo duração de junho de 2001 a fevereiro de 2002, resultou em uma acentuada queda no consumo de energia elétrica, influenciando direta ou indiretamente em todos os setores da economia brasileira (BARDELIN, 2004).

O crescimento na demanda de energia elétrica foi superior ao de sua oferta, como consequência do planejamento inadequado do setor, o que ocasionou a necessidade de interrupção no seu fornecimento. O baixo nível dos reservatórios em decorrência da precipitação reduzida no ano 2000 foi considerado pelo governo na época como o principal responsável pelo racionamento. Isto expôs a falha na estratégia de priorizar o aproveitamento dos recursos hídricos e relegar a questão da diversidade da matriz energética brasileira a segundo plano.

Diante deste cenário de crise, surgiram propostas de mudanças objetivando maior centralização das decisões e aumento da expansão da oferta (CAMARGO, 2005).

3.1.2. Proposta do novo modelo

O Ministério de Minas e Energia elaborou uma proposta de um novo modelo para o Setor Elétrico, cujos principais objetivos foram a promoção da modicidade tarifária, a garantia de segurança no fornecimento de energia elétrica e inserção social no Setor Elétrico (MME, 2003).

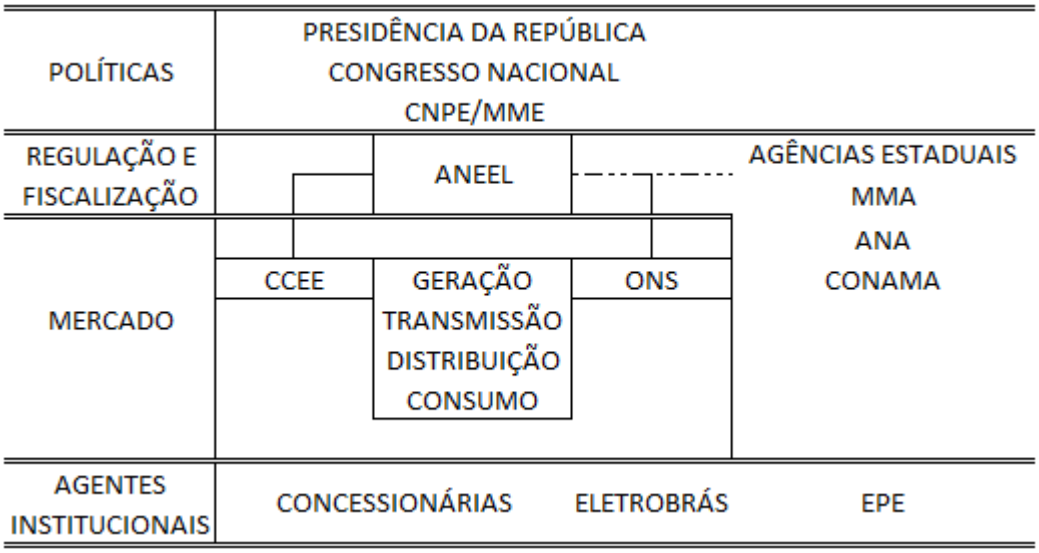

Figura 1: Estrutura atual do sistema elétrico
Fonte: Elaboração própria, com base em ANEEL (2008)

3.1.3. Agentes institucionais já existentes

Os agentes descritos a seguir foram criados anteriormente à reforma do Setor Elétrico. Após 2004, mantiveram suas competências originais e receberam novas atribuições.

3.1.3.1. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Atua junto ao Presidente da República na formulação das políticas energéticas nacionais, as quais visam, entre outras atribuições descritas na Lei nº 9.478/97:

- Aproveitamento racional dos recursos energéticos disponíveis no país;
- Revisão periódica da matriz energética;

- Garantia do suprimento de insumos energéticos mesmo em locais de difícil acesso;
- Definição de diretrizes para programas específicos, entre os quais estão aqueles referentes ao uso de energia proveniente de fontes alternativas;

Após a reformulação do Setor Elétrico, assumiu as funções de propor a licitação individual de projetos especiais do setor e o critério de garantia estrutural do suprimento.

3.1.3.2. Ministério de Minas e Energia (MME)

Foi criado pela primeira vez em 1960, extinto em 1990 e retomado em 1992, por meio da Lei nº 8.422/92. Originalmente era o responsável pela elaboração e implementação de políticas para o setor, com decisões respaldadas pelo CNPE, e exercício do Poder Concedente e da função de planejamento setorial. Com a reforma, assumiu também o dever de monitorar a segurança do suprimento de energia elétrica e de definir ações mitigatórias caso esta segurança seja ameaçada.

3.1.3.3. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Foi instituída pela Lei nº 9.427/96 como “autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.”

Sucessor do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), acumula as funções de regular e fiscalizar as atividades realizadas no âmbito do Sistema Elétrico, sendo elas a geração, transmissão, distribuição e comercialização. Entre as suas competências, se encontram:

- Promoção, delegada pelo MME, de licitações para contratação de empreendimentos de geração, transmissão e distribuição, além de outorgas de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- Fiscalização, direta ou mediante convênios com órgãos estaduais, de concessões, permissões e prestação dos serviços de energia elétrica;

Entre todas as superintendências que compõe a ANEEL, está a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG), responsável por fiscalizar, in loco ou à distância, as obras dos empreendimentos de geração, bem como sua operação e obrigações contratuais às quais está sujeito.

3.1.3.4. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Criado pela Lei nº 9.648/98 como associação civil sem fins lucrativos, para exercer a coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados. Algumas das responsabilidades do ONS descritas na Lei incluem:

- Planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração;
- Supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- Supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados;

3.1.4. Novos agentes institucionais

Uma das determinações do novo modelo do Setor Elétrico foi a criação de novos agentes institucionais, seja com a finalidade de substituir um agente existente ou de exercer uma nova função.

3.1.4.1. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) foi criado em 1998 para ser a entidade responsável pelas operações de contabilização e liquidação financeira que envolvem o mercado de curto prazo. Com a reformulação do modelo do Setor Elétrico, o MAE foi substituído pela CCEE, por meio do Decreto nº 5.177/04. Além de incorporar as estruturas operacionais e organizacionais de maior importância de sua antecessora, a CCEE assumiu também a administração dos contratos de compra de energia para abastecimento dos consumidores regulados. Entre as suas competências, estão:

- Promoção de leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegados pela ANEEL;
- Registro dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), dos contratos de leilões de ajuste e da aquisição de energia por meio de geração distribuída;
- Registro da energia e potência de contratos firmados no ACL;
- Medição e registro de dados relacionados a compra e venda e entre outros inerentes ao serviço de energia elétrica;

- Apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do mercado de curto prazo;
- Contabilização da energia elétrica comercializada e liquidação financeira das operações de compra e venda de energia realizadas no mercado de curto prazo;

3.1.4.2. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

Vinculado ao MME, a função do CMSE é monitorar a segurança e a continuidade do suprimento de energia elétrica. Entre suas atribuições, definidas no Decreto nº 5.175/04, se encontram:

- Acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica e insumos energéticos;
- Análise das condições de atendimento e abastecimento de energia elétrica, contemplando itens como a segurança do suprimento, oferta, demanda, qualidade, transporte, interconexão e sistemas de produção;
- Identificação de possíveis obstáculos à segurança e regularidade do abastecimento;
- Elaboração de propostas pertinentes a soluções e ações preventivas para manter ou restaurar a segurança no abastecimento;

3.1.4.3. Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Empresa pública vinculada ao MME, foi criada pela Lei nº 10.847/04 com o objetivo de conduzir estudos destinados a respaldar o planejamento energético nacional. Entre as suas competências, constam:

- Realização de estudos e projeções para a matriz energética;
- Elaboração de estudos visando o desenvolvimento dos planos de expansão da geração de curto, médio e longo prazos;
- Identificação dos potenciais de recursos energéticos;

3.2. AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

Cada agente atuante no mercado de energia elétrica está enquadrado em uma classe e categoria de acordo com o Quadro 1:

Quadro 1: Classes e categorias dos agentes

Categoria	Classe
Geração	Geradores Produtores Independentes Autoprodutores
Distribuição	Distribuidores Consumidores Livres
Comercialização	Comercializadores Importadores/Exportadores

Fonte: CUBEROS, (2008)

A reforma do Setor Elétrico de 2004 introduziu dois novos ambientes de contratação, sendo cada agente autorizado a atuar em um deles ou ambos. São eles:

3.2.1. Ambiente de Contratação Livre (ACL)

A Lei nº 10.848/04 determina que estão autorizados a se envolver em operações de compra e venda de energia elétrica no ACL as concessionárias e autorizados de geração, comercializadores e importadores de energia e consumidores que atendam aos seguintes requisitos, conforme a Lei nº 9.074/95:

- Carga maior ou igual a 10.000 kW, atendidos em tensão maior ou igual a 69 kV → podem contratar energia junto aos Produtores Independentes de Energia (PIE);
- Carga maior ou igual a 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão → podem escolher o fornecedor de energia.

Os consumidores podem atuar somente na condição de compradores, enquanto os comercializadores, geradores, importadores e exportadores podem atuar como compradores e vendedores, desde que possuam outorga que os autorize a desempenhar as suas funções (MAGALHÃES, 2009).

Os contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica têm seus termos livremente negociados entre as partes, cabendo às mesmas a determinação de prazos, montante de energia a ser comercializado, preços, entre outros.

3.2.2. Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

A Lei nº 10.848/04 define que podem atuar no mercado regulado as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em atendimento ao disposto no Decreto nº 5.163/04, os agentes distribuidores devem garantir o suprimento por completo do seu mercado de energia. A contratação é feita com a realização de leilões, em que se selecionam os empreendimentos, novos ou já existentes, dos quais a distribuidora comprará a energia.

3.3. PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica foi introduzido com o objetivo de promover a diversificação da matriz energética brasileira a partir da implantação de 3.300 MW de potência instalada, divididos igualmente entre pequenas centrais hidrelétricas e fontes eólica e biomassa.

A criação do programa se deu por meio da Lei nº 10.438/02, cujo texto sofreu alterações introduzidas pela Lei nº 10.762/03.

A primeira etapa do programa previa a celebração dos contratos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS para início da operação comercial dos empreendimentos até 30 de dezembro de 2006. Segundo TAVARES (2008), tais contratos não apresentaram qualquer mudança significativa em relação àqueles já celebrados no setor elétrico. Para os projetos eólicos, haveria constante revisão da energia de referência, com a possibilidade de alteração no montante de energia contratado e em seu preço caso ela mudasse. A Eletrobrás assegurou aos contratantes o pagamento de um piso de faturamento mensal correspondente a 70% da energia contratada e a compensação das diferenças contabilizadas entre energia contratada e energia gerada.

Em relação à parte financeira, o BNDES disponibilizou uma linha de crédito específica para as empresas com contrato de compra e venda de energia firmado com a ELETROBRÁS no âmbito do Proinfa. O banco contribuiria com até 70% dos bens financiáveis, com uma taxa de juros de TJLP + 3,5% a.a., prazo de carência de até seis meses após entrada em operação comercial e prazo de amortização de até dez anos. A vigência do programa seria até o dia 30 de dezembro de 2005. Em

março de 2005, no entanto, foram anunciadas algumas alterações no programa, sendo elas o aumento da participação do banco para até 80% dos itens financiáveis, prazo de amortização de até doze anos e prazo de vigência até 30 de dezembro de 2006. O BNDES era o principal financiador do programa, mas não o único. Outras instituições tais como a Caixa Econômica Federal, Banco do Brasil e Fundo Constitucional do Nordeste atuaram na parte de financiamento do programa, seja repassando recursos do BNDES ou oferecendo linhas de crédito para viabilização dos empreendimentos.

A Tabela 1 a seguir apresenta os preços da energia contratada no Proinfa em função do fator de capacidade que a usina eólica apresenta durante sua operação:

Tabela 1: Preços para as usinas eólicas selecionadas no Proinfa

Fator de Capacidade	Valor Econômico da Tecnologia Específica por Fonte (em R$/MWh)		Piso (em R$/MWh)
$FCR = FCR_{mín}$	$VETEF_E_{máx}$	204,35	
$FCR_{mín} < FCR < FCR_{máx}$	VETEF_E	Equação	150,45
$FCR = FCR_{máx}$	$VETEF_E_{mín}$	180,18	

Fonte: Portaria MME nº 45/2004

O FCR é o Fator de Capacidade de Referência da central geradora, e seus valores máximo e mínimo foram fixados em 0,419347 e 0,324041, respectivamente.

O VETEF_E é calculado a partir da seguinte equação:

$$VETEF_E = VETEF_E_{máx} - \left[\left(\frac{VETEF_E_{máx} - VETEF_E_{mín}}{FCR_{máx} - FCR_{mín}}\right) \times (FCR - FCR_{mín})\right]$$

O FCR, por sua vez, é dado pela seguinte equação:

$$FCR = \frac{\left[ER \times \left(1 - \frac{p}{100}\right)\right] - CP}{P \times 8.760}$$

Onde:

ER: Energia de Referência da usina, estabelecida por resulução específica da ANEEL;

p: Perdas elétricas até o ponto de conexão (medição);

CP: Parcela de energia gerada na usina que corresponde ao consumo próprio, desconsiderando as perdas elétricas até o ponto de conexão;

P: Potência instalada da usina.

A Chamada Pública foi realizada obedecendo a prioridade aos empreendimentos com as LI mais antigas e limitando-se a vinte por cento a

contratação por estado para a fonte eólica. Caso a contratação não atingisse a cota de capacidade instalada prevista e ainda houvesse empreendimentos com LI válida, o saldo restante seria dividido entre os estados nos quais estão localizados tais empreendimentos. Caso as metas por fonte não fossem atingidas, a ELETROBRÁS estaria autorizada a contratar os saldos restantes nos projetos habilitados nas demais fontes.

Outro ponto a se destacar na primeira etapa do programa diz respeito ao índice de nacionalização dos equipamentos e serviços, de no mínimo 60%. Tal medida objetivava fomentar a indústria de base dos empreendimentos com base nas fontes contempladas pelo programa. Para a sua segunda etapa, o índice previsto seria ainda maior, atingindo 90%.

Dos empreendimentos habilitados, 60 foram selecionados, totalizando 1.422,922 MW de potência contratada, valor superior ao previsto para a fonte eólica.

3.4. LEILÕES DE ENERGIA

Os leilões podem ser classificados de acordo com o prazo compreendido entre a sua data de realização e a data de início do suprimento de energia. Aqueles cujos prazos são de 1, 3 ou 5 anos são denominados, respectivamente, leilões A-1, A-3 ou A-5. O prazo A-1 é destinado aos Leilões de Energia Existente (LEE), enquanto os outros dois são recorrentes em Leilões de Energia Nova (LEN) (MAGALHÃES, 2009).

Há também a classificação de leilões de acordo com a modalidade, sendo elas descritas a seguir:

3.4.1. Leilão de Energia Nova (LEN)

A EPE é responsável pela estimativa de preço unitário de energia assegurada, em R$/MWh, para os projetos de UTE e UHE, com base em uma fórmula pré estabelecida. Também lhe é atribuída a proposição de projetos para os leilões, visando o atendimento à demanda de energia. Por questões de segurança no suprimento, o planejamento deve ser tal que a energia assegurada nos projetos exceda aquela prevista para o consumo. Também o percentual de geração térmica deve complementar a geração hidráulica sem impactos negativos do ponto de vista tarifário. Poderão da mesma maneira integrar os projetos de expansão a importação de energia e as fontes alternativas, tais como eólica e biomassa.

Ao MME cabe aprovar a lista de candidatos ao leilão e o preço máximo aceito por cada MWh, sendo o vencedor aquele que ofertar o menor valor. Também ela especifica qual o tipo de contrato para o ambiente regulado é mais adequado, o referente à quantidade ou disponibilidade de energia. Quando o contrato é firmado na modalidade *qualidade*, a usina se compromete a gerar energia respeitando o montante contratado no leilão. Caso o contrato seja na modalidade *disponibilidade*, o empreendedor é pago para estar disponível a operar em situações de maior criticidade na geração de energia do país.

A promoção da licitação é de responsabilidade da ANEEL, cuja requisição para tal é feita pelo MME. O preço da energia por MWh é proposto às usinas participantes. A contratação de empreendimentos hidrelétricos e termelétricos se dará por ordem crescente de preços unitários até que a demanda da licitação seja atendida. Conhecidos tais preços, a ANEEL anuncia os vencedores do leilão com base neste critério e no de atendimento à demanda licitada. A outorga de concessão de prestação de serviço público ou uso de bem público é dada às usinas hidrelétricas selecionadas por até 35 anos. Já as usinas termelétricas têm o prazo de autorização ou concessão de até 30 anos. A CCEE é encarregada da formalização do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com os vencedores do leilão.

3.4.2. Leilão de Energia Existente (LEE)

Estes leilões são dedicados à substituição de contratos firmados anteriormente e que estão próximos do vencimento. A CCEE determina qual a quantidade de energia que será licitada, com o respaldo de declarações das concessionárias a respeito da energia necessária. O LEE, da mesma forma que o LEN, é realizado pela ANEEL, e os novos contratos serão estabelecidos com prazos que podem ser de cinco ou dez anos e início de entrega de energia previsto para janeiro do ano seguinte ao de realização do leilão.

3.4.3. Leilões especiais

3.4.3.1. Leilão de projeto estruturante

Este leilão visa a contratação de empreendimentos que, segundo a Lei nº 9.478/97, possuem caráter estratégico e de interesse público e por este

motivo devem ter sua licitação e implantação priorizadas. Tais projetos são concebidos para garantir a otimização dos fatores modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico.

3.4.3.2. Leilão de Fontes Alternativas (LFA)

Concebido com a premissa de diversificação da matriz energética nacional por meio do incentivo ao maior aproveitamento da energia eólica, solar e daquela proveniente de biomassa.

3.4.3.3. Leilão de Energia Reserva (LER)

Tem por premissa a contratação de usinas para o aumento da segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN).

À CCEE cabe a formalização do Contrato de Energia de Reserva (CER) com os vencedores do leilão. O contrato é firmado na modalidade *qualidade*, com duração de 20 anos.

3.5. MERCADO DE CURTO PRAZO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD)

Cada usina de geração possui um contrato que prevê uma certa quantidade de energia a ser injetada na rede. Na prática, nem sempre o contrato é cumprido, podendo a usina produzir mais ou menos energia que o previsto. Neste caso, o empreendimento em questão recorre ao chamado Mercado de Curto Prazo (MCP), no qual a diferença entre energia produzida e energia contratada será creditada ou debitada na conta do agente gerador.

O preço vigente no mercado de curto prazo é o chamado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Sua formação tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO) para um dado período e patamar de carga para cada submercado. Estas subdivisões estão indicadas no Quadro 2:

Quadro 2: Subdivisões consideradas para o cálculo do PLD

Patamares de Carga	Submercados
Leve	Norte
Médio	Nordeste
Pesado	Sul
	Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: Elaboração própria, com base em MAGALHÃES (2009)

A determinação do CMO considera os seguintes fatores:

- Condições hidrológicas;
- Demanda de energia;
- Preço do combustível usado nas UTEs;
- Custo de déficit;
- Entrada de novos projetos;
- Disponibilidade de equipamentos de geração;

O PLD busca equilibrar as vantagens e desvantagens da participação de UTEs e UHEs no Setor Elétrico. Uma UHE, no contexto brasileiro, é mais econômica, porém o seu aproveitamento máximo aumenta o risco de um futuro racionamento de energia. Já a maior participação de UTEs aumenta a confiabilidade do sistema, no entanto é observado também um acréscimo nos custos devido ao uso de combustível (STACKE SILVA, 2009).

3.6. LICENCIAMENTO AMBIENTAL

O Licenciamento Ambiental trata-se da autorização e acompanhamento, por um órgão ambiental, da implantação e operação de um empreendimento que se utiliza de recursos naturais ou que realiza atividades consideradas poluidoras em qualquer grau. A Lei Federal nº 6.938/81 tornou o Licenciamento Ambiental obrigatório para todos os empreendimentos mencionados na Resolução CONAMA nº 237/97, estando incluídas quaisquer usinas destinadas à geração de energia.

Caso o empreendimento desenvolva atividades ou seu impacto ambiental se estenda por mais de um estado, o IBAMA, órgão ambiental de responsabilidade Federal, será o encarregado da emissão da licença ambiental e fiscalização. Do contrário, a função será exercida por um órgão ambiental estadual ou municipal.

A Licença Ambiental é o documento no qual o órgão competente estabelece regras, condições, restrições e ações a serem executadas pela empresa em prol do cuidado com o meio ambiente no qual ele está inserido.

3.6.1. Etapas do licenciamento ambiental

Conforme disposto na Resolução CONAMA nº 237/97, o processo de licenciamento é dividido em três etapas:

3.6.1.1. Licença Prévia (LP)

Atesta a viabilidade ambiental de um projeto, aprova sua localização e concepção tecnológica e determina as condições para elaboração do projeto executivo. Deve ser requisitada ao IBAMA no período de planejamento da implantação, alteração ou ampliação do empreendimento.

3.6.1.2. Licença de Instalação (LI)

Autoriza o início da obra ou instalação do empreendimento. Sua validade, que não deve ser superior a seis anos, está indicada no cronograma de instalação do projeto ou atividade. A Autorização de Supressão de Vegetação é requisitada quando o empreendimento envolve desmatamento.

3.6.1.3. Licença de Operação (LO)

Autoriza o funcionamento da obra/empreendimento, portanto deve ser solicitada antes que o mesmo entre em operação. O prazo de validade deve estar compreendido no período de quatro a dez anos. A concessão desta licença está condicionada à vistoria para verificação da conformidade entre as exigências, o que foi desenvolvido durante a instalação do empreendimento e o que está previsto na LP e LI.

A obtenção de cada licença requer a elaboração de um estudo específico por parte do responsável pelo empreendimento. No caso da LP, deve-se apresentar o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). O primeiro é um documento no qual constam o diagnóstico ambiental do meio, análise de impactos ambientais, definição de medidas mitigadoras dos impactos negativos e programas de acompanhamento e monitoramento. Já o segundo é o documento no qual se discute as informações e conclusões presentes no EIA. Quando se trata da LI, faz-se necessária a elaboração do Plano Básico Ambiental (PBA). Baseando-se nos impactos identificados no EIA, este documento trata da descrição de ações para minimização de impactos ambientais negativos e maximização dos positivos. Por fim, para obtenção do LO, elabora-se um conjunto de relatórios que descrevam as ações e medidas mitigadoras mencionadas na LP e LI.

3.7. OPERAÇÃO EM TESTE

A Resolução Normativa n° 583/13 define a operação em teste como a situação, seguinte à conclusão de obras, em que o agente gerador produz energia para testar o sincronismo de suas máquinas com a rede elétrica.

O Art. 3º determina que devem passar pelo processo de operação em teste os seguintes agentes:

- Os que contabilizam energia na CCEE ou comercializam energia diretamente com a distribuidora, este último estabelecido por meio de registro, autorização ou concessão;
- Os que se encontram na situação de operação comercial e, posteriormente, venham a contabilizar energia na CCEE ou comercializar diretamente com a distribuidora;
- No caso das usinas termelétricas, os que alteram seu combustível principal;

3.7.1. Solicitação de início de operação em teste à SFG

Para que a solicitação de operação em teste seja aprovada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG), os seguintes documentos devem ser apresentados:

- Comprovação de atendimento às condições de registro, autorização ou contrato de concessão da usina e aos documentos de processos da ANEEL;
- Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede – Operação em Teste (DAPR-T), emitido pelo ONS;
- Cópia autenticada ou original da declaração do Agente de Distribuição, confirmando o atendimento às condicionantes do parecer de acesso e aos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) ou informando a inexistência de relacionamento.

Uma vez que os documentos sejam apresentados à ANEEL e estejam todos em conformidade com o que pede a Resolução 583, o prazo para liberação é de até 5 dias após a data de protocolo.

3.8. OPERAÇÃO COMERCIAL

A Resolução ANEEL nº 583/13 estabelece a operação comercial como a situação operacional em que o agente gerador produz energia para atender aos

seus compromissos mercantis e/ou para abastecimento da própria unidade geradora.

Os agentes que passam pelo processo de operação comercial são os mesmos sujeitos à operação em teste, com a adição dos seguintes:

- Agente autorizado que não contabiliza a energia na CCEE ou não comercializa energia diretamente com a distribuidora;
- Agente detentor de registro que não contabiliza a energia na CCEE ou não comercializa energia diretamente com a distribuidora;

Ambos os agentes citados são dispensados da necessidade de requisição da operação em teste.

3.8.1. Solicitação de início de operação comercial à SFG

Para que a usina seja autorizada a iniciar a operação comercial, os seguintes documentos devem ser apresentados à SFG:

- Comprovação de atendimento às condições de registro, autorização ou contrato de concessão da usina e aos documentos de processos da ANEEL;
- Cópia da Licença de Operação emitida pelo órgão ambiental competente;
- Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede em Caráter Definitivo (DAPR-D), emitido pelo ONS;
- Cópia autenticada ou original da declaração do Agente de Distribuição, confirmando o atendimento às condicionantes do parecer de acesso e ao PRODIST ou informando a inexistência de relacionamento;
- Informe de obtenção da Declaração de Adimplemento válida da CCEE;
- Em caso de usina termelétrica despachada centralizadamente e cujo combustível principal é fóssil, apresentação de cópia do respectivo contrato de suprimento do combustível, contemplando a cláusula de penalidade do Art. 6º da Resolução 583.

Os agentes autorizados que não contabilizam energia na CCEE ou não estão com a energia comprometida diretamente com a distribuidora ficam dispensados da apresentação dos documentos referidos nos quatro últimos itens.

A SFG poderá conceder, por tempo determinado e não superior a um ano, a liberação para operação comercial, desde que se declare o atendimento provisório aos requisitos.

3.9. APTIDÃO À OPERAÇÃO COMERCIAL

Em alguns casos, como descrito na Resolução ANEEL 583/13, o agente gerador se encontra com as obras concluídas e está apto a disponibilizar energia na rede elétrica, mas não pode fazê-lo por motivo de atraso ou restrição no sistema de transmissão ou distribuição. Caso esta usina tenha participado de leilão e no CCEAR assinado por ela tenha uma cláusula que contemple a situação, a ANEEL pode emitir um despacho atestando a aptidão da usina à operação comercial. Tal despacho confere ao empreendedor o direito de receber a receita equivalente ao que receberia se estivesse em operação comercial.

Uma vez que o impedimento não mais exista, a usina deverá obter a liberação para operação comercial em até 30 dias após a entrada em operação da linha de transmissão ou distribuição.

4. USINAS EÓLICAS

Este capítulo é destinado ao detalhamento das etapas de implantação de um parque eólico. A Figura 2 apresenta um fluxograma que resume os principais itens a serem executados até a entrada em operação comercial.

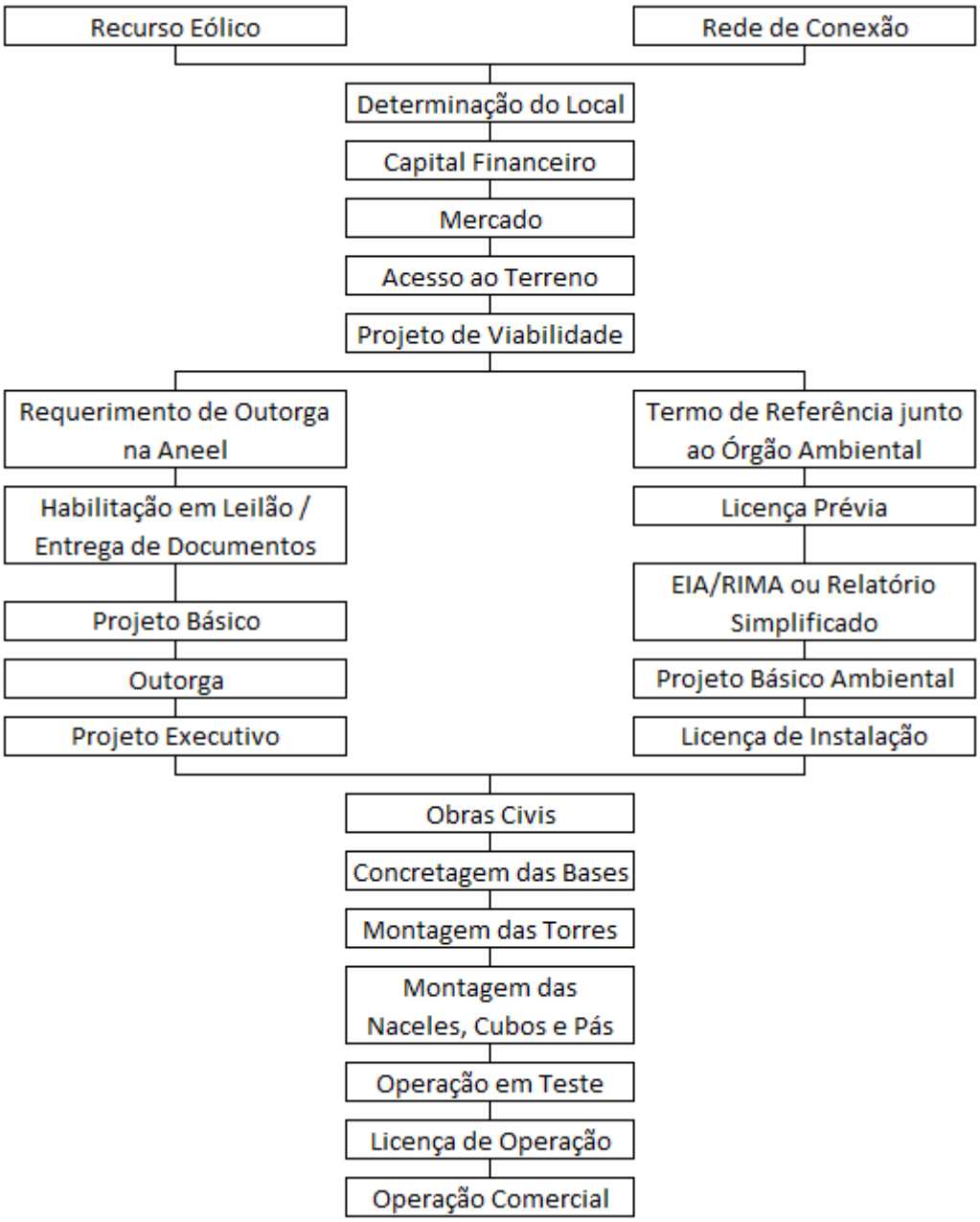

Figura 2: Etapas de implantação de um parque eólico
Fonte: Elaboração própria, com base em SALINO (2011)

4.1. DETERMINAÇÃO DE VIABILIDADE

A implantação de um parque eólico envolve, inicialmente, uma série de estudos cujos resultados indicarão se o empreendimento é ou não viável. O primeiro trata-se da caracterização do local, que, segundo ROSAS (2003), é realizada por intermédio da análise dos seguintes dados:

- Recurso eólico: a caracterização do regime de ventos do local será a base para o Projeto Básico do empreendimento e para a escolha dos equipamentos que melhor se adequam ao projeto elétrico otimizado;
- Rede elétrica de conexão: a caracterização da rede envolve informações sobre o nível de tensão de conexão, distância entre a central eólica e o ponto de conexão e a potência de curto-circuito da subestação. A partir destes dados é possível elaborar o projeto elétrico básico da usina e avaliar o impacto na operação da rede e qualidade da energia elétrica.

A etapa seguinte se trata de um estudo de viabilidade financeira. Um dos pontos a ser considerado é a disponibilidade de recursos, próprios ou de terceiros, para o investimento em no parque eólico. Segundo BRACIANI (2011), o custo de implantação de uma usina eólica é composto pelos seguintes itens:

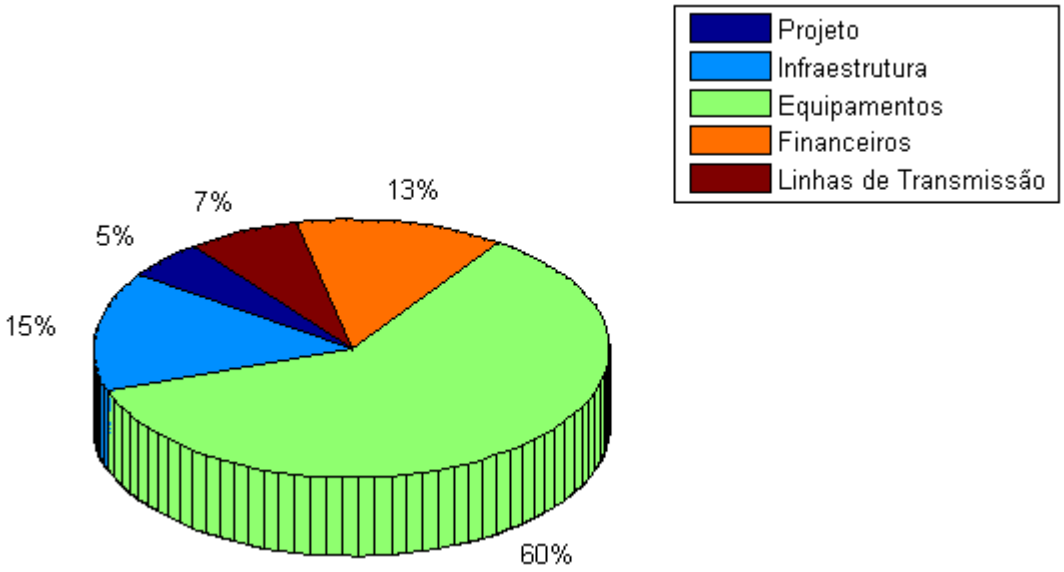

Figura 3: Composição do custo de implantação de um parque eólico
Fonte: BRACIANI (2011)

RICOSTI (2011) apresenta os seguintes dados a respeito do investimento necessário para a implantação de um parque eólico:

Tabela 2: Custo por kW instalado das usinas eólicas ao longo do tempo

Ano	R$/kW Instalado
2006	7.497,00
2009	4.913,00
2010	4.313,00

Fonte: RICOSTI (2011)

Apesar da queda considerável do custo de implantação das usinas eólicas no decorrer do tempo, tal valor ainda é superior aos de usinas hidrelétricas e termelétricas, que são em média, respectivamente, R$ 2.648,00 e R$ 2.147,00, segundo BRACIANI (2011).

Outro aspecto da viabilidade financeira é a definição de como será comercializada a energia produzida, se o empreendimento integrará o ACR ou ACL. Esta parte permite determinar se haverá o retorno do investimento.

4.2. OUTORGA E LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Uma vez elaborado o projeto de viabilidade da usina, duas etapas serão conduzidas concomitantemente: a ambiental e a de outorga.

A parte de outorga consiste no requerimento da mesma à ANEEL. De acordo com a Resolução Normativa nº 391, de 15 de dezembro de 2009, o empreendedor deve disponibilizar documentos que atestem sua qualificação tanto jurídica quanto técnica para a implantação da usina. Caso a energia gerada seja comercializada no ACR, o empreendimento deve providenciar sua habilitação em leilão. Também no ato de solicitação o empreendedor deve apresentar o cronograma de obras da usina. Após a entrega dos documentos requisitados pela ANEEL e finalização do projeto básico, o empreendedor recebe a outorga para implantação e exploração do parque eólico.

A parte ambiental se inicia com a entrega do Termo de Referência ao órgão ambiental competente. Para a obtenção da Licença Prévia, deverão ser entregues os documentos referentes ao projeto da usina, impactos ambientais associados à sua construção e o plano de controle e mitigação de riscos ambientais. Tal licença constitui um dos documentos exigidos pela ANEEL para a outorga do empreendimento. Posteriormente, deve-se submeter o EIA/RIMA ou Relatório Simplificado, o Projeto Básico Ambiental e o Projeto Executivo para requisição da Licença de Instalação, que é necessária para o início de obras.

4.3. CONSTRUÇÃO DO PARQUE EÓLICO

Com o empreendimento já outorgado e a Licença de Instalação expedida, dá-se início à construção da usina. O primeiro marco importante a ser cumprido é o início das obras civis, que são aquelas relacionadas ao parque eólico propriamente dito. Não se considera para este marco eventos como a construção dos acessos e a montagem do canteiro de obras, que não estão diretamente relacionados ao empreendimento. Em seguida há a concretagem das bases nas quais, posteriormente, serão montadas as torres, naceles, cubos e pás que compõe o aerogerador. Estando as obras finalizadas, o agente deve realizar o comissionamento e a operação em teste, que são, respectivamente, o teste das máquinas a vazio e em sincronismo com a rede. Após a conclusão dos testes e obtenção da Licença de Operação, a usina é liberada pela ANEEL para a operação comercial.

5. METODOLOGIA

5.1. HISTÓRICO E DEFINIÇÃO DO CAMPO DE ESTUDO

Inicialmente, o presente trabalho se estendia à analise de usinas hidrelétricas, termelétricas e pequenas centrais hidrelétricas, além de usinas eólicas. Ao longo da coleta de dados, no entanto, percebeu-se que a análise dos quatro tipos de usinas é de tal complexidade que o tornaria inexequível no prazo determinado para a conclusão do estudo.

A definição dos empreendimentos integrantes deste estudo se deu de forma a selecionar aqueles cujos dados necessários às análises fossem conhecidos em sua totalidade. Quanto mais recente a usina, maior a tendência de organização e consistência de suas informações. Neste sentido, um estudo envolvendo usinas eólicas apresenta-se como o mais promissor, dada a abrangência do espaço amostral com o qual é possível trabalhar.

5.2. DADOS

Os dados necessários para as análises e a maneira pela qual os mesmos foram obtidos estão relacionados no Quadro 3:

Quadro 3: Forma de obtenção de dados para o estudo

Informação	Modalidade de Contratação	Fonte
Nome Localização Potência Instalada	Ambas	BIG - Banco de Informações de Geração
Data de Outorga Marcos Intermediários de Implantação (Outorgados) Operação Comercial da Última Unidade Geradora (Realizada)	Ambas	SOPHIA - Biblioteca Digital da ANEEL
Operação Comercial da Última Unidade Geradora (Outorgada)	ACL	
Tipo de Leilão Data de Suprimento do Leilão	ACR	Edital do Leilão
Marcos Intermediários de Implantação (Realizados)	Ambas	Relatórios de Progresso da Usina
Motivo de Atraso	Ambas	Notas Técnicas (ANEEL) e Cartas dos Agentes
Grupos Empresariais que Controlam os Empreendimentos	Ambas	Site da ANEEL

Fonte: Elaboração própria

Entre as fontes de consulta, os relatórios de progresso dos empreendimentos, as notas técnicas e ofícios, ao contrário do restante, não se encontram disponíveis para consulta pública. Tais documentos se encontram anexos aos processos da SFG referentes a cada usina.

Dentre um total de 233 usinas sob regime de produção independente de energia elétrica que iniciaram sua operação comercial até 8 de maio de 2015, de 218 se conheciam todos os dados relacionados no Quadro 3, e por este motivo foram selecionadas para integrar o estudo.

5.3. MOTIVO DE ATRASO

Ao longo da implantação de uma usina de energia elétrica, diversos fatores se apresentam como impeditivos à conclusão de obras no prazo desejado. Neste estudo, os motivos listados para o atraso na implantação de cada empreendimento foram classificados em cinco categorias, representadas no Diagrama de Ishikawa a seguir:

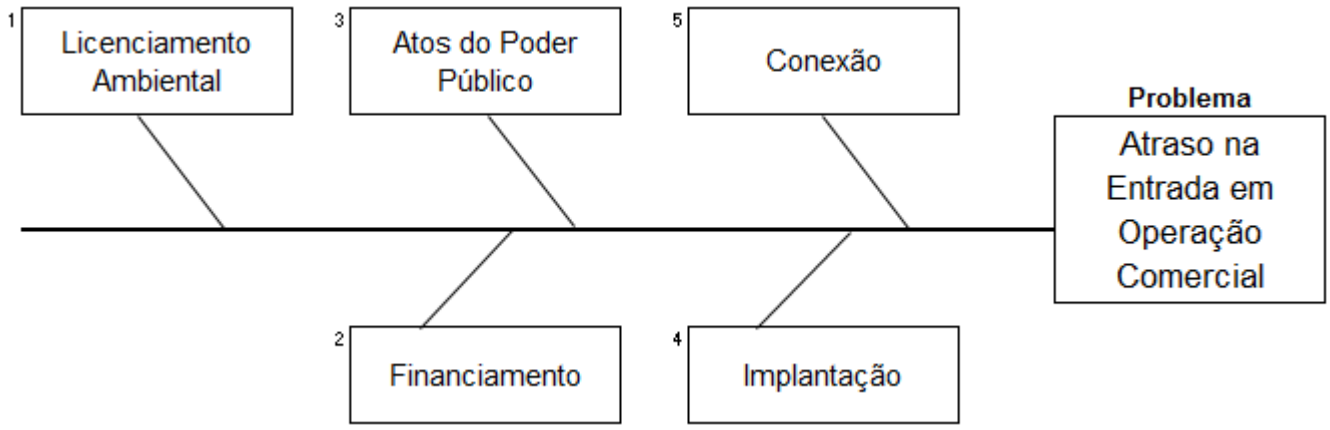

Figura 4: Possíveis motivações para atraso na implantação de usinas eólicas
Fonte: Elaboração própria

Classifica-se como atraso decorrente de licenciamento ambiental todo aquele motivado por decisões de órgão ambientais, tais como IBAMA, órgãos estaduais, IPHAN, ICMBIO, entre outros.

O item Financiamento diz respeito aos atrasos em consequência de problemas financeiros, independentemente se são próprios ou de terceiros.

Diz-se que o atraso de uma usina é motivado por Atos do Poder Público quando o mesmo envolve uma decisão tomada por quaisquer órgãos públicos, excetuando-se aqueles relacionados no item Licenciamento Ambiental.

O item Implantação é destinado aos atrasos 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, situação fundiária.

A classificação no item Conexão acontece quando a usina se encontra impossibilitada de escoar energia para a rede em razão da indisponibilidade da linha de transmissão. É importante ressaltar que este item não se aplica às denominadas linhas de transmissão de interesse restrito, cujas obras são de incumbência do mesmo Agente responsável pela usina. Neste caso, o motivo pelo qual a linha de transmissão não teve sua obra concluída no prazo será classificado de acordo com os quatro itens anteriores.

5.4. ANÁLISES

As primeiras análises deste estudo respeitarão a divisão entre Proinfa, usinas de Leilão (ACR) e usinas do ACL. O Proinfa, apesar de caracterizar-se como mercado regulado da mesma forma que as usinas de Leilão, será analisado separadamente por possuir particularidades que tornam os resultados diferenciados.

As análises seguintes dizem respeito ao desempenho das usinas dos pontos de vista do porte, grupo empresarial responsável pela implantação e leilões do qual participaram.

Os seguintes períodos foram determinados, todos em meses:

- Quanto tempo, em média, o empreendedor estimou que precisaria desde a emissão da outorga até o início de obras e o tempo que, de fato, precisou. Nas análises, este período é identificado como planejamento;
- Quanto tempo, em média, o empreendedor estimou que seria necessário para concluir as obras da usina e iniciar a operação comercial, além do tempo em que esta atividade foi realizada realmente. É identificado como *construção*;
- Quanto tempo o empreendedor atrasou para concluir o parque eólico.

Devido ao grau de dispersão observado nos dados, optou-se por determinar não apenas a média dos valores, mas também o desvio-padrão, variância, mediana e os valores mínimo e máximo dos dados.

Para melhor visualização da dispersão, utilizou-se o *boxplot*, uma ferramenta gráfica do software Matlab. O *boxplot* se trata de uma caixa construída paralelamente ao eixo das ordenadas. A caixa, em linha azul, representa os valores

que correspondem a 50% dos dados. A linha vermelha que atravessa a caixa representa a mediana e a linha preta representa o restante dos dados e em sua extremidade estão os valores mínimo e máximo da série. Já os sinais de '+' em vermelho representam os valores atípicos. A Figura 5 mostra um exemplo:

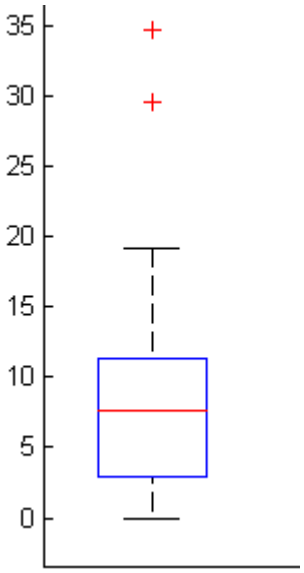

Figura 5: Exemplo de representação de dados no boxplot

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Considerando as usinas estudadas, a Figura 6 mostra um gráfico que relaciona, em termos de potência instalada, o que estava previsto para o referido ano e o que, de fato, iniciou a operação comercial:

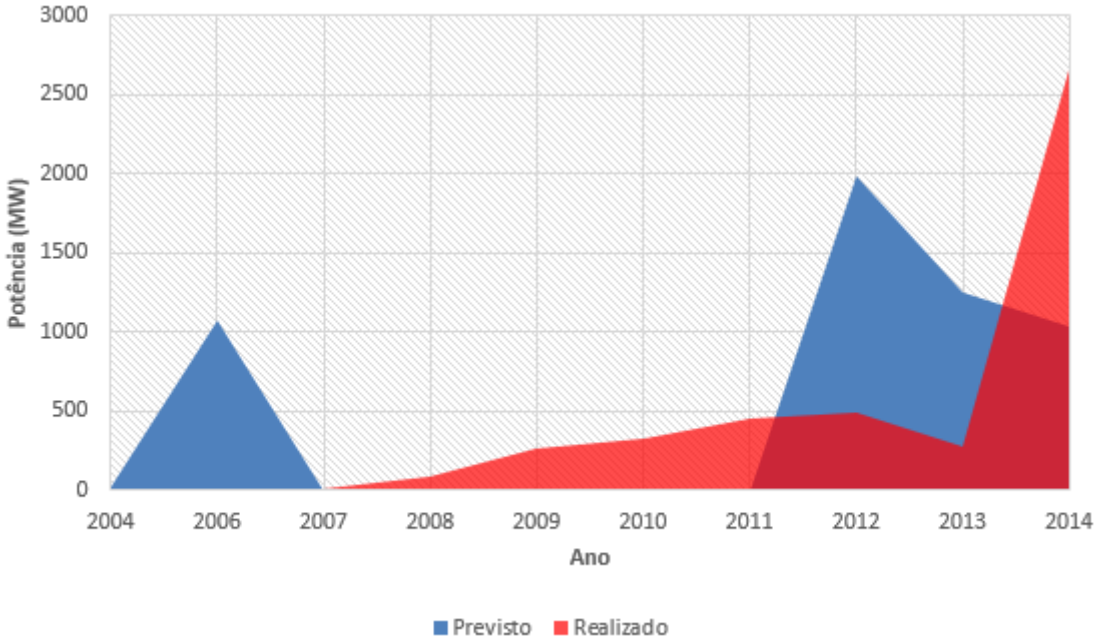

Figura 6: Comparação entre o MW previsto e o realizado por ano

A Figura 7, por sua vez, apresenta, também em termos de potência, a parcela das usinas que entraram em operação comercial no referido ano, mas que deveriam tê-lo feito em anos anteriores:

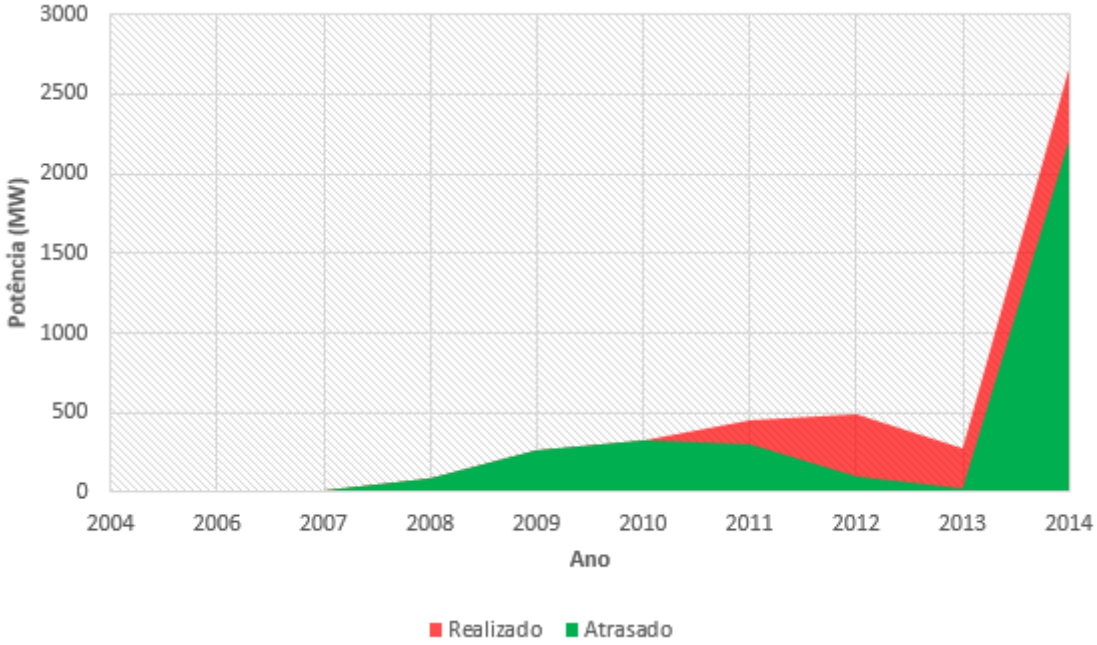

Figura 7: Parcela do MW realizado referente a usinas atrasadas

A figuras introduzem, de forma preliminar, qual é a situação das usinas eólicas no que diz respeito ao cumprimento do cronograma. À exceção dos anos de 2012 e 2013, a maioria dos empreendimentos que iniciaram a operação comercial atrasaram o cronograma indicado na outorga. No ano de 2014 a expectativa foi superada, mas isto aconteceu devido ao acúmulo de usinas atrasadas, cerca de 82%, e não ao bom desempenho na implantação das usinas.

6.1. PROINFA

Dos empreendimentos analisados, 48 participaram do Proinfa. A Tabela 3 apresenta o tempo médio de implantação das usinas que participaram do programa e a Figura 8 mostra a representação em boxplot:

Tabela 3: Tempo médio de implantação (Proinfa)

PERÍODO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	VARIÂNCIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO
Planejamento (outorga)	13,85	6,91	47,81	12,70	1,87	28,67
Construção (outorga)	68,30	18,69	349,25	69,18	32,27	119,73
Total (outorga)	82,15	17,40	302,92	85,62	45,57	121,87
Planejamento (real)	67,90	18,07	326,37	70,62	27,30	116,83
Construção (real)	14,47	4,90	24,00	14,90	3,50	29,63
Total (real)	82,37	17,97	322,96	85,62	45,57	132,57

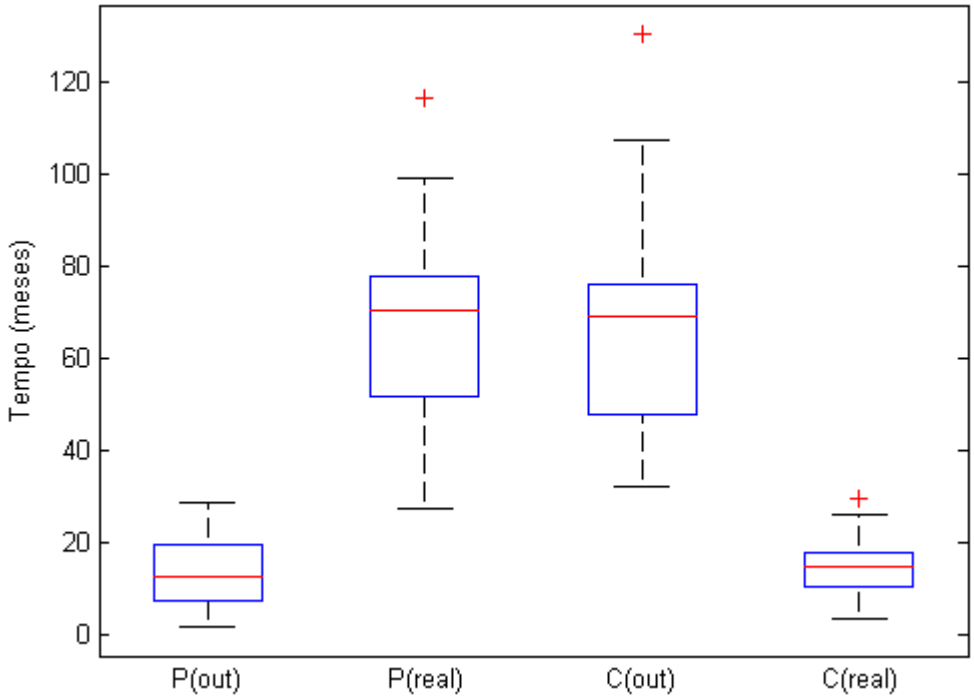

Figura 8: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Proinfa

Nas representações em boxplot, P(out), P(real), C(out) e C(real) designam, respectivamente, o planejamento outorgado, planejamento (real), construção outorgada e construção (real). Todos os valores explicitados tanto na Tabela 3 quanto nas tabelas subsequentes são dados em meses.

É possível observar que o período de planejamento outorgado foi demasiado otimista se comparado ao real. Todos os empreendimentos estudados que participaram do Proinfa obtiveram suas outorgas entre março de 2001 e abril de 2004. Até dezembro de 2005, todas as usinas deveriam estar com as obras em andamento. A realização da Chamada Pública do Proinfa em junho de 2004, no entanto, fez com que a etapa de planejamento se estendesse.

A etapa de construção, em contrapartida, teve duração bem inferior ao previsto.

A Tabela 4 apresenta o tempo de atraso dos empreendimentos e o que cada atraso representou em termos de capacidade instalada:

Tabela 4: Usinas atrasadas e adiantadas (Proinfa)

USINAS ATRASADAS		
TEMPO	**QTDE**	**MW**
Entre 0 e 6 meses	0	0
Entre 6 e 12 meses	1	10,20
Entre 12 e 24 meses	4	76,00
Superior a 24 meses	42	975,88
Total	**47**	**1062,08**
USINAS DENTRO DO PRAZO		
TEMPO	**QTDE**	**MW**
Entre 0 e 6 meses	1	9,00
Entre 6 e 12 meses	0	0,00
Entre 12 e 24 meses	0	0,00
Superior a 24 meses	0	0,00
Total	**0**	**9,00**

Como é possível observar na Tabela 4, somente um empreendimento teve sua operação comercial iniciada dentro do prazo até dezembro de 2006, definido inicialmente para o Proinfa. O restante dos empreendimentos atrasou a entrega de energia em, pelo menos, seis meses, tendo a maioria apresentado atraso superior a 24 meses.

A Tabela 5 mostra os motivos de atraso:

Tabela 5: Motivo de atraso (Proinfa)

Motivo de Atraso	Quantidade	Porcentagem (%)
Licenciamento Ambiental	14	29,17
Viabilidade Financeira	4	8,33
Atos do Poder Público	17	35,42
Conexão	9	18,75
Implantação	35	72,92

Entre eles, destacam-se aqueles relacionados à implantação do empreendimento. Entre as 35 alegações verificadas para este item, 31 estão relacionadas ao fornecimento de equipamentos, sendo tal impeditivo uma consequência do índice de nacionalização estabelecido pelo Proinfa, de no mínimo 60% dos equipamentos e serviços. Tal medida objetivava impactar positivamente na consolidação do mercado de usinas eólicas. No entanto, foi o mercado pouco desenvolvido que impactou negativamente no cumprimento do cronograma da maioria dos empreendimentos. As poucas empresas existentes na época capazes de fornecer equipamentos ficaram sobrecarregadas com a demanda gerada pelo Proinfa e, consequentemente, não puderam cumprir todos os prazos acordados com os empreendedores.

A participação dos empreendimentos no Proinfa e a ocorrência de atrasos no fornecimento de equipamentos verificada em aproximadamente 63% dos casos estudados são os maiores responsáveis pela média superior a 5 anos do período de planejamento realizado.

O segundo motivo de atraso mais recorrente foi relacionado aos atos do poder público. Das 17 ocorrências, 10 estavam relacionadas à alteração de características técnicas, que o agente gerador solicita ao Ministério de Minas e Energia (MME) e este é encarregado de analisar o pedido e, em caso de deferimento, publicar uma Portaria registrando a alteração.

6.2. USINAS DE LEILÃO E ACL

Entre as usinas estudadas, 155 comercializam energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), sendo contratadas por meio de leilões, e 15 o fazem no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A Tabela 6 apresenta o tempo médio de implantação para as usinas de Leilão e a Figura 9 mostra a representação em boxplot:

Tabela 6: Tempo médio de implantação (Leilão)

PERÍODO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	VARIÂNCIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO
Planejamento (outorga)	8,02	6,02	36,22	7,57	0,00	34,63
Construção (outorga)	13,93	6,38	40,69	14,27	0,00	25,40
Total (outorga)	21,95	7,82	61,17	23,20	0,00	42,80
Planejamento (real)	13,63	7,01	49,12	13,07	-1,30	28,47
Construção (real)	23,50	8,38	70,20	23,77	6,50	40,77
Total (real)	37,13	9,75	95,11	38,30	10,50	53,47

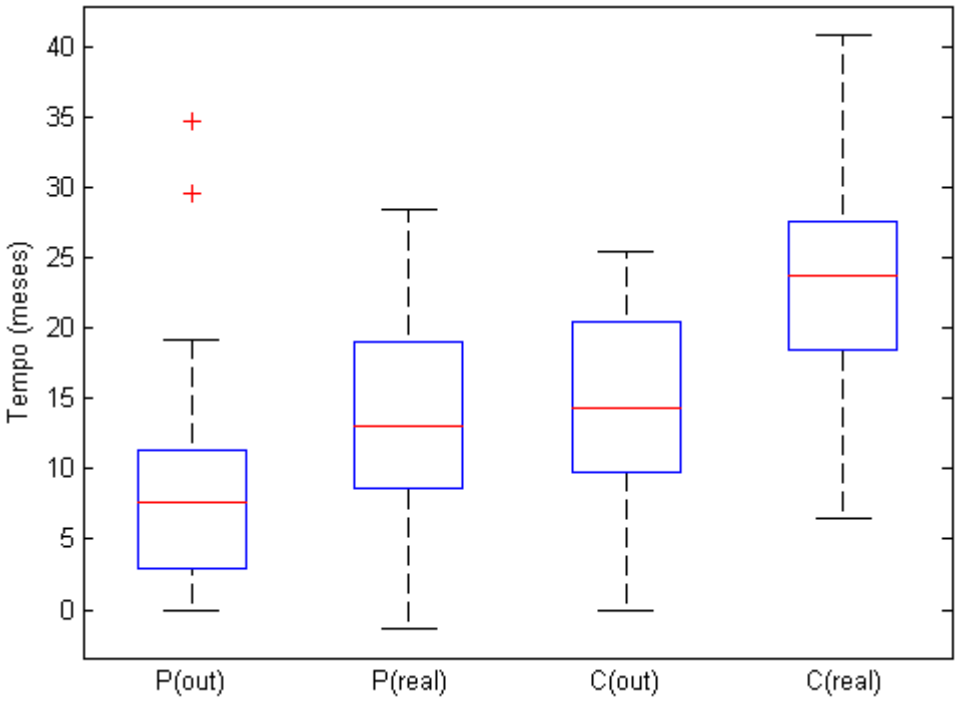

Figura 9: Representação em boxplot do desempenho das usinas de Leilão

É possível observar nesta análise que ambas as etapas realizadas, planejamento e construção, duraram mais tempo que o previsto.

Na Tabela 6, o valor mínimo de tempo verificado para e etapa de planejamento real é um número negativo, indicando que as obras do parque eólico foram iniciadas anteriormente à emissão da outorga. Uma vez que um empreendimento sagra-se vencedor de um leilão, sua outorga não é emitida de imediato. Neste estudo, a média de tempo entre a realização do leilão e a emissão de outorga dos empreendimentos vencedores foi de 7 meses. Em poucos casos, o empreendedor tem condições de iniciar obras antes da emissão da outorga, e pode

fazê-lo mediante a solicitação e aprovação pela ANEEL do chamado Despacho de Requerimento de Outorga (DRO).

A Tabela 7 apresenta o tempo médio de implantação para as usinas do ACL e a Figura 10 mostra a representação em boxplot:

Tabela 7: Tempo médio de implantação (ACL)

PERÍODO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	VARIÂNCIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO
Planejamento (real)	6,26	18,90	357,12	-0,57	-8,20	73,00
Construção (real)	28,49	10,83	117,32	35,00	7,27	35,33
Total (real)	34,75	13,81	190,64	34,43	11,97	81,10

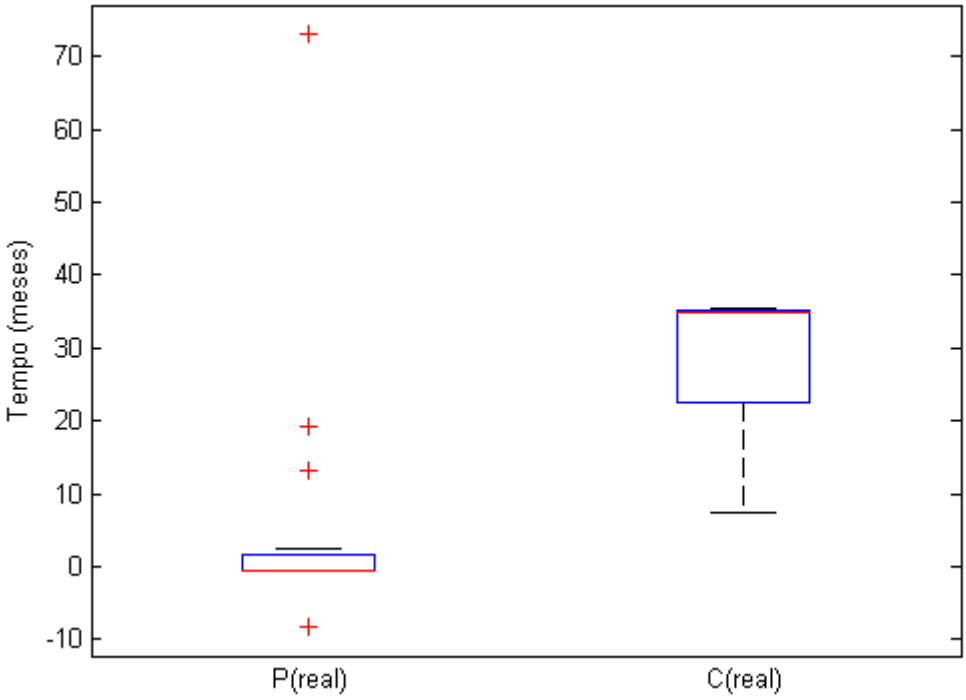

Figura 10: Representação em boxplot do desempenho das usinas do ACL

No caso das usinas do ACL, o motivo pelo qual não há referência aos tempos médios outorgados é a ausência do marco de início de obras na maioria dos atos autorizativos. As usinas nesta categoria geralmente informam apenas os marcos de início da operação em teste e comercial.

O tempo de planejamento realizado pelas usinas do ACL se mostra bem mais rápido do que o verificado para usinas que participam do mercado regulado. Isto se deve ao fato de que a fase de planejamento destas usinas costuma iniciar bem

antes da outorga, esta requerida quando o empreendimento está próximo de ter as obras iniciadas.

As Tabelas 8 e 9 mostram a relação de usinas cuja execução do cronograma foi cumprida no prazo, atrasou ou adiantou:

Tabela 8: Usinas atrasadas e dentro do prazo (Leilão)

USINAS ATRASADAS		
TEMPO	**QTDE**	**MW**
Entre 0 e 6 meses	18	495,09
Entre 6 e 12 meses	29	761,40
Entre 12 e 24 meses	58	1705,80
Superior a 24 meses	30	685,30
Total	**135**	**3647,59**
USINAS DENTRO DO PRAZO		
TEMPO	**QTDE**	**MW**
Entre 0 e 6 meses	9	174,20
Entre 6 e 12 meses	6	164,00
Entre 12 e 24 meses	5	94,80
Superior a 24 meses	0	0
Total	**20**	**433,00**

Tabela 9: Usinas atrasadas (ACL)

USINAS ATRASADAS		
TEMPO	**QTDE**	**MW**
Entre 0 e 6 meses	1	27,675
Entre 6 e 12 meses	2	59,70
Entre 12 e 24 meses	11	194,99
Superior a 24 meses	1	25,20
Total	**15**	**307,565**

Entre as usinas de leilão, 135 não cumpriram o cronograma, o que representa cerca de 87% do total nesta categoria. Já para as usinas do ACL, verifica-se um atraso de 100%. Em ambos os casos, a maioria dos atrasos acontece em um período de tempo compreendido entre 12 e 24 meses.

As Tabelas 10 e 11 mostram os motivos de atraso:

Tabela 10: Motivo de atraso (Leilão)

Motivo Atraso	Quantidade	Porcentagem (%)
Licenciamento Ambiental	14	9,03
Viabilidade Financeira	3	1,94
Atos do Poder Público	30	19,35
Conexão	86	55,48
Implantação	23	14,84

Tabela 11: Motivo de atraso (ACL)

Motivo de Atraso	Quantidade	Porcentagem (%)
Licenciamento Ambiental	2	13,33
Viabilidade Financeira	1	6,67
Atos do Poder Público	1	6,67
Conexão	12	80,00
Implantação	2	13,33

Em ambos os casos, a conexão foi apontada pela maioria dos agentes como sendo a responsável pelo atraso. Se comparadas às hidrelétricas e termelétricas, as usinas eólicas são de pequeno porte, com a maioria de seus empreendimentos com capacidade instalada não superior a 30 MW. O principal motivador para isso está disposto na Lei nº 9.427/96, que autoriza a redução de 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para, entre outros empreendimentos, usinas eólicas cuja potência injetada na rede de transmissão é inferior a 30 MW. Como existem usinas próximas com pouca energia para escoar, a tendência é que muitas compartilhem a mesma subestação que leva à linha de transmissão. Desta forma, o atraso de uma obra de transmissão pode impactar a entrada em operação comercial de várias usinas eólicas. Neste estudo, os 98 atrasos, considerando usinas do ACR e ACL, devidos à conexão estão associados ao atraso de somente 8 obras de transmissão. Nestes casos, o escoamento da energia produzida pela usina fica impossibilitado, o que impacta a fase final da implantação, que é a operação em teste e a operação comercial. Por esta razão observou-se um tempo de construção bem superior ao de planejamento.

Para as usinas de leilão, assim como observado no caso do Proinfa, tem-se atos do poder público como segunda maior causa de atraso. Das 30 alegações, 13 estão relacionadas a alteração de características técnicas e 16 à assinatura do

contrato de comercialização de energia, sendo este de competência da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Dos 135 empreendimentos participantes de leilão que não cumpriram o cronograma, 50 foram reconhecidas como aptas à operação comercial após o término da construção, totalizando 1.265,49 MW de potência instalada.

Sabe-se que o atraso nas obras das linhas de transmissão afeta os marcos de operação em teste e comercial. Dos 86 empreendimentos de Leilão que apresentaram problemas de conexão, 77 foram afetados exclusivamente por este item. No entanto, 72 destes atrasaram o cumprimento de ao menos um dos marcos anteriores à operação em teste, sendo eles o início de obras, concretagem das bases dos aerogeradores, montagem das torres e montagem eletromecânica. Isto indica que a conexão pode ter sido o maior problema, mas não o único.

6.2.1. Análise de desempenho por porte da usina

Para esta análise, as usinas foram classificadas em uma das quatro categorias de acordo com a potência instalada: até 10 MW, entre 10 e 20 MW, entre 20 e 30 MW e acima de 30 MW.

Das 170 usinas de ACR e ACL analisadas, 7 têm potência instalada até 10 MW. A Tabela 12 mostra o desempenho desta categoria e a Figura 11 apresenta a representação no boxplot:

Tabela 12: Tempo médio de implantação das usinas até 10 MW

Usinas até 10 MW						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	4,96	5,34	28,54	2,77	0,00	13,60
Construção (outorga)	11,46	8,56	73,22	9,77	0,00	20,43
Total (outorga)	16,41	10,38	107,83	22,73	0,00	23,20
Planejamento (real)	12,21	10,62	112,72	14,43	-1,30	23,20
Construção (real)	22,64	6,42	41,16	24,43	7,57	29,33
Total (real)	34,85	14,27	203,61	43,77	10,50	47,63

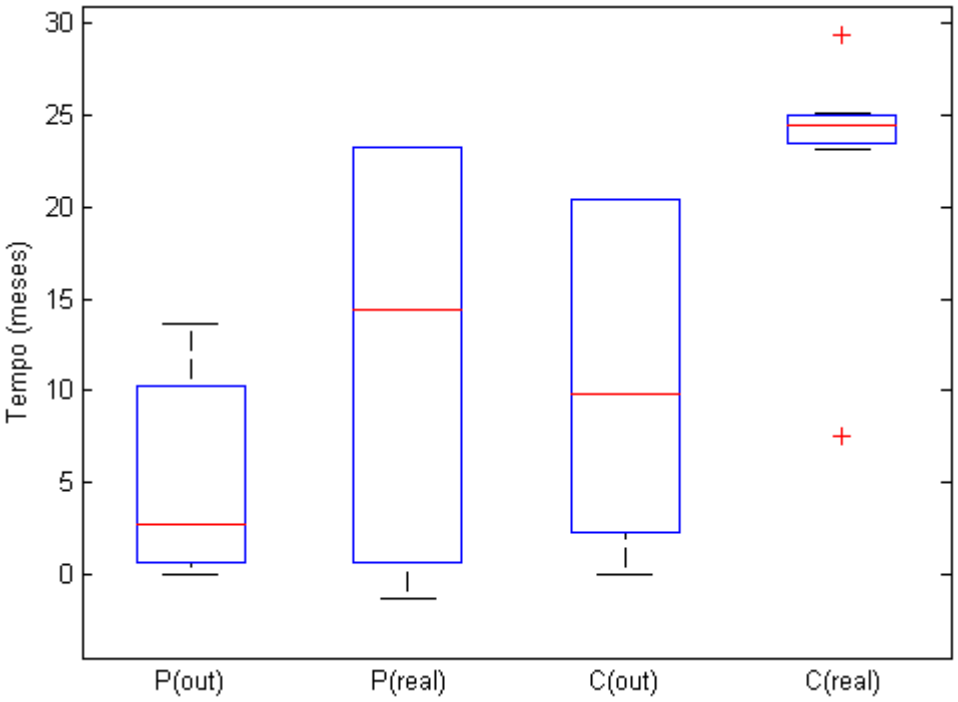

Figura 11: Representação em boxplot do desempenho das usinas até 10 MW

.

A Tabela 13 mostra o desempenho das 33 usinas com potência entre 10 e 20 MW e a Figura 12 mostra a representação em boxplot:

Tabela 13: Tempo médio de implantação das usinas entre 10 e 20 MW

Usinas entre 10 e 20 MW						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	5,05	4,90	24,02	4,93	0,00	16,97
Construção (outorga)	11,34	8,91	79,46	14,03	0,00	25,40
Total (outorga)	16,39	11,95	142,80	22,57	0,00	37,03
Planejamento (real)	10,65	8,65	74,83	11,60	-0,57	24,93
Construção (real)	24,36	9,03	81,56	24,43	7,03	38,83
Total (real)	35,01	10,23	104,63	34,53	10,80	53,47

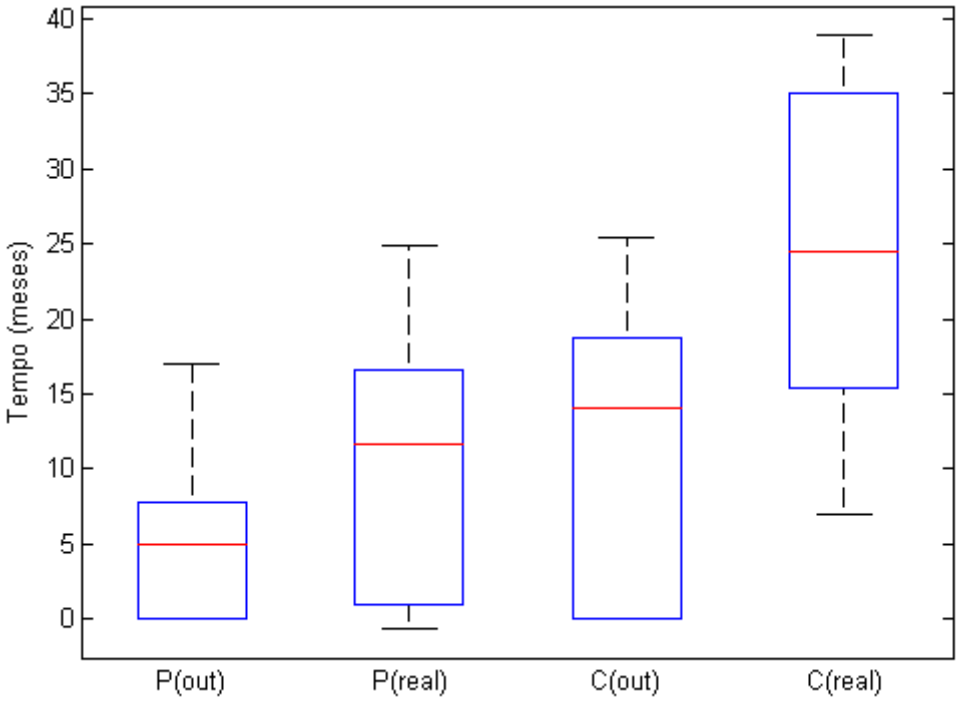

Figura 12: Representação em boxplot do desempenho das usinas entre 10 e 20 MW

A Tabela 14 mostra o desempenho das 106 usinas entre 20 e 30 MW e a Figura 13 mostra a representação no boxplot:

Tabela 14: Tempo médio de implantação das usinas entre 20 e 30 MW

Usinas entre 20 e 30 MW						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	8,48	6,58	43,30	8,03	0,00	34,63
Construção (outorga)	12,63	6,63	44,00	13,20	0,00	23,33
Total (outorga)	21,11	9,10	82,76	23,17	0,00	42,80
Planejamento (real)	13,78	9,23	85,25	13,03	-8,20	73,00
Construção (real)	23,67	8,97	80,39	24,05	6,50	40,77
Total (real)	37,46	10,33	106,81	37,43	11,67	81,10

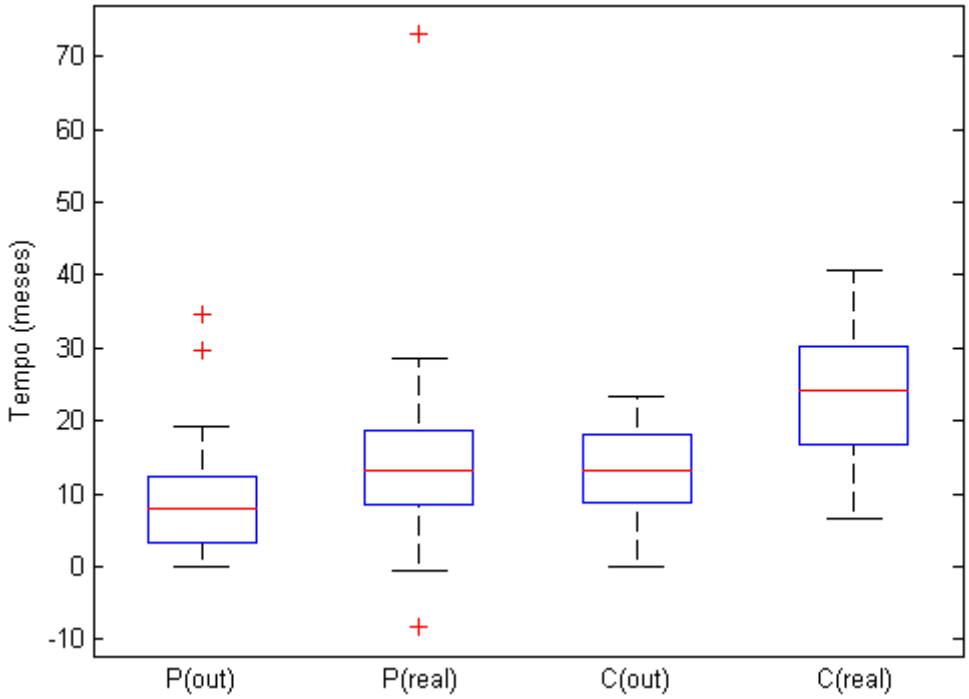

Figura 13: Representação em boxplot do desempenho das usinas entre 20 e 30 MW

A tabela 15 mostra o desempenho das 24 usinas com potência instalada acima de 30 MW e a Figura 14 mostra a representação no boxplot:

Tabela 15: Tempo médio de implantação das usinas acima de 30 MW

Usinas acima de 30 MW						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	5,93	4,62	21,39	3,57	0,00	15,53
Construção (outorga)	15,27	6,23	38,84	17,30	0,00	21,37
Total (outorga)	21,20	6,91	47,73	22,97	0,00	29,27
Planejamento (real)	12,83	6,97	48,56	12,50	0,57	23,20
Construção (real)	24,95	7,72	59,56	23,50	10,63	38,27
Total (real)	37,78	7,31	53,39	39,72	23,60	47,63

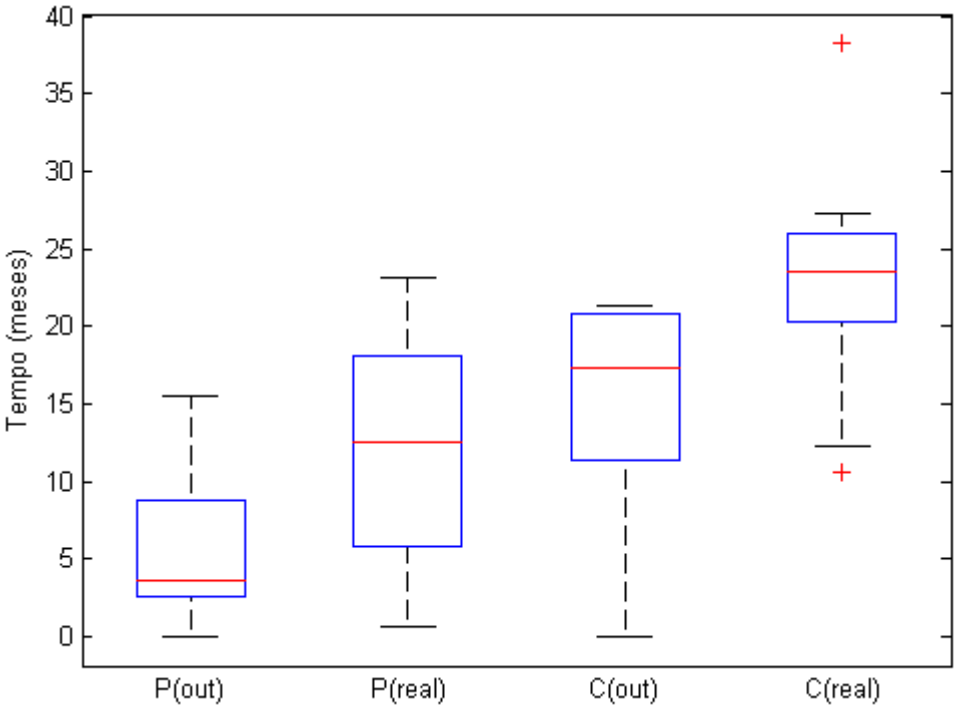

Figura 14: Representação em boxplot do desempenho das usinas acima de 30 MW

Em termos de valores médios, esperava-se encontrar diferenças consideráveis na construção de usinas, sendo as de menor potência instalada mais rápidas de implantar do que as maiores. No entanto, os resultados mostram médias com diferenças desprezíveis entre os tempos de planejamento e construção.

As divergências aparecem ao se analisar o boxplot. As usinas entre 20 e 30 MW apresentaram comportamento mais homogêneo e execução do cronograma mais satisfatória se comparadas às outras categorias em todas as etapas da implantação. As usinas classificadas nas categorias de até 10 MW e entre 10 e 20 MW possuem os dados mais dispersos

Outra vez é possível verificar que a duração dos tempos de planejamento e construção realizados superou aquele previsto nos atos autorizativos.

6.2.2. Análise do desempenho por grupo empresarial

A Tabela 16 apresenta uma relação de grupos empresariais, identificados apenas por números, que detêm maior parte das ações dos empreendimentos estudados. O desempenho é dado pela porcentagem de usinas adiantadas que pertencem a cada grupo:

Tabela 16: Grupos empresariais

Grupo Empresarial	Número de Usinas	Porte da(s) usina(s)	Usinas Atrasadas	Desempenho (%)
1	24	Até 35 MW	24	0,00
2	17	Até 30 MW	12	29,41
3	16	Até 30 MW	16	0,00
4	10	Até 30 MW	10	0,00
5	9	Até 30 MW	5	44,44
6	8	Até 30 MW	5	37,50
7	7	Até 30 MW	7	0,00
8	7	Até 35 MW	7	0,00
9	6	Até 30 MW	6	0,00
10	6	Até 40 MW	6	0,00
11	5	32 MW	5	0,00
12	5	30 MW	5	0,00
13	5	Até 30 MW	5	0,00
14	4	Até 35 MW	4	0,00
15	4	Até 30 MW	4	0,00
16	4	Até 30 MW	4	0,00
17	4	Até 30 MW	4	0,00
18	4	Até 30 MW	4	0,00
19	3	30 MW	3	0,00
20	3	Até 30 MW	3	0,00
21	2	30 MW	2	0,00
22	2	Até 70 MW	1	50,00
23	2	Até 30 MW	2	0,00
24	2	Até 60 MW	2	0,00
25	2	Até 30 MW	2	0,00
26	2	Até 30 MW	0	100,00
27	2	26 MW	0	100,00
28	1	26 MW	0	100,00
29	1	26 MW	0	100,00
30	1	42 MW	1	0,00
31	1	25 MW	1	0,00
32	1	28 MW	1	0,00

Todas as usinas dos Grupos Empresariais 1 a 4, 7, 10 a 12, 15, 17, 21, 23, 25, 30 e 31 apresentaram problemas com a conexão.

Todas as usinas dos Grupos Empresariais 18, 19 e 23 apresentaram atraso no cumprimento dos cronogramas em razão de obras mal executadas pelo empreendedor. As médias de atraso das usinas pertencentes a estes grupos foram, respectivamente, 8,43, 2,53 e 10,08 meses.

As usinas dos Grupos Empresariais 26 a 29 apresentaram desempenho de 100%. Apesar do aproveitamento excelente, cada um dos empreendedores estava responsável por uma ou duas usinas apenas. Como comparação, vale ressaltar que o Grupo Empresarial 2 apresentou 100% de desempenho até a quinta usina implantada, atrasando as 12 usinas subsequentes.

Para uma avaliação preliminar da relação entre o desempenho da usina e a empresa responsável pela sua implantação, fez-se uma análise para os cinco primeiros grupos empresariais relacionados na Tabela 16.

A tabela 17 mostra o desempenho das usinas do grupo empresarial 1 e a Figura 15 mostra a representação no boxplot:

Tabela 17: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 1

PERÍODO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	VARIÂNCIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO
Planejamento (outorga)	5,74	4,16	17,29	2,77	2,30	13,97
Construção (outorga)	18,95	3,96	15,70	20,43	10,13	21,37
Total (outorga)	24,69	2,45	6,01	23,20	11,93	23,77
Planejamento (real)	21,49	3,46	11,97	23,20	11,93	23,77
Construção (real)	22,88	2,13	4,55	24,43	19,67	24,43
Total (real)	44,37	4,27	18,26	47,38	36,17	47,63

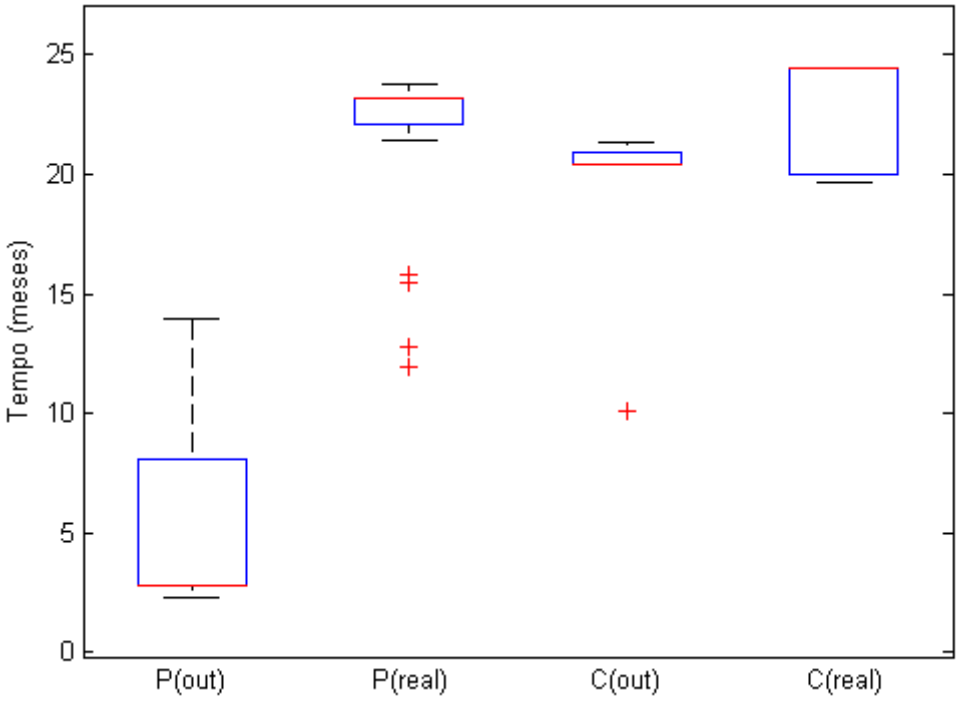

Figura 15: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 1

A tabela 18 mostra o desempenho das usinas do grupo empresarial 2 e a Figura 16 mostra a representação no boxplot:

Tabela 18: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 2

PERÍODO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	VARIÂNCIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO
Planejamento (outorga)	4,99	3,19	10,16	7,50	0,00	7,80
Construção (outorga)	13,42	7,49	56,09	17,03	0,00	19,27
Total (outorga)	18,41	10,24	104,88	24,53	0,00	24,83
Planejamento (real)	8,19	5,63	31,73	9,50	-1,30	15,83
Construção (real)	22,25	5,67	32,13	25,00	9,30	30,33
Total (real)	30,45	8,40	70,54	36,53	11,67	36,83

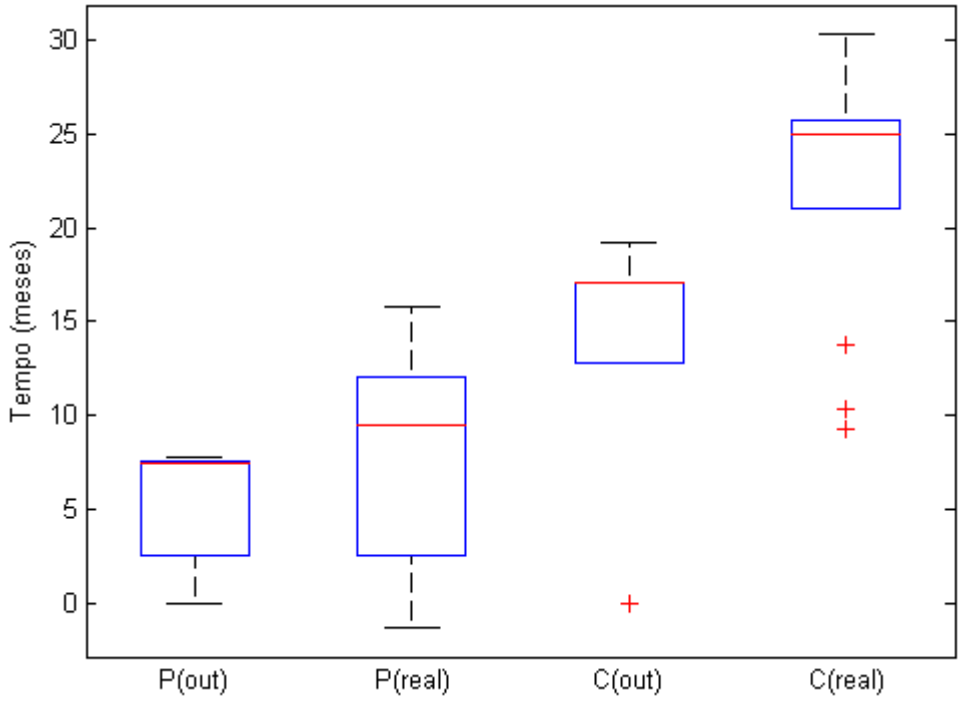

Figura 16: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 2

A tabela 19 mostra o desempenho das usinas do grupo empresarial 1 e a Figura 17 mostra a representação no boxplot:

Tabela 19: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 3

PERÍODO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	VARIÂNCIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO
Planejamento (outorga)	10,34	6,10	37,24	12,05	0,00	20,23
Construção (outorga)	9,08	4,74	22,49	9,77	0,00	14,27
Total (outorga)	19,42	9,63	92,71	22,55	0,00	30,37
Planejamento (real)	13,73	16,23	263,44	10,68	1,03	73,00
Construção (real)	29,91	8,52	72,65	33,68	8,10	37,93
Total (real)	22,81	18,32	335,79	20,45	1,03	83,13

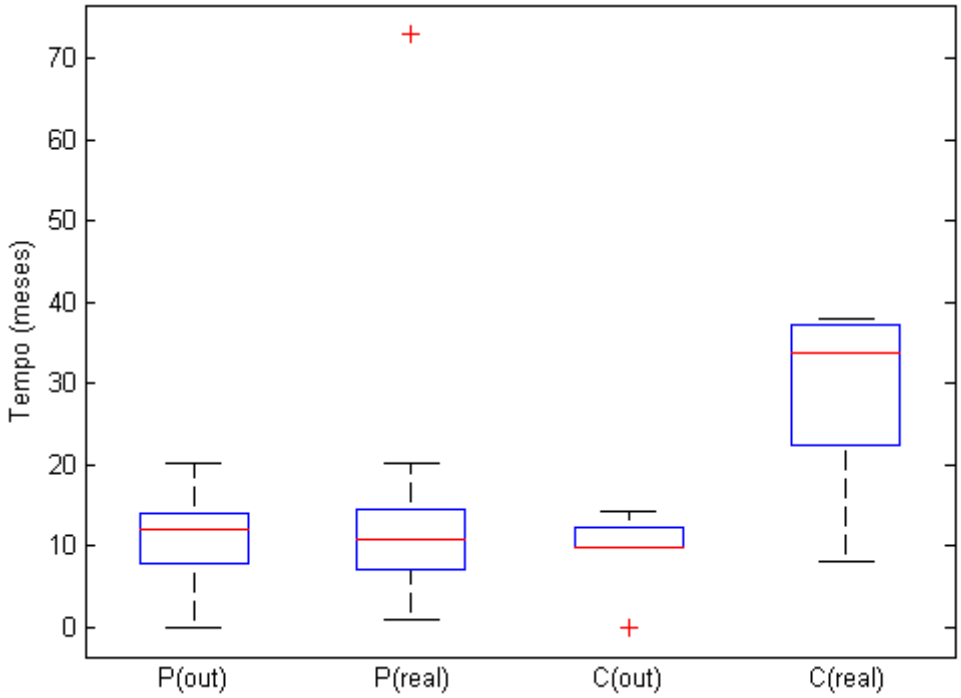

Figura 17: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 3

A tabela 20 mostra o desempenho das usinas do grupo empresarial 1 e a Figura 18 mostra a representação no boxplot:

Tabela 20: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 4

PERÍODO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	VARIÂNCIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO
Planejamento (real)	-0,57	0,00	0,00	-0,57	-0,57	-0,57
Construção (real)	35,10	0,13	0,02	35,05	35,00	35,33
Total (real)	34,53	0,13	0,02	34,48	34,43	34,77

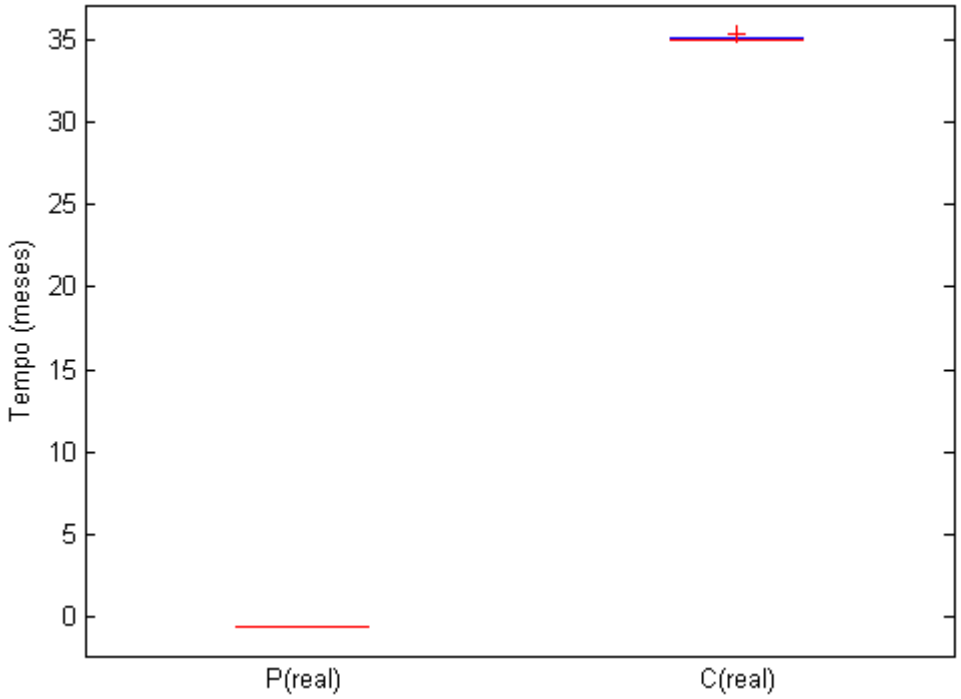

Figura 18: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 4

Todas as usinas do grupo empresarial 4 comercializam energia no ACL e não têm as datas de início de obras especificada em suas outorgas, motivo pelo qual esta análise contemplou apenas os tempos de planejamento e construção reais.

A tabela 21 mostra o desempenho das usinas do grupo empresarial 1 e a Figura 19 mostra a representação no boxplot:

Tabela 21: Tempo médio de implantação das usinas do grupo empresarial 5

PERÍODO	MÉDIA	DESVIO-PADRÃO	VARIÂNCIA	MEDIANA	MÍNIMO	MÁXIMO
Planejamento (outorga)	14,72	5,83	34,02	13,60	7,87	29,60
Construção (outorga)	11,85	4,57	20,87	10,13	6,07	21,27
Total (outorga)	26,57	6,42	41,23	23,17	20,90	42,80
Planejamento (real)	11,76	7,46	55,68	12,40	0,47	21,07
Construção (real)	11,71	4,86	23,66	10,47	7,03	24,20
Total (real)	23,47	7,85	61,58	24,10	10,50	34,73

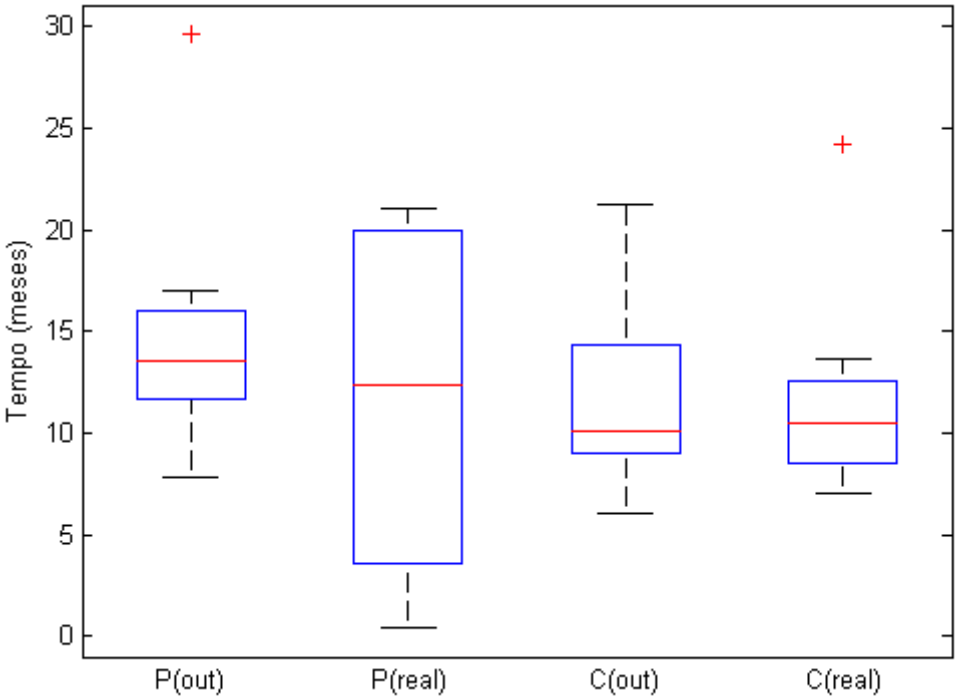

Figura 19: Representação em boxplot do desempenho das usinas do grupo empresarial 5

Nestas análises, é possível perceber que as usinas pertencentes ao mesmo grupo empresarial tendem a apresentar dados com menos divergências, indicando que se comportam de maneira semelhante.

Para as usinas do grupo empresarial 1 consta como motivo de atraso, exclusivamente, o quesito conexão. Por definição, este item possui influência na construção da usina, o que explica o desempenho ruim do grupo nesta etapa quando comparado aos outros analisados. No entanto, o desempenho se mostrou igualmente insatisfatório na etapa de planejamento, indicando que a conexão não foi o único problema.

Na etapa de construção, o melhor desempenho coube ao grupo empresarial 5, que o fez, em média, em tempo inferior a um ano. O restante apresentou um tempo médio para esta etapa em torno de dois anos. Já em termos de planejamento, o grupo empresarial 4 tem média de -0,57 meses. Como discutido anteriormente, as usinas que comercializam energia no ACL, caso deste grupo, tendem a realizar a etapa de planejamento sem a outorga, solicitando-a quando se encontram próximos de iniciar as obras.

6.2.3. Análise do desempenho por leilão

As usinas estudadas que são atuantes no ACR participaram de um total de 6 leilões de energia.

A Tabela 22 apresenta o desempenho das 67 usinas participantes do leilão 03/2009 e a Figura 20 mostra a representação no boxplot:

Tabela 22: Tempo médio de implantação das usinas do leilão 03/2009

Leilão 03/2009 - LER						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	8,03	5,20	27,07	8,00	0,83	16,97
Construção (outorga)	15,32	5,37	28,85	15,60	6,07	25,40
Total (outorga)	23,34	2,08	4,31	23,20	19,00	37,03
Planejamento (real)	15,48	7,96	63,33	16,97	0,57	28,47
Construção (real)	22,35	9,46	89,42	24,43	6,50	39,00
Total (real)	37,83	12,13	147,24	44,37	10,50	53,47

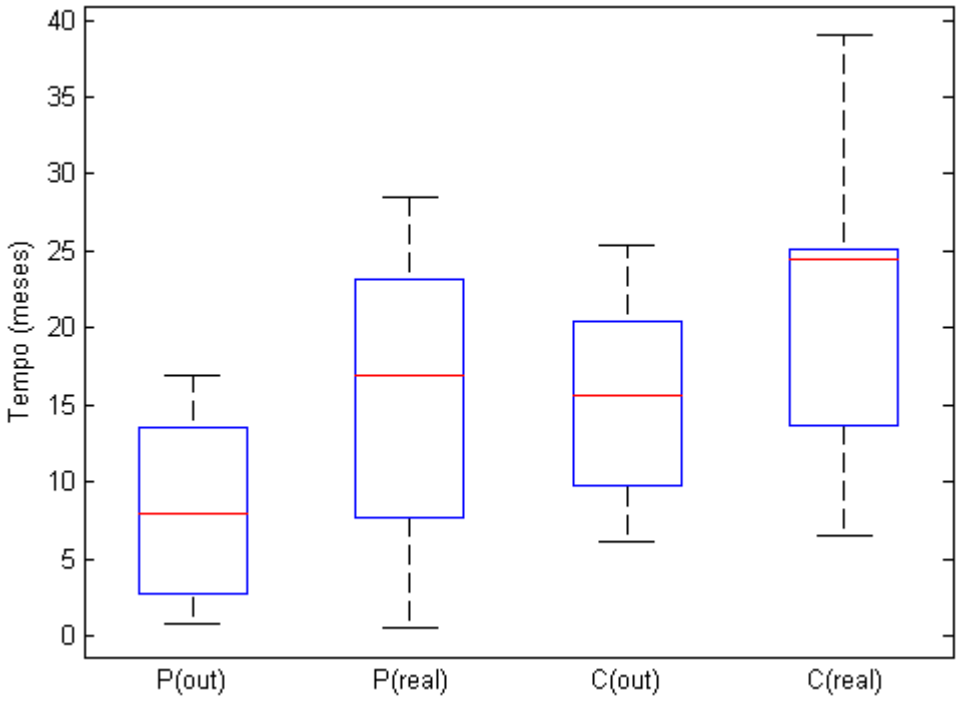

Figura 20: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 03/2009

A Tabela 23 mostra o desempenho das 14 usinas participantes do leilão 05/2010 e a Figura 21 mostra a representação no boxplot:

Tabela 23: Tempo médio de implantação das usinas do leilão 05/2010

Leilão 05/2010 - LER						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	9,54	4,68	21,86	7,68	4,37	19,23
Construção (outorga)	19,27	4,36	19,03	21,37	9,77	24,04
Total (outorga)	28,71	1,13	1,29	29,00	25,40	29,93
Planejamento (real)	14,72	9,14	83,51	19,02	-0,37	23,77
Construção (real)	23,66	7,26	52,76	19,67	13,57	40,77
Total (real)	38,39	9,88	97,64	42,98	13,20	45,23

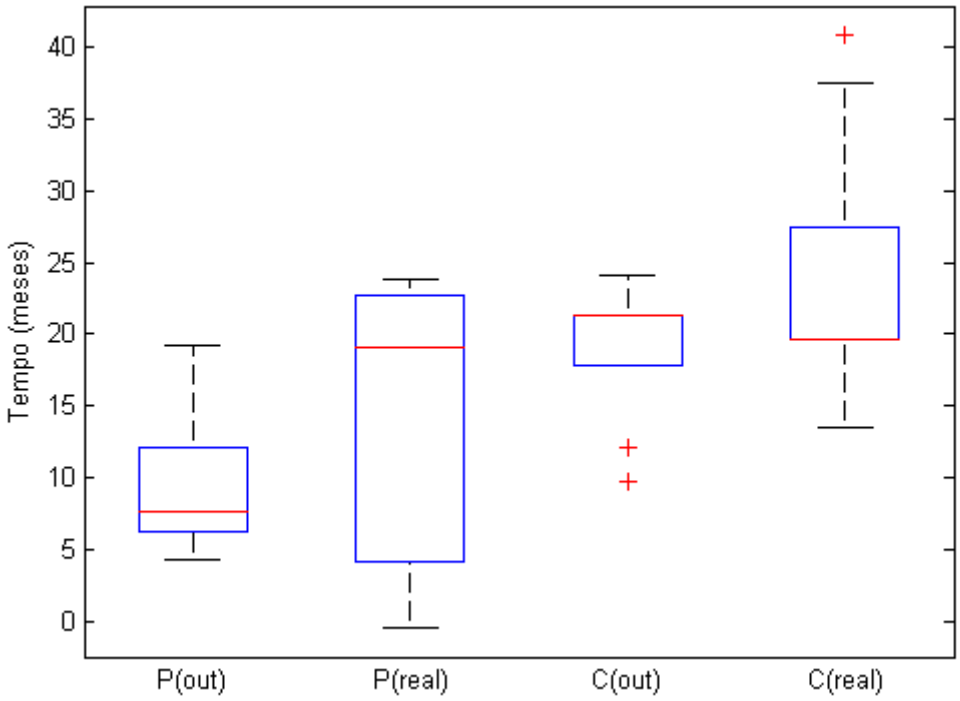

Figura 21: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 05/2010

A Tabela 24 mostra o desempenho das 33 usinas participantes do leilão 07/2010 e a Figura 22 mostra a representação no boxplot:

Tabela 24: Tempo médio de implantação das usinas do leilão 07/2010

Leilão 07/2010 - LFA						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	7,13	3,50	12,27	7,67	0,00	13,90
Construção (outorga)	12,33	4,56	20,83	14,03	0,00	17,30
Total (outorga)	19,46	6,25	39,06	20,90	0,00	23,23
Planejamento (real)	11,42	5,04	25,42	12,40	1,03	19,33
Construção (real)	28,67	8,10	65,62	30,17	11,70	38,83
Total (real)	40,09	7,55	57,07	44,00	24,10	50,47

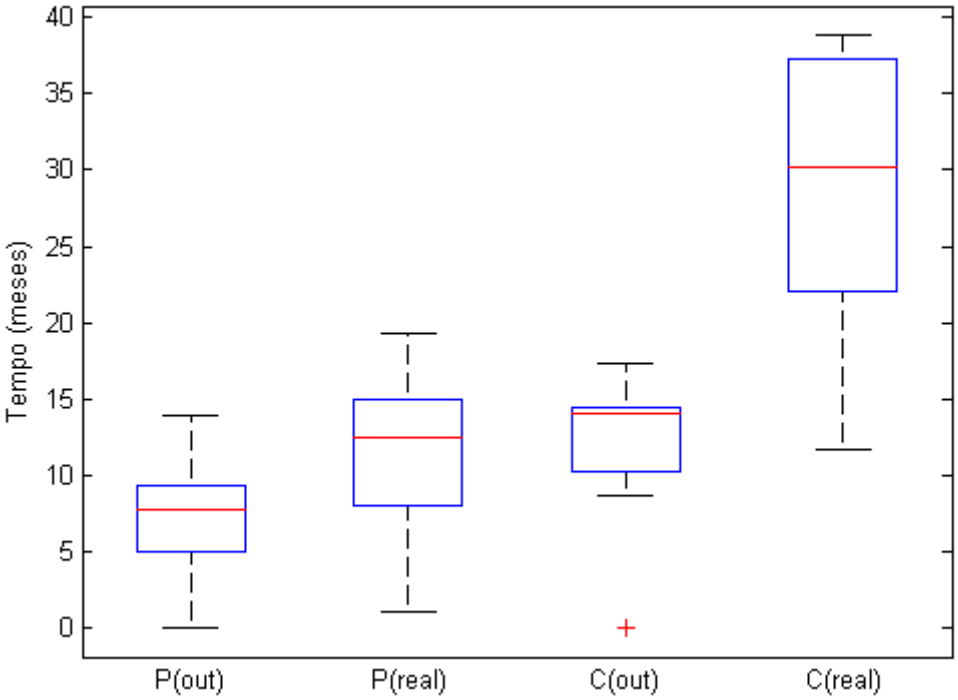

Figura 22: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 07/2010

A Tabela 25 mostra o desempenho das 31 usinas participantes do leilão 02/2011 e a Figura 23 mostra a representação no boxplot:

Tabela 25: Tempo médio de implantação das usinas do leilão 02/2011

Leilão 02/2011 - A-3						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	5,46	4,90	24,04	7,57	0,00	13,97
Construção (outorga)	9,84	7,89	62,18	10,13	0,00	21,83
Total (outorga)	15,30	11,40	130,03	23,17	0,00	24,83
Planejamento (real)	11,11	4,43	19,64	12,07	-1,30	15,83
Construção (real)	21,66	4,04	16,32	23,03	15,20	30,33
Total (real)	32,77	4,25	18,04	34,97	22,97	36,83

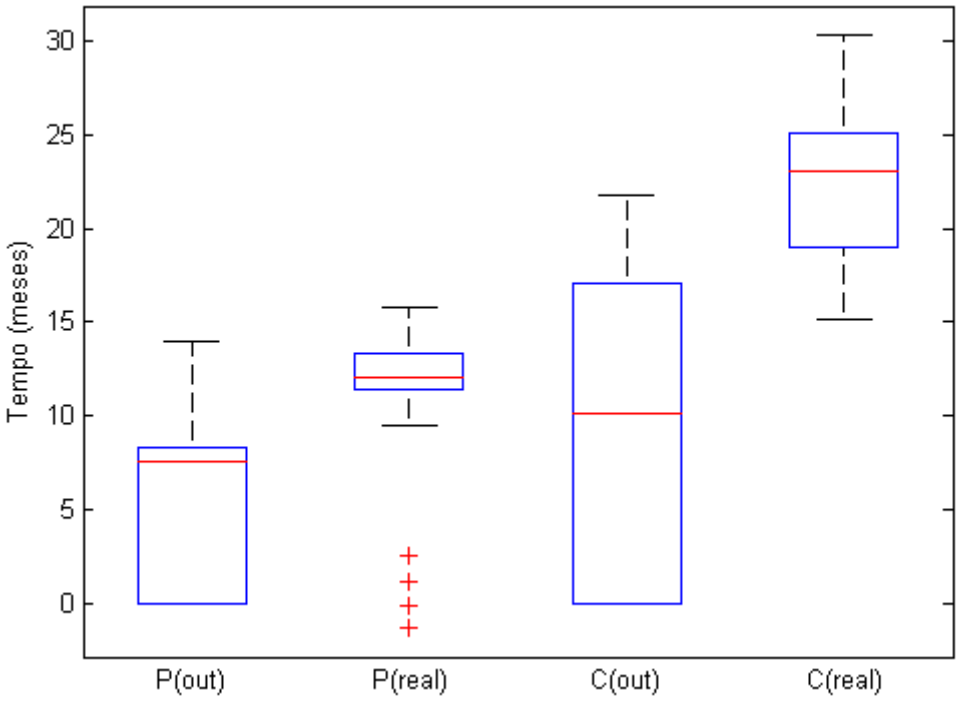

Figura 23: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 02/2011

A Tabela 26 apresenta o desempenho das 7 usinas integrantes do leilão 03/2011 e a Figura 24 mostra a representação no boxplot:

Tabela 26: Tempo médio de implantação das usinas do leilão 03/2011

Leilão 03/2011 - LER						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	9,85	5,09	25,87	6,63	6,17	18,37
Construção (outorga)	17,46	5,44	29,54	20,80	8,87	21,27
Total (outorga)	27,30	0,84	0,70	27,23	26,17	29,13
Planejamento (real)	13,68	3,58	12,80	13,73	9,67	21,07
Construção (real)	22,12	3,70	13,67	22,90	13,67	26,00
Total (real)	35,80	1,29	1,66	36,03	34,23	37,53

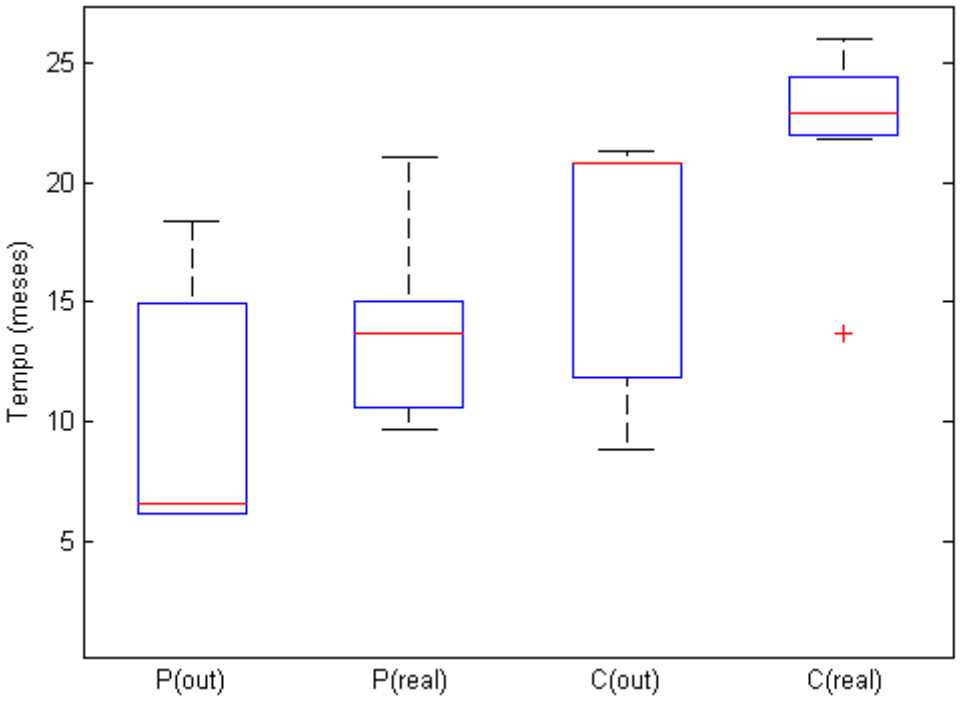

Figura 24: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 03/2011

A Tabela 27 mostra o desempenho das 3 usinas integrantes do leilão 07/2011 e Figura 25 mostra a representação no boxplot:

Tabela 27: Tempo médio de implantação das usinas do leilão 07/2011

Leilão 07/2011 - A-5						
PERÍODO	**MÉDIA**	**DESVIO-PADRÃO**	**VARIÂNCIA**	**MEDIANA**	**MÍNIMO**	**MÁXIMO**
Planejamento (outorga)	32,96	2,37	5,63	34,63	29,60	34,63
Construção (outorga)	9,84	2,37	5,63	8,17	8,17	13,20
Total (outorga)	42,80	0,00	0,00	42,80	42,80	42,80
Planejamento (real)	17,33	2,58	6,65	18,63	13,73	19,63
Construção (real)	13,94	2,58	6,65	14,73	10,47	16,63
Total (real)	31,28	1,48	2,19	30,37	30,10	33,37

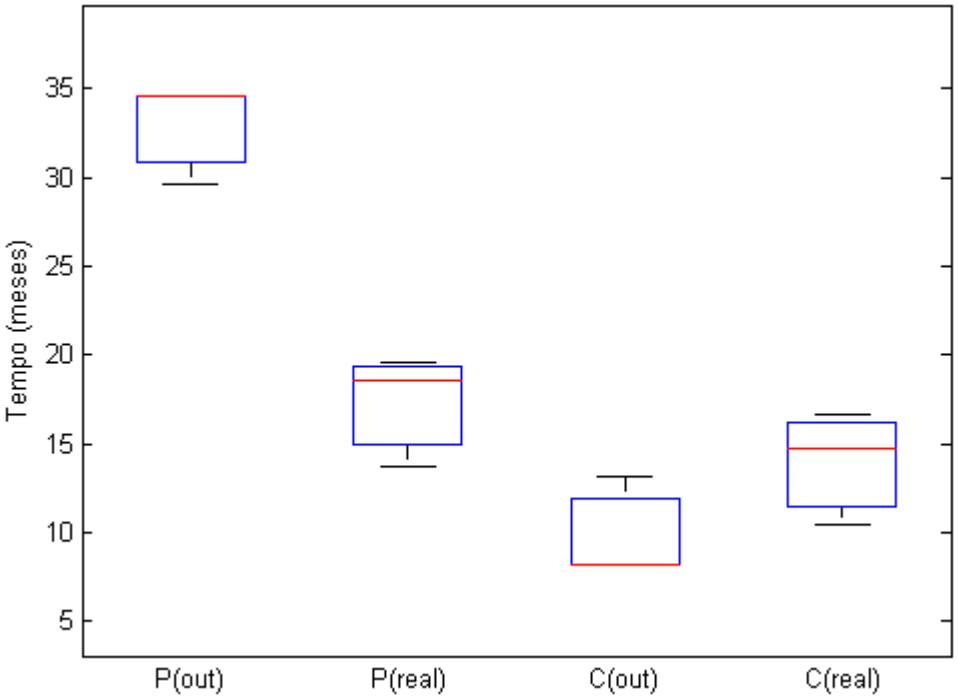

Figura 25: Representação em boxplot do desempenho das usinas do Leilão 07/2011

As usinas vencedoras do Leilão 07/2011 apresentaram um comportamento bem divergente do observado nos outros. Neste caso, o planejamento foi executado em um intervalo de tempo bem inferior ao previsto na outorga. Em leilões do tipo A-

5, é comum que os empreendedores submetam para aprovação um cronograma com o período de planejamento propositalmente estendido. Isto é feito para que a conclusão das obras possa coincidir com a data de suprimento do leilão. A contratação do leilão 07/2011 se deu por disponibilidade, por isso, caso o cronograma fosse adiantado, as usinas obteriam receita relativa à geração de energia no mercado de curto prazo até a data de suprimento. Com relação à construção, o desempenho das usinas do leilão 07/2011 foi melhor, com tempo um pouco superior a um ano. Isto pode ser explicado pelo fato de que os dois empreendedores responsáveis pelas 3 usinas possuem histórico de construir parques eólicos nesse intervalo de tempo.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No advento do Proinfa, em 2004, a realização de uma segunda fase do programa foi discutida, sendo atualmente considerada improvável. Tal etapa previa um índice de nacionalização ainda maior que a primeira, de 90% dos equipamentos e serviços. Caso se dê continuidade ao programa, é necessário que se analise a capacidade do mercado para atender a demanda a ser gerada pela segunda etapa.

Atualmente, os atrasos nas obras de transmissão são o maior obstáculo para o início da operação comercial dos parques eólicos dentro do prazo estabelecido. Uma sugestão para trabalhos futuros seria replicar este estudo para análise das linhas de transmissão, de forma a traçar seu perfil de implantação.

Dentre as comparações realizadas neste estudo, a relacionada aos grupos empresariais se apresenta como a mais promissora. Com a quantidade de usinas eólicas em operação atualmente já é possível realizar análises baseadas no histórico de desempenho dos empreendedores. Todos os grupos empresariais analisados neste trabalho são responsáveis não apenas por parques eólicos, mas também por usinas hidrelétricas, termelétricas e pequenas centrais hidrelétricas. A base de dados, portanto, é extensa o suficiente para se apontar quais empreendedores são mais eficientes e organizados na implantação de usinas de energia elétrica. O conhecimento do histórico do empreendedor pode resultar em medidas tais como a utilização desta informação como requisito para a seleção em leilões.

Com relação às outras comparações, surpreende o fato de o porte da usina exercer pouca influência no seu desempenho. Neste caso, a hipótese mais natural seria a de que uma usina menor seria construída em um período consideravelmente menor do que uma de grande porte, o que não foi verificado nas análises. Com relação aos leilões, ao se ler os editais, percebe-se que apesar das diferenças de preço e da forma de contratação da energia, não há nada que justifique desempenhos diferenciados.

Outra sugestão para trabalhos futuros seria a realização das mesmas análises para os outros tipos de usinas, sendo elas hidrelétricas, termelétricas e pequenas centrais hidrelétricas.

8. BIBLIOGRAFIA

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª edição, 2008.

ANEEL. **Big – Banco de Informações de Geração**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm. Acesso em 24/06/2015.

ANEEL. **Procedimentos para operação em teste e comercial**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/ProcedimentoOperacaoTesteComercial.pdf. Acesso em 19/10/2014.

BARDELIN, C. E. A. **Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica**. 2004. Dissertação de Mestrado - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

BRACIANI, U. **Estrutura de Custos para Implantação das Usinas de Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Monografia, Curso de Graduação em Ciências Econômicas, Departamento de Economia, Universidade Federal de Santa Catarina. 83 p. Florianópolis, 2011.

CAMARGO, I. **Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Revista Brasileira de Energia, v. 11, nº 2, p. 1-9, 2005.

CUBEROS, F. L. **Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras**. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automações Elétricas. São Paulo, 2008, 199 p.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Balanço Energético Nacional 2014: Ano base 2013**. Rio de Janeiro, 2014, 288 p.

FACURI, M. F. **A implantação de usinas hidrelétricas e o processo de licenciamento ambiental: A importância da articulação entre os setores elétrico e de meio ambiente no Brasil**. Itajubá 2004. Dissertação de Mestrado. Instituto de Recursos Naturais, Pós Graduação em Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá.

http://www.ccee.org.br/. Acesso em 14/11/2014.

http://www.ibama.gov.br/licenciamento-ambiental/processo-de-licenciamento. Acesso em 01/10/2014.

http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx. Acesso em 10/11/2014.

http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html. Acesso em 01/10/2014.

MAGALHÃES, G. **Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica**. 140 f. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós Graduação em Energia EP / FEA / IEE / IF, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas / Ministério de Minas e Energia, CEPEL. - Rio de Janeiro: E-papers, 2007.

Manual de Licenciamento ambiental: guia de procedimento passo a passo. Rio de Janeiro: GMA, 2004.

MME. **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. 2003.

PEREIRA, P. J. C. R. **Desafios do licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas: um estudo de caso da UHE Itapebi**. Dissertação de Mestrado

– Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas, Estratégias e Desenvolvimento, 2011.

REGO, E. R. **Usinas hidrelétricas "botox": aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia**. 2007. 207 p. Dissertação de Mestrado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

RICOSTI, J. F. C. **Inserção de energia eólica no sistema hidrotérmico brasileiro**. Dissertação de Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. 211 p. São Paulo, 2011.

SALINO, P. J. **Energia eólica no Brasil: Uma comparação do PROINFA e dos novos leilões**. Projeto de Graduação, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 110 p. Rio de Janeiro, 2011.

SOARES, F. H. N. **Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira**. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automações Elétricas. 190 p. São Paulo, 2009.

STACKE SILVA, F. **Modelo de Formação de Preços para Mercados Integrados de Curto Prazo/Bilateral/Renovável/Ancilar de Energia Elétrica utilizando a Metodologia Preço por Oferta**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE. DM – 043/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, xiv, 128p., 2009.

TCU. Acórdão nº 2316. Relatório de auditoria TC 029.387/2013-2. Ata nº 34/2014.