



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Mecânica

GUSTAVO CAMILO DE GODOY

**Análise da viabilidade da incorporação do
custo das externalidades no Índice de Custo
Benefício da fonte eólica**

CAMPINAS
2018

GUSTAVO CAMILO DE GODOY

Análise da viabilidade da incorporação do custo das externalidades no Índice de Custo Benefício da fonte eólica

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO GUSTAVO CAMILO DE GODOY, E ORIENTADA PELO PROF. DR ENNIO PERES DA SILVA

.....
ASSINATURA DO ORIENTADOR

**CAMPINAS
2018**

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): Não se aplica.

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

G548a Godoy, Gustavo Camilo de, 1981-
Análise da viabilidade da incorporação do custo das externalidades no Índice de Custo Benefício da fonte eólica / Gustavo Camilo de Godoy. – Campinas, SP : [s.n.], 2018.

Orientador: Ennio Peres da Silva.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia eólica. 2. Custo benefício. 3. Incorporação. 4. Externalidades (Economia). I. Silva, Ennio Peres da, 1956-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Incorporation viability analysis of externalities cost in Cost Benefit Index of wind energy

Palavras-chave em inglês:

Wind energy

Cost benefit

Incorporation

Externalities (Economics)

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Ennio Peres da Silva [Orientador]

Carla Kazue Nakao Cavaliero

Luiz Augusto Horta Nogueira

Data de defesa: 23-02-2018

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**Análise da viabilidade da incorporação do
custo das externalidades no Índice de Custo
Benefício da fonte eólica**

Autor: Gustavo Camilo de Godoy

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Ennio Peres da Silva
Instituição: NIPE/UNICAMP

Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero
Instituição: FEM/UNICAMP

Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira
Instituição: UNIFEI

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Agradecimentos

À minha família que me incentivou durante todo caminho, em especial à minha esposa Marina pelo apoio e compreensão durante as jornadas de estudo e pesquisa.

Ao professor Rossi que foi o orientador deste trabalho e realizou contribuições decisivas e ao professor Ennio pelas valiosas colaborações.

Ao programa do PSE pela oportunidade de abordar este tema que além de relevante é interessante.

Aos amigos e professores que contribuíram direta ou indiretamente na conclusão deste trabalho.

Resumo

O sistema elétrico brasileiro é composto por diversos tipos de usinas, sendo que a fonte eólica é uma fonte que já possui relevância no Brasil e conta com grandes perspectivas de expansão que ocorre majoritariamente por meio de leilões de energia.

Atualmente, no custo da energia elétrica não são quantificados todos os impactos decorrentes da geração, os quais são denominados externalidades.

Este trabalho demonstra a compatibilidade da incorporação do custo de externalidades da fonte eólica no índice custo benefício, que é utilizado para ordenar economicamente empreendimentos participantes de leilões de energia. Para tal, é realizada a quantificação do custo das externalidades da fonte eólica por meio do ExternE adaptado, verificação da compatibilidade da incorporação e avaliação dos efeitos decorrentes.

Palavras Chave: Energia eólica, índice custo benefício, incorporação, externalidades, ExternE.

Abstract

Brazilian electrical system has several power plants with different technologies. Wind energy is already relevant in Brazil and has great perspectives in the expansion of the electrical system, which is made mostly by auctions.

In present days, electricity cost does not have all impacts generated by the power plants, which are called externalities.

This paper demonstrates the compatibility of wind energy external costs incorporation to cost benefit index, which is used to economically order power plants participant of energy auctions. For such demonstration, the following steps are made: quantification of wind energy externalities cost using an adaptation of ExternE, examination of inclusion compatibility and evaluation of resulting effects due to this incorporation.

Keywords: Wind energy, cost benefit index, incorporation, externalities, ExternE.

Lista de Ilustrações

Figura 2.1: Capacidade instalada mundial de energia eólica no período entre 1995-2015. Fonte: Elaboração própria com dados da GWEC (2016)	21
Figura 2.2: Capacidade instalada de energia eólica no Brasil no período entre 2007 e 2015 Fonte: Elaboração própria com dados do BIG/ANEEL (2016).	24
Figura 2.3: Equilíbrio de mercado na ausência de externalidades	28
Figura 2.4: Curvas de benefício e custo privados.....	29
Figura 2.5: Falha do mercado na ocorrência de externalidades negativas	30
Figura 2.6: Falha de mercado na ocorrência de externalidades positivas	31
Figura 3.1: Síntese das etapas empregadas no método.....	39
Figura 3.2: Gráfico comparativo do $FC_{médm}$ e GF da EOL São Vicente.....	46
Figura 3.3: Gráfico comparativo do $FC_{médm}$ e GF da EOL Fazenda Vigia 6.....	46
Figura 3.4: Usina termelétrica Prosperidade I e destaque de alguns vértices dos blocos T-210 e T-211	54
Figura 3.5: Detalhe do local de instalação da UTE Prosperidade I.....	55
Figura 4.1: Localização do parque eólico Baesweiler gerada pelo GEP.....	61
Figura 4.2: Localização do parque eólico Baesweiler em detalhe gerada pelo GEP	61
Figura 4.3: Área utilizada para análise do GWA. Elaboração própria com o uso do GWA....	63
Figura 4.4: Histograma região – Baesweiler – 50 e 100 metros de altura. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA	64
Figura 4.5: Rosa dos Ventos – Baesweiler – 100 metros de altura. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA.....	64
Figura 4.6: Velocidade média anual – Baesweiler – 100 metros de altura. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA	65
Figura 4.7: Macrorregião da EOL São Vicente. Fonte: Elaboração própria com o uso do GEP	66
Figura 4.8: Detalhe da Região da EOL São Vicente. Fonte: Elaboração própria com o uso do GEP.....	66
Figura 4.9: Área de Análise da EOL São Vicente. Fonte: Elaboração própria com o uso do GWA.....	67
Figura 4.10: Histograma – São Vicente – 100 e 200 metros de altura. Fonte: Elaboração própria com o uso do GWA.....	67

Figura 4.11: Rosa dos Ventos – São Vicente (h=100 m). Fonte: Elaboração própria com o uso do GWA.....	68
Figura 4.12: Velocidade Média Anual – São Vicente (h=100 m). Fonte: Elaboração própria com o uso do GWA	69
Figura 4.13: Macrorregião – Fazenda Vigia 6. Fonte: Elaboração própria com o uso do GEP	70
Figura 4.14: Detalhe da região – Fazenda Vigia 6. Fonte: Elaboração própria com o uso do GEP.....	70
Figura 4.15: Área de análise – Fazenda Vigia 6. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA.....	71
Figura 4.16: Histograma – Fazenda Vigia 6 (h = 100 e 200 m). Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA	71
Figura 4.17: Rosa dos Ventos – Fazenda Vigia 6 (h=100m). Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA.....	72
Figura 4.18: Velocidade média anual - Fazenda Vigia 6. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA	73
Figura 4.19: CMO médio mensal do cenário A e CVUs da usina termelétrica Prosperidade I	81
Figura 4.20: CMO médio mensal do cenário B e CVUs da usina termelétrica Prosperidade I	83
Figura 4.21: CMO mensal do cenário C e CVUs da usina termelétrica Prosperidade I	85

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Potência Instalada, Geração Verificada e FC médio mensal para os parques eólicos monitorados pelo ONS no RN e RS.....	40
Tabela 3.2: Potência monitorada pelo ONS nos estados do RN e RS.....	41
Tabela 3.3: GF e FC dos dois projetos eólicos selecionados.....	42
Tabela 3.4: Valores estimados do FC médio mensal e da produção mensal de energia da EOL São Vicente.....	45
Tabela 3.5: Valores estimados do FC médio mensal e da produção mensal de energia da EOL Fazenda Vigia 6.....	45
Tabela 3.6: Parâmetros da UTE Prosperidade I habilitados pela EPE.....	47
Tabela 3.7 Resultado do leilão 004/2015 da UTE Prosperidade I.....	47
Tabela 3.8: Parcela k dos 3 empreendimentos/projetos.....	50
Tabela 3.9: Principais características dos empreendimentos eólicos.....	53
Tabela 3.10: Principais características das usinas termelétricas.....	55
Tabela 3.11: Fatores básicos de dano em € ₂₀₀₀ /kg.....	56
Tabela 3.12: Atualização monetária do Euro de 2000 até 2016.....	56
Tabela 3.13: Fatores básicos de dano em € ₂₀₁₆ /kg.....	57
Tabela 3.14: Emissões Cumulativas – parque eólico na Alemanha.....	57
Tabela 3.15: Emissões cumulativas de uma Termelétrica padrão a gás na UCTE.....	58
Tabela 3.16: Comparação dos parâmetros dos projetos das usinas eólicas com Baesweiler ...	59
Tabela 4.1: Valores de comprimento de rugosidade para diferentes terrenos:.....	63
Tabela 4.2: Velocidade média na altura do aerogerador pelas Formas 1 e 2.....	73
Tabela 4.3: Velocidade média na altura de referência e do aerogerador nas três localidades..	74
Tabela 4.4: Histórico do CMO médio anual (R\$/MWh).....	75
Tabela 4.5: Valores do CMO mensal do submercado NE (R\$/MWh).....	75
Tabela 4.6: Geração dos projetos eólicos São Vicente e Fazenda Vigia 6 nos 3 cenários.....	78
Tabela 4.7: Média ponderada do ICB do Leilão A-3/2015.....	79
Tabela 4.8: Geração e custos das Eólicas nos 3 cenários.....	80
Tabela 4.9: Geração e custos UTE Prosperidade I no Cenário A.....	82
Tabela 4.10: Geração de energia da UTE Prosperidade I no cenário B, em MWh.....	83
Tabela 4.11: Geração e custos UTE Prosperidade I no Cenário B.....	84
Tabela 4.12: Geração de energia da UTE Prosperidade I no cenário C, em MWh.....	86

Tabela 4.13: Geração e custos UTE Prosperidade I no Cenário C.....	86
--	----

Lista de Abreviaturas e Siglas

ACI	Abordagem do Caminho do Impacto
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ACV	Análise do Ciclo de Vida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEC	Custo Econômico de Curto Prazo
Cex	Custo de Externalidades
CMO	Custo Marginal de Operação do SIN
Conama	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COP	Custo de Operação
COVNM	Compostos Orgânicos Voláteis Não Metanados
CVU	Custo Variável Unitário
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
GEE	Gases de Efeito Estufa
GF	Garantia Física
GN	Gás Natural
ICB	Índice de Custo Benefício
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
O&M	Operação e Manutenção
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> – Contrato de Comercialização de energia no ambiente regulado
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
QL	Quantidade de Lotes
RF	Receita Fixa

SIN Sistema Interligado Nacional

TCU Tribunal de Contas da União

UCTE União para Coordenação de Transmissão de Energia

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivos e estrutura do trabalho	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.1	Perspectiva das energias renováveis no mundo	20
2.2	Energia eólica no mundo	21
2.3	Modelos de inserção de energia – Exemplos de outros países	22
2.4	Energia eólica no Brasil	23
2.5	Situação da expansão da energia eólica no Brasil	24
2.6	A comercialização de energia e seus ambientes	27
2.7	Externalidades: Conceituação econômica.....	28
2.7.1	Externalidades na geração de energia	31
2.8	O ICB e a Parcela k.....	35
3	METODOLOGIA DE PESQUISA	38
3.1	Materiais	38
3.2	Método	39
3.2.1	A parcela k dos projetos eólicos pelo ICB adaptado	39
3.2.2	A parcela k das termelétricas a GN calculado pelo ICB.....	47
3.2.3	A valoração das externalidades na geração de energia pelo ExternE adaptado	50
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	60
4.1	O perfil de vento nas 3 locações e as respectivas gerações de energia.....	60
4.1.1	Global Wind Atlas.....	60
4.1.2	Perfil de Vento – Parque eólico Baesweiler	60
4.1.3	Perfil de Vento – Projeto eólico São Vicente	66
4.1.4	Perfil de Vento – Projeto eólico Fazenda Vigia 6	69

4.2	Análise da geração das EOLs, influência do CMO na geração da UTE e incorporação do Cex	74
4.3	Incorporação do Cex	76
4.4	Análise da Geração dos projetos eólicos	77
4.5	Análise da Geração e Custos da UTE Prosperidade I no Cenário A	81
4.6	Análise da Geração e Custos da UTE Prosperidade I no Cenário B	82
4.7	Análise da Geração e Custos da UTE Prosperidade I no Cenário C	85
5	CONCLUSÃO	88
	ANEXOS	98
	Anexo A – CEC EOL São Vicente	99
	Anexo B – CEC EOL Fazenda Vigia 6	100
	Anexo C – COP UTE Prosperidade I	101

1 INTRODUÇÃO

As fontes renováveis estão se tornando cada vez mais relevantes na produção de energia elétrica e a previsão é que esta tendência se mantenha ou até mesmo aumente. Como a *Bloomberg* aponta, as fontes renováveis receberão quase três quartos dos US\$ 10,2 trilhões que serão investidos mundialmente em novas tecnologias de geração de energia até 2040, graças à rápida queda dos custos da energia eólica e solar e à função crescente das baterias, incluindo as dos veículos elétricos (BLOOMBERG, 2017).

O Brasil é um país de dimensões continentais e conta predominantemente com usinas hidrelétricas para o fornecimento de energia elétrica. Além destas, há também uma parcela considerável de usinas termelétricas, tornando o sistema elétrico nacional um sistema hidrotérmico.

A localização dos novos aproveitamentos hidráulicos cada vez mais distantes dos centros de consumo, demandando a instalação de linhas de transmissão mais extensas – que em alguns casos apresenta impactos socioambientais prejudiciais – e a vocação que o país possui com as fontes renováveis, como a eólica, propiciaram a rápida inserção desta fonte. Deve-se destacar que esta fonte já possui capacidade instalada relevante e enorme potencial para continuar sua expansão.

Hoje, somente o aspecto econômico é levado em consideração para a compra ou contratação da energia produzida pelas usinas. No entanto, além dos custos que são levados em conta para a implantação e operação de uma usina, como custos de aquisição e instalação dos equipamentos, construção da subestação e linha de transmissão, financiamento, amortização, trabalhistas e combustível, quando existente, há também custos socioambientais que não são capturados no valor da energia, denominados externalidades.

No caso das fontes renováveis, como a eólica, ainda existem subsídios cruzados, pois os parques eólicos contam com desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) ou Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), sendo que desde 2013, o desconto está sendo arcado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)¹. Já em 2014, o custo deste subsídio era estimado em R\$ 1,1 bilhão por ano (MONTALVÃO, E; SILVA, R. M., 2015). Sua

¹ Conforme estabelece o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

manutenção já está sendo questionada, inclusive pelo MME e pode ser que o mecanismo de desconto da TUSD e TUST seja descontinuado para desonerar a CDE.

As externalidades existem na geração de energia elétrica independente da fonte, porém, variam em função do tipo e da tecnologia da usina em questão. Usinas termelétricas tendem a apresentar externalidades maiores do que as das usinas eólicas, pois utilizam combustíveis fósseis que são queimados para gerar energia elétrica, enquanto que as usinas eólicas necessitam apenas dos ventos para que a geração ocorra. Especificamente no Brasil, os ventos são muito bons e proporcionam geração de energia elétrica com alto fator de capacidade (FC), sendo maior do que em outros países consolidados no uso desta fonte, como Alemanha, Espanha, China e EUA (GWEC, 2016).

A incorporação do custo de externalidades (Cex) pode proporcionar maior eficiência econômica na expansão do sistema elétrico e operação das usinas que o compõem, além de proporcionar benefícios socioambientais e por estas razões, sua viabilidade deve ser verificada.

Pode-se afirmar que se trata de um tema relevante para o setor elétrico, pois o próprio Ministério de Minas e Energia (MME) já iniciou a discussão acerca da incorporação das externalidades em sua consulta pública nº 33, aberta em 05/07/2017. Nela foi discutido o aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Dentre outras propostas, é sugerida a separação de lastro² e energia o que possibilitaria a valoração adequada da contribuição de cada empreendimento ao sistema e a consequente redução de subsídios, considerando os atributos das fontes de energia (MME, 2017a). O MME acredita que esta separação também pode proporcionar a racionalidade na valoração das externalidades, possibilitando a criação de produtos que permitiriam sua internalização e até mesmo a criação de um mercado para estes. A definição do Cex, como o MME salienta, está condicionada à existência de ferramentas computacionais que permitam o cálculo de forma não enviesada pelos órgãos competentes (MME, 2017a).

² Entende-se por lastro a confiabilidade que um empreendimento proporciona ao Sistema Elétrico.

1.1 Objetivos e estrutura do trabalho

O objetivo deste trabalho é avaliar, por meio de metodologia adequada, se o Cex presente na geração de energia elétrica da fonte eólica pode ser incorporado ao método do índice de custo benefício, denominado ICB. Este é um índice de referência utilizado para ordenar economicamente os empreendimentos que serão viabilizados por meio de leilões de compra de energia, que é a principal forma de contratação da expansão do sistema elétrico brasileiro. Para que as externalidades da fonte eólica sejam contextualizadas, também é feita a análise da incorporação do Cex de uma usina termelétrica a GN. Após a incorporação, são investigadas as implicações da inclusão destes custos na geração e preço da energia.

Para isto, o capítulo 2 traz uma breve apresentação da energia eólica, da situação atual no mundo e também no Brasil. Em seguida, é apresentado o conceito de externalidades, a presença destas na geração de energia, bem como a conceituação da metodologia do ICB.

Já no capítulo 3, a metodologia do ICB é detalhada e aplicada em três projetos, sendo dois parques eólicos e uma termelétrica a GN. A termelétrica a GN foi escolhida por três razões: possui porte similar aos parques eólicos, por ser a usina com menor emissão de gases de efeito estufa (GEE) dentre as que utilizam combustíveis fósseis e por ser despachável. Esta característica permite que a usina térmica seja acionada, ou seja, entre em operação quando ocorre a diminuição da geração eólica ou hidrelétrica. Como resultado, esta metodologia apresenta a parcela k dos projetos em questão, que corresponde ao valor dos custos variáveis de operação e dos custos ou benefícios econômicos no mercado de curto prazo, que a energia destes projetos proporciona conforme perfil de geração de cada um.

Posteriormente, por meio do método ExternE que apresenta valores de externalidades conforme o tipo de geração de energia elétrica para usinas na Europa, as externalidades da geração de energia da fonte eólica e à GN são exibidas. É feita uma análise entre as características de cada localidade e então o custo de externalidades é incorporado ao ICB.

Em seguida, conforme capítulo 4, são feitas análises em 3 cenários do Custo Marginal da Operação (CMO)³, para observar qual seria a contribuição de geração de energia de cada um dos projetos, custos envolvidos e emissões.

Por fim, o capítulo 5, discorre sobre as conclusões observadas.

³ Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema (ANEEL, 2004).

Desde 1991, o projeto ExternE envolveu mais de 50 equipes de pesquisa em mais de 20 países da Europa. As seguintes categorias de impacto estão incluídas na metodologia do ExternE adaptado:

- a. Ambientais: Impactos causados pela emissão de substâncias (partículas) ou energia (ruído, radiação, calor) no meio ambiente: ar, solo e água. A metodologia utilizada é a abordagem do caminho do impacto (ACI);
- b. Aquecimento Global: É feita uma estimativa do dano quantificável. No entanto, devido a grandes incertezas e possíveis lacunas, é utilizada a abordagem de custos evitados;

O ExternE também possui uma categoria que quantifica as externalidades relativas aos acidentes, porém, esta categoria foi desconsiderada no presente estudo. Destaca-se que o ExternE após mais de uma década de pesquisa, foi reconhecido como uma referência de dados de custo de externalidades e que seus resultados foram utilizados com sucesso em diferentes áreas da política energética e ambiental (KREWITT, 2002).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Perspectiva das energias renováveis no mundo

As energias renováveis possuem lugar de destaque nos planos de expansão de energia, seja na previsão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ou da *International Energy Agency* (IEA). No Plano Decenal de Energia 2024 (PDE 2024), o MME, junto com a EPE estimou que no ano de 2024 haverá 7 GW de capacidade instalada de usinas solares e 24 GW de eólicas, de um total de 207 GW (MME/EPE, 2015). O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2001 estimou um potencial instalável de 143 GW para parques eólicos – ou seja, quase 20 vezes a atual potência instalada – corroborando com a grande possibilidade de inserção desta fonte (EPE, 2016c).

A questão é como se dará esta integração crescente, dado que a característica inerente destas fontes é a variabilidade, o que traz desafios aos sistemas elétricos atualmente implantados. Estes devem ser capazes de se adequar à flexibilidade no fornecimento de energia das fontes renováveis, mantendo o atendimento das cargas a eles conectadas.

A IEA destaca que sistemas elétricos de países desenvolvidos e, portanto, estáveis, se diferenciam dos sistemas dos países que se encontram em expansão, como é o caso do brasileiro, pois nestes as fontes renováveis podem ser utilizadas para atender a demanda adicional (IEA, 2014). Desta forma, um sistema com maior flexibilidade pode ser construído desde o momento zero em paralelo com a inserção das renováveis. Já nos estáveis (presentes em muitos países europeus), não existe expansão da demanda; desta forma, a inserção de renováveis ocorre com a desativação de empreendimentos já existentes, às vezes antes do término da vida útil destes, implicando em custos adicionais.

Como possíveis soluções para a absorção das fontes renováveis estão a maior interconexão entre sistemas de transmissão ou submercados, utilização de unidades de armazenamento de energia para balancear a geração com a carga, ou seja, absorver a geração nos momentos de baixa demanda e devolvê-la nos momentos de alta. No caso do Brasil, isso implica na alteração da característica de “base” das usinas hidrelétricas, para que acompanhem a geração variável.

No entanto, a IEA salienta que talvez seja necessário mudar a perspectiva do sistema elétrico atual, não tratando a inserção das fontes renováveis como uma adição ao sistema existente – o que poderia resultar numa inadaptabilidade delas – e sim na transformação do sistema elétrico como um todo, trazendo desafios e oportunidades não só com as tecnologias destas fontes, mas com outros componentes (IEA, 2014). Com isto, a perspectiva destas fontes implica mais numa abordagem sistêmica do que apenas na inserção de mais uma fonte energética similar às já empregadas em larga escala.

2.2 Energia eólica no mundo

Como ilustra a Figura 2.1, a energia eólica apresentou forte crescimento desde a década de 1990. Com apenas 4,8 GW de potência instalada mundial em 1995, a energia eólica atingiu a marca de 432 GW em 2015. Os dez primeiros países em capacidade instalada concentram 84,5% desta potência. Somente os três primeiros – China, EUA e Alemanha – contam com 61,2% (GWEC, 2016).

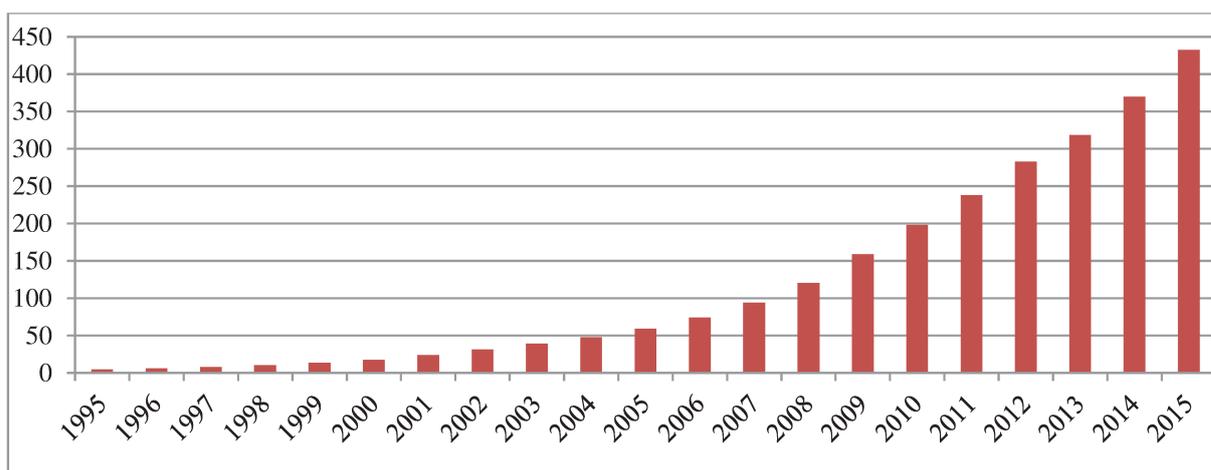


Figura 2.1: Capacidade instalada mundial de energia eólica no período entre 1995-2015.
Fonte: Elaboração própria com dados da GWEC (2016)

Considerando o ano de 2015, pode-se destacar que a energia eólica representou quase 50% da potência adicionada na Europa, já sendo a 3ª dentre todas as fontes, com 15,6% de participação no continente (EWEA, 2016). Em termos de produção de energia, a eólica foi

responsável por 42% de toda a energia elétrica produzida na Dinamarca (ENERGINET, 2016). Já nos EUA, apesar de ser o país com a maior produção – 190 TWh – este montante correspondeu a 4,7% de toda a energia elétrica gerada (GWEC, 2016). A China, embora tenha uma capacidade instalada 95% maior do que a dos EUA, produziu 186,3 TWh (GWEC, 2016).

2.3 Modelos de inserção de energia – Exemplos de outros países

A *International Renewable Energy Agency* (IRENA) realizou um estudo analisando o desenvolvimento da energia eólica em 12 países⁴ denominado de *30 years of Policies for Wind Energy*. Nele, ela destaca que os planos adotados foram muito diferentes de país para país e que também sofreram alterações ao longo do tempo (IRENA, 2013).

Alguns mecanismos de apoio foram desenvolvidos e implementados para promover o uso da energia eólica desde o final da década de 1970 (IRENA, 2013). Dentre eles, pode-se citar incentivos relativos a impostos, regimes de quota – como leilões específicos para contratação de energia renovável, sistemas preferenciais de tarifa, destacando-se o *Feed-in Tariff* que consiste na oferta de contratos de longo prazo, remunerando a energia produzida a valores atrativos, compensando os custos e riscos do projeto e geralmente acima dos preços de mercado das demais fontes, utilizado por pelo menos 78 países (REN21, 2015 apud EPE, 2016a);

Os elementos de sucesso foram clareza na concepção do plano de inserção da energia eólica, compromisso de longo prazo e remuneração que permitiu uma margem adequada de lucro para os investidores. Os governos determinaram metas e estabeleceram programas específicos para a expansão. Estas metas foram importantes para despertar a consciência da população e enviar um sinal claro e de longo prazo aos investidores. O apoio às energias renováveis via incentivos ou subsídios geralmente são necessários, mas nunca exclusivos para garantir o desenvolvimento da fonte. Na Grécia, por exemplo, foi utilizado um dos maiores *Feed-in Tariff* da Europa e, no entanto, outros fatores, podendo-se citar processos administrativos burocráticos, impediram um maior desenvolvimento da fonte eólica, mesmo antes da crise econômica que a atingiu (IRENA, 2013).

⁴ Alemanha, Brasil, China, Dinamarca, Espanha, Grécia, Índia, Irlanda, Itália, Portugal, Reino Unido e Estados Unidos.

Dez países apresentaram políticas que facilitaram o acesso de parques eólicos à rede elétrica, possibilitando a conexão efetiva dos projetos e recebimento de receita a partir do início de suprimento. Apesar da priorização dos projetos eólicos, planejamentos inadequados que não considerem corretamente as metas nacionais ou as previsões de inserção podem levar a atrasos e perdas, tanto para os empreendedores quanto para as distribuidoras. Em 2010, na Alemanha, houve perda de 150 GWh de energia eólica em função de superprodução e desconexão de parques eólicos (SEWOHL, 2012). O mesmo problema ocorreu na China em 2011: 10 TWh de energia eólica não puderam ser absorvidos pela rede elétrica (JUNFENG et al., 2012).

2.4 Energia eólica no Brasil

O primeiro grande passo para a expansão da energia eólica aconteceu através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) que, segundo as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), foi o maior programa do mundo de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (ELETROBRAS, 2017).

A capacidade instalada das centrais eólicas contratadas neste programa foi de 1.304 MW (EPE, 2016c). Conforme destaca a Eletrobras, a implantação deste programa contribuiu para a diversificação da matriz energética nacional, proporcionando grande avanço industrial e internalização de tecnologia de ponta. Ela também estima que o programa possibilitou a redução de emissões de GEE equivalentes a aproximadamente 2,5 milhões de toneladas de CO₂eq/ano (EPE, 2016c).

Como a EPE ressalta, o Proinfa pode ser considerado um sistema *feed-in tariff* por estabelecer valores específicos para a energia vendida por cada tipo de fonte por 20 anos (EPE, 2016c). Os custos do programa são recuperados através de uma taxa paga pelo consumidor através das contas de energia elétrica.

Após o Proinfa, a expansão da energia eólica se deu em grande parte através da participação no Ambiente de Contratação Regulada, conhecido como ACR, onde a energia é licitada através de leilões promovidos direta ou indiretamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Em 2009, ocorreu o 1º leilão exclusivo para energia eólica com a viabilização de 1.805,7 MW (EPE, 2009). Este leilão se enquadrava na modalidade Regime de Quota⁵, justamente em função da contratação exclusiva desta fonte.

Nos anos seguintes, o governo continuou promovendo leilões para contratação de energia de diferentes fontes, sendo a eólica um dos destaques das contratações. Sua forte competitividade possibilitou a queda do preço da energia e grande inserção. O gráfico da Figura 2.2 mostra a evolução da capacidade instalada no Brasil:

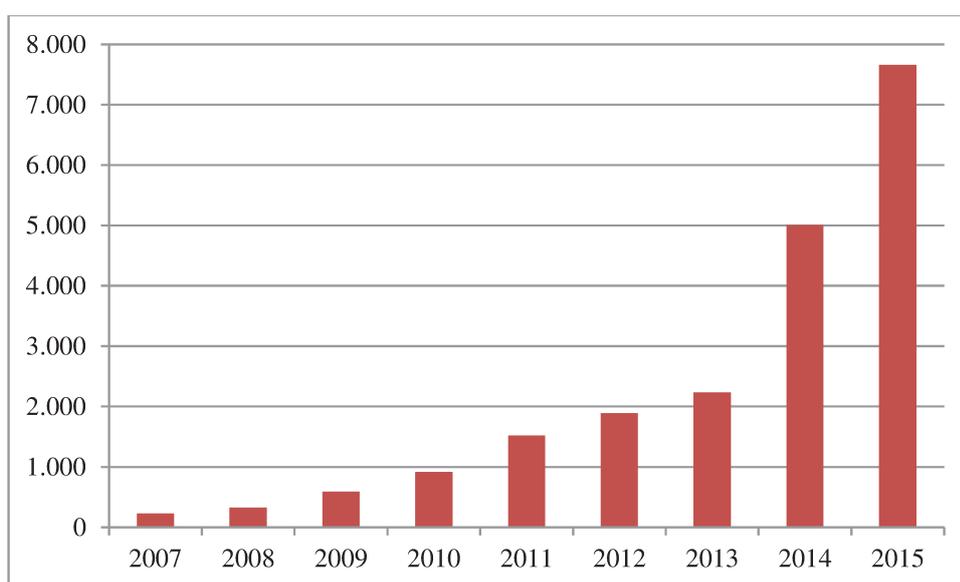


Figura 2.2: Capacidade instalada de energia eólica no Brasil no período entre 2007 e 2015
Fonte: Elaboração própria com dados do BIG/ANEEL (2016).

2.5 Situação da expansão da energia eólica no Brasil

Apesar do forte crescimento que a energia eólica obteve nos últimos anos no Brasil, colocando o país em 10º lugar em termos de potência instalada (GWEC, 2016), alguns problemas de naturezas distintas podem dificultar a continuidade da expansão desta fonte.

Dentre os possíveis impactos socioambientais, pode-se citar, por exemplo: interferência na flora e fauna por alteração na cobertura vegetal, a interferência direta na fauna alada por

⁵ Mecanismo que obriga as distribuidoras a comprarem determinado tipo de energia, neste caso, de fontes renováveis.

colisão com as pás dos aerogeradores, aumento na demanda por serviços e infraestrutura, alteração na organização social, produção de ruído, alteração na paisagem e aumento da dinâmica econômica (EPE, 2016c).

Em 2014, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) publicou a Resolução 462/2014 classificando os parques eólicos entre os empreendimentos de baixo impacto ambiental e entre os com maior potencial de impacto⁶, exigindo para estes últimos estudos mais aprofundados e audiências públicas.

O descasamento da conclusão das obras dos parques eólicos com a disponibilização dos sistemas de transmissão associados (ICGs⁷, subestações e/ou linhas de transmissão) trouxe impacto para os consumidores finais, pois os primeiros contratos de venda de energia (PPAs) garantiam ao empreendedor de geração o recebimento de receita mesmo se o sistema de transmissão associado não estivesse concluído. Apenas no período de julho/12 a dezembro/13, o Tribunal de Contas da União (TCU) apontou prejuízo de R\$ 929,5 milhões aos consumidores, correspondente ao custo da energia não gerada por 48 parques eólicos localizados na Bahia e Rio Grande do Norte, em função do atraso na construção dos sistemas de transmissão (TCU, 2014).

Para contornar este problema, a partir de 2013, o governo retirou esta cláusula de garantia de receita, constante nos PPAs, impondo este risco aos empreendedores de geração, mesmo sem a contrapartida de aumento do preço teto. Posteriormente, em alguns leilões, o governo por meio da EPE, instituiu a inversão de fases nos leilões de energia – com entrega em até 3 anos – permitindo que os lances fossem dados apenas pelos empreendedores cujos empreendimentos possuíssem possibilidade de escoamento de energia no horizonte de conclusão dos parques eólicos, ou seja, somente os empreendimentos que se conectassem em sistemas de transmissão com capacidade ociosa ou obras com prazo de conclusão anterior à data prevista para o início de suprimento dos empreendimentos podiam participar efetivamente dos leilões. Se, por um lado, esta medida proporcionou maior segurança em relação ao suprimento de energia ao

⁶ Não são considerados empreendimentos de baixo impacto os localizados: em formações dunares e áreas úmidas; no bioma Mata Atlântica e que impliquem em supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração; na Zona Costeira e que impliquem em alterações significativas de suas características naturais; em zonas de amortecimento de Unidades de Conservação de proteção integral; em áreas importantes para aves migratórias; em locais em que o empreendimento venha a causar impactos socioculturais diretos que impliquem inviabilização de comunidades; em áreas de ocorrência de espécies ameaçadas de extinção e áreas de endemismo restrito.

⁷ Instalação de transmissão de interesse exclusivo de Centrais de Geração para conexão compartilhada

diminuir o impacto da volatilidade na construção dos sistemas de transmissão, por outro criou um grande empecilho na expansão dos parques eólicos.

A recente situação político-econômica do país é o entrave da vez para a continuidade da expansão da energia eólica. Por conta da crise, houve aumento do preço do dólar e dos juros, apenas para citar alguns impactos. Com isto, os empréstimos ficaram mais caros e mais escassos, dificultando a venda e implantação de novos parques eólicos. Outro problema decorrente foi a diminuição da demanda de energia no Brasil, deixando algumas distribuidoras sobrecontratadas além do limite de 5% a que elas têm direito e são ressarcidas, trazendo impactos financeiros, pois a energia contratada e não entregue para os consumidores é valorada ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)⁸, que se encontra num patamar bem abaixo do valor pago pelas distribuidoras no momento de compra desta energia. Desta forma, a demanda dos novos leilões está muito diminuta. Para ilustrar esta situação, no leilão de Energia de Fontes Alternativas de 2015 – realizado em 27.04.2015, foram contratados apenas 3 parques eólicos – dos 11 empreendimentos contratados – apesar dos 172 projetos habilitados (EPE, 2015a). Em dezembro de 2016, era prevista a realização de um leilão de reserva com a participação da fonte eólica (2º LER de 2016), porém, como a própria EPE esclareceu, houve significativa deterioração da perspectiva para o cenário econômico, o que resultou em sobreoferta no sistema (EPE, 2016b). Desta forma, a ANEEL realizou o cancelamento deste leilão a apenas 4 dias de sua realização (ANEEL, 2016a).

O problema da falta de demanda perdura até 2017. Para tentar equalizar a demanda e a oferta, diminuindo a sobrecontratação, a ANEEL realizou em 28.08 o leilão de descontratação de energia de reserva onde empreendedores que possuíam projetos com as obras atrasadas e com baixa viabilidade de construção puderam realizar oferta para devolução da energia contratada em leilões de reserva anteriores. Esta oferta – revertida para a conta de energia de reserva – substituíria as penalidades que os empreendedores em atraso iriam incorrer, proporcionando, portanto, uma forma de mitigação de prejuízo. Este leilão resultou na descontratação de 307,7 MW de potência instalada de projetos eólicos e 249,7 MW de projetos solares (ANEEL, 2017).

Com a expectativa de retomada da economia e eventual demanda das distribuidoras a partir de 2021, o governo divulgou a realização de 2 leilões em dezembro de 2017, um A-4 e

⁸ O PLD é um valor determinado semanalmente e para cada Submercado com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo.

outro A-6, ou seja, o início de suprimento da energia contratada ocorrerá em 01.01.2021 e 01.01.2023, respectivamente (MME, 2017b).

2.6 A comercialização de energia e seus ambientes

Como a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) explica, o setor elétrico está no seu terceiro modelo⁹, o qual foi estruturado para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a inserção social, por meio de programas de universalização do atendimento e também a modicidade tarifária e de preços (CCEE, 2018).

A partir de 2004, quando teve início, a comercialização de energia elétrica passou a contar com dois ambientes de negociação: O ACR, com agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que conta com comercializadores e consumidores livres e especiais¹⁰, bem como com os geradores e distribuidores.

Além destes dois ambientes, há também o mercado de curto prazo, conhecido como mercado de diferenças, onde ocorre o ajuste entre os volumes de energia contratados e medidos, bem como a liquidação financeira dos mesmos com base no PLD. Seu cálculo é realizado previamente e com duração semanal. Ele é baseado nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Desta forma, o modelo obtém o a geração ótima para a semana em questão, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado (CCEE, 2016).

Para se buscar a modicidade tarifária, os leilões foram instituídos, pois funcionam como instrumento de compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado. Os leilões utilizam o critério de menor tarifa, visando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada aos consumidores cativos.

⁹ O terceiro modelo é chamado de Novo Modelo e foi implantado por meio das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Este modelo foi precedido pelo Modelo Antigo vigente até 1995 e Modelo de Livre Mercado que ficou em vigor entre 1995 e 2003.

¹⁰ Os consumidores são enquadrados em função da demanda de energia e tensão de conexão que possuem. Os cativos são os que podem comprar energia apenas da distribuidora que os atendem. Os livres negociam livremente de quem querem comprar e os especiais são consumidores livres que podem consumir energia de fontes incentivadas e usufruir do desconto da TUSD.

2.7 Externalidades: Conceituação econômica

O primeiro conceito que deve ser apresentado, é o conceito de mercado. Ele é definido como o grupo de compradores e vendedores que, por meio de suas interações efetivas ou potenciais, determinam o preço de um produto ou de um conjunto de produtos (PINDYCK e RUBINFELD, 2013).

Os produtores ofertam um dado volume de uma determinada mercadoria a um preço estabelecido. A relação entre a quantidade desta mercadoria e o preço requerido é denominado Curva de Oferta. Por outro lado, a Curva de Demanda representa o preço que os consumidores estão dispostos a pagar por uma dada quantidade de um produto. No ponto em que a quantidade demandada de um determinado produto é igual à quantidade ofertada, diz-se que o mercado se encontra em equilíbrio. Tanto as curvas de oferta e demanda quanto o equilíbrio de mercado E_0 podem ser observados na Figura 2.3:

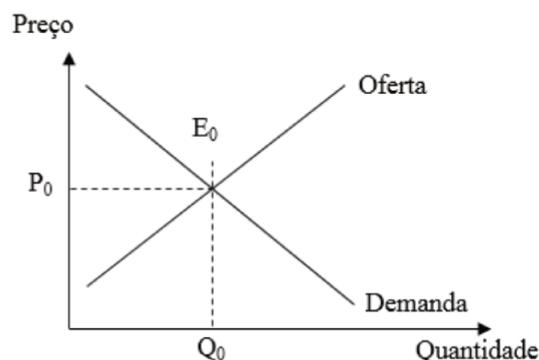


Figura 2.3: Equilíbrio de mercado na ausência de externalidades

Fonte: adaptado de SOUSA [2012?]

Pode-se dizer que o consumo de um determinado produto está associado ao benefício deste consumo proporcionado ao consumidor. O consumo adicional deste produto, desta forma, é denominado benefício marginal¹¹ privado, pois se refere a um consumidor específico. De forma análoga, a oferta está relacionada ao custo de produção privado, pois é atribuída a determinado produto fabricado por um produtor específico. A Figura 2.4 exhibe as curvas de benefício e custo marginais privados, que são similares às curvas de oferta e demanda. O equilíbrio de mercado também encontra-se no ponto E_0 .

¹¹ Unidade adicional do determinado produto.

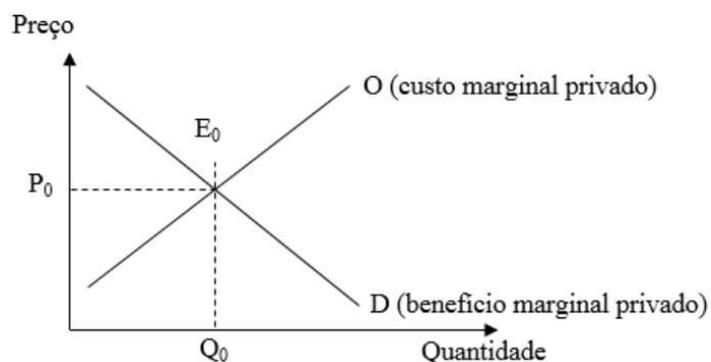


Figura 2.4: Curvas de benefício e custo privados

Fonte: SOUSA [2012?]

As externalidades ocorrem quando a ação de um produtor ou consumidor afeta outros produtores ou consumidores, mas que não é considerada no preço de mercado (PINDYCK e RUBINFELD, 2013). Elas que podem ser positivas (benefícios externos) ou negativas (custos externos). Ou seja, os consumidores e/ou produtores não consideram os efeitos externos de suas ações quando decidem a quantidade a ser demandada ou produzida, sendo que o equilíbrio de mercado não é o ótimo (SOUSA, 2012?). Como as externalidades não estão refletidas nos preços de mercado, elas podem se tornar uma causa de ineficiência econômica (PINDYCK e RUBINFELD, 2013).

No caso da poluição – como exemplo de uma externalidade negativa – um poluidor realiza suas decisões baseado somente nos seus custos e na oportunidade de lucro de sua produção, não considerando os custos externos¹² naqueles afetados por essa produção.

Os custos externos podem incluir diminuição da qualidade de vida dos afetados, maior custo com cuidados médicos e perdas de oportunidades, como no caso de turismo. Como os custos externos não são arcados pelo poluidor, de forma que não são repassados aos seus clientes, os custos totais de produção ou custos sociais são maiores do que os custos privados. A Figura 2.5 exemplifica esta falha de mercado:

¹² Custos externos somados aos custos privados correspondem aos custos sociais. Da mesma forma, os benefícios sociais são a soma dos benefícios privados e externos.

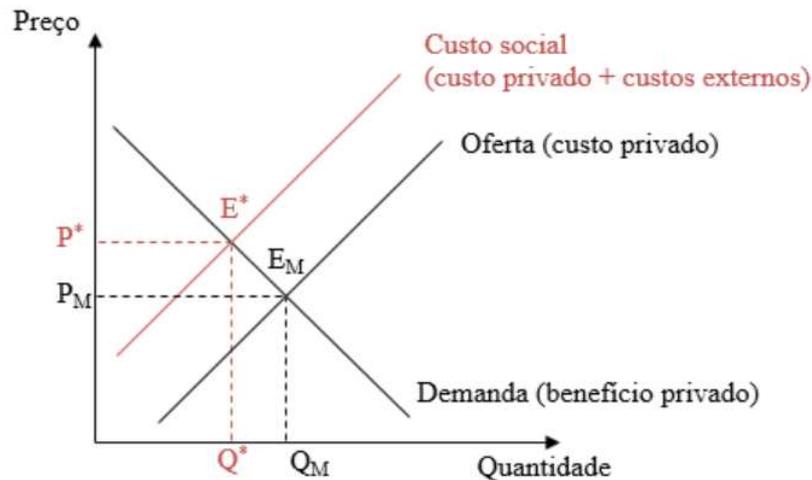


Figura 2.5: Falha do mercado na ocorrência de externalidades negativas

Fonte: adaptado de SOUSA [2012?]

O equilíbrio de mercado, desconsiderando-se as externalidades negativas, ocorre no ponto E_M (combinação preço-quantidade P_M e Q_M). No entanto, por considerar apenas o custo privado, este equilíbrio ignora o custo imposto à sociedade que é o custo social. Quando os custos externos são incorporados, a combinação preço-quantidade passa a ser P^* e Q^* . Portanto, na ocorrência de externalidades negativas, há uma superprodução de um serviço ou bem à preços inferiores aos seus custos totais.

No que diz respeito à poluição, os custos sociais crescem proporcionalmente ao seu nível, que por sua vez, aumenta em função da produção. Desta forma, sob a ótica apenas da produção, bens com externalidades negativas são produzidos em maior quantidade quando são considerados apenas os custos privados, ignorando-se os custos incorridos nas outras partes interessadas (custos externos). A produção destes bens seria menor caso os custos sociais fossem minimizados.

Em relação às externalidades positivas, podendo-se citar atividades de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), é considerado que existem benefícios positivos além daqueles obtidos pelo financiador (que normalmente é a empresa que pagou pela pesquisa). Isto porque o P&D aumenta o conhecimento, contribuindo para outras descobertas e outros avanços. No entanto, os benefícios privados de uma empresa que vende produtos baseados no P&D tipicamente não incluem os ganhos de outros que se beneficiam indiretamente (benefícios externos). Desta forma, nos casos de externalidades positivas, o benefício privado é menor do que o benefício social. A Figura 2.6 ilustra esta situação:

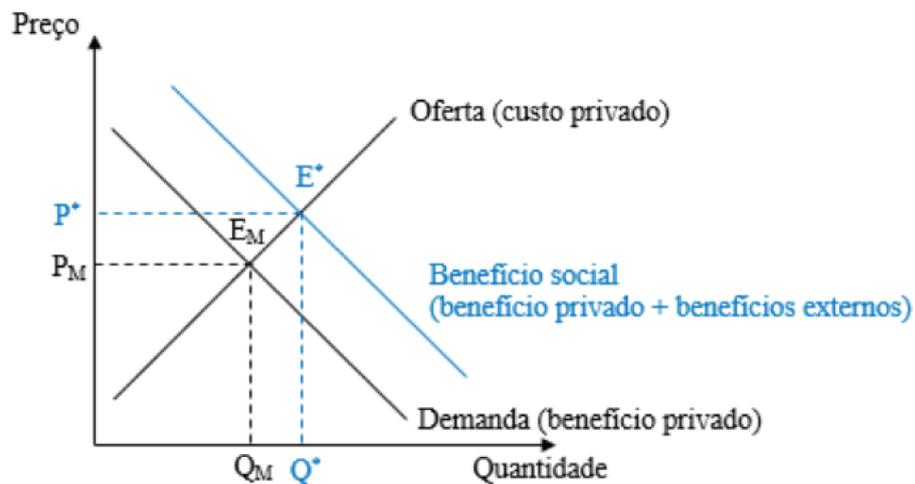


Figura 2.6: Falha de mercado na ocorrência de externalidades positivas

Fonte: adaptado de SOUSA [2012?]

A combinação preço-quantidade P_M e Q_M representa um ponto de equilíbrio (E_M) distorcido em relação ao ponto ótimo (E^*) que engloba as externalidades positivas, pois, a sociedade se beneficiaria se houvesse maior quantidade do bem ou serviço prestado (Q^*). Para tanto, é necessário que todos os custos e benefícios estejam internalizados para que sejam tomadas decisões de produção e compra. Caso contrário, haverá menor produção de bens ou serviços que proporcionam externalidades positivas.

2.7.1 Externalidades na geração de energia

Em relação aos recursos energéticos, subentende-se por externalidades os impactos negativos ou positivos derivados de uma tecnologia de geração de energia, cujos custos ou benefícios não são incorporados ao preço da eletricidade e, conseqüentemente, não são repassados aos consumidores, sendo arcados por uma terceira parte ou pela sociedade como um todo.

Os impactos negativos relacionados à geração de energia podem ter alcance global, como, por exemplo, a contribuição no aquecimento global; regional, como a degradação e uso da água e do solo; local, assim como, o aumento da poluição do ar de uma cidade que possua uma usina termelétrica.

As externalidades negativas ainda podem englobar outros impactos, tais como sociais, políticos, macroeconômicos, entre outros. Os impactos mais relevantes e que afetam diretamente o ser humano são os impactos sobre a saúde humana e meio ambiente natural, além dos impactos globais, como da camada de ozônio e efeito estufa (SHECHTMAN, 1995 apud REIS et. al., 2001).

Dentre os métodos para quantificar estas externalidades, pode-se citar a Avaliação do Ciclo de Vida, denominada ACV. O ciclo de vida de um produto se inicia quando os recursos naturais para sua produção são extraídos da sua origem e termina quando os materiais, resíduos e emissões retornam ao meio ambiente (EPE, 2005).

Economistas neoclássicos recomendaram intervenção estatal para correção dos efeitos das externalidades (HELBLING, 2012). Arthur Pigou (1920) sugeriu que os governos deveriam taxar os poluidores no valor equivalente do prejuízo causado nos outros. Esta taxa resultaria na adequada internalização dos custos externos dos poluidores. Pela mesma lógica, os governos deveriam subsidiar aqueles que gerassem externalidades positivas, na medida que beneficiassem os outros.

A proposição de que externalidades necessitam de regulação e taxação do governo foi amplamente debatida. Alguns economistas argumentaram que os mecanismos de mercado poderiam corrigir as externalidades e proporcionar resultados eficientes (HELBLING, 2012). Pessoas podem resolver seus problemas por meio de transações que beneficiem ambas as partes. Para exemplificar, um dono de um prédio e um poluidor poderiam celebrar um contrato onde o proprietário aceita pagar uma quantia em troca da redução da poluição produzida. Este tipo de contrato pode ser benéfico para ambas as partes. Uma vez que o imóvel está menos exposto à poluição, o proprietário poderia aumentar o valor do aluguel. Enquanto o aumento for maior do que a quantia paga ao poluidor, o resultado é benéfico para o proprietário. De maneira análoga, enquanto o pagamento exceder a perda de lucro ocasionada pela menor produção, o poluidor também é beneficiado.

A possibilidade de superação das ineficiências das externalidades por meio de negociação entre as partes afetadas foi discutida pela primeira vez por Ronald Coase em 1960 (HELBLING, 2012). Para que soluções negociadas sejam possíveis, os direitos de propriedade devem ser bem definidos, os custos de transação devem ser baixos e não deve haver incerteza ou informação assimétrica, onde uma parte possui maior conhecimento que a outra na transação.

Contra este contexto, a intervenção governamental ótima deve ser aquela que estabelece estruturas institucionais que permitem negociações adequadas entre as partes envolvidas nas

externalidades. Direitos de propriedade – especialmente intelectual, como patentes – permitem que uma empresa receba a maioria ou até a totalidade do retorno por meio de P&D. Entretanto, é mais fácil atribuir direitos de propriedade em inovações e invenções do que em pesquisa de base. Neste caso, é mais difícil definir os direitos, de forma que subsídios governamentais normalmente são necessários para garantir uma quantidade adequada de pesquisa básica (HELBLING, 2012).

Problemas em definir direitos de propriedade são obstáculos frequentes em soluções baseadas no mercado, porque os efeitos indiretos da atividade de produção ou consumo podem afetar os bens públicos, constituindo um tipo especial de externalidade.

A propriedade desses bens não pode ser individualizada, em razão desses bens ou serviços não serem divisíveis. Estes bens são ao mesmo tempo não excludentes – independentemente de alguém os produzir ou manter, mesmo que com algum custo, não é possível impedir outra pessoa de usufruir de seus benefícios – e não rivais – o consumo de uma pessoa não reduz a oportunidade de outras os consumirem (CORNES & SANDLER, 1986 apud HELBLING, 2012). Se os benefícios privados são pequenos em relação aos sociais, mas os custos privados para fornecê-los são grandes, os bens públicos podem simplesmente não ser fornecidos. O problema do bem público foi identificado há muito tempo no campo das finanças públicas. Impostos geralmente financiam a entrega de bens públicos por parte do governo (SAMUELSON, P. A., 1955 apud HELBLING, 2012).

O problema do bem público é especialmente notado na economia ambiental que trata da análise e solução de problemas relacionados às externalidades. Ar limpo, água limpa e biodiversidade são bens não excludentes e não rivais. Eles são bens gratuitos produzidos pela natureza, disponíveis para todos e não estão sujeitos aos direitos de propriedade definidos. Conseqüentemente, nem as famílias, nem as empresas atribuem valor nestes bens públicos e negociações baseadas no mercado não são factíveis. Em outras palavras, problemas ambientais geralmente enfrentam um problema de ação coletiva.

Altos custos de transação e incertezas são outros obstáculos que impedem as partes impactadas pelas externalidades de internalizar os custos e benefícios por meio de soluções negociais. Hoje, o problema de externalidade mais complexo e urgente é a emissão de GEE, pois o acúmulo na atmosfera proveniente de atividades humanas é a maior causa do aquecimento global (HELBLING, 2012). As externalidades surgem porque os custos e riscos das mudanças climáticas são suportados pelas pessoas de modo geral, enquanto que existem

apenas poucos mecanismos que obrigam aqueles que se beneficiam das atividades que emitem GEE a internalizar estes custos e riscos.

A atmosfera, na verdade, é um bem público que beneficia a todos, tornando soluções negociais impraticáveis. A identificação e concordância de políticas de internalização dos custos sociais das emissões de GEE no nível global são extremamente difíceis, devido aos custos para alguns indivíduos e empresas e complexidade na execução destas (TIROLE, 2008 apud HELBLING, 2012).

As externalidades representam problemas fundamentais nas políticas econômicas quando indivíduos, famílias e empresas não internalizam os custos ou benefícios externos de suas transações econômicas. O resultado, como mostrado nas Figuras 2.4 e 2.5, se traduz em ineficiências de mercado. Embora haja algum espaço para soluções corretivas baseadas no mercado, a intervenção governamental é normalmente necessária para garantir que os benefícios e custos estejam integralmente internalizados.

Para determinar qual é realmente o menor custo na escolha de um recurso energético, deve-se considerar os custos externos impostos à sociedade pelo uso deste energético. Quantificar os custos destas externalidades possibilita ao governo, por meio de suas agências reguladoras, que estes sejam refletidos no planejamento, na escolha do energético e na diminuição de danos à saúde e outros relacionados à poluição. Na prática, o resultado será o incentivo à realização de investimento em fontes menos poluidoras (OTTINGER et. al., 1991).

A necessidade de quantificar o custo de externalidades e incluí-lo nas decisões de escolha de fontes de energia foi bem expresso por F. Paul Bland em seu artigo: *Problems of Price and Transportation: Two Proposals to Encourage Competition from Alternative Energy Resources* (BLAND, 1986, apud OTTINGER et. al., 1991):

Mesmo sendo difícil determinar os custos das externalidades, algum valor deve ser definido. A decisão de não as considerar equivale a lhes atribuir valor zero. Dada a forte evidência de que o custo de externalidades é massivo e de que existe diferença significativa entre o custo externo de usinas tradicionais e empreendimentos de energias alternativas e renováveis, uma aproximação, calculada da maneira mais exata possível e atualizada conforme novas informações forem obtidas, seria preferível do que atribuir valor zero.

Por outro lado, é importante salientar que há limitação intrínseca tanto no conceito de externalidades, quanto na parcialidade da informação contida nas estimativas agregadas de externalidades (KREWITT, 2002). Adicionalmente, deve-se destacar que o Cex não é igual

para todas as fontes, ou seja, a sua incorporação acabaria beneficiando algumas fontes em detrimento de outras, gerando divergências entre os empreendedores.

2.8 O ICB e a Parcela k

Como explicado pela EPE, o método da razão incremental custo/benefício, também chamado de método do ICB é um método de engenharia econômica para priorização de projetos (EPE, 2013).

Em um sistema de geração predominantemente hidroelétrico como o Sistema Interligado Nacional (SIN), o benefício energético da operação integrada de um empreendimento de geração pode ser avaliado pelo acréscimo proporcionado pela máxima quantidade de energia que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos. Esta energia é definida pelo MME e denominada Garantia Física¹³ (GF).

Nesta metodologia, o valor esperado do custo total de um empreendimento de geração compreende o custo de investimento ou receita fixa (RF), que representa os custos socioambientais, os juros durante a construção, a amortização e a remuneração dos investimentos e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M); somado ao valor esperado do custo de operação (COP) e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo (CEC), que corresponde ao valor líquido das transações no mercado de diferenças de curto prazo, contabilizado pela CCEE (EPE, 2013).

Assim, o ICB (R\$/MWh) de cada empreendimento de geração é definido como a razão entre o seu custo total e o seu benefício energético, podendo ser calculado em base mensal ou anual, de acordo com a Equação 1:

$$ICB = \frac{Custos\ Fixos + E(COP) + E(CEC)}{GF} \quad (Eq. 1)$$

Onde:

ICB: Índice de Custo Benefício;

E(COP): Valor esperado do Custo de Operação;

¹³ Em outras palavras, pode-se dizer que a GF é a quantidade de energia que um projeto ou empreendimento é capaz de produzir de acordo com um critério de suprimento estabelecido. Com a definição para um dado empreendimento, há a definição da quantidade máxima que este pode comercializar.

E(CEC): Valor esperado do Custo Econômico de Curto Prazo;

GF: Garantia Física.

Se o empreendedor destinar apenas uma parcela (x) de sua GF ao leilão, o ICB pode ser calculado admitindo-se que as parcelas de custo e benefício variem proporcionalmente ao percentual da GF destinado ao ACR. Assim, obtém-se a Equação 2:

$$ICB = \frac{x \times CF}{x \times GF} + \frac{x \times (COP + CEC)}{x \times GF} \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde:

ICB: Índice de Custo Benefício;

CF: Custos Fixos;

COP: Custo de Operação;

CEC: Custo Econômico de Curto Prazo;

GF: Garantia Física.

Reinterpretando o numerador e denominador do primeiro termo e cancelando o fator (x) do segundo termo (EPE, 2013), tem-se as Equações 3 e 4:

$$ICB = \frac{RF}{8.760 \times QL} + \frac{COP + CEC}{8.760 \times GF} \quad (\text{Eq. 3})$$

Ou:

$$ICB = \frac{RF}{8.760 \times QL} + k \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde:

RF: Receita fixa anual requerida pelo empreendedor, relativa à quantidade de lotes (QL) ofertada para o ACR, em R\$/ano (igual a $x \times CF$);

COP: Custo de Operação;

CEC: Custo Econômico de Curto Prazo;

QL: Quantidade de lotes ofertada para o ACR limitada à GF (igual a $x \times CF$);

k: Parcela invariante do índice, em R\$/MWh, destinada à cobertura dos custos variáveis de operação e custos econômicos no mercado de curto prazo, calculada para o empreendimento como um todo e válida para qualquer valor de x ;

8.760: Número de horas do ano.

Desta forma, como a EPE destaca, o índice ICB possibilita a comparação de projetos para qualquer valor de fração x , no intervalo entre 0 e 1. O edital de licitação poderá, no entanto, definir um percentual mínimo de GF destinado à comercialização no ACR.

3 METODOLOGIA DE PESQUISA

3.1 Materiais

O aproveitamento energético da fonte eólica está concentrado nas regiões Nordeste e Sul do Brasil. No presente trabalho, para fins de análise de geração, foram selecionados três projetos cadastrados no leilão A-3/2015 – dois projetos eólicos e um projeto termelétrico. Para a análise da fonte eólica, foram selecionados o estado do Rio Grande do Norte, que atualmente é o estado do Nordeste com maior potência instalada em operação – 2.859,95 MW, ou 40,5% de toda a capacidade do Nordeste – e o Rio Grande do Sul que conta com 1.453,6 MW, ou 86,8% da capacidade instalada da Região Sul (ONS, 2015). Os projetos selecionados – EOL São Vicente, cujo projeto está localizado no estado do Rio Grande do Norte e a EOL Fazenda Vigia 6, com projeto situado no Rio Grande do Sul – possuem a GF equivalente à GF do estado em que se situam possibilitando que a análise de geração de energia e ICB fossem realizados de forma adequada. Também foi selecionado um projeto de uma termelétrica a GN nacional, UTE Prosperidade I, localizado no Estado da Bahia, mesmo submercado da EOL São Vicente, para análise de perfil de geração em relação às eólicas, bem como na estrutura de custos de operação, de acordo com a metodologia.

As informações relativas ao leilão A-3/2015 foram utilizadas, incluindo a metodologia de da GF, do ICB e do CMO calculados e disponibilizados pela EPE especificamente para este leilão.

Além das informações disponibilizadas nos documentos do leilão A-3/2015, citadas acima, para a fonte eólica se faz necessária a utilização da disponibilidade mensal de energia que o empreendimento é capaz de injetar no SIN para realizar o cálculo do ICB e da parcela k. Esta informação não é divulgada nos documentos relativos ao leilão. Desta forma, para obtenção da curva mensal destes dois empreendimentos, foram consultados os Boletins Mensais de Geração Eólica, publicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no período entre agosto de 2015 e julho de 2016, completando assim, um ano.

Já para o projeto da UTE a GN, além das informações disponíveis nos documentos citados acima, também foi utilizado o resultado do leilão, uma vez que este projeto sagrou-se vencedor.

Os limites do PLD vigente em 2015 foram publicados na Resolução Homologatória ANEEL n° 1.832, de 25 de novembro de 2014 (ANEEL, 2014b).

As imagens das locações dos projetos e empreendimentos foram obtidas utilizando-se o Google Earth Pro (GEP). A análise eólica para a obtenção das principais características eólicas foi feita por meio do Global Wind Atlas (GWA).

3.2 Método

Em síntese, serão realizadas as etapas exibidas na Figura 3.1 para atingir o objetivo desta dissertação:

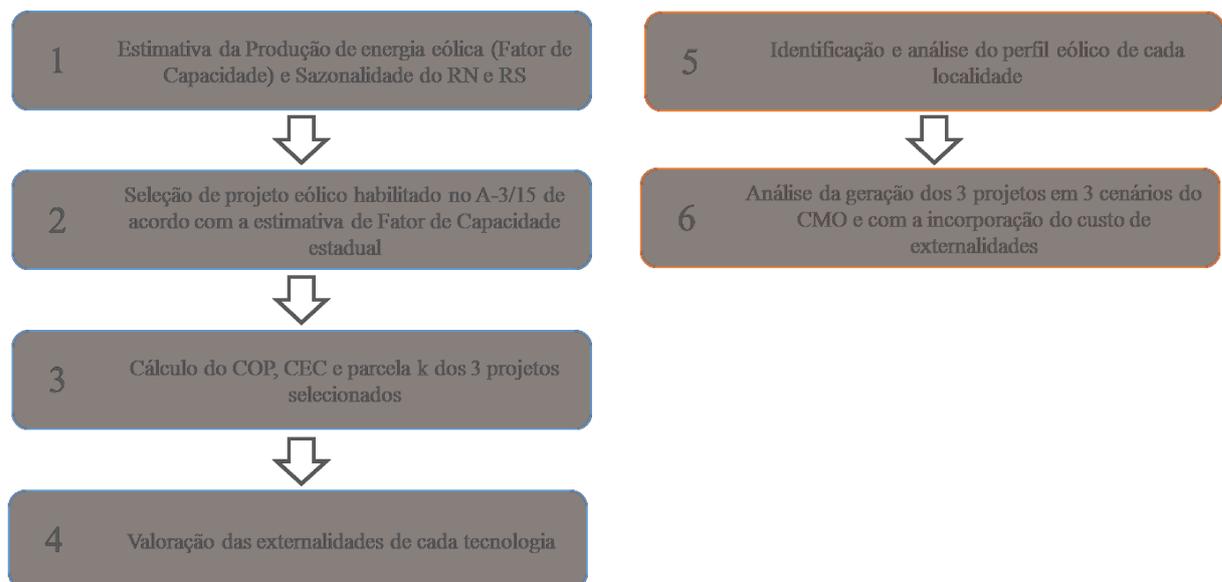


Figura 3.1: Síntese das etapas empregadas no método

3.2.1 A parcela k dos projetos eólicos pelo ICB adaptado

Os valores de produção mensal de energia ($Gera_m$), declarados pelo empreendedor no processo de habilitação do leilão, não são divulgados pela EPE. Desta forma, para o presente trabalho, se fez necessário o seu cálculo.

Utilizando-se dos 12 Boletins Mensais de Geração Eólica disponibilizados pelo ONS correspondentes aos meses de agosto/15 a julho/16 (ONS, 2015), o FC médio mensal por estado foi calculado. A Tabela 3.1 mostra os resultados por mês.

Tabela 3.1: Potência Instalada, Geração Verificada e FC médio mensal para os parques eólicos monitorados pelo ONS no RN e RS

	Potência Instalada RN (MW)	Geração Verificada RN (MWméd)	FC médio RN	Potência Instalada RS (MW)	Geração Verificada RS (MWméd)	FC médio
ago/15	2.182,4	1.222,3	56,0%	1.254,0	513,2	40,9%
set/15	2.182,4	1.064,9	48,8%	1.317,0	404,7	30,7%
out/15	2.182,4	1.054,2	48,3%	1.444,9	569,7	39,4%
nov/15	2.182,4	881,1	40,4%	1.479,9	568,1	38,4%
dez/15	2.182,4	869,6	39,9%	1.479,9	463,2	31,3%
jan/16	2.553,4	523,1	20,5%	1.479,9	493,1	33,3%
fev/16	2.553,4	914,2	35,8%	1.479,9	388,4	26,2%
mar/16	2.553,4	874,6	34,3%	1.479,9	461,7	31,2%
abr/16	2.578,6	1.017,3	39,5%	1.479,9	550,7	37,2%
mai/16	2.723,8	1.019,5	37,4%	1.479,9	449,2	30,4%
jun/16	2.785,0	1.266,0	45,5%	1.425,9	430,7	30,2%
jul/16	2.860,0	1.550,6	54,2%	1.453,6	524,3	36,1%

Fonte: Adaptado de (ONS – Boletins Mensais)

Multiplicando-se o FC médio mensal pelas horas do respectivo mês e dividindo-se pelo número total de horas do ano, obtém-se o FC médio anual, que corresponde à média da GF estadual dos empreendimentos monitorados pelo ONS. Este cálculo é feito por meio da Equação 5.

$$FC_{ESTméd} = \frac{\sum_{i=1}^m FC_{méd} \times nhoras_m}{8.760} \quad (\text{Eq. 5})$$

Onde:

$FC_{ESTméd}$: Média anual da GF dos empreendimentos monitorados pelo ONS, por estado;

$FC_{méd}$: Média mensal do FC, por estado;

$nhoras_m$: Número de horas do mês m correspondente;

8.760: Número de horas por ano.

Portanto, com a aplicação da Equação 5, são obtidos os valores do FC médio anual dos estados do RN e RS, que correspondem, respectivamente, a 41,7% e 33,8%.

Os valores de FC médio mensal da Tabela 3.1 são representativos, pois o ONS monitora a produção de energia de dezenas de empreendimentos, que somados correspondem a 96% da potência instalada nos estados do RN e RS, de acordo com o Relatório Mensal do ONS de julho de 2016, sendo que alguns poucos empreendimentos em cada estado, não possuem relacionamento com o ONS e estão identificados como não monitorados. A potência monitorada dos estados do RN e RS é exibida na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Potência monitorada pelo ONS nos estados do RN e RS

Estado	Potência monitorada (MW)	Empreendimentos/ Conjuntos Monitorados	Potência não monitorada (MW)	Empreendimentos/ Conjuntos não monitorados	% Potência Monitorada
RN	2.860,0	36	118,2	8	96%
RS	1.453,6	16	61,2	6	96%

Fonte: Adaptado de ONS – Boletins Mensais

No leilão A-3/15, conforme Portaria MME n° 261/2015¹⁴ (MME, 2015), 138 projetos eólicos no Rio Grande do Norte foram inscritos, enquanto que no Rio Grande do Sul este número correspondeu a 71 projetos. Apenas 1 projeto em cada estado apresentou o FC equivalente ao FC médio anual do estado em que estão localizados.

Em relação aos empreendimentos eólicos, o cálculo da GF é realizado conforme Portaria MME n° 258/2008, de acordo com a Equação 6.

$$GF = \frac{[P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8.760} \quad (\text{Eq. 6})$$

Onde:

GF: Garantia Física de Energia, em MW médio;

P90_{ac}: Produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior que noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;

¹⁴ Esta Portaria se refere aos empreendimentos eólicos. A Portaria que divulgou a GF das UTEs é a Portaria MME n° 260/15 e a das PCHs, Portaria MME n° 263/15.

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – Percentual estimado do tempo em que o empreendimento ficará indisponível, desconsiderando-se a manutenção programada;

IP: Indisponibilidade Programada – Percentual estimado do tempo em que o empreendimento estará indisponível devido à manutenção programada;

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

8.760: Número de horas por ano.

Todas estas informações são fornecidas pelo empreendedor no ato de inscrição do leilão e são utilizadas no processo de habilitação realizado pela EPE. O MME divulga a GF dos projetos por meio de uma Portaria. A GF e o FC dos projetos eólicos selecionados para este estudo são apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: GF e FC dos dois projetos eólicos selecionados.

Empreendimento	Estado	Potência (MW)	GF (MWméd)	FC (%)
São Vicente	RN	12,0	5,0	41,7
Fazenda Vigia 6	RS	20,7	7,0	33,8

Fonte: Adaptado de MME, 2015

Como já comentado, o limite de oferta de energia de um empreendimento ou projeto é a GF. No leilão A-3/15, para empreendimentos eólicos poderia ser ofertada no mínimo 70% da GF, de acordo com o estabelecido no Edital. A oferta ocorre por meio de lotes de energia que correspondem à 0,1 MWmédio. Como o foco do presente estudo é o ACR, considerou-se para os 2 projetos a oferta da totalidade da GF divulgada pelo ONS.

Como demonstrado acima, na Equação 3, para a obtenção do ICB, além da GF e da quantidade de lotes ofertados (QL), devem ser calculados o COP e o CEC.

O COP é decorrente do custo adicional do combustível propriamente dito e dos custos incrementais de O&M (EPE, 2013). Logo, em relação às usinas eólicas, o COP é nulo. Não há CVU – que é definido como custo variável de operação ou Custo Variável Unitário, pois é composto do custo de combustível, custo de O&M variável, encargos e impostos (ANEEL, 2016b) – ou seja, ele também é igual a zero. Desta forma, para empreendimentos eólicos se faz necessário apenas o cálculo do CEC.

Como explica a EPE, o CEC reflete os “ganhos” ou “perdas” obtidos no mercado de curto prazo da CCEE, aplicando-se regras de comercialização de energia de curto prazo em conjunto com a simulação da operação mensal. Inicialmente, o CEC é calculado para cada mês (m) e para cada um dos 2.000 possíveis cenários hidrológicos (c) disponibilizados pela EPE no CMO, que é uma simulação da operação mensal do SIN, realizada com o auxílio do modelo NEWAVE. Como resultado desta simulação, obtém-se uma planilha de valores de CMO, para cada um dos submercados considerados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), a qual é publicada pela EPE, e abrange o período entre janeiro de 2020 a dezembro de 2024, no caso do Leilão A-3/15, (EPE, 2015b). Os CMOs, tanto do Nordeste quanto do Sul, foram valorados entre R\$ 0,00 e R\$ 3.253,25.

O método estabelece que para usinas eólicas, a diferença entre a GF e a disponibilidade mensal da usina, denominada exposição no mês, deve ser valorada pelo CMO limitado ao PLD mínimo e PLD máximo vigentes no ano de realização do leilão, quando, com estes limites, o CMO é designado CMO*.

O PLD vigente em 2015 foi determinado pela Resolução Homologatória ANEEL nº 1.832/2014. O valor mínimo era de R\$ 30,26, enquanto que o limite superior era R\$ 388,48 (ANEEL, 2014b). Desta forma, os valores constantes no CMO devem ser tratados para que os limites sejam os do PLD, obtendo-se assim os valores de CMO*.

Para se realizar o cálculo do $CEC_{c,m}$, deve-se empregar a Equação 7.

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m}^* \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (\text{Eq. 7})$$

Onde:

$CEC_{c,m}$: CEC de um cenário c , num dado mês m ;

s : Corresponde ao índice de cada submercado (1 a 4);

c : Corresponde ao índice de cada cenário hidrológico (1 a 2.000);

m : Corresponde ao índice de cada mês (1 a 12);

$CMO_{s,c,m}^*$: É o valor do CMO do submercado onde está localizada a usina para cada cenário, para cada mês, limitado ao PLD mínimo e ao PLD máximo, vigentes no ano do leilão;

$Gera_{c,m}$: É o valor mensal declarado pelo empreendedor no compromisso firme de entrega de energia, em MW médios;

$nhoras_m$: Número de horas do mês m correspondente.

A Equação 7, calculada para cada cenário e para cada mês, leva a um custo positivo quando a geração mensal da usina é inferior à GF e, conseqüentemente, a um custo negativo (que corresponde à receita) em caso contrário.

O Valor Esperado do CEC é calculado multiplicando-se por 12 o seu valor médio mensal, conforme Equação 8.

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{c,m}}{m \times c} \times 12 \quad (\text{Eq. 8})$$

Onde:

CEC: Custo Econômico de Curto Prazo;

$CEC_{c,m}$: CEC de um cenário c , num dado mês m ;

m : Corresponde ao índice de cada mês (1 a 12);

c : Corresponde ao índice de cada cenário hidrológico (1 a 2.000).

De posse do CEC é possível obter a parcela k , por meio da Equação 9.

$$k = \frac{COP + CEC}{GF \times 8.760} \quad (\text{Eq. 9})$$

Onde:

k : Parcela invariante do índice, em R\$/MWh, destinada à cobertura do COP e CEC;

COP: Custo de operação;

CEC: Custo Econômico de Curto Prazo;

8.760: Número de horas do ano.

Como já abordado, os projetos eólicos escolhidos para o presente trabalho – São Vicente e Fazenda Vigia 6 – possuem FC de 41,7% e 33,8%, respectivamente. Portanto, como os dados disponibilizados pelo ONS são representativos e os valores de FC anual médio dos projetos são iguais aos dos seus estados, assumiu-se que a geração média mensal dos projetos se comporta como a Geração Verificada exibida na Tabela 3.1. Conseqüentemente, com os valores da potência instalada dos projetos e o FC Médio Mensal ($FC_{méd_m}$), é possível estimar os valores

de produção mensal de energia ($Gera_m$) de cada empreendimento para, então, se calcular o CEC e a parcela k .

No caso da EOL São Vicente, cujo projeto possui potência de 12 MW, os valores estimados de produção mensal de energia, em $MW_{méd}$, são mostrados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Valores estimados do FC médio mensal e da produção mensal de energia da EOL São Vicente

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
$FC_{méd_m}$	20,5%	35,8%	34,3%	39,5%	37,4%	45,5%	54,2%	56,0%	48,8%	48,3%	40,4%	39,9%
$Gera_m$	2,46	4,30	4,11	4,73	4,49	5,46	6,51	6,72	5,86	5,80	4,85	4,78

Fonte: Elaboração Própria com dados ANEEL, 2014a e ONS – Boletins Mensais

Já para a EOL Fazenda Vigia 6, cujo projeto conta com 20,7 MW, os valores são os apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Valores estimados do FC médio mensal e da produção mensal de energia da EOL Fazenda Vigia 6

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
$FC_{méd_m}$	33,3%	26,2%	31,2%	37,2%	30,4%	30,2%	36,1%	40,9%	30,7%	39,4%	38,4%	31,3%
$Gera_m$	6,90	5,43	6,46	7,70	6,28	6,25	7,47	8,47	6,36	8,16	7,95	6,48

Fonte: Elaboração Própria com dados ANEEL, 2015 e ONS – Boletins Mensais

Todos os parâmetros necessários para o cálculo dos $CEC_{c,m}$ foram obtidos. Em função da quantidade de meses e cenários adotados nas premissas de cálculo, 60 e 2.000 respectivamente, os cálculos do CEC e da parcela k da EOL São Vicente estão no Anexo A e os da EOL Fazenda Vigia 6, no Anexo B.

Os resultados mostram que para a EOL São Vicente, o CEC é igual a - R\$ 176.375,75/ano e a parcela k , - R\$ 4,03/MWh. Isto significa que há maior geração de energia mensal em relação à GF – que corresponde à receita – quando o PLD está comparativamente maior, o que equivale a dizer que a sazonalidade de geração desta EOL traz um ganho operativo ao SIN, pois os maiores preços de energia no mercado de curto prazo (PLD) ocorrem quando há menor geração de energia hidrelétrica. A diferença entre a estimativa de geração de energia mensal e a GF pode ser observada na Figura 3.2.

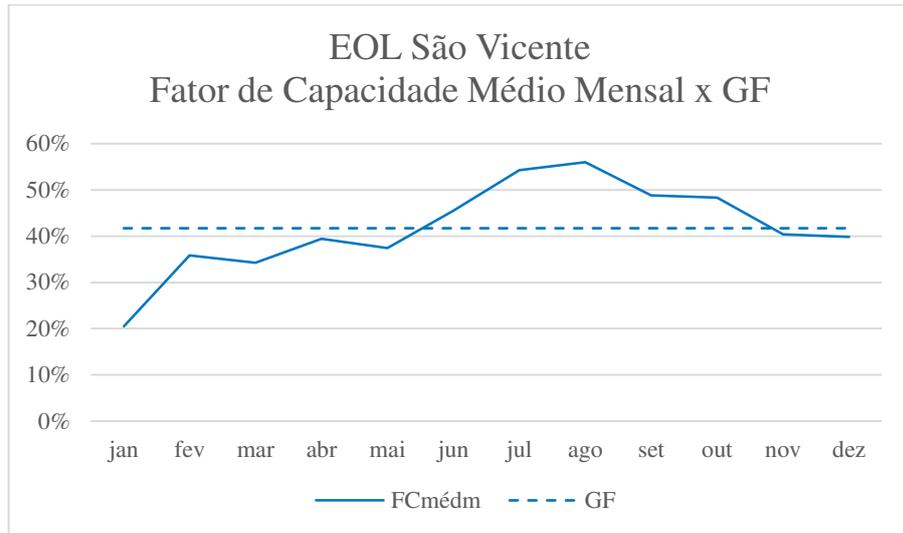


Figura 3.2: Gráfico comparativo do $FCMéd_m$ e GF da EOL São Vicente

A EOL Fazenda Vigia 6 possui CEC de - R\$ 72.705,00/ano e parcela k de - R\$ 1,19/MWh. Isto demonstra que a operação da EOL Fazenda Vigia 6, conforme GF divulgada pelo MME e estimativa de produção mensal, também proporciona ganhos operativos ao SIN. No entanto, como pode-se observar na Figura 3.3, no caso do RS, a variação da sazonalidade no decorrer do ano em comparação com a GF é menor. Desta forma, o ganho proporcionado ao SIN, no caso de operação, não é tão grande quanto no RN, que além de possuir uma amplitude de geração maior, também possibilita maior geração nos meses do período seco, que ocorre entre maio e novembro (ANEEL, 2010).

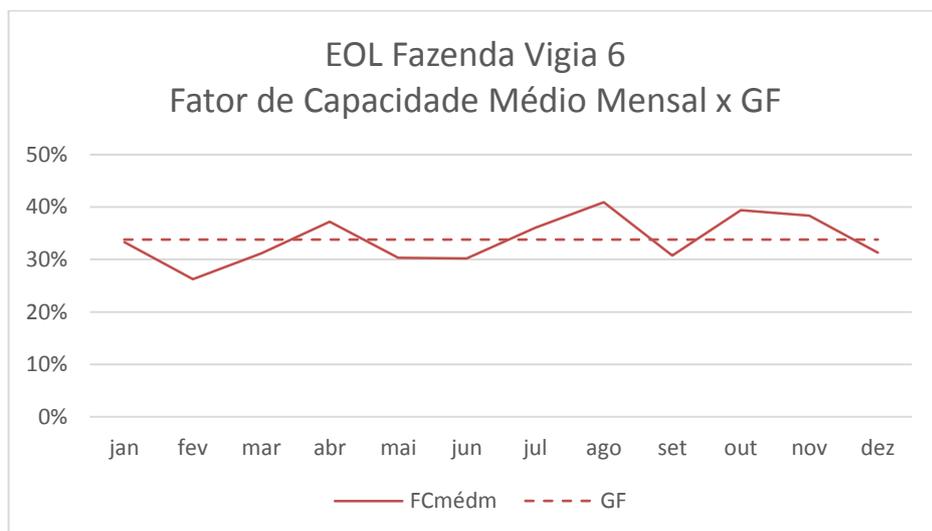


Figura 3.3: Gráfico comparativo do $FCMéd_m$ e GF da EOL Fazenda Vigia 6

3.2.2 A parcela k das termelétricas a GN calculado pelo ICB

O projeto abordado neste estudo é a UTE Prosperidade I vencedora do leilão A-3/2015. Ela apresenta os parâmetros mostrados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Parâmetros da UTE Prosperidade I habilitados pela EPE

Nome	UTE Prosperidade I
Combustível	GN
Estado	BA
Potência Instalada	28,02 MW
FCmáx	100,00%
TEIF	3,00%
IP	4,00%
Inflexibilidade	0,00 MWméd
GF	23,3 MWméd

Fonte: MME, 2015 – elaboração própria.

Como a UTE Prosperidade I utilizará GN nacional, ela não é despachada antecipadamente. Desta forma, a usina será despachada, isto é, injetará energia no sistema elétrico, quando seu CVU for inferior ao CMO.

Por ter se sagrado vencedora do leilão 004/2015, alguns parâmetros adicionais – que não foram divulgados na etapa de inscrição e habilitação – estão disponíveis e são exibidos na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 Resultado do leilão 004/2015 da UTE Prosperidade I

QL	227
ICB	R\$ 214,25/MWh
RF	R\$ 25.714.000,00/ano
CVU	R\$ 122,68/MWh

Fonte: ANEEL – elaboração própria.

Com os dados da Tabela 3.7 e por meio da Equação 4 modificada, pode-se determinar a parcela k, com o uso da Equação 10.

$$k = ICB - \frac{RF}{8.760 \times QL} \quad (\text{Eq. 10})$$

Onde:

k: Parcela invariante do índice, em R\$/MWh, destinada à cobertura do COP e CEC;

RF: Receita Fixa;

8.760: Número de horas do ano;

QL: Quantidade de lotes ofertada.

Portanto, a parcela k da UTE Prosperidade I é obtida e é igual a R\$ 84,94/MWh. A disponibilidade média mensal de uma usina termelétrica é dada pela Equação 11.

$$Disp = Potência\ Instalada \times FCmáx \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (\text{Eq. 11})$$

Onde:

Disp: Disponibilidade média mensal;

FCmáx: Percentual da Potência Instalada que a usina consegue gerar continuamente;

TEIF: Percentual estimado do tempo em que o empreendimento ficará indisponível, desconsiderando-se a manutenção programada;

IP: Percentual estimado do tempo em que o empreendimento estará indisponível devido à manutenção programada.

Empregando-se os parâmetros informados na Tabela 3.7, obtém-se Disp igual a 26,10 MW. Como já informado, quando o CVU da usina, que no presente caso é igual a R\$ 122,68/MWh, for inferior ao CMO de seu submercado (ou seja, Nordeste), a usina estará despachada no limite da sua disponibilidade, ou seja, estará gerando 26,10 MW. Caso contrário, irá gerar o equivalente à sua inflexibilidade, que no caso da UTE Prosperidade I vale zero. Em termos matemáticos, as condições abaixo se aplicam.

$$Se\ CMO_{s,c,m} \geq CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m$$

$$Se\ CMO_{s,c,m} < CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

Onde:

$CMO_{s,c,m}$: CMO do submercado onde está localizada a usina para cada cenário, para cada mês vigentes no ano do leilão;

CVU: Custo Variável Unitário;

$Gera_{c,m}$: É o valor mensal declarado pelo empreendedor no compromisso firme de entrega de energia, em MW médios;

$Disp_m$: Disponibilidade média mensal, num dado mês m ;

$Inflex_m$: Geração mínima mensal, num dado mês m .

Como se trata de uma usina termelétrica, existe o COP que corresponde aos custos incrementais de operação, manutenção e combustível. Para cada cenário (c) e mês (m) o $COP_{c,m}$ é obtido utilizando-se a Equação 12.

$$COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (\text{Eq. 12})$$

Onde:

$COP_{c,m}$: Corresponde ao COP num dado cenário c e mês m ;

CVU: Custo Variável Unitário;

$Gera_{c,m}$: É o valor mensal declarado pelo empreendedor no compromisso firme de entrega de energia, em MW médios;

$Inflex_m$: Geração mínima mensal, num dado mês m ;

$nhoras_m$: Número de horas do mês correspondente.

Multiplicando-se por 12 o valor médio mensal, chega-se ao Valor Esperado do COP, ou matematicamente, este é calculado por meio da Equação 13.

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{c,m}}{m \times c} \times 12 \quad (\text{Eq. 13})$$

Onde:

COP: Custo de Operação;

$COP_{c,m}$: Corresponde ao COP num dado cenário c e mês m ;

Utilizando-se as informações do CMO NE (EPE, 2015b), das Tabelas 3.6 e 3.7 e das Equações 12 e 13, obtém-se o COP, que é igual a R\$ 15.218.361,02 (Anexo C). Rearranjando

a Equação 8 e com a utilização dos parâmetros já calculados, pode-se aferir o CEC que é igual a R\$ 2.118.112,78.

A parcela k de cada um dos 3 projetos é mostrada na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Parcela k dos 3 empreendimentos/projetos

Empreendimento/Projeto	parcela k (R\$/MWh)
EOL São Vicente	-4,03
EOL Fazenda Vigia 6	-1,19
UTE Prosperidade I	84,94

O valor da parcela k da usina termelétrica Prosperidade I é positivo. Como exibido, os custos COP e CEC também são positivos e expressivos, se comparados com os valores dos projetos eólicos referenciados neste trabalho. Ao contrário da fonte eólica, uma termelétrica a gás apresenta COP quando se encontra gerando energia.

No entanto, mesmo correspondendo a um maior custo aos consumidores, deve-se destacar que as termelétricas são despachadas em momentos hidrológicos desfavoráveis – quando há diminuição na geração das usinas hidrelétricas do SIN – quando há diminuição do vento e, consequentemente, menor geração eólica, por exemplo – ou aumento na demanda de energia.

Desta forma, a adição de usinas termelétricas contribui para a confiabilidade do SIN, evitando-se restrições operativas ou até mesmo *blackouts*. Portanto, embora haja um alto custo pela energia da usina termelétrica comparativamente com o custo apresentado pelas eólicas (que, em termos de parcela k é, inclusive, negativo), a possibilidade de despacho proporciona ganho operativo do ponto de vista do SIN em relação às fontes intermitentes.

3.2.3 A valoração das externalidades na geração de energia pelo ExternE adaptado

Como mencionado, externalidades são custos ou benefícios que não estão contidos no preço de determinado produto ou bem. A incorporação das externalidades é uma tentativa de reequilibrar os aspectos socioambientais com o aspecto puramente econômico, proporcionando maior sustentabilidade (ExternE, 2005b).

Para realizar esta incorporação, os danos socioambientais devem ser estimados e, então, ter seus custos atribuídos. Esta atribuição é justamente o objetivo do ExternE, ou seja, quantificar monetariamente os custos das externalidades.

3.2.3.1 A abordagem do caminho do impacto (ACI)

Esta abordagem é utilizada para quantificar os impactos ambientais e é estabelecida nas seguintes etapas:

1. Emissão: Especificação das tecnologias em questão e dos poluentes. Por exemplo: quilogramas de NO_x por MWh emitidos por uma usina num local específico;
2. Dispersão: Cálculo do aumento da concentração de poluentes nas regiões afetadas. Por exemplo: cálculo do incremento da concentração de ozônio usando modelos de dispersão atmosférica para a formação de ozônio em função de NO_x ;
3. Impacto: Cálculo da exposição acumulada a partir do aumento da concentração seguido pelo cálculo dos impactos (danos em unidades físicas) desta exposição usando a função dose-resposta. Por exemplo: casos de asma devido ao aumento de ozônio;
4. Custo: Valoração destes impactos em termos monetários, p.ex.: multiplicação do número de casos de asma por um valor monetário.

Em termos de custo, os danos à saúde são responsáveis pela maior parte da estimativa do ExternE. Um consenso vem emergindo entre os especialistas em saúde pública de que a poluição do ar, mesmo nos níveis ambientais atuais, aumenta a morbidade (especialmente doenças respiratórias e cardiovasculares) e ocasiona mortes prematuras (ExternE, 2005a). O custo mais significativo vem da mortalidade crônica devido a partículas (o termo mortalidade crônica significa os efeitos da poluição totais ou de longo prazo sobre a mortalidade, em contraste com os impactos da mortalidade aguda observada apenas no período de alguns dias da exposição).

3.2.3.2 Métodos para a valoração monetária

A ACI requer uma estimativa dos impactos em termos físicos para, então, valorá-los de acordo com os indivíduos afetados. Esta abordagem foi aplicada com sucesso nos impactos à saúde humana, porém, em outras áreas não pôde ser plenamente aplicada porque faltam informações para a valoração (p. ex.: acidificação e eutrofização de ecossistemas) ou porque a estimativa de todos os impactos físicos é limitada, por exemplo aquecimento global (ExternE, 2005a).

Para estes casos, o uso de abordagens que trazem valores implícitos em decisões políticas para monetizar os impactos da acidificação, eutrofização e do aquecimento global foram exploradas.

Sob certas premissas, os custos de alcance de metas específicas para acidificação, eutrofização e aquecimento global podem ser usados para determinar preços para os poluentes ou para impactos específicos causados por eles.

Para o aquecimento global, a equipe do ExternE inicialmente estimou o custo de €9/tCO₂. No entanto, este valor é conservador, pois somente os danos que podem ser estimados com um certo grau de certeza estão incluídos. Por exemplo, impactos como inundações mais severas ou furacões mais frequentes não são incluídos, já que não há informação suficiente sobre a possível relação entre o aquecimento global e estes (ExternE, 2005a).

Desta forma, o ExternE propõe a abordagem dos custos evitados como valor de referência. O valor da tonelada de carbono equivalente para se atingir a meta do protocolo de Quioto foi estimada entre €5 e €20. Na ocasião da atualização da metodologia, que ocorreu em 2005, as negociações dos créditos de carbono aumentaram de €18/tCO₂ para €24/ tCO₂ entre julho e outubro daquele ano. Portanto, foi estabelecido o valor de €19/ tCO₂ como valor de referência, que será atualizado pela inflação.

No ExternE, a ACV das fontes de geração de energia incluiu a extração e o processamento do recurso energético, produção da infraestrutura e uso de combustíveis, transporte, conversão em energia elétrica, térmica ou mecânica e controle dos resíduos. A base de dados utilizada foi a do *Ecoinvent*.

O *Ecoinvent* foi originado numa iniciativa suíça de se realizar o inventário do ciclo de vida – que consiste na compilação e quantificação das entradas e saídas de um sistema de

interesse (p. ex.: um parque eólico) ao longo do seu ciclo de vida – de sistemas energéticos na Suíça e na Europa Ocidental. Sua publicação ocorreu em 1994.

Com o aumento do interesse e uso da ACV, outros estudos e bancos de dados específicos começaram a ser feitos na Suíça e em outros países, englobando diferentes setores econômicos (DRONES et al., 2005). Desta forma, foi realizado um novo projeto, denominado *Ecoinvent 2000*, cujos objetivos eram: criar um banco de dados centralizado, estabelecer um padrão de dados comum de forma a possibilitar a transferência dos bancos de dados suíços para o formato do *Ecoinvent*, atualizar todos os inventários para o ano 2000 e estender a modelagem para outros processos e produtos.

Os resultados obtidos pelo *ExternE* utilizam os bancos de dados do *Ecoinvent v1.1*, disponibilizado em agosto de 2005.

No caso da energia eólica, foi utilizado o resultado da análise de um parque eólico instalado na Alemanha (*onshore*) composto por aerogeradores de 800 kW de potência e FC de 20%. Como não há informações adicionais sobre o parque eólico analisado, para que haja possibilidade de maiores comparações deste parque com os projetos eólicos brasileiros, foi feita uma pesquisa para identificar um parque eólico que possui características similares com o parque eólico utilizado no estudo do *ExternE*. O parque eólico identificado é denominado Baesweiler e está instalado na cidade de mesmo nome. Ele conta com dois aerogeradores Enercon E48/800, com altura de 76 metros (WINDPOWER).

A Tabela 3.9 exhibe as principais características dos empreendimentos/projetos eólicos abordados neste trabalho.

Tabela 3.9: Principais características dos empreendimentos eólicos

Nome	Localização	FC	Potência Total	Aerogerador		
				Potência	Altura	Diâmetro
Baesweiler	Alemanha	20,0%	1,6 MW	0,8 MW	76 m	48 m
São Vicente	RN	41,7%	12,0 MW	2,0 MW	120 m	111 m
Fazenda Vigia 6	RS	33,8%	20,7 MW	2,3 MW	108 m	92 m

Fonte: ANEEL, 2014A; ANEEL, 2015 e WINDPOWER. Elaboração própria.

Já em relação à termelétrica a gás analisada, se trata de uma termelétrica padrão localizada dentro da União para a Coordenação de Transmissão de Energia (UCTE)¹⁵ com eficiência de 38%. A origem do gás utilizado, conforme as parcelas de importação no ano 2000, foi 5% da Alemanha, 24% da Holanda, 34% da Rússia, 17% da Noruega, 16% da Argélia/Norte da África, 4% do Reino Unido.

A empresa Imetame Energia Ltda, proprietária da usina termelétrica Prosperidade I, foi a vencedora de 2 blocos exploratórios na 9ª rodada de licitações para áreas exploratórias de petróleo e GN ocorrida em 2007 (ANP, 2007). Ela sagrou-se vencedora dos blocos REC-T-210 e REC-T-211, junto com as empresas Delphi e Orteng. Como é possível observar na Figura 3.4, com detalhe na Figura 3.5, o local de instalação da usina termelétrica Prosperidade I se encontra dentro da área projetada pelos vértices destacados do bloco T-211.

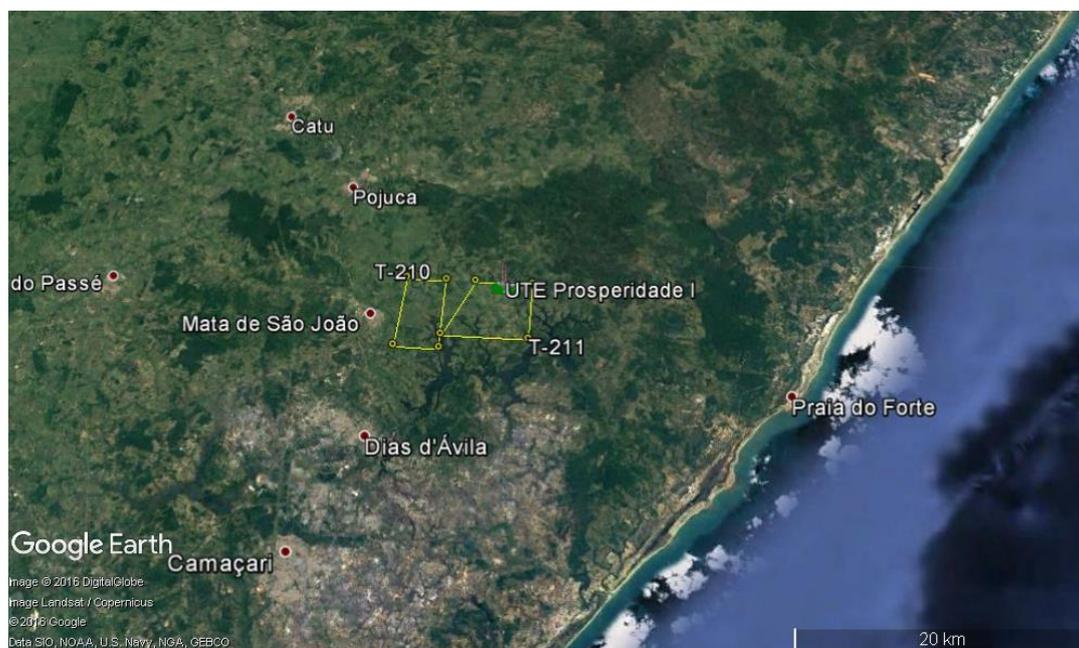


Figura 3.4: Usina termelétrica Prosperidade I e destaque de alguns vértices dos blocos T-210 e T-211

¹⁵ UCTE: União para Coordenação de Transmissão de Energia – Coordena a operação e desenvolvimento do sistema de transmissão europeu operado de forma síncrona possibilitando uma plataforma confiável para os participantes do chamado mercado elétrico interno. Na ocasião do estudo, era composta por Alemanha, Áustria, Bélgica, Bósnia e Herzegovina, Croácia, Eslovênia, Espanha, França, Grécia, Holanda, Luxemburgo, Macedônia, Portugal, Sérvia e Montenegro e Suíça (ExternE, 2005c).

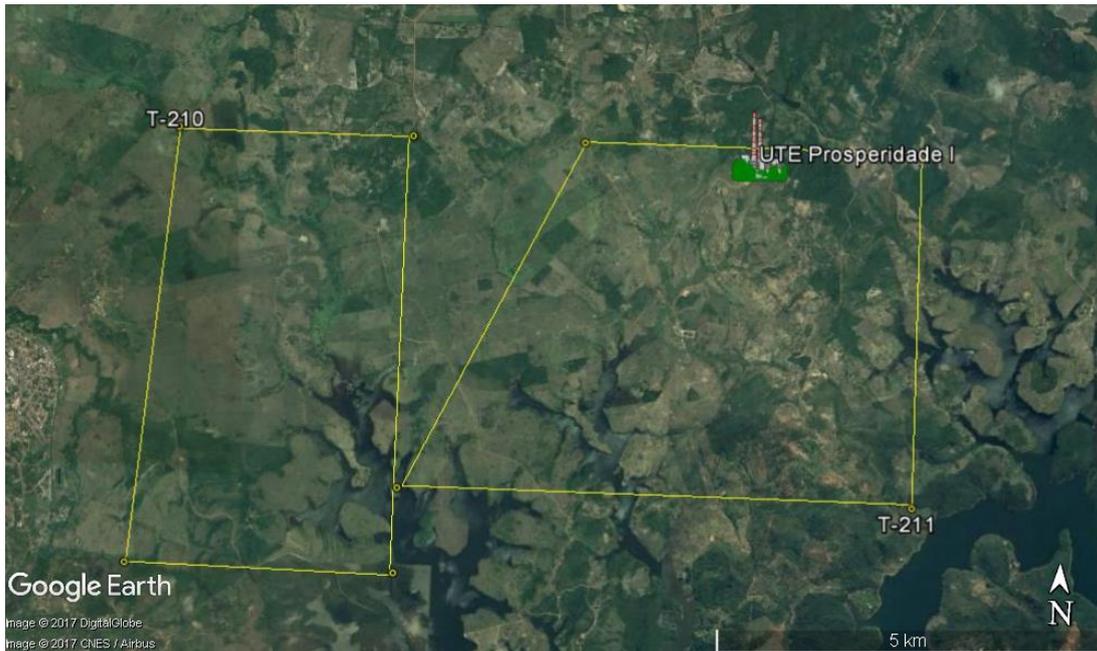


Figura 3.5: Detalhe do local de instalação da UTE Prosperidade I

Desta forma, percebe-se uma grande diferença entre a usina termelétrica padrão que serviu de base para o estudo do ExternE e a usina termelétrica Prosperidade I em relação à distância entre a usina e a origem do gás utilizado. Enquanto que no caso da usina localizada na UCTE foi considerada a importação de gás no ano 2000, com suprimento de diversos países, incluindo a Rússia e até mesmo do continente africano, a usina termelétrica Prosperidade I será instalada dentro da área do bloco exploratório T-211, ou seja, a distância entre a origem e o consumo do gás é significativamente menor.

As características das usinas termelétricas estão na Tabela 3.10.

Tabela 3.10: Principais características das usinas termelétricas

Nome	Localização	Eficiência	Suprimento de gás
Padrão	UCTE	38,0%	Europa
Prosperidade I	BA	44,1%	BA

Fonte: Elaboração própria baseado em ANEEL e ExternE, 2005c.

3.2.3.3 Fatores Básicos de Dano

As maiores saídas (*outputs*) da ACV são as emissões cumulativas da cadeia de suprimento de energia (DRONES et al., 2005). Esta cadeia inclui todas as atividades industriais ligadas direta ou indiretamente na produção e conversão de um energético (p. ex. fóssil ou nuclear), até o ponto de conversão em energia útil (elétrica, térmica ou mecânica); a vida útil total de todas as atividades relacionadas também devem ser consideradas. Para se estimar as externalidades, os fatores básicos de dano por quilo de poluente utilizados são mostrados na Tabela 3.11.

Tabela 3.11: Fatores básicos de dano em €₂₀₀₀/kg

	€ ₂₀₀₀ /kg
CO ₂	0,019
SO ₂	2,939
NO _x	2,908
MP _{2,5}	19,539
Metais Pesados	381,877
COVNM ¹⁶	1,124

Fonte: Elaboração própria, baseado em ExternE, 2005c

Como os valores dos fatores básicos de dano são referentes ao ano de 2000, se faz necessário o cálculo da atualização monetária do Euro. Para este cálculo, foi utilizada a inflação anual do Euro (Zona do Euro composta por 19 países¹⁷) de 2000 até 2016. O valor total da atualização corresponde à 34,67%, conforme Tabela 3.12.

Tabela 3.12: Atualização monetária do Euro de 2000 até 2016

Ano	Inflação Anual	Inflação Acumulada
2000	2,2%	2,20%
2001	2,4%	4,65%
2002	2,3%	7,06%
2003	2,1%	9,31%
2004	2,2%	11,71%
2005	2,2%	14,17%
2006	2,2%	16,68%

¹⁶ Compostos Orgânicos Voláteis Não Metânicos.

¹⁷ Alemanha, Áustria, Bélgica, Chipre, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Irlanda, Itália, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Países Baixos e Portugal.

2007	2,2%	19,25%
2008	3,3%	23,18%
2009	0,3%	23,55%
2010	1,6%	25,53%
2011	2,7%	28,92%
2012	2,5%	32,14%
2013	1,3%	33,86%
2014	0,4%	34,40%
2015	0,0%	34,40%
2016	0,2%	34,67%

Fonte: Elaboração própria baseado em OECD, 2017.

Desta forma, os valores atualizados dos fatores básicos de dano são exibidos na Tabela 3.13.

Tabela 3.13: Fatores básicos de dano em €₂₀₁₆/kg

	€ ₂₀₀₀ /kg	€ ₂₀₁₆ /kg
CO ₂	0,019	0,026
SO ₂	2,939	3,958
NO _x	2,908	3,916
MP _{2,5}	19,539	26,312
Metais Pesados	381,877	514,256
COVNM	1,124	1,514

Fonte: (ExternE, 2005c) e (OECD, 2017). Elaboração própria.

3.2.3.4 Resultados das externalidades, pelo ExternE adaptado

As externalidades por MWh são calculadas multiplicando-se as emissões cumulativas pelos fatores básicos de dano. As Tabelas 3.14 e 3.15 apresentam as externalidades da geração eólica e da geração da termelétrica a gás.

Tabela 3.14: Emissões Cumulativas – parque eólico na Alemanha

	Emissão
CO ₂	10,5 kg/MWh
SO ₂	38,1 g/MWh
NO _x	38,5 g/MWh

MP _{2,5}	11,8 g/MWh
Metais Pesados	0,6 g/MWh
COVNM	9,0 g/MWh

Fonte: Elaboração própria, baseado em ExternE, 2005c

Tabela 3.15: Emissões cumulativas de uma Termelétrica padrão a gás na UCTE

Emissão	
CO ₂	640,0 kg/MWh
SO ₂	219,0 g/MWh
NO _x	720,0 g/MWh
MP _{2,5}	14,6 g/MWh
Metais Pesados	0,0 g/MWh
COVNM	272,0 g/MWh

Fonte: Elaboração própria, baseado em ExternE, 2005c

Utilizando-se os fatores básicos de dano atualizados, isto é, correspondente ao €₂₀₁₆, conforme Tabela 3.13 e os montantes das emissões cumulativas, dados pelas Tabelas 3.14 e 3.15, é possível quantificar as externalidades da geração de cada tipo de usina. Desta forma, o custo final de externalidade de cada empreendimento considerado corresponde a €1,21/MWh para a fonte eólica e €20,87/MWh para a UTE a gás.

A conversão para reais (R\$) foi feita utilizando-se a cotação do Euro no dia 30.12.2016 que era equivalente a R\$ 3,4384/€ (BANCO CENTRAL, 2017). Portanto, o Cex destas duas usinas em reais correspondeu a R\$ 4,17/MWh para a fonte eólica e R\$ 71,76/MWh para a termelétrica a gás.

O método informa que em relação à energia eólica, o Cex é inversamente proporcional ao FC e que a maior potência unitária dos aerogeradores também propicia menor Cex (ExternE, 2005c). Desta forma, considerando as informações da usina eólica Baesweiler exibidas na Tabela 3.9 como unitárias, as usinas eólicas apresentaram as seguintes relações de proporcionalidade, que são exibidas na Tabela 3.16.

Tabela 3.16: Comparação dos parâmetros dos projetos das usinas eólicas com Baesweiler

Nome	Localização	FC	Aerogerador		
			Potência	Altura	Diâmetro
Baesweiler	Alemanha	1,0	1,0	1,0	1,0
São Vicente	RN	2,1	2,5	1,6	2,3
Fazenda Vigia 6	RS	1,7	2,9	1,4	1,9
<i>Média</i>	-	<i>1,9</i>	<i>2,7</i>	<i>1,5</i>	<i>2,1</i>

Nota-se que a média do FC das duas usinas eólicas objeto do presente trabalho é quase o dobro do FC da eólica alemã. Os outros parâmetros relativos ao aerogerador também são significativamente maiores, o que contribuiria para que o Cex fosse menor, porém, será adotado o custo de R\$ 4,17/MWh.

Quanto à usina termelétrica, apesar das diferenças entre o fornecimento de combustível e demais características, será adotado o custo de R\$ 71,76/MWh.

Deve-se destacar que a adoção destes valores para os projetos localizados no Brasil, se trata de uma grande generalização, pois foram calculados para projetos na Europa. Os custos ambientais de transporte para os equipamentos no Brasil ou de fabricação em solo brasileiro não foram computados. Além disto, os custos adotados representam os custos totais que nem sempre recaem na sociedade que usa a fonte de energia, pois podem haver impactos em outros países, na fabricação de insumos ou componentes, bem como com o transporte local.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 O perfil de vento nas 3 locações e as respectivas gerações de energia

Além das diferenças entre as características dos aerogeradores dos 3 parques eólicos exibidas na Tabela 3.9, há também diferenças significativas no regime de ventos de cada local, que são refletidas na geração de energia de cada parque.

4.1.1 Global Wind Atlas

O GWA é resultado da colaboração internacional liderada pela Alemanha, Espanha e Dinamarca. O programa de desenvolvimento e demonstração tecnológicos da agência de energia dinamarquesa (EUDP) financiou este projeto. O desenvolvimento foi realizado pela Universidade Técnica da Dinamarca (DTU) com contribuição da Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA) e Instituto Masdar, cujo objetivo é fornecer dados de recursos eólicos com efeitos de alta resolução, modelagem de microescala e metodologia unificada (GLOBAL WIND). Ele será utilizado para a apresentação dos perfis de geração das 3 localidades dos projetos eólicos.

4.1.2 Perfil de Vento – Parque eólico Baesweiler

O parque eólico Baesweiler é localizado próximo à cidade de Colônia (em torno de 40 km), conforme ilustra a Figura 4.1.



Figura 4.1: Localização do parque eólico Baesweiler gerada pelo GEP

A Figura 4.2 exibe o parque eólico Baesweiler em detalhe. É possível observar que ele é localizado numa área de campo entre as cidades de Siersdorf e Baesweiler.



Figura 4.2: Localização do parque eólico Baesweiler em detalhe gerada pelo GEP

O GWA dispõe de dados eólicos nas alturas 50, 100 e 200 metros. Existem dois métodos para se calcular a velocidade média na altura dos aerogeradores com a lei Logarítmica. Caso houvesse a medição local, utilizando-se uma torre anemométrica em duas alturas diferentes próximas à altura do aerogerador, a rugosidade (z_0) poderia ser calculada por meio da Equação 14 e então, a velocidade média da altura do aerogerador poderia ser calculada através da Equação 15 – Método 1. No entanto, como o GWA utiliza dados de mesoescala, este método ocasiona valores de rugosidade muito baixos. Por esta razão, apesar de serem exibidos os resultados dos 2 cálculos, serão considerados a velocidade média de 100 m, que é a altura mais próxima da altura dos aerogeradores dos 3 parques, um valor de rugosidade da Tabela 4.1, de acordo com o terreno da região de instalação, para, então, calcular a velocidade média ajustada correspondente à altura do aerogerador – Método 2.

$$z_0 = e^{\left[\frac{V(h_2)\ln(h_1) - V(h_1)\ln(h_2)}{V(h_2) - V(h_1)} \right]} \quad (\text{Eq. 14})$$

Onde:

z_0 : Rugosidade;

V : Velocidade do vento na altura h ;

h : Altura de medição.

$$V(h) = \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \times V(h_{ref}) \quad (\text{Eq. 15})$$

Onde:

V : Velocidade do vento na altura h ;

z_0 : Rugosidade;

h : Altura de medição.

Tabela 4.1: Valores de comprimento de rugosidade para diferentes terrenos:

Descrição do Terreno	Z₀ (mm)
Liso, gelo, lama	0,01
Mar aberto e calmo	0,20
Mar agitado	0,50
Neve	3,00
Gramado	8,00
Pasto acidentado	10,00
Campo em declive	30,00
Cultivado	50,00
Poucas árvores	100,00
Muitas árvores, poucos edifícios, cercas	200,00
Florestas	500,00
Subúrbios	1.500,00
Zonas urbanas com edifícios altos	3.000,00

Fonte: MANWELL et al., 2004 apud FADIGAS, 2011

Como a altura dos aerogeradores do parque eólico Baesweiler é de 76 metros, foram considerados os dados de 50 e 100 metros que são as alturas mais próximas à altura dos aerogeradores – para o cálculo de acordo com a Forma 1. Para a Forma 2, somente 100 metros, como mencionado anteriormente.

A área destacada para que a análise fosse feita é apresentada na Figura 4.3.

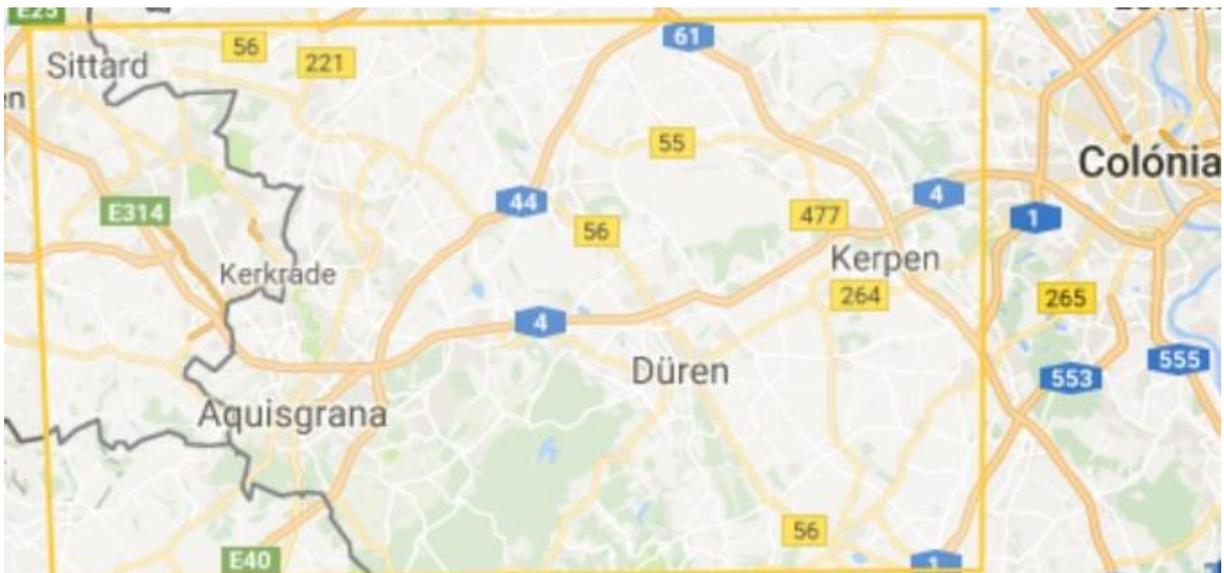


Figura 4.3: Área utilizada para análise do GWA. Elaboração própria com o uso do GWA

O vento da região destacada, onde o parque eólico Baesweiler se localiza, possui as curvas de distribuição de Weibull mostradas na Figura 4.4.

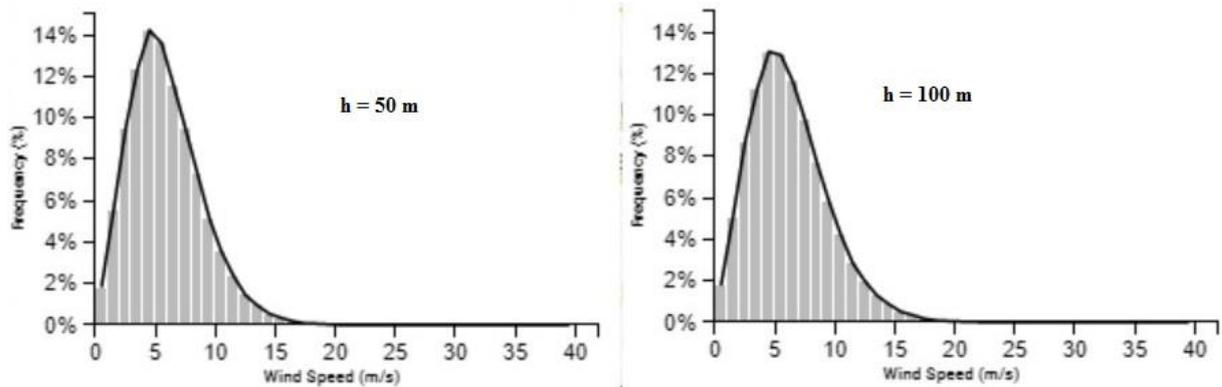


Figura 4.4: Histograma região – Baesweiler – 50 e 100 metros de altura. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA

A velocidade média na altura de 50 m ($V_{méd50}$) é igual a 5,87 m/s e na altura de 100 m ($V_{méd100}$), igual a 6,21 m/s. Utilizando-se a Equação 15 foi possível calcular a rugosidade z_0 , que é igual a 0,0003. Portanto, a partir da Equação 16, a $V_{méd76}$ é igual a 6,00 m/s.

De acordo com a Figura 4.2 e a Tabela 4.1, adotou-se Z_0 igual a 50, pois o terreno se assemelha a uma área cultivada. Com o intermédio da Equação 16, foi obtida a $V_{méd76}$ igual a 5,98 m/s.

GWA também disponibiliza, entre outros parâmetros, a Rosa dos Ventos (porém, nas alturas pré definidas, 50, 100 e 200 metros). Nota-se que o vento ocorre em praticamente todas as direções, porém, com predominância na direção oeste-sudoeste, como ilustra a Figura 4.5.

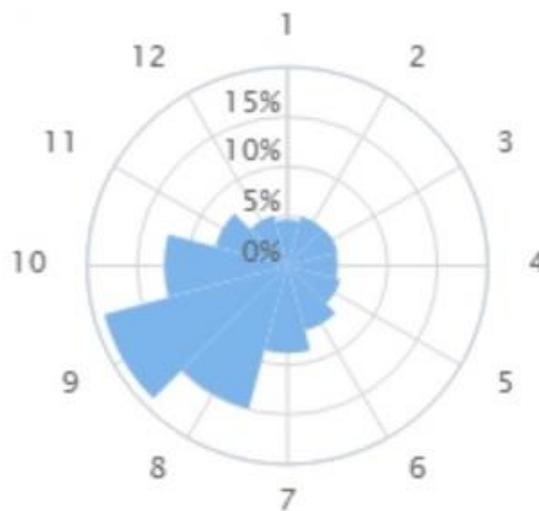


Figura 4.5: Rosa dos Ventos – Baesweiler – 100 metros de altura. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA

O ciclo anual da velocidade relativa do vento em relação à média (*wind speed / mean* (ws)) da região em análise é exibido na Figura 4.6.

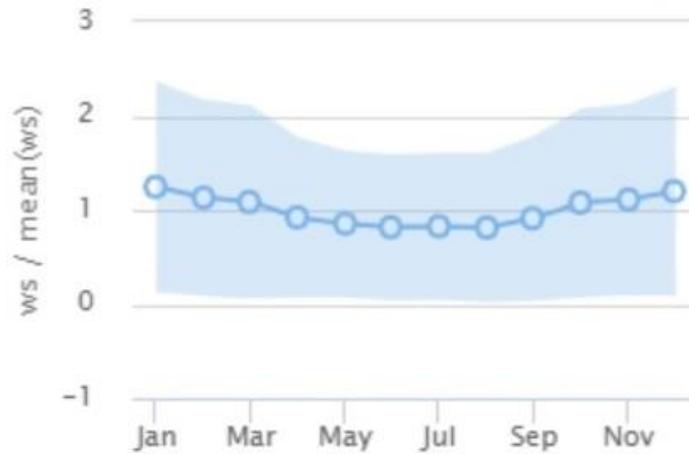


Figura 4.6: Velocidade média anual – Baesweiler – 100 metros de altura. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA

Pode-se notar o comportamento praticamente uniforme durante todo o ano, isto é, a velocidade do vento permanece próxima a 1, que é o equivalente à velocidade média, durante o decorrer do ano.

4.1.3 Perfil de Vento – Projeto eólico São Vicente

O projeto eólico São Vicente é localizado no estado do Rio Grande do Norte, próximo à costa e à divisa com o estado do Ceará, como mostra o mapa da Figura 4.7.

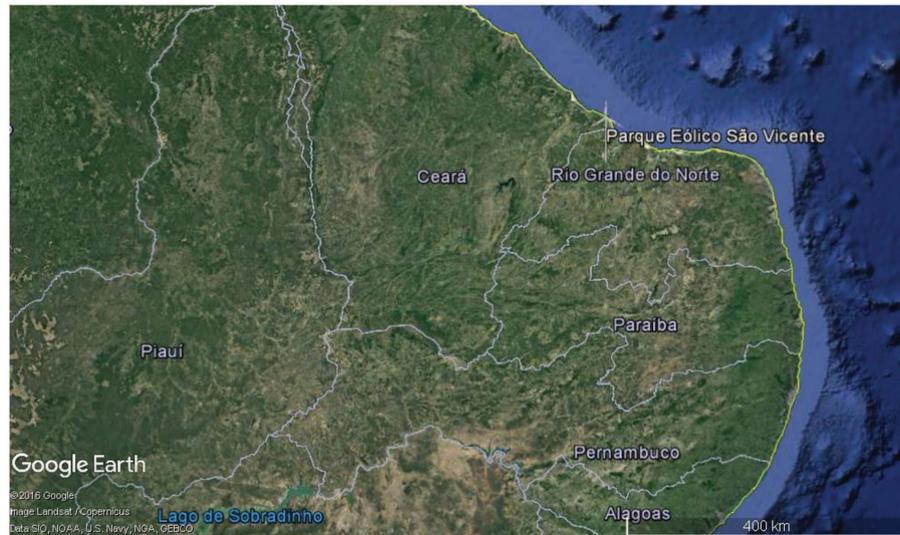


Figura 4.7: Macrorregião da EOL São Vicente. Fonte: Elaboração própria com o uso do GEP

A Figura 4.8 exibe a região do projeto eólico São Vicente com maiores detalhes. É possível observar que se trata de uma região plana, costeira, sem grandes municípios no entorno.

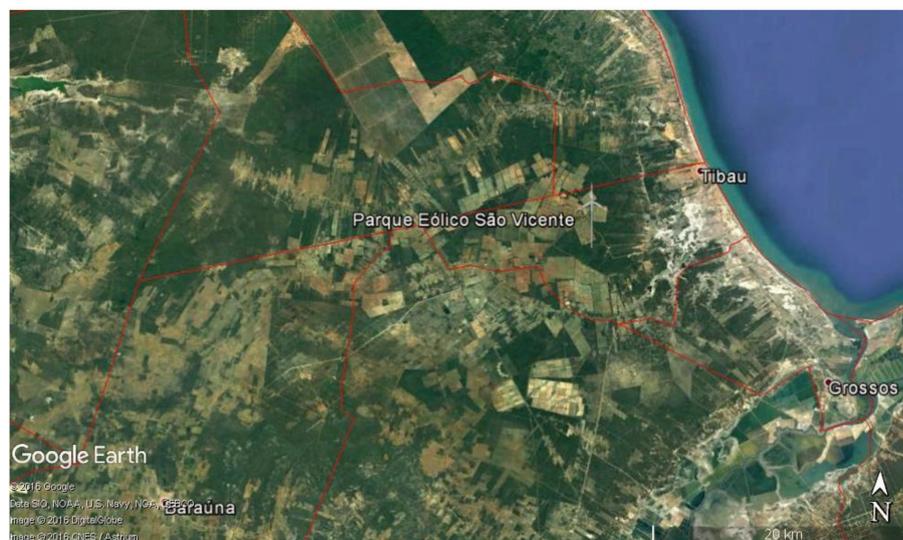


Figura 4.8: Detalhe da Região da EOL São Vicente. Fonte: Elaboração própria com o uso do GEP

A região selecionada para a obtenção das informações anemométricas está destacada na Figura 4.9. Para que o GWA gere os dados, deve haver uma área mínima. O formato trapezoidal foi gerado para que a área ficasse dentro do continente.

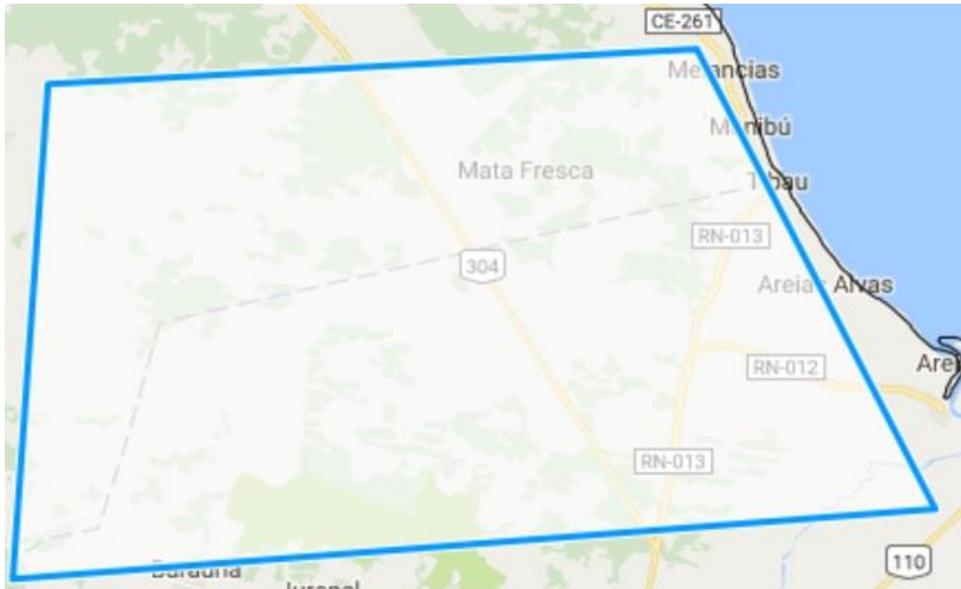


Figura 4.9: Área de Análise da EOL São Vicente. Fonte: Elaboração própria com o uso do GWA

Como o projeto eólico São Vicente, conforme Tabela 3.10, possui aerogeradores de 120 metros, serão utilizados os dados de 100 e 200 metros disponíveis no GWA – Método 1 e 100 m, no Método 2. A distribuição de Weibull do parque eólico São Vicente para as alturas de 100 e 200 metros é mostrada na Figura 4.10.

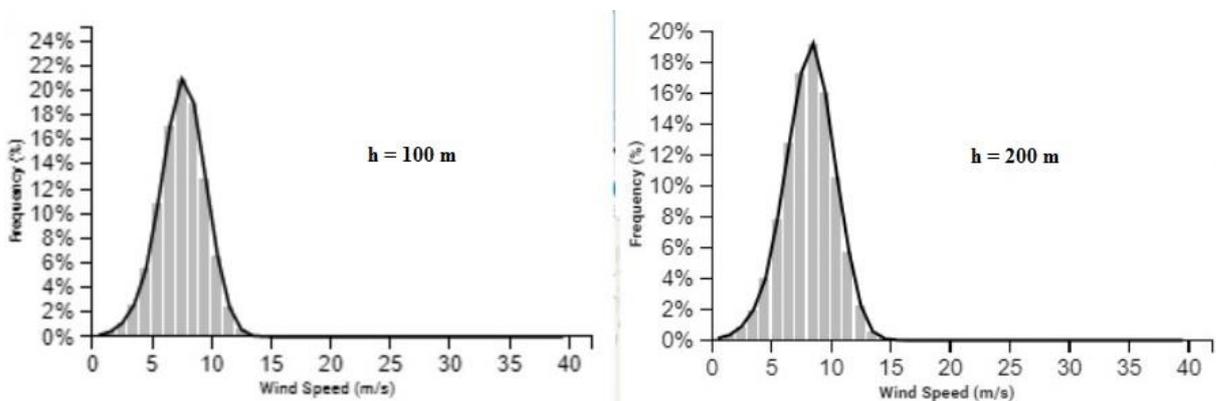


Figura 4.10: Histograma – São Vicente – 100 e 200 metros de altura. Fonte: Elaboração própria com o uso do GWA

A $V_{méd100}$ é igual a 7,52 m/s, enquanto que a $V_{méd200}$ é igual a 8,16 m/s. Pela Forma 1, a rugosidade z_0 pode ser calculada e é igual a 0,0273. Portanto, a $V_{méd120}$ é igual a 7,61 m/s.

Considerando-se a Forma 2 e o terreno exibido na Figura 4.8, adotou-se a rugosidade z_0 igual a 50, obtendo-se a $V_{méd120}$ igual a 7,70 m/s.

Quase não há ventos com velocidades muito baixas, o que significa que este projeto passará maior tempo com produção de energia.

A Figura 4.11 mostra a direção predominante do vento na região onde fica o projeto da usina eólica ($h = 100$ m). O vento é praticamente incidente em 2 direções, leste e leste-sudeste, correspondendo à quase 80% das observações. Há também ocorrências leste-nordeste e sul-sudeste, porém, cada uma ocorre aproximadamente em 10% do tempo, ou seja, o vento ocorre em apenas 135° de amplitude.

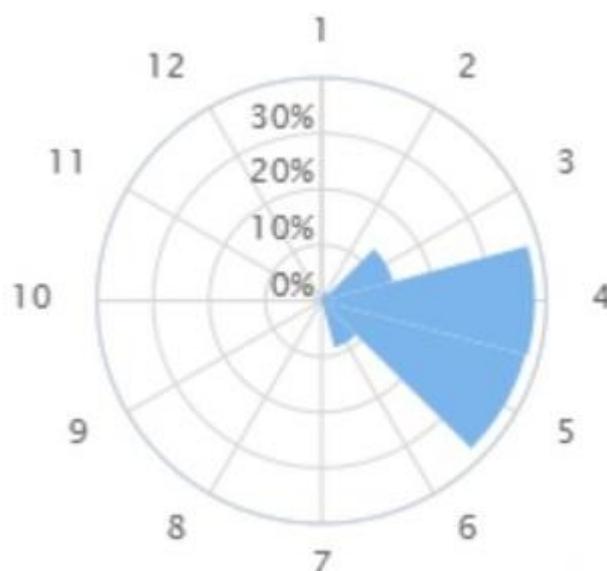


Figura 4.11: Rosa dos Ventos – São Vicente ($h=100$ m). Fonte: Elaboração própria com o uso do GWA

Nesta localidade, além de existir ventos constantes e com altas velocidades, eles também incidem na mesma direção. Este fato também contribui para maior geração de energia, uma vez que os aerogeradores, quando em operação, quase não necessitam se ajustar à mudança de direção dos ventos.

A velocidade média anual dos ventos é observada na Figura 4.12.

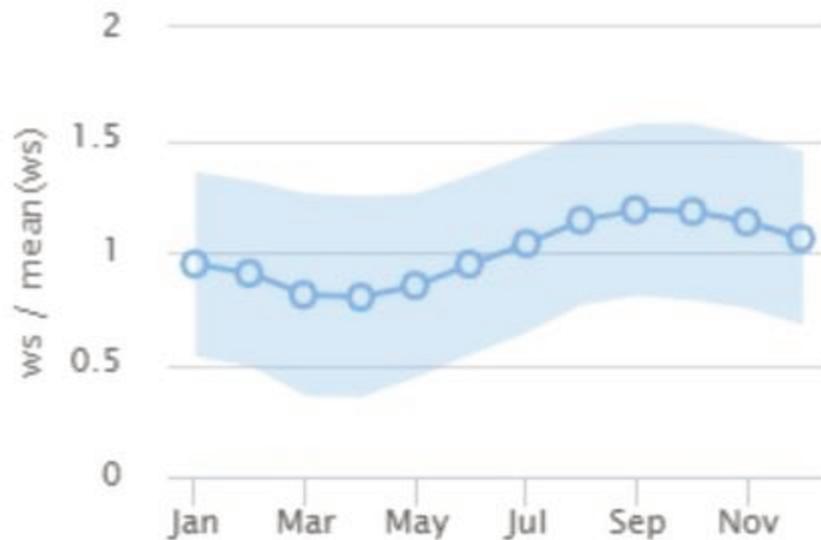


Figura 4.12: Velocidade Média Anual – São Vicente (h=100 m). Fonte: Elaboração própria com o uso do GWA

Nota-se uma significativa sazonalidade na velocidade média dos ventos na região analisada. No 1º semestre a velocidade é menor, enquanto que no 2º ela aumenta consideravelmente. De certa forma, a Figura 4.12 reflete o que já foi observado na Figura 3.1.

Os desvios observados se encontram dentro do desvio padrão (área azul clara). Deve-se salientar que a Figura 3.1 apresenta a medição de 1 ano e que o perfil de vento apresenta diferenças entre os anos, mesmo adjacentes. No entanto, a Figura 4.12 corrobora os resultados apresentados no Capítulo 3.

4.1.4 Perfil de Vento – Projeto eólico Fazenda Vigia 6

A Figura 4.13 mostra a região do projeto eólico Fazenda Vigia 6, cuja localização no estado do Rio Grande do Sul não é muito distante da capital Porto Alegre, porém, muito próximo do Oceano Atlântico e da Lagoa dos Patos.

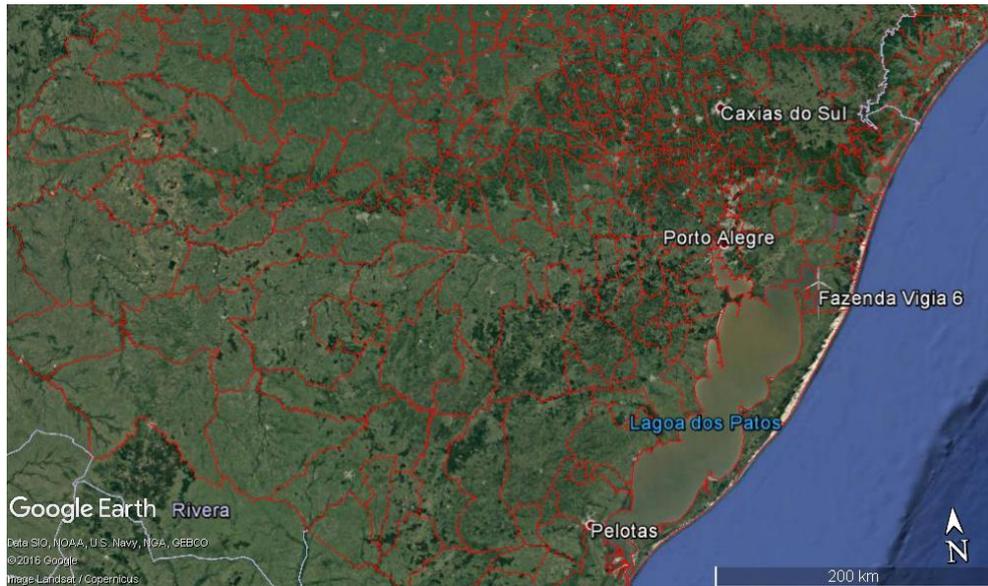


Figura 4.13: Macrorregião – Fazenda Vigia 6. Fonte: Elaboração própria com o uso do GEP

A Figura 4.14 exibe a região do projeto eólico Fazenda Vigia 6 em detalhe. Consta-se que, apesar de se localizar no município de Palmares do Sul, a predominância de áreas verdes denota que não existem grandes cidades nas proximidades deste projeto eólico e que também fica localizado numa região plana e costeira.

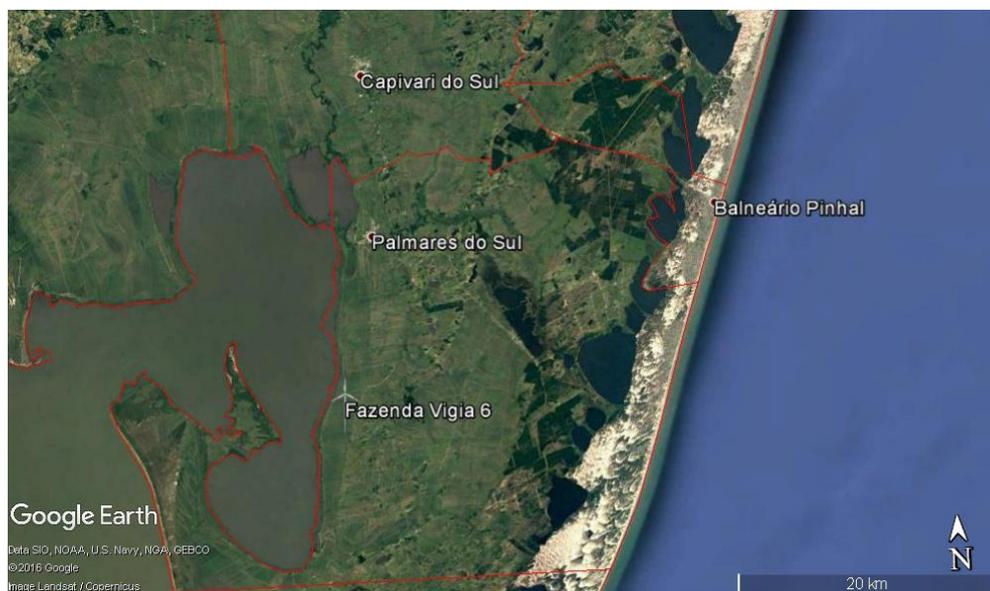


Figura 4.14: Detalhe da região – Fazenda Vigia 6. Fonte: Elaboração própria com o uso do GEP

A região utilizada no GWA para a análise é mostrada na Figura 4.15. Esta região foi selecionada para que os dados anemométricos fossem gerados.

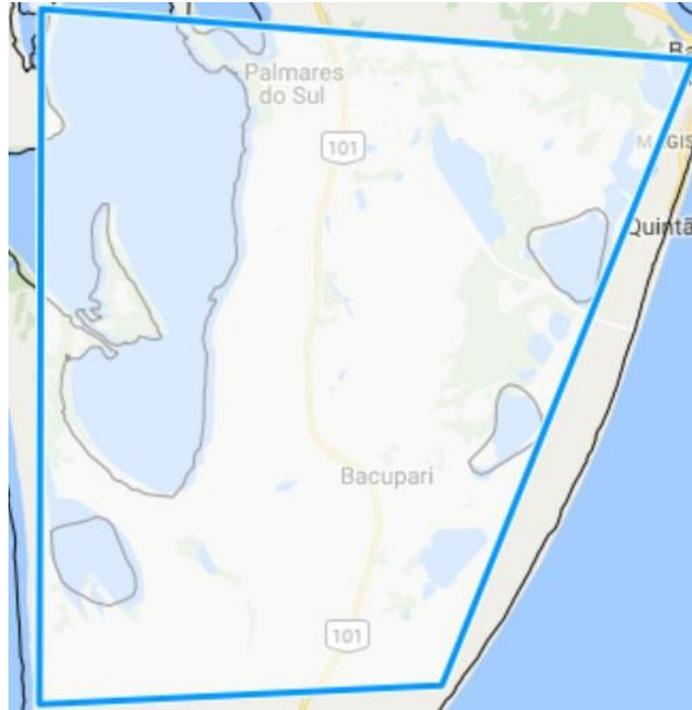


Figura 4.15: Área de análise – Fazenda Vigia 6. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA

Como o projeto eólico da Fazenda Vigia 6 possui aerogeradores de 108 metros de altura, serão utilizados os dados do GWA de 100 e 200 metros. A Figura 4.16 exibe a distribuição de Weibull da região do projeto.

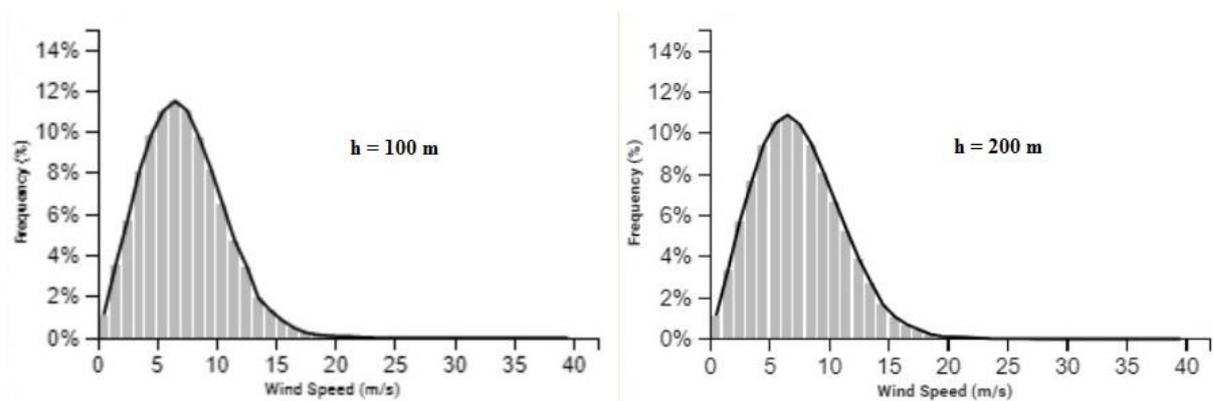


Figura 4.16: Histograma – Fazenda Vigia 6 (h = 100 e 200 m). Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA

Similar ao que ocorre na região do parque eólico Baesweiler, há incidência de ventos com diferentes velocidades. A $V_{méd100}$ é igual a 7,18 m/s, enquanto que a $V_{méd200}$ é igual a 7,44

m/s. A rugosidade z_0 pode ser calculada e é igual a $3,97E-07$. Portanto, pela Forma 1, a $V_{méd_{108}}$ é igual a 7,20 m/s.

Pela Forma 2, atribui-se à rugosidade z_0 o valor de 10, pois pela Figura 4.14 depreende-se que este projeto é localizado numa região de pasto acidentado. Portanto, $V_{méd_{108}}$ é igual a 7,24 m/s.

Observa-se que há ocorrência de ventos mais fortes de 15 m/s ou superiores, que proporcionam maior geração, porém, também há maior ocorrência de ventos mais fracos – entre 0 e 3 m/s – que prejudicam a geração de energia – em função das velocidades de *cut-in* e *cut-out*, que são as velocidades nas quais o aerogerador começa a gerar energia e é desconectado, respectivamente.

Em relação à direção dos ventos, a Figura 4.17 mostra que eles ocorrem em praticamente todas as direções, com predominância leste-nordeste – com aproximadamente 20% das ocorrências. Este fato indica que o aerogerador passa mais tempo se adequando à direção do vento comparando-se com uma região de vento com predominância maior, como por exemplo, na região do projeto São Vicente. Quando ele não está perpendicular à direção do vento, ele não opera de maneira ótima o que diminui a geração de energia.

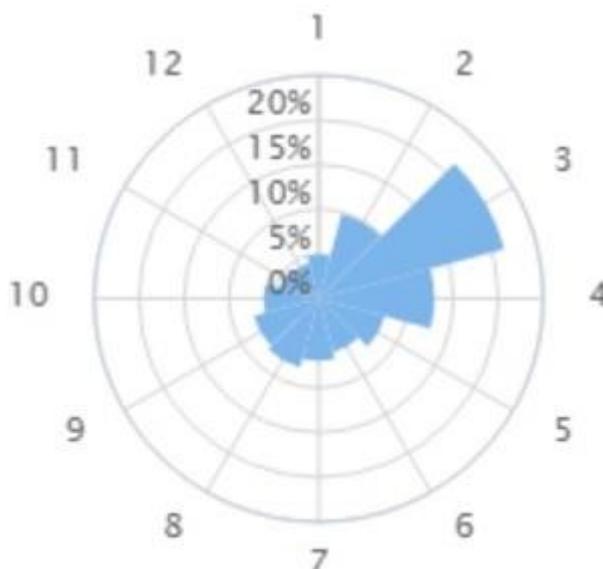


Figura 4.17: Rosa dos Ventos – Fazenda Vigia 6 (h=100m). Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA

Como já abordado na Figura 3.2, a produção de energia na região do projeto eólico Fazenda Vigia 6 permanece constante durante todo o ano. Tal fato também pode ser observado por meio da Figura 4.18.

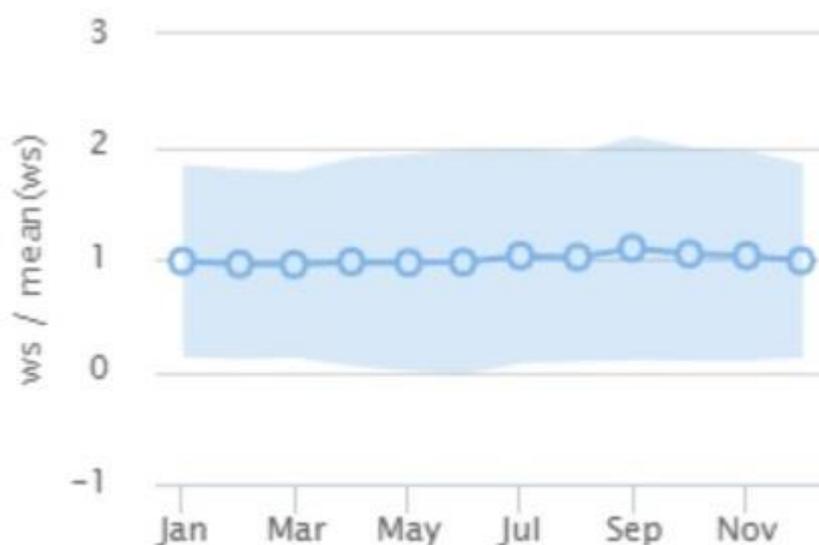


Figura 4.18: Velocidade média anual - Fazenda Vigia 6. Fonte: Elaboração própria utilizando-se o GWA

Deve-se destacar que a sazonalidade, como já abordado neste trabalho, contribui para a valoração da parcela k. O perfil de geração que proporciona maiores contribuições durante o período seco (2º semestre) recebe maior valoração (parcela k negativa); tal fato é observado na geração de energia conforme perfil do projeto eólico São Vicente. O custo das externalidades é incidente na produção de energia (MWh) e, desta forma, também serão maiores de acordo com a produção mensal, apesar de apresentar montantes maiores decorrentes de volume de geração e não de custos diferenciados dependendo do mês ou período do ano.

Nota-se que apesar da grande diferença da rugosidade calculada pela Forma 1 e da obtida por meio da Tabela 4.1, as velocidades médias calculadas nas alturas dos aerogeradores das 3 eólicas não apresentaram grandes diferenças, sendo a maior, de 1,18%, como pode-se depreender na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Velocidade média na altura do aerogerador pelas Formas 1 e 2

	Método 1	Método 2	Desvio
Baesweiler (h=76 m)	6,00	5,98	0,33%
São Vicente (h=120 m)	7,61	7,70	1,18%
Fazenda Viga 6 (h=108 m)	7,20	7,24	0,56%

As diferenças entre a velocidade média na altura de referência e a calculada na altura dos aerogeradores nas três localidades, pela Forma 2, é exibida na Tabela 4.3. Como sabido, quanto maior a maior altura, maior a velocidade média do vento. Este incremento contribui para a maior geração de energia elétrica, sendo um dos parâmetros avaliados pelos empreendedores para a definição das características técnicas dos parques eólicos.

Tabela 4.3: Velocidade média na altura de referência e do aerogerador nas três localidades

	$V_{méd100}$	$V_{médAG}$	Desvio
Baesweiler	6,21	5,98	4%
São Vicente	7,52	7,70	2%
Fazenda Vigia 6	7,18	7,24	1%

4.2 Análise da geração das EOLs, influência do CMO na geração da UTE e incorporação do Cex

Como a EPE salienta, o ICB é uma estimativa do quanto irá custar a energia do empreendimento para o comprador (agente distribuidor), durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade de energia, nas condições assumidas para o leilão (EPE, 2013).

A geração de um parque eólico ocorre independentemente do valor de CMO, pois não há despacho para esta fonte, ou seja, não há nenhum tipo de controle em função do CMO. Já no caso de UTE despacháveis, a geração destas é requerida caso o CVU seja menor do que o CMO. Para verificar como seria a geração da UTE Prosperidade I foi feito o levantamento dos valores de CMO médio anual entre os anos de 2005 e 2016. Eles estão exibidos na Tabela 4.4, com destaque para o submercado NE.

Tabela 4.4: Histórico do CMO médio anual (R\$/MWh)

	SE/CO	S	NE	N
2016	82,30	80,66	181,68	95,31
2015	561,48	553,04	499,83	342,83
2014	826,36	794,23	688,87	616,32
2013	258,89	249,47	259,16	258,49
2012	171,55	171,62	163,84	163,84
2011	27,48	25,07	26,04	25,74
2010	68,40	68,26	81,93	80,67
2009	33,27	33,95	23,06	11,54
2008	138,25	137,73	138,89	134,28
2007	92,99	86,56	89,38	88,90
2006	64,25	67,95	29,87	48,13
2005	21,69	25,99	8,73	16,77
Média	195,58	140,11	182,61	156,90

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS

Foram selecionados os perfis de CMO de 3 anos, em função do valor médio anual. Os anos de 2005 e 2014 apresentaram os menores e maiores valores médios de CMO, respectivamente. Já o ano de 2016 apresentou o CMO médio anual mais próximo à média do período selecionado, que foi de R\$ 182,61/MWh. Uma vez que os anos servem de base para os 3 cenários, foi considerado que todos os cenários possuem 8.760 horas. Os valores do CMO mensal do submercado NE destes 3 anos são exibidos na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Valores do CMO mensal do submercado NE (R\$/MWh)

	2005	2016	2014
	Cenário A	Cenário B	Cenário C
jan	2,11	336,45	389,04
fev	0,00	189,41	769,70
mar	0,00	260,26	798,92
abr	0,00	246,13	722,61
mai	5,77	128,69	756,90
jun	10,65	145,11	367,75
jul	12,86	104,53	627,86
ago	17,97	105,58	723,59
set	15,56	137,99	712,41
out	17,99	192,27	809,67
nov	19,95	201,31	965,15

dez	1,92	132,50	622,78
Fonte: Elaboração própria, baseado em ONS (2017)			

Como a geração dos empreendimentos será analisada de acordo com os cenários propostos, não será considerada qualquer atualização monetária.

Portanto, os custos apresentados são os esperados caso os empreendimentos estivessem em operação nestes cenários. Para as eólicas, os montantes de RF e ICB podem ser adotados porque não há alteração de despacho e a energia produzida é a determinada pela certificação¹⁸. No entanto, para as UTEs despacháveis, há que se fazer a separação da RF e dos custos variáveis em função de cada cenário.

4.3 Incorporação do Cex

No caso das eólicas, como não há qualquer alteração no despacho em função de fatores externos, como o CMO, a incorporação dos custos pode ser considerada como uma parcela a ser subtraída da RF percebida pelos empreendedores. Esta incorporação significaria diminuição da receita, pois o impacto negativo decorrente das externalidades deve ser arcado pelo gerador do impacto, ou seja, o próprio empreendedor, como pode ser observado na Equação 16.

$$RecF_{ex} = RF - C_{ex} \quad (\text{Eq. 16})$$

Onde:

$RecF_{ex}$: Receita Fixa com o custo de externalidades incorporado;

RF: Receita Fixa;

C_{ex} : Custo de externalidades.

No caso das UTEs, como o despacho depende tanto do CMO quanto do CVU, deve-se avaliar novamente as parcelas de COP e CEC, e, conseqüentemente, da parcela k, pois o C_{ex} incidindo na geração de energia, corresponderia à um custo adicional a ser incorporado no CVU. Portanto:

¹⁸ O empreendedor necessita enviar dados anemométricos de, no mínimo, 3 anos para que a certificação seja feita nos padrões exigidos pela EPE. Ainda existe assimetria entre o volume de informações anemométricas já obtidas e hídricas, cujo monitoramento existe há décadas.

$$CVU_{ex} = CVU + C_{ex} \quad (\text{Eq. 17})$$

Onde:

CVU_{ex} : CVU com o custo de externalidades incorporado;

CVU: Custo Variável Unitário;

C_{ex} : Custo de externalidades.

Desta forma, o CVU_{ex} ¹⁹ da UTE Prosperidade I corresponderia a R\$ 194,44/MWh. Portanto, o COP_{ex} seria R\$ 13.629.453,65 e o CEC_{ex} , R\$ 10.657.750,38. A parcela k aumentaria para R\$ 118,99/MWh e, conseqüentemente, o ICB_{ex} passaria a valer R\$ 248,30. A variação dos valores indica que apesar da UTE Prosperidade I ser menos despachada, quando ele ocorre, há incidência maior de custos em função dos maiores custos operacionais.

4.4 Análise da Geração dos projetos eólicos

Como mencionado anteriormente, a geração de energia dos parques eólicos ocorre em função da disponibilidade dos ventos, ou seja, basicamente segue a curva de disponibilidade certificada e informada à EPE no cadastro do leilão de energia. Desta forma, a operação dos 2 parques eólicos será considerada a mesma nos 3 cenários em análise e é exibida na Tabela 4.6.

¹⁹ O indicador “ex” corresponde ao recálculo utilizando-se o C_{ex} incorporado.

Tabela 4.6: Geração dos projetos eólicos São Vicente e Fazenda Vigia 6 nos 3 cenários

	EOL São Vicente (MWh)	EOL Fazenda Vigia 6 (MWh)
jan	1.830	5.134
fev	2.890	3.649
mar	3.058	4.806
abr	3.406	5.544
mai	3.341	4.672
jun	3.931	4.500
jul	4.843	5.558
ago	5.000	6.302
set	4.219	4.579
out	4.315	6.071
nov	3.492	5.724
dez	3.556	4.821
Total	43.881	61.360

Embora as usinas eólicas não tenham se sagrado vencedoras no leilão A-3/2015, para o cálculo da RF das eólicas deve-se utilizar um valor de ICB. Para tal, utilizou-se o valor de R\$ 181,14/MWh que é o valor médio ponderado do leilão A-3/2015 para a fonte eólica, conforme Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Média ponderada do ICB do Leilão A-3/2015

Empreendimento	UF	Potência (MW)	GF (MWm)	Lotes Contratados	ICB (R\$/MWh)	RF (R\$/ano)	Parcela k (R\$/MWh)
Cacimbas 1	CE	18,9	10,2	99	181,49	16.230.732,85	-5,66
Santa Monica I	CE	18,9	10,0	97	181,49	16.184.737,78	-8,98
Ouro Verde	CE	29,7	13,2	128	181,49	21.153.468,72	-7,16
Estrela	CE	29,7	14,0	136	181,49	22.370.301,53	-6,28
Ventos do Norte 13	MA	30,0	13,1	128	179,87	20.700.034,10	-4,74
Ventos do Norte 15	MA	30,0	13,1	128	179,86	20.604.434,48	-3,90
Ventos do Norte 18	MA	30,0	13,8	135	179,85	21.771.990,96	-4,25
Ventos Maranhenses 01	MA	30,0	12,7	124	179,88	20.012.990,26	-4,36
Ventos Maranhenses 02	MA	30,0	13,0	127	179,88	20.437.703,82	-3,83
Ventos Maranhenses 03	MA	30,0	13,1	128	179,87	20.646.676,05	-4,26
Ventos Maranhenses 04	MA	30,0	13,5	132	179,86	21.337.066,82	-4,67
Testa Branca III	PI	22,0	8,8	86	178,88	13.778.966,41	-4,02
Ventos de São Vicente 08	PI	30,0	16,0	145	182,39	24.132.800,00	-7,60
Ventos de São Vicente 09	PI	29,9	14,6	131	182,41	21.770.874,79	-7,30
Ventos de São Vicente 10	PI	29,9	14,0	137	182,41	22.811.785,25	-7,67
Ventos de São Vicente 11	PI	29,9	14,1	124	182,42	20.648.376,26	-7,67
Ventos de São Vicente 12	PI	30,0	15,6	132	182,41	22.015.103,28	-7,98
Ventos de São Vicente 13	PI	29,9	13,7	116	182,42	19.306.275,02	-7,57
Ventos de São Vicente 14	PI	30,0	15,6	145	182,40	24.105.432,78	-7,38
Média					181,14		

A Equação 4, que é calculada por MWh, pode ser readequada de forma que os custos reflitam os montantes anuais, exibidos na Equação 18.

$$RF = ICB \times 8.760 \times QL - k \times 8.760 \times QL \quad (\text{Eq. 18})$$

Onde:

RF: Receita Fixa;

ICB: Índice de Custo Benefício;

8.760: Número de horas no ano;

QL: Quantidade de lotes ofertados;

k: Parcela invariante do índice, em R\$/MWh, destinada à cobertura do COP e CEC.

Ou, de outra forma, como dado pela Equação 19.

$$RF = ICB_{Anual} - k_{Anual} \quad (\text{Eq. 19})$$

Onde:

RF: Receita Fixa;

ICB_{Anual}: Índice de Custo Benefício multiplicado pelas horas do ano e QL;

k_{Anual}: Parcela invariante do índice multiplicada pelas horas do ano e QL.

Os custos relativos à geração de energia dos projetos eólicos estão exibidos na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Geração e custos das Eólicas nos 3 cenários

Usina	EOL São Vicente	EOL Fazenda Vigia 6
Geração (MWh)	43.881	61.360
ICB Anual (R\$ mil)	7.949	11.097
Parcela k Anual (R\$ mil)	-177	-73
RF (R\$ mil)	8.125	11.169
Cex (R\$ mil)	183	255
RF - Cex (R\$ mil)	7.942	10.914

No caso das eólicas, a RF é a remuneração final do empreendedor, pois como a geração não varia em função do CMO, pode-se considerar que a remuneração é uma função do ICB e da parcela k anuais.

A sazonalidade de produção de energia da usina eólica São Vicente traz um maior ganho energético ao SIN, pois os meses com maior geração são os meses com maiores valores de CMO. Desta forma, a parcela k apresenta valor negativo, pois ela é subtraída do ICB anual, ou seja, o perfil de geração da usina ocasiona um ganho ao sistema elétrico e este ganho, permite um aumento na remuneração do empreendedor, conforme Equação 20.

A usina eólica Fazenda Vigia 6, localizada no RS, possui um perfil de geração mais estável ao longo do ano. Embora também proporcione ganhos energéticos ao SIN, estes não são tão expressivos quanto os da usina eólica São Vicente.

O Cex corresponde ao custo de externalidades pelo método ExternE adaptado, que ainda não é incorporado ao preço da energia. Caso fosse, ele deveria ser arcado pelo empreendedor que é o responsável pela geração de energia e, conseqüentemente, pelos impactos decorrentes.

A parcela k da EOL São Vicente possui maior valor negativo (receita), quase neutralizando o custo de externalidades da fonte eólica, calculado pelo ExternE adaptado.

No caso da EOL Fazenda Vigia 6, estes ganhos não são suficientes para fazer frente ao custo de externalidades. No entanto, este custo é muito baixo, se comparado ao custo das usinas termelétricas e à RF requerida pelas mesmas.

Em ambas as EOLs, a incorporação do Cex corresponderia a uma redução de 2,2% na RF dos empreendedores.

4.5 Análise da Geração e Custos da UTE Prosperidade I no Cenário A

A usina termelétrica é acionada em função do preço do CMO. Se o CMO for maior do que o seu CVU a usina é despachada. Como a incorporação do Cex foi considerada no CVU da UTE, haverá a análise tanto para o CVU original da UTE Prosperidade, quanto para o CVU_{ex}. Para guardar similaridade ao método do ICB, o despacho será considerado mensal, ou seja, o CVU da usina será comparado com a média do CMO mensal.

No cenário A, a média do CMO mensal ficou em patamares muito baixos, como pode-se observar na Figura 4.19.

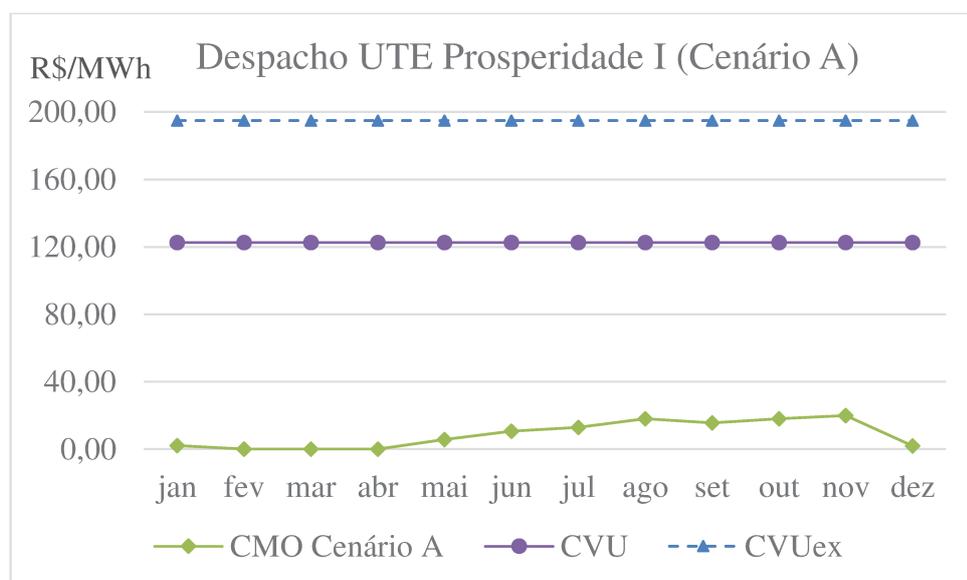


Figura 4.19: CMO médio mensal do cenário A e CVUs da usina termelétrica Prosperidade I

Neste cenário, não haveria geração da usina termelétrica Prosperidade I, pois o CVU sempre está acima do CMO, mesmo se não for considerado o CVU_{ex}.

Conforme definição da ANEEL, o montante correspondente ao CVU compõe os custos de combustível, de O&M variável, encargos e impostos (ANEEL, 2016b). No caso do CVU_{ex}, também está incorporado o Cex.

Apesar de não haver despacho da usina termelétrica Prosperidade I, o empreendedor conta com a RF, que serve para remunerar a amortização e remuneração do investimento, os custos socioambientais atualmente incorporados, os juros durante a construção, e a parcela fixa dos custos de O&M, por isso, a termelétrica faz jus a esta remuneração.

Em relação à UTE Prosperidade I, há 2 tipos de remuneração. Uma corresponde à RF que decorre da disponibilização da usina ao SIN e outra devida quando há geração e incidência dos custos variáveis. A Tabela 4.9 exibe a remuneração do empreendedor considerando-se o CVU e CVU_{ex}. Como não haveria geração da UTE Prosperidade I no Cenário A, o empreendedor receberia somente a remuneração correspondente à RF.

Tabela 4.9: Geração e custos UTE Prosperidade I no Cenário A

Usina	UTE Prosperidade I (CVU)	UTE Prosperidade I (CVU_{ex})
Geração (MWh)	0	0
RF (R\$ mil)	25.714	25.714
Custos Variáveis (R\$ mil)	0	0
Remuneração (R\$ mil)	25.714	25.714
Cex Equivalente (R\$ mil)	0	0
RF - Cex (R\$ mil)	25.714	25.714

No cenário A, mesmo sem qualquer produção de energia da usina termelétrica Prosperidade I, seu custo total foi o mais alto das 3 usinas.

4.6 Análise da Geração e Custos da UTE Prosperidade I no Cenário B

O cenário B é o cenário com o CMO anual médio mais próximo à média do período considerado (2005 – 2016). Neste cenário, como pode-se observar na Figura 4.20,

considerando-se o CVU original só não haveria o despacho da usina termelétrica Prosperidade I em julho e agosto. Adotando-se o CVU_{ex}, haveria despacho somente em 4 meses do ano – janeiro, março, abril e novembro.

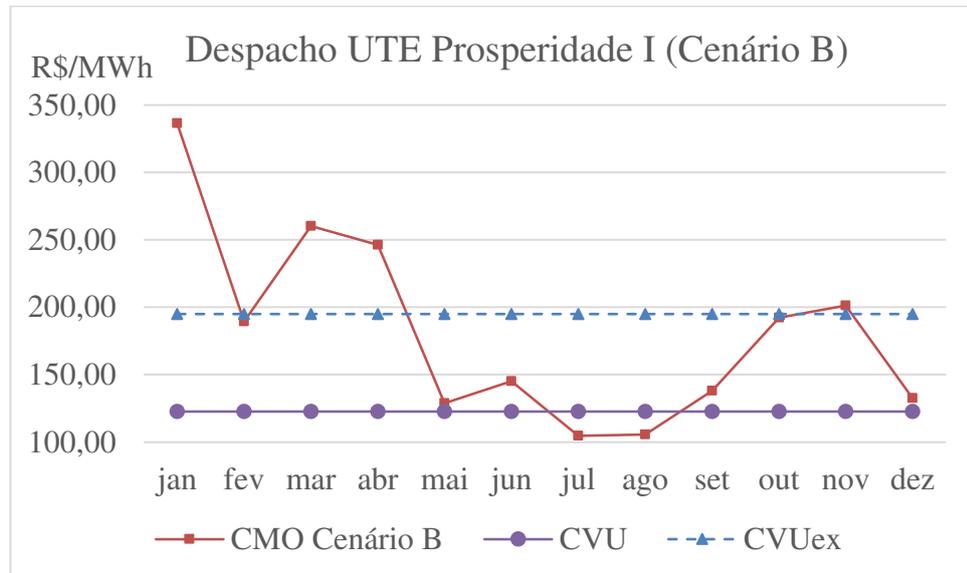


Figura 4.20: CMO médio mensal do cenário B e CVUs da usina termelétrica Prosperidade I

Desta forma, a geração mensal da UTE Prosperidade I é exibida na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Geração de energia da UTE Prosperidade I no cenário B, em MWh

	UTE Prosperidade I CVU (MWh)	UTE Prosperidade I CVU _{ex} (MWh)
jan	19.418	19.418
fev	17.539	0
mar	19.418	19.418
abr	18.792	18.792
mai	19.418	0
jun	18.792	0
jul	0	0
ago	0	0
set	18.792	0
out	19.418	0
nov	18.792	0
dez	19.418	19.418
Total	189.797	77.046

Os custos relativos ao cenário B encontram-se na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Geração e custos UTE Prosperidade I no Cenário B

Usina	UTE Prosperidade I (com CVU)	UTE Prosperidade I (com CVU_{ex})
Geração (MWh)	189.797	77.046
RF (R\$ mil)	25.714	25.714
Custos Variáveis (R\$ mil)	23.284	14.981
Remuneração (R\$ mil)	48.998	40.694
Cex Equivalente (R\$ mil)	13.620	5.529
Remuneração - Cex (R\$ mil)	35.378	40.694

Como já mencionado, o perfil de geração de energia das usinas eólicas é o mesmo independentemente do valor de CMO. A única alteração em relação ao cenário A é a produção de energia e incidência dos custos correspondentes à usina termelétrica Prosperidade I.

Apesar da remuneração do empreendedor nestes dois casos – CVU original e CVU_{ex} – não variar tanto, os montantes de geração de energia são bem diferentes em função do despacho muito maior considerando-se o CVU original (10 meses), versus 4 meses ao se adotar o CVU_{ex}. Isto se deve à incorporação do Cex que promove o aumento dos custos variáveis (operacionais) e impõe o deslocamento de geração da UTE, que acaba sendo acionada em situações mais adversas do que com o CVU original. Nestas situações, o CMO é mais elevado.

Na Tabela 4.11, o Cex Equivalente da coluna com o CVU original simula o desconto de receita que o empreendedor teria caso tivesse que arcar com estes custos. Haverá uma redução de 58,5% na remuneração dos custos variáveis, implicando em diminuição de 27,8% da remuneração total. Já na coluna CVU_{ex} o Cex equivalente (R\$ 5,53 milhões) já está destacado, isto é, dos R\$ 14,98 milhões correspondentes aos custos variáveis, R\$ 5,53 milhões representam o Cex, já incorporado, e, portanto, sem ser descontado da remuneração do empreendedor.

Neste cenário, com a operação em apenas 4 meses (CVU_{ex}), a geração de energia da UTE Prosperidade I já seria maior do que à da usina eólica Fazenda Vigia 6, que dentre as duas eólicas é a que possuiria maior potência instalada e produziria mais energia.

Embora os custos das usinas termelétricas sejam consideravelmente superiores aos das eólicas, a possibilidade de despacho torna necessária a disposição destas usinas para incrementar a geração de energia no SIN nos momentos de menor geração das fontes sazonais

ou intermitentes. Por isto, a complementariedade destas fontes deve sempre ser avaliada e balanceada para a composição do custo do SIN.

4.7 Análise da Geração e Custos da UTE Prosperidade I no Cenário C

Este é o cenário em que o CMO médio mensal apresenta os maiores valores ao longo dos 12 meses. Em todos eles, o CMO médio mensal fica acima do CVU da usina termelétrica Prosperidade I, o que motivaria o despacho da usina durante todo o ano, como pode-se observar na Figura 4.21.

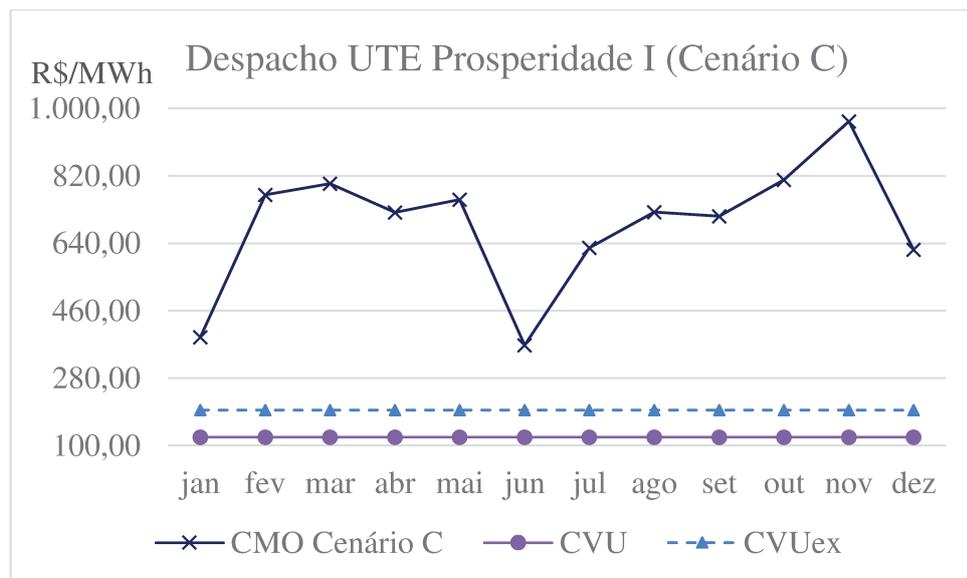


Figura 4.21: CMO mensal do cenário C e CVUs da usina termelétrica Prosperidade I

Neste cenário, como o CMO médio mensal se mantém muito superior ao CVU da UTE Prosperidade I, haveria despacho durante todos os meses, independente do CVU considerado. A geração mensal da UTE Prosperidade I é exibida na Tabela 4.12.

Tabela 4.12: Geração de energia da UTE Prosperidade I no cenário C, em MWh

	UTE Prosperidade I com CVU (MWh)	UTE Prosperidade I com CVU _{ex} (MWh)
jan	19.418	19.418
fev	17.539	17.539
mar	19.418	19.418
abr	18.792	18.792
mai	19.418	19.418
jun	18.792	18.792
jul	19.418	19.418
ago	19.418	19.418
set	18.792	18.792
out	19.418	19.418
nov	18.792	18.792
dez	19.418	19.418
Total	228.636	228.636

Os custos da UTE Prosperidade I relativos ao cenário C encontram-se na Tabela 4.13.

Tabela 4.13: Geração e custos UTE Prosperidade I no Cenário C

Usina	UTE Prosperidade I (com CVU)	UTE Prosperidade I (com CVU _{ex})
Geração (MWh)	228.636	228.636
RF (R\$ mil)	25.714	25.714
Custos Variáveis (R\$ mil)	28.049	44.456
Remuneração (R\$ mil)	53.763	70.170
Cex Equivalente (R\$ mil)	16.407	16.407
Remuneração - Cex (R\$ mil)	37.356	70.170

Neste cenário, a usina termelétrica produziria mais de 2 vezes o montante que seria produzido pelas duas usinas eólicas em conjunto. O FC da termelétrica equivaleria à 93,1%, contribuindo significativamente – em termos relativos à sua potência – para a geração de energia no SIN. No entanto, apesar dos ganhos energéticos que a termelétrica proporcionaria, estes provocariam um alto custo variável (R\$ 28 milhões) e também de externalidades (R\$ 16,4 milhões), considerando-se o CVU original. Caso o Cex fosse descontado do empreendedor, este desconto representaria uma redução de 30,5% de sua remuneração.

Em relação ao CVU_{ex} , como já há a incorporação do custo de externalidades no CVU original, a remuneração do empreendedor corresponderia a R\$ 70,2 milhões, sendo que destes, os mesmos R\$ 16,4 milhões seriam relativos ao Cex. A incorporação deste custo aumentaria em 58% o montante dos custos variáveis, porém, como o CMO foi muito maior que o CVU, não houve deslocamento de geração.

Portanto, analisando as duas formas de incorporação do Cex, sendo elas: desconto do custo na remuneração do empreendedor (CVU) e inclusão dos custos no método do ICB (CVU_{ex}), nota-se que a inclusão no método ICB é a mais adequada, pois sua incorporação influencia a forma de despacho que pode diminuir a distorção na alocação do recurso, ao contrário do desconto.

Um ponto a ser salientado é que o Cex – apesar de considerar toda a cadeia de valor de um empreendimento – é quantificado na geração de energia. Como as externalidades podem ocorrer no início da cadeia de valor, como por exemplo, na extração de minerais para a fabricação dos equipamentos e como os equipamentos ou componentes podem ser produzidos em outros países, a incorporação do Cex pode acabar não ressarcindo a população ou os ambientes impactados.

5 CONCLUSÃO

O Brasil, além de contar com a queda dos custos da energia eólica, possui um diferencial adicional, já que os ventos nas regiões Nordeste e Sul são notáveis e permitem grande produção de energia, inclusive comparáveis com outras fontes, considerando-se a mesma potência instalada.

Esta perspectiva tende a agravar os custos atualmente suportados devido aos subsídios que as fontes renováveis, incluindo a eólica, usufruem.

Desse modo, se por um lado há o panorama favorável da expansão da fonte eólica, por outro, a métrica de valoração do custo de energia ainda não considera alguns parâmetros inerentes à tecnologia de cada fonte, ocasionando as externalidades. Este custo, que deveria ser arcado pelos produtores de energia, acaba tendo pelo menos dois efeitos: são transferidos indevidamente à sociedade e distorcem as alocações dos recursos. Uma forma de eliminar os subsídios atualmente concedidos às fontes renováveis, sem penaliza-las seria incorporar as externalidades utilizando-se, por exemplo, o método do ExternE adaptado.

A diferença do Cex das duas fontes analisadas neste trabalho – eólica e termelétrica a gás – é expressiva, sendo que o da termelétrica é 17 vezes maior do que o da fonte eólica. Esta é mais uma razão para que a incorporação das externalidades seja realizada o mais rápido possível.

A abordagem utilizada no presente trabalho se mostrou compatível com o método ICB que é utilizado atualmente nos leilões de energia promovidos pela ANEEL. No caso da fonte eólica, como o Cex é bem próximo à parcela k dos empreendimentos analisados – e também dos empreendimentos que se sagraram vencedores do leilão A-3/15 – a incorporação poderia ocorrer no cálculo do ICB para participação do leilão, como uma terceira parcela a ser somada ao COP e CEC. Outra possibilidade seria realizar desconto diretamente da RF recebida pelos empreendedores.

Considerando-se os 2 projetos eólicos analisados, o custo de externalidades teve a mesma ordem de grandeza da parcela k do projeto São Vicente (R\$ 4,17/MWh e R\$ - 4,03/MWh, respectivamente), ou seja, os benefícios proporcionados pela sazonalidade do perfil de geração deste projeto foram glosados. Em relação ao projeto Fazenda Vigia 6 o custo de externalidades correspondeu a aproximadamente 4 vezes dos da parcela k (R\$ 4,17/MWh e R\$ - 1,19/MWh, respectivamente). Como abordado, o perfil de geração flat acaba não proporcionando grandes

ganhos energéticos e, por esta razão, o valor da parcela k do projeto fazenda Vigia 6 é 3,4 vezes menor do que o do projeto São Vicente.

A Tabela 4.7 exhibe a parcela k dos projetos vencedores do leilão A-3/2015 que ficou entre R\$ -3,83/MWh e R\$ - 8,98/MWh, ou seja, mesmo com a incorporação do Cex, em algumas localidades brasileiras, devido ao perfil do vento, a energia eólica produzida proporcionaria ganhos energéticos maiores do que os custos incorridos e ainda não capturados.

Ainda, no caso da energia eólica, considerando-se os dois projetos analisados e também os 19 projetos vencedores do leilão A-3/15 (Tabela 4.7), a incorporação do custo de externalidades pelo método ExternE adaptado corresponderia a uma redução de 2,2% na RF do empreendedor.

Deve-se esclarecer que o método ExternE contempla diversos tipos de geração de energia, apesar de ter sido utilizado somente para a fonte eólica e termelétrica a GN – alternativa menos poluente para realizar o suprimento de energia em momentos de ausência de vento ou hidrologia desfavorável.

A geração de energia eólica apresenta emissão de GEE muito menor do que por GN. Como era de se esperar, o ExternE mostrou que há uma grande diferença na geração de energia por fonte eólica e GN – sendo esta a fonte fóssil menos poluente.

No caso das UTEs, a incorporação do Cex deve ocorrer no cálculo do ICB, pois como o montante é expressivo, caso haja o desconto diretamente no despacho (Tabelas 4.11 e 4.13 – coluna CVU), há significativa diminuição de receita e também não há o deslocamento da geração, isto é, em termos energéticos, é como se as externalidades não fossem incorporadas, apesar de haver o pagamento pelo empreendedor. Este trabalho mostrou, portanto, duas formas de incorporação do Cex para termelétricas, sendo recomendada a incorporação diretamente no método ICB com a inclusão do Cex no CVU, passando a corresponder ao CVU_{ex} . Tal incorporação ao método ICB deve ser realizada não só para as termelétricas, mas também para os demais tipos de empreendimento, de forma que o ICB continue sendo um único método que abrange diferentes tecnologias de geração de energia. No entanto, deve-se ponderar que a incorporação do custo de externalidades pode acabar beneficiando algumas fontes em detrimento de outras em função das diversas tecnologias empregadas para a geração.

Em relação à UTE Prosperidade I, ocorrem dois efeitos com a incorporação. O primeiro é o deslocamento de geração, possível de ser observado no cenário B, onde a UTE ao invés de ser despachada em 10 meses do ano, seria despachada apenas em 4. O segundo é o aumento dos custos de geração que a UTE demandaria. Os custos fixos permaneceriam os mesmos, porém, os custos variáveis seriam majorados. Nos três cenários avaliados, o aumento dos custos

ocorreu somente naqueles em que houve geração, independente da incorporação do Cex ter acontecido no despacho ou no ICB.

Ainda existem incertezas em relação ao cálculo do Cex, o que deve levar a divergências entre os empreendedores de diferentes tipos de fonte. Portanto, uma possibilidade, seria a adoção gradual do Cex – com o início restrito à quantificação dos principais poluentes – ou mesmo a disponibilização deste custo, ainda que não incorporado para que os empreendedores e a sociedade possam se habituar com este novo componente previamente a sua incorporação.

Tanto para a fonte eólica quanto para as outras, o Cex – independente da forma de adoção ser gradual ou total – deverá ser apresentado conjuntamente com o COP e CEC. Nesta condição, os empreendedores devem ter conhecimento do valor correspondente às externalidades no momento da realização do leilão para que o lance possa ser dado. As premissas utilizadas para o cálculo da RF devem ser readequadas para refletir esta nova condição e manter o equilíbrio econômico financeiro.

Outro ponto não tratado neste trabalho é a forma de cobrança e o destino que os recursos advindos do Cex teriam. Apesar dos resultados da Consulta Pública nº 33 ainda não terem sido divulgados, sugere-se a abertura de nova consulta pública a ser realizada pelo MME para aprofundar a discussão acerca da inclusão das externalidades, bem como o mecanismo de pagamento e destinação de recursos. O aspecto de como poderia ser realizada a cobrança, não abordado no presente trabalho, pode ser desenvolvido em trabalhos futuros.

Como o Brasil é signatário do Acordo de Paris – com o compromisso de reduzir as emissões de GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025²⁰ (MMA, 2017) – a implementação de metodologia para a incorporação das externalidades na geração de energia favorece o país a utilizar uma matriz energética mais limpa e renovável, contribuindo para a consecução das metas acordadas.

A incorporação do custo de externalidades no método ICB possui grande representatividade, pois muitas usinas são viabilizadas por meio de leilões e pode-se afirmar que a tendência é de que a expansão continue via ACR.

A geração de energia, portanto, deve incorporar o custo de externalidades de cada fonte para que haja a alocação dos recursos de forma mais aderente possível. A metodologia escolhida

²⁰ Com uma contribuição indicativa subsequente de reduzir as emissões de GEE em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030. Para isso, o país se comprometeu a aumentar a participação de bioenergia sustentável na sua matriz energética para aproximadamente 18% até 2030, restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas, bem como alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030.

deve ser aberta, adequada à forma de operação (despachável ou não), transparente e com previsão de revisões periódicas abrangendo os parâmetros, fatores de emissão e valores de cada emissão cumulativa de cada fonte. Como salientou F. Paul Bland algum custo relativo às externalidades deve ser definido. A revisão deste deve incorporar novas descobertas e avanços tecnológicos na medição e quantificação de cada emissão cumulativa bem como nos parâmetros relativos à ACV. Esta incorporação traria ganhos ao SIN bem como à população brasileira por favorecer a geração de energia por fontes menos poluentes.

Outra política que poderia ser empregada na expansão do SIN é o planejamento determinístico considerando aspectos de segurança energética, sustentabilidade e custo ótimo. Desta forma, a complementariedade entre as fontes e até mesmo entre as bacias eólicas poderia ser uma das premissas nos leilões de energia para que houve a instalação de novas usinas. Esta estratégia possibilitaria geração mais uniforme das fontes renováveis, neste caso, incluindo usinas hidrelétricas, termelétricas de biomassa, eólicas e solares, para que os despachos das termelétricas de combustíveis fósseis fossem menores. Com a consequente contribuição para a diminuição de emissão de GEE e poluentes.

O setor elétrico se encontra num momento de grande mudança com a preocupação de tornar as matrizes elétricas mais limpas mediante a inserção cada vez maior das fontes renováveis, advento e emprego de novas tecnologias como sistemas de armazenamento, carros elétricos e *smart grid*. Por essas razões, devem ser envidados esforços para que haja a promoção das fontes renováveis e a melhor alocação possível dos recursos. A incorporação das externalidades é uma forma de se atingir este objetivo e contribuir para esta mudança.

Referências

ABEEÓLICA. Boletim Anual de Geração Eólica 2016. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/05/424_Boletim_Anual_de_Geracao_Eolica_2016_Alta.pdf>. Acesso em: 17/09/2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica. Comissão Especial de Licitação – CEL. Comunicado Relevante nº 8. 2016a.

_____. Regulação dos Serviços de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao3>>. 2016b. Acesso em: 05/04/2017.

_____. Resolução nº 377, de 30 de julho de 2003. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003377.pdf>>. 2003a. Acesso em: 28/06/2017.

_____. Resolução nº 682, de 23 de dezembro de 2003. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003682.pdf>>. 2003b. Acesso em: 28/06/2017.

_____. Resolução Normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. 2004. Acesso em: 03/01/2018.

_____. Resolução nº 392, de 15 de dezembro de 2009. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003682.pdf>>. 2009. Acesso em: 28/06/2017.

_____. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. 2010. Acesso em: 05/04/2017.

_____. Despacho nº 2.724, de 17 de julho de 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20142724ti.pdf>>. 2014a. Acesso em: 05/04/2017.

_____. Resolução Homologatória nº 1.832, de 25 de novembro de 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20141832.pdf>>. 2014b. Acesso em: 05/04/2017.

_____. Despacho nº 1.090, de 15 de abril de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20151090ti.pdf>>. Acesso em: 05/04/2017.

_____. Resultado do Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva de 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=168>. 2017. Acesso em: 25/09/2017.

_____. BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 05/04/2017.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 9ª Rodada de Licitações (2007). Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round9/index.asp>>. Acesso em: 05/04/2017.

BANCO CENTRAL. Taxas de Câmbio. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao>>. Acesso em: 05.04.2017.

BLOOMBERG. New Energy Outlook 2017. Disponível em <<https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download>>. Acesso em: 15/09/2017

CCEE. 2016. Preços. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?tv=CCEE_015230&_adf.ctrl-state=wdzpzpm8g4_17&_afLoop=936469703510131#!>. Acesso em: 07/01/2018

CCEE. Setor elétrico 2018. Disponível em <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=6dibqz1my_4&_afLoop=369291435676771#!>. Acesso em: 07/01/2018

CORNES, R. and SANDLER, T. **The Theory of Externalities, Public Goods, and Club Goods**. United Kingdom. 1986.

DONES, R. et al. **ExternE-Pol Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications**. Paul Scherer Institute. 2005. p.5-14.

ELETROBRAS. Proinfa. 2017. Disponível em <<http://Eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx>>. Acesso em: 25/09/17

ENERGINET. **New record-breaking year for Danish wind power**. 2016. Disponível em: <<http://energinet.dk/EN/El/Nyheder/Sider/Dansk-vindstroem-slaar-igen-rekord-42-percent.aspx>>. Acesso em: 31/01/17.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração**. 2013.

_____. **Potencial de redução de emissões de CO₂ em projetos de produção e uso de biocombustíveis**. p. 6. [2005].

_____. 2015a. Leilão de Energia de Fontes Alternativas 2015. Disponível em: <<http://epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx?CategoriaID=6976>>. Acesso em: 02/02/17.

_____. 2015b. CMO do Leilão de Energia A-3 2015. Disponível em: <http://epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-3%202015/CMO_A3-2015.xls>. Acesso em: 13/11/17.

_____. 2016a. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro, 2016.

_____. 2016b. **Contratação de Energia de Reserva – 2º Leilão de Energia de Reserva de 2016**. Rio de Janeiro, 2016.

_____. 2016c. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2016. p.242-291.

_____. Primeiro leilão de energia eólica do país viabiliza a construção de 1.805,7 MW. 2009. Disponível em: <http://epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091214_1.pdf>. Acesso em: 02/05/17.

_____. **Potencial de Redução de Emissões de CO₂ em projetos de produção e uso de biocombustíveis**. Rio de Janeiro, 2009. p.6.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=34&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp>. Acesso em: 15/09/17.

ExternE. Externalities of Energy – Methodology 2005 Update. European Commission. 2005a. p.18-19.

_____. Introduction. 2005b. Disponível em: <http://www.externe.info/externe_2006/>. Acesso em: 07/02/17.

_____. Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications. 2005c. Disponível em: <http://www.externe.info/externe_2006/expolwp6.pdf>. Acesso em: 07/02/17.

EWEA. Wind in Power: 2015 European statistics. The European Wind Energy Association, 2016. p.8.

FADIGAS, E.A.F.A. Energia Eólica. Manole. Barueri, 2011.

GLOBAL WIND. Disponível em: <<http://globalwindatlas.com/map.html>>. Acesso em 27/07/2017.

GWEC. Global Wind Report: Annual Market Update 2015. Global Wind Energy Council, 2016. p.11-13.

HELBLING, T. Externalities: Prices Do Not Capture All Costs. 2012. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/basics/external.htm>>. Acesso em: 02/02/17.

IEA. The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. International Energy Agency, 2014. p.5.

IRENA. 30 years of Policies for Wind Energy. International Renewable Energy Agency, 2013. p.254.

JUNFENG, L. et al. China Wind Energy Outlook. CREIA, Greenpeace, CWEA and GWEC, 2012. p.4.

KREWITT, W. External Costs of Energy – do the answers match the questions? Looking back at 10 years of ExternE. Energy Policy, Volume 30, Issue 10, agosto 2002.

MME/EPE. Plano Nacional de Expansão de Energia 2024. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2015. p.96.

Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 260, de 4 de agosto de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015260spde.pdf>>. Acesso em: 06/04/2017.

Ministério de Minas e Energia. Consulta pública nº 33, de 05/07/2017 – Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, de 4 de julho de 2017. 2017a.

Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 293, de 4 de agosto de 2017. 2017b. Disponível em: <<http://epe.gov.br/leiloes/Documents/Portaria%20MME%20293-2017.pdf>>. Acesso em: 25/09/2017.

MMA. Acordo de Paris. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>>. Acesso em: 17/09/2017.

MONTALVÃO, E; SILVA, R. M. **Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: uma avaliação**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 165). Disponível em: <www.senado.leg.br/estudos>.

OECD. Inflation (CPI). Disponível em: <<https://data.oecd.org/price/inflation-cpi.htm>>. Acesso em 06/04/2017.

ONS. Boletim Mensal de Geração Eólica agosto/15 – julho/2016. 2015.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. Boletim Mensal de Geração Eólica. Disponível em: <http://www.ons.com.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx>. Acesso em: 02/02/2017.

OTTINGER, R. L. et. al. **Environmental Costs of Electricity**. 1991.

PIGOU, A. C. **The Economics of Welfare**. 1920.

PINDYCK, R. e RUBINFELD, D. Microeconomia: 8. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2013

REIS, L. B. dos; CARVALHO, C. E.; GALVÃO, L. C. R.; UDAETA, M. E. M. Inserção das externalidades no planejamento energético através do ACV e o ACC. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Revista Brasileira de Energia, vol. 8, n. 2, 2001

SEWOHL, A. **Wind power losses from grid disconnections up by as much as 69 percent.** 2012. Disponível em < <https://www.wind-energie.de/en/infocenter/articles/wind-power-losses-grid-disconnections-much-69-percent>>. Acesso em: 31/01/17.

SHECHTMAN, R. **Metodologia para avaliação dos custos ambientais da geração termelétrica a carvão.** In: XII SNPTEE, Florianópolis, 1995.

SAMUELSON, P. A. **Diagrammatic Exposition of a Theory of Public Expenditure, The Review of Economics and Statistics.** Vol. 37, No. 4. , 1955, pp. 350–56.

SOUSA, M. C. S. **Introdução à Economia: Bens Públicos e Externalidades.** UNB. [2012?]

TCU. **Acórdão 1616/2014 - Plenário.** Tribunal de Contas da União. 2014. p.8. Disponível em < <https://contas.tcu.gov.br/pesquisaJurisprudencia/#/pesquisa/acordao-completo>>. Acesso em: 02/02/17.

TIROLE, J. **Some Economics of Global Warming.** Rivista di Politica Economica. 2008.

WINDPOWER. The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence. Disponível em: <http://www.thewindpower.net/windfarm_en_5827_baesweiler.php>. Acesso em: 05.04.2017

ANEXOS

Anexo A – CEC EOL São Vicente

CEC - EOL São Vicente

 \sum Cenários 1 a 2000

jan-20	517.380.535,88
fev-20	119.495.566,99
mar-20	154.753.611,72
abr-20	43.401.854,58
mai-20	99.993.863,51
jun-20	-106.828.315,67
jul-20	-389.985.115,07
ago-20	-439.605.917,42
set-20	-207.031.460,05
out-20	-192.116.704,90
nov-20	36.462.198,41
dez-20	49.410.725,92
jan-21	507.547.558,32
fev-21	115.178.961,05
mar-21	151.077.189,51
abr-21	42.477.638,88
mai-21	94.302.680,93
jun-21	-105.397.146,86
jul-21	-394.582.649,94
ago-21	-443.032.671,97
set-21	-206.642.444,45
out-21	-190.286.639,97
nov-21	36.251.814,23
dez-21	47.881.821,10
jan-22	489.916.853,33
fev-22	114.501.859,88
mar-22	149.276.782,97
abr-22	42.469.364,16
mai-22	95.174.689,02
jun-22	-107.906.355,85
jul-22	-396.638.445,81

 \sum Cenários 1 a 2000

ago-22	-441.944.367,19
set-22	-206.237.075,30
out-22	-188.839.379,18
nov-22	36.019.394,44
dez-22	48.658.818,36
jan-23	508.822.377,83
fev-23	119.554.883,07
mar-23	156.264.746,89
abr-23	43.400.925,55
mai-23	97.723.064,08
jun-23	-110.277.198,37
jul-23	-407.625.767,54
ago-23	-455.856.898,75
set-23	-212.931.748,56
out-23	-195.715.350,73
nov-23	37.274.235,79
dez-23	49.691.315,20
jan-24	501.804.243,26
fev-24	118.426.831,64
mar-24	154.174.121,93
abr-24	42.571.910,45
mai-24	96.875.424,58
jun-24	-109.710.452,56
jul-24	-403.717.193,86
ago-24	-448.942.919,10
set-24	-211.442.130,80
out-24	-195.732.289,43
nov-24	37.131.146,61
dez-24	49.920.113,17

CEC	-R\$ 176.375,75/ano
Parcela k	-R\$ 4,03/MWh

Os valores do CEC_{c,m} podem ser obtidos com o autor ou no site da EPE.

Anexo B – CEC EOL Fazenda Vigia 6

CEC - EOL Fazenda Vigia 6

 \sum Cenários 1 a 2000

 \sum Cenários 1 a 2000

jan-20	21.840.573,46	ago-22	-378.719.863,63
fev-20	264.318.712,45	set-22	156.631.365,48
mar-20	94.257.973,02	out-22	-277.498.261,98
abr-20	-111.027.805,24	nov-22	-209.363.011,87
mai-20	140.052.820,28	dez-22	113.373.009,09
jun-20	180.038.223,71	jan-23	21.479.317,48
jul-20	-120.263.297,03	fev-23	264.450.464,77
ago-20	-376.713.463,56	mar-23	95.178.633,05
set-20	157.235.184,77	abr-23	-111.025.076,22
out-20	-282.314.900,70	mai-23	136.902.400,28
nov-20	-211.935.791,28	jun-23	185.851.646,13
dez-20	115.125.114,31	jul-23	-125.703.750,04
jan-21	21.425.508,52	ago-23	-390.641.884,60
fev-21	254.771.370,12	set-23	161.716.307,88
mar-21	92.019.134,74	out-23	-287.603.281,80
abr-21	-108.663.799,48	nov-23	-216.657.379,24
mai-21	132.152.563,88	dez-23	115.778.739,50
jun-21	177.626.578,91	jan-24	21.183.084,83
jul-21	-121.681.676,64	fev-24	261.955.674,57
ago-21	-379.651.684,21	mar-24	93.905.141,63
set-21	156.940.015,62	abr-24	-108.904.345,95
out-21	-279.626.906,18	mai-24	135.693.240,00
nov-21	-210.713.606,52	jun-24	184.896.307,00
dez-21	111.562.406,44	jul-24	-124.499.169,65
jan-22	20.681.169,72	ago-24	-384.717.428,07
fev-22	253.273.416,38	set-24	160.585.266,86
mar-22	90.922.164,62	out-24	-287.628.070,49
abr-22	-108.642.203,97	nov-24	-215.824.307,75
mai-22	133.295.670,08	dez-24	116.311.434,29
jun-22	181.855.388,77		
jul-22	-122.315.085,59		
		CEC	-R\$ 72.705,00/ano
		Parcela k	-R\$ 1,19/MWh

Os valores do CEC_{c,m} podem ser obtidos com o autor ou no site da EPE.

Anexo C – COP UTE Prosperidade I

COP - UTE Prosperidade I

 \sum Cenários 1 a 2000

 \sum Cenários 1 a 2000

jan-20	2.169.814.833,98	ago-22	3.189.222.900,87
fev-20	1.770.518.502,68	set-22	2.998.756.169,05
mar-20	1.772.055.144,32	out-22	2.886.734.993,17
abr-20	1.613.473.726,62	nov-22	2.535.458.713,26
mai-20	2.255.559.437,73	dez-22	2.369.885.576,08
jun-20	3.231.557.378,17	jan-23	2.136.469.710,29
jul-20	3.451.220.301,24	fev-23	1.695.223.062,10
ago-20	3.320.221.601,06	mar-23	1.767.291.555,23
set-20	3.042.550.455,91	abr-23	1.555.849.664,96
out-20	3.020.115.487,91	mai-23	2.053.106.901,08
nov-20	2.805.139.321,85	jun-23	3.312.231.064,51
dez-20	2.448.484.796,19	jul-23	3.620.327.714,21
jan-21	2.269.850.205,03	ago-23	3.386.911.848,42
fev-21	1.658.650.990,97	set-23	3.229.252.415,71
mar-21	1.710.128.486,05	out-23	3.036.788.049,75
abr-21	1.571.984.402,22	nov-23	2.703.720.973,32
mai-21	2.024.525.366,50	dez-23	2.581.865.290,92
jun-21	3.155.493.616,78	jan-24	2.165.051.244,88
jul-21	3.370.239.286,58	fev-24	1.753.308.116,26
ago-21	3.313.076.217,41	mar-24	1.733.946.431,54
set-21	3.095.564.592,65	abr-24	1.486.700.790,96
out-21	2.943.898.062,34	mai-24	2.069.779.462,93
nov-21	2.616.132.399,59	jun-24	3.185.458.128,84
dez-21	2.422.285.056,15	jul-24	3.541.728.494,10
jan-22	1.972.125.886,42	ago-24	3.413.111.588,46
fev-22	1.630.684.113,04	set-24	3.160.103.541,71
mar-22	1.633.911.060,49	out-24	2.958.188.829,64
abr-22	1.484.395.828,49	nov-24	2.669.146.536,32
mai-22	2.036.434.339,24	dez-24	2.503.266.070,81
jun-22	3.190.068.053,78		
jul-22	3.484.565.424,93		
		COP	R\$ 13.820.355,19/ano

Os valores do COP_{c,m} podem ser obtidos com o autor ou no site da EPE.