

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INFLUÊNCIA DO MECANISMO DE COMPENSAÇÃO ENERGÉTICA SOBRE A
VIABILIDADE DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS NO ESTADO DO RIO
DE JANEIRO

LUIZA VOLSCHAN

2020

INFLUÊNCIA DO MECANISMO DE COMPENSAÇÃO ENERGÉTICA SOBRE A
VIABILIDADE DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS NO ESTADO DO RIO
DE JANEIRO

Luiza Volschan

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. André Frossard Pereira de Lucena

Rio de Janeiro
Março de 2020

INFLUÊNCIA DO MECANISMO DE COMPENSAÇÃO ENERGÉTICA SOBRE A
VIABILIDADE DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS NO ESTADO DO RIO
DE JANEIRO

Luiza Volschan

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA AMBIENTAL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Examinada por:

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D. Sc.

Prof.^a Heloisa Teixeira Firmo, D. Sc.

Prof. Pedro R. R. Rochedo, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MARÇO DE 2020

Volschan, Luiza

Influência do mecanismo de compensação energética sobre a viabilidade de empreendimentos termelétricos no Estado Do Rio De Janeiro/ Luiza Volschan – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2020.

XII, 78 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: André Frossard Pereira de Lucena

Projeto de Graduação – UFRJ/ POLI/ Engenharia Ambiental, 2020.

Referências Bibliográficas: p 74 -78

1. Mecanismo de Compensação Energética 2. *LCOE*
I. F. P. de Lucena, André. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia Ambiental III. Influência do mecanismo de compensação energética (Decreto 41.318/2008) sobre a viabilidade de empreendimentos termelétricos no Estado do Rio de Janeiro.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço a minha família. Minha mãe e meu pai por terem me proporcionado educação de excelência e, junto à minha irmã, minha avó, tios e primos por terem me dado carinho e amor incondicional ao longo de toda minha vida. Em especial, agradeço ao meu pai, Prof. Isaac Volschan Junior, fonte de inspiração ao longo da vida acadêmica e profissional que agora se inicia.

Agradeço também a todos os professores que ao longo da minha vida contribuíram para a minha formação, em especial aos da Escola Alemã Corcovado e do curso de Engenharia Ambiental da UFRJ. Ao professor André Lucena pela excelência de sua orientação e aos professores Heloisa Teixeira Firmo e Pedro Rua Rodrigues Rochedo por terem aceitado participar como avaliadores deste trabalho.

À Mariana Schaedler, por estimular a escolha do tema e pelo apoio na realização deste trabalho. Junto aos demais membros de equipe na Gás Natural Açú são fonte de inspiração e contribuem diariamente para a minha formação.

Aos amigos que fiz ao longo destes anos de faculdade, na UFRJ e na UTC, agradeço pelos bons momentos vividos que estarão para sempre na memória e, principalmente pelo companheirismo ao longo desta trajetória. Em especial gostaria de agradecer a Tamar e Carol, pela companhia ao longo do curso, e a Manon e Miguel, pelo afeto sempre presente – amigas que levarei para a vida.

Pelo apoio diário e contínuo, que mesmo distante se fez presente, agradeço ao Lucas não só pelo auxílio ao longo de todo o trabalho, mas principalmente por me encorajar a buscar sempre o melhor.

Aos amigos da vida e a todas as pessoas que tiveram sua parcela na minha formação até a obtenção do título de Engenheira Ambiental pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, meus sinceros agradecimentos.

Resumo do projeto de graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental.

INFLUÊNCIA DO MECANISMO DE COMPENSAÇÃO ENERGÉTICA SOBRE A VIABILIDADE DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Luiza Volschan

Março/2020

Orientador: André F. P Lucena

Curso: Engenharia Ambiental

O gás natural é considerado o combustível que pode auxiliar na transição da economia baseada no petróleo para fontes renováveis. Como principal polo produtor de gás natural do país, presume-se a expansão de projetos termelétricos a gás natural no Rio de Janeiro. Neste contexto, o Mecanismo de Compensação Energética (MCE), sancionado pelo Decreto Estadual nº 41.318/2008, que estabelece a obrigação de implantação de um projeto de geração de energia renovável como compensação pela implantação de um projeto termelétrico a combustível fóssil no Rio de Janeiro, impacta diretamente o custo nivelado de energia (*LCOE*) da usina termelétrica. Neste trabalho, foram analisados diferentes arranjos para a concepção de empreendimentos termelétricos a gás natural e seus respectivos projetos de fonte de energia renovável. Desta forma, neste trabalho, procura-se identificar a melhor composição do arranjo dos empreendimentos energéticos, sob ponto de vista daquele menos oneroso em termos do *LCOE*. Para isto, foi realizada uma análise das principais características técnicas e operacionais das fontes de geração renovável consideradas no arranjo, sendo estas fotovoltaica, eólica, hídrica, biomassa vegetal, incineração de resíduos sólidos urbanos, digestão anaeróbia da fração orgânica de resíduos sólidos urbanos e aproveitamento de biogás de aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos. A partir da análise, de forma a avaliar o impacto do MCE, é realizada uma modelagem para determinação do *LCOE* de cada projeto proposto e então, é calculado o *LCOE* conjunto do arranjo. Os resultados obtidos apontam que o MCE implica em aumento relativamente pequeno do preço de comercialização da energia termelétrica a gás natural no estado do Rio de Janeiro.

Palavras-chave: Mecanismo de Compensação Energética, *LCOE*, Usinas Termelétricas, Gás Natural

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

INFLUENCE OF THE ENERGY COMPENSATION MECHANISM ON THE FEASIBILITY OF THERMAL ELECTRIC ENTERPRISES IN THE STATE OF RIO DE JANEIRO

Luiza Volschan

March/2020

Advisor: André F. P Lucena

Course: Environmental Engineering

Natural gas is considered a fuel that can help drive the transition from the oil-based economy to renewable sources. As the country's main producer of natural gas, it is expected the expansion of natural gas power plants in Rio de Janeiro. In this context, the Energy Compensation Mechanism (MCE), sanctioned by State Decree n°. 41.318/2008, which establishes the obligation to implement a renewable energy project as compensation for the implementation of a fossil fuel power plant in Rio de Janeiro, impacts directly the determination of the levelized cost of energy (*LCOE*) of the thermal power plant. In this study, different arrangements for the implementation of thermoelectric projects using natural gas and their respective renewable energy project were analyzed. In this way, the present work aims to understand the best option for composing the arrangement of energy projects, from the point of view of the least costly in terms of the *LCOE*. For this, an analysis of the main technical and operational characteristics of the renewable power generation considered in the arrangement was carried out, that is, photovoltaic, wind, water, plant biomass, incineration of urban solid waste, anaerobic digestion of the organic fraction of solid urban waste and biogas exploitation in landfills of solid urban waste. From the analysis, in order to assess the impact of the MCE, a model is used to determine the *LCOE* of each proposed project and then, the joint *LCOE* of the arrangement is calculated. The results indicate that the MCE causes relatively small increases in the commercialization price of natural gas thermoelectric energy in the state of Rio de Janeiro.

Key words: Energy Compensation Mechanism, *LCOE*, Thermal Power Plant, Natural Gas

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	Contexto.....	1
1.2.	Justificativa.....	1
1.3.	Objetivo.....	3
1.4.	Estrutura do Trabalho	3
2.	EXPANSÃO DAS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	5
2.1.	A Matriz Energética Brasileira.....	5
2.1.1.	A expansão das termelétricas a gás natural.....	7
2.2.	O Gás Natural no Brasil	8
2.2.1.	Oferta de gás natural para atendimento às termelétricas.....	9
3.	AS ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS.....	13
3.1.	Energia Solar.....	13
3.2.	Energia Eólica	14
3.2.1.	Energia eólica <i>onshore</i>	15
3.2.2.	Energia eólica <i>offshore</i>	16
3.3.	Energia Hídrica.....	17
3.4.	Energia da Biomassa Vegetal	18
3.5.	Energia de Resíduos Urbanos.....	19
3.5.1.	Processamento térmico	19
3.5.2.	Processamento bioquímico.....	20
4.	METODOLOGIA.....	24
4.1.	A Viabilidade das Fontes Renováveis no Rio de Janeiro	25
4.2.	Software <i>RETScreen Expert</i>	26
4.2.1.	Dados meteorológicos.....	28
4.2.2.	Características técnicas	29
4.2.3.	Cálculo dos custos	29
4.2.4.	Parâmetros financeiros	30
4.3.	Cálculos dos projetos	31
4.3.1.	Termelétrica a gás natural.....	32
4.3.2.	Usina fotovoltaica.....	35
4.3.3.	Usina eólica	40
4.3.4.	Termelétrica a vapor – resíduos sólidos urbanos	44
4.3.5.	Biodigestor	46
4.3.6.	Biogás de aterro	47
5.	RESULTADOS.....	49
5.1.	Termelétrica a Gás Natural de Ciclo Aberto.....	49

5.1.1.	Potência de 100 MW	49
5.1.2.	Potência de 1.000 MW	50
5.2.	Termelétrica a Gás Natural de Ciclo Combinado	51
5.2.1.	Potência de 100 MW	51
5.2.2.	Potência de 1.000 MW	52
5.3.	Usina Fotovoltaica	54
5.3.1.	Potência de 2 MW	54
5.3.2.	Potência de 20 MW	55
5.4.	Usina Eólica	56
5.4.1.	Potência de 2 MW	56
5.4.2.	Potência de 20 MW	57
5.5.	Termelétrica à Resíduos Sólidos Urbanos	58
5.5.1.	Potência de 1 MW	58
5.5.2.	Potência de 10 MW	60
5.6.	Biodigestor	61
5.6.1.	Potência de 2 MW	61
5.6.2.	Potência de 20 MW	62
5.7.	Biogás de aterro	63
5.7.1.	Potência de 2 MW	63
5.7.2.	Potência de 20 MW	64
5.8.	Sumário dos resultados e discussão	65
6.	CONCLUSÃO	70
	REFERÊNCIAS	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução do consumo final por setores. Fonte: EPE (2018).....	6
Figura 2: Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural. Fonte: EPE (2019).	10
Figura 3: Polígono do Pré Sal. Fonte: Brasil (2014)	12
Figura 4: Radiação solar no Brasil. Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil (2000)	14
Figura 5: Potencial Eólico no Sudeste do Brasil. Fonte: (CEPEL, 2001).	16

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados meteorológicos da estação automática Rio de Janeiro (<i>RETSCREEN EXPERT</i> , 2020).	28
Tabela 2: Preço do Gás Natural (US\$/MBTU) Fonte: (ANP, 2019).....	32
Tabela 3: Dados meteorológicos da estação Campos-São Tomé (A620) (COSTA, 2020).....	36
Tabela 4: Dados meteorológicos da estação Rio de Janeiro - Jacarepaguá (A636) (COSTA, 2020)	36
Tabela 5: Dados meteorológicos da estação Arraial do Cabo (A606) (COSTA, 2020).....	36
Tabela 6: Dados meteorológicos da estação Campos dos Goytacazes (A607) (COSTA, 2020).....	36
Tabela 7: Dados meteorológicos da estação Macaé (A608) (COSTA, 2020).....	37
Tabela 8: Dados meteorológicos da estação Rio de Janeiro-Forte de Copacabana (A652) (COSTA, 2020)	37
Tabela 9: Dados meteorológicos da estação Nova Friburgo (A624) (COSTA, 2020).....	37
Tabela 10: Dados meteorológicos da estação Angra (A628) (COSTA, 2020)	37
Tabela 11: Dados meteorológicos da estação Carmo (A629) (COSTA, 2020)	38
Tabela 12: Dados meteorológicos de Campos dos Goytacazes (NASA) (<i>RETSCREEN EXPERT</i> , 2020)... ..	38
Tabela 13: Dados meteorológicos do Galeão (estação de monitoramento) (<i>RETSCREEN EXPERT</i> , 2020)	38
Tabela 14: Dados meteorológicos de Macaé (NASA) (<i>RETSCREEN EXPERT</i> , 2020).....	38
Tabela 15: Dados meteorológicos de Parati (NASA) (<i>RETSCREEN EXPERT</i> , 2020)	39
Tabela 16: Dados meteorológicos da estação Pico do Couto (A610) (COSTA, 2020)	41
Tabela 17: Dados meteorológicos da estação Marambaia (A602) (COSTA, 2020)	42
Tabela 18: Dados meteorológicos de Itaboraí (NASA) (<i>RETSCREEN EXPERT</i> , 2020)	42
Tabela 19: Parâmetros da termelétrica a gás ciclo aberto	65
Tabela 20: Parâmetros da termelétrica a gás ciclo combinado	65
Tabela 21: Parâmetros da usina fotovoltaica.....	65
Tabela 22: Parâmetros da usina eólica	66

Tabela 23: Parâmetros turbina a vapor – processamento térmico de resíduos sólidos urbanos	66
Tabela 24: Parâmetros da motor recíproco – processamento bioquímico de resíduos sólidos urbanos (biogás).....	66
Tabela 25: <i>LCOE</i> conjunto dos possíveis arranjos para turbina a gás – ciclo aberto (US\$/MWh).....	66
Tabela 26: <i>LCOE</i> conjunto dos possíveis arranjos para turbina a gás – ciclo combinado (US\$/MWh). 66	66

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
FCE	Fator de Compensação Energética
FORSU	Fração Orgânica dos Resíduos Sólidos Urbanos
FSRU	Floating Stockage Regaseification Unit
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GNL	Gás Natural Liquefeito
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LCOE	Levelized Cost of Energy
MCE	Mecanismo de Compensação Energética
NASA	National Aeronautics and Space Administration
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PPP	Parcerias Público-Privadas
PROINFA	Programa de incentivo às Fontes Alternativas
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
SIN	Sistema Interligado Nacional
WTE	Waste to Energy

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contexto

O gás natural é um combustível que tem queima limpa e alta disponibilidade, além de apresentar baixo custo. Trata-se de um combustível capaz de auxiliar a redução da dependência mundial do petróleo (HINRICHS, KLEINBACH, & REIS, 2010).

Por ser um combustível que permite a geração de eletricidade com impactos ambientais menores que as outras formas de geração termelétrica com combustíveis fósseis, o gás natural possibilita uma das estratégias preconizadas para a evolução energética do mundo: servir de ponte na transição para uma situação energética mais baseada em recursos renováveis e, portanto, sustentável (HINRICHS, KLEINBACH, & REIS, 2010).

Tal movimento é observado no Brasil: todos os projetos cadastrados para os próximos leilões A-4 e A-5, marcados para o dia 30 de abril de 2020, são termelétricos, sendo a maioria a gás natural (EPBR, 2019). Ainda, é nítida a tendência de projeto cadastrado por subsistema¹. Todas as térmicas a carvão registradas estão na região sul, enquanto as movidas a gás natural se encontram em maioria nas regiões nordeste e sudeste (EPBR, 2019).

Por sua vez, o pré-sal representa uma potencial melhora da situação de vulnerabilidade às importações de gás natural pois possibilita o aumento da produção nacional. Essas reservas contêm algumas das maiores descobertas globais de óleo e gás, com potencial de atrair diversos impactos positivos para a economia do Estado do Rio de Janeiro.

No Estado do Rio de Janeiro, na qualidade de principal polo produtor de gás natural do país, a expansão de projetos termelétricos movidos a este combustível é uma possibilidade a ser considerada. Dessa forma, especialmente para o Estado, o papel do gás natural na economia é muito relevante.

1.2. Justificativa

Como uma iniciativa de política pública no contexto da transição energética e como parte do Plano de Abatimento de Emissão de Gases de Efeito Estufa, foi sancionado o Decreto Estadual nº 41.318, de 26 de maio de 2008, que instituiu o Mecanismo de

¹ O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2019).

Compensação Energética (MCE) de usinas termelétricas a combustíveis fósseis a serem instaladas no Estado do Rio de Janeiro. O MCE tem como objetivo ampliar o uso de fontes de energia renovável, em especial para geração de energia elétrica, e promover a eficiência energética.

O mecanismo é baseado no Fator de Compensação Energética (FCE), o qual determina o percentual de potência elétrica a ser compensado em energia renovável, em função do tipo de combustível fóssil utilizado pelo empreendimento termelétrico. Térmicas movidas a gás natural devem ser compensadas em 2%, enquanto aquelas movidas a óleo combustível e carvão mineral em 4%. Além desta compensação, o decreto estabelece também um percentual de potência a ser compensada por eficiência energética, que é de 1%, independentemente do combustível gerador. O empreendedor ao implantar uma usina termelétrica, deve, portanto, aplicar o FCE à potência total instalada do seu empreendimento para obter a potência a ser compensada pelo empreendimento adicional.

A compensação em empreendimentos de energia renovável mediante a formação de consórcio de empresas e via o estabelecimento de contratos de parceria público-privadas (PPP) é admitida. Nesses casos, é estabelecido que a parcela investida pelo empreendedor deve estar claramente identificada, devendo a mesma corresponder à quantidade de energia a ser devidamente compensada.

O MCE deve ser detalhado durante o processo de licenciamento ambiental da usina termelétrica. Na fase de licenciamento prévio, o órgão ambiental deve indicar no termo de referência da usina, documento que orienta a elaboração de Estudo de Impacto Ambiental, qual seja o FCE. O projeto de compensação energética deve ser então detalhado pelo empreendedor no momento da solicitação da licença de instalação.

O decreto determina que os projetos renováveis deverão ser implantados ao longo do período da primeira concessão² da termelétrica, sendo que a metade da capacidade de geração de energia renovável devida deve ser plenamente implantada em cinco anos, a contar da emissão da licença de operação da termelétrica.

Por fim, o decreto estabelece que o empreendedor possui liberdade para selecionar o arranjo institucional que for mais conveniente para efetivar a devida compensação, e afirma que os créditos de carbono que por ventura sejam obtidos com a

² Período que compreende o primeiro contrato de concessão de energia com a Aneel, usualmente de 20 anos.

implantação dos projetos renováveis serão de propriedade do empreendedor na efetiva proporção do capital investido, inclusive em consórcios.

Sendo assim, o presente trabalho se justifica na medida em que o Decreto Estadual nº 41.318/2008 modificou a análise de viabilidade econômica de empreendimentos termelétricos no Estado do Rio de Janeiro ao instituir o Mecanismo de Compensação Energética.

1.3. Objetivo

Após a sanção do Decreto Estadual nº 41.318/2008, a análise de viabilidade econômica de empreendimentos termelétricos no Estado do Rio de Janeiro deve observar o empreendimento global, ou seja, o empreendimento termelétrico principal e a compensação pelo empreendimento renovável. Assim, no presente trabalho propõe-se analisar diferentes arranjos para a concepção de empreendimentos de usinas termelétricas no Estado do Rio de Janeiro, considerando a obrigatoriedade de investimento destes em empreendimentos de energia renovável como forma de compensação.

Objetiva-se, portanto, a partir da análise da viabilidade das opções renováveis, compreender o melhor arranjo, do ponto de vista técnico-econômico, para efetivar a devida compensação, uma vez que o empreendimento renovável pode onerar o custo de implementação do empreendimento termelétrico original.

Cabe ressaltar que o decreto sancionado em 2008 ainda não foi regulamentado e, por isso, apresenta certas indefinições acerca de sua implementação.

Por conta da proximidade do Estado do Rio de Janeiro aos campos de pré-sal e das vantagens de uso do gás natural, somada à grande distância das minas de carvão e ao alto custo do óleo combustível, optou-se por limitar a análise do trabalho às termelétricas a gás natural.

Como alternativas de projetos de geração renováveis, foram analisadas as seguintes tecnologias: fotovoltaica, eólica, hídrica, biomassa vegetal, processamento térmico de resíduos sólidos urbanos, digestão anaeróbia da fração orgânica de resíduos sólidos urbanos e aproveitamento do biogás de aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos.

1.4. Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em seis capítulos. Este primeiro capítulo introdutório apresenta o potencial de expansão das termelétricas a gás natural, em especial no Estado do Rio de Janeiro, e as motivações do governo para implementação do decreto

que instituiu o Mecanismo de Compensação Energética. Exposto seu conteúdo, por fim, é apresentado o objetivo geral do trabalho.

O Capítulo 2 caracteriza a matriz elétrica nacional e as motivações para a expansão da geração de energia termelétrica a gás natural no Brasil, apontando as particularidades de sua operação no Sistema Integrado Nacional (SIN). Além disso, evidencia as vantagens do uso do gás natural como combustível, apresenta seu mercado e a infraestrutura para abastecimento às térmicas.

O Capítulo 3, por sua vez, consta de uma descrição a respeito das fontes renováveis consideradas, apresentando as principais características, vantagens e desvantagens. É feita uma análise prévia acerca do seu potencial de implementação no Estado para a adoção no arranjo.

No Capítulo 4 descreve-se a metodologia utilizada no presente trabalho. Primeiramente, os fatores apontados ao longo do capítulo anterior são abordados de modo a desconsiderar algumas alternativas renováveis. A partir desta seleção, apresenta-se o *software* que foi usado para os cálculos das alternativas consideradas. Também são expostas as premissas adotadas e os valores e parâmetros considerados em cada uma destas alternativas, assim como o raciocínio por detrás destas considerações. Ainda, é feita a análise de sensibilidade dos resultados alcançados por conta das restrições do modelo e das premissas adotadas.

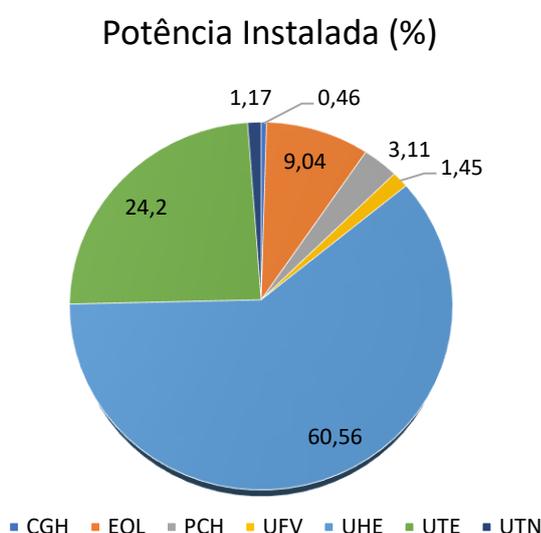
O Capítulo 5 expõe os resultados de cada projeto e, finalmente, os valores obtidos para o arranjo. É feita, enfim, uma análise dos resultados alcançados.

Por fim, o Capítulo 6 traz um pequeno resumo da análise realizada no trabalho, levantando suas limitações e imprecisões e apresentando as conclusões acerca dos resultados atingidos. São então propostos trabalhos futuros para o aperfeiçoamento desta análise.

2. EXPANSÃO DAS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

2.1. A Matriz Energética Brasileira

De acordo com o Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2020), até janeiro de 2020, o Brasil possuía 8.914 empreendimentos energéticos em operação, totalizando 170.127,611 MW de potência instalada. Encontravam-se em construção 233 empreendimentos e estavam previstos mais 443, com construção ainda não iniciada, representando um acréscimo de 26.977,648 MW.



3

Gráfico 1: Porcentagem de potência instalada por fonte. Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL (2020).

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2018), a evolução do perfil da oferta de energia no país aponta para a notável alteração estrutural da matriz, direcionada para a minimização da dependência externa de energia e a redução dos efeitos ambientais decorrentes do aproveitamento energético de recursos naturais.

A crescente dificuldade para a obtenção de licenciamento ambiental prévio para hidrelétricas, imposta pelos órgãos ambientais, devido aos impactos causados por esses empreendimentos, tende a reduzir a participação dessa fonte na matriz energética.

3 CGH = Central Geradora Hidrelétrica, EOL = Central Geradora Eólica, PCH = Pequena Central Hidrelétrica, UFV = Central Geradora Solar Fotovoltaica, UHE = Usina Hidrelétrica, UTE = Usina Termelétrica e UTN = Usina Termonuclear.

Naturalmente, outras fontes renováveis e a tradicional geração termelétrica devem ganhar espaço (EPE, 2018).

O Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2018) projeta a demanda de energia para dois cenários. O primeiro representa um contexto de crescimento econômico modesto, com a taxa média do PIB nacional de 1,6% a.a, enquanto o de maior crescimento apresenta taxa média de 3,0% a.a.. A Figura 1 ilustra a previsão da demanda de energia por setores em ambos cenários.

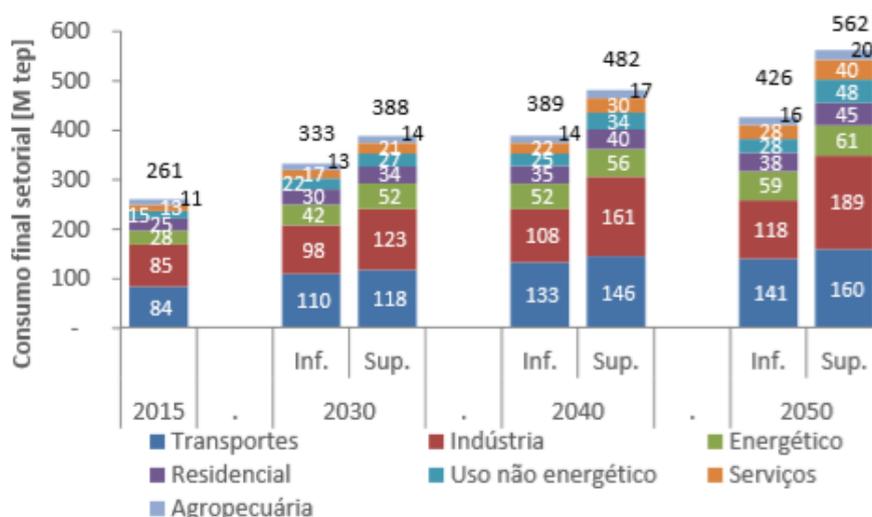


Figura 1: Evolução do consumo final por setores. Fonte: EPE (2018).

De forma a atender o crescimento da demanda, o Sistema Interligado Nacional (SIN) conta com um acréscimo de 14.000 MW de capacidade instalada já contratada (EPE, 2018), dos quais aproximadamente 50% são de fonte termelétrica a gás natural (ANEEL, 2020). O Gráfico 2 apresenta a expansão contratada até 2019.

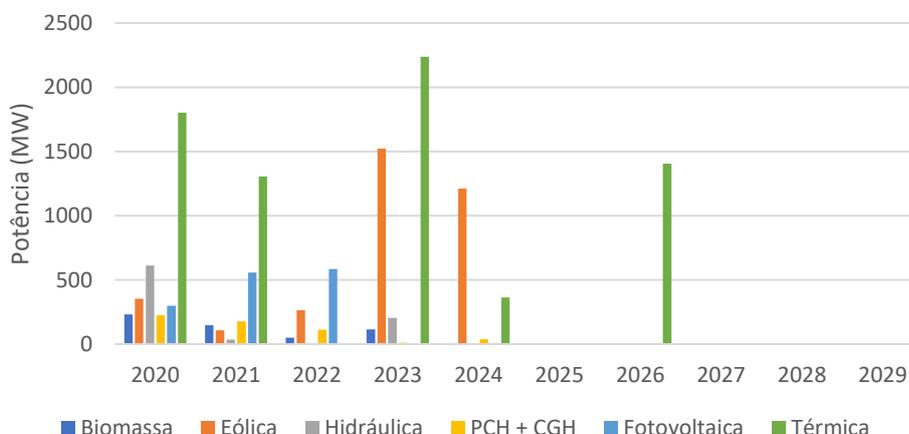


Gráfico 2: Expansão contratada até 2019 - Incremento anual de capacidade. Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2018).

2.1.1. A expansão das termelétricas a gás natural

A necessidade de expansão do parque gerador de energia elétrica, aliado ao grande potencial do gás natural na matriz energética nacional e ao esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país, desperta o interesse de investidores na geração termelétrica a gás natural.

Com tamanho e características únicas em âmbito mundial, o sistema de geração e transmissão de energia elétrica brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte, que possui forte predominância de usinas hidrelétricas, grande parte com reservatórios de regularização (TOLMASQUIM, 2016).

O sistema elétrico brasileiro é operado de maneira centralizada de forma a minimizar os custos totais de operação e assegurar o suprimento contínuo de energia em todo o País. O órgão responsável pela coordenação e controle da geração e da transmissão é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (TOLMASQUIM, 2016).

O autor afirma que a operação coordenada do sistema possibilita a utilização dos superávits hidrelétricos de uma região em outra, onde há déficit do recurso. Minimiza-se assim a necessidade da geração termelétrica e, conseqüentemente, reduzem-se os custos da operação. Desse modo, as usinas termelétricas são despachadas somente quando há necessidade de atendimento da carga em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis (TOLMASQUIM, 2016).

Sendo assim, a geração termelétrica representa dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN) uma complementação à geração hidrelétrica. A existência de usinas térmicas flexíveis que possam variar os seus despachos em função das condições dos reservatórios das usinas hidráulicas é fundamental para a plena operação do sistema (OLIVEIRA, 2008, LIMA e MENDES, 2004, MOURON, 2003).

Além das vantagens que apresentam para a operação integrada do sistema hidrotérmico, as termelétricas a gás natural são consideradas solução complementar à expansão da geração por fontes renováveis intermitentes⁴, pois as gerações eólica e solar requerem complementação, a fim de garantir que a demanda seja plenamente atendida quando não houver vento ou sol.

⁴ Recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original.

Portanto, de acordo com TOLMASQUIM (2016), além de assegurar o atendimento de complementação de potência de ponta, a geração termelétrica a gás natural é uma opção à complementaridade necessária para o fortalecimento da geração renovável eólica e solar na matriz elétrica brasileira nos próximos anos.

A curto e médio prazo, considera-se o gás natural liquefeito (GNL) importado o combustível ideal para viabilizar a expansão dessas termelétricas. No entanto, o desenvolvimento das reservas do pré-sal e as novas descobertas de bacias nacionais no pós-sal representam um incremento na oferta de gás natural nacional e, conseqüentemente, na contribuição desse combustível na matriz energética brasileira (EPE, 2019).

2.2. O Gás Natural no Brasil

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves, principalmente metano. Assim como o petróleo bruto, é formado a partir da decomposição da matéria orgânica e pode estar misturado ao petróleo, sob as pressões existentes nos reservatórios, ou preso em regiões nas quais o petróleo bruto não é abundante (HINRICHS, KLEINBACH, & REIS, 2010).

O gás natural é cada vez mais relevante na matriz energética mundial e no desenvolvimento de sistemas energéticos de baixo carbono (BORBA & GASPAR, 2007). O combustível oferece estabilidade e segurança de suprimento de energia, além de uma queima com menos emissões quando comparado aos outros combustíveis fósseis (WGC, 2015 apud TOLMASQUIM, 2016).

A queima, considerada limpa, produz principalmente dióxido de carbono e água, e emite substancialmente menos gás carbônico, sobretudo se este combustível é usado em turbinas a gás de ciclo combinado de alta eficiência (IEA, 2012 apud TOLMASQUIM, 2016). Em contrapartida, essas usinas têm necessidade de captação de significativo volume de água para o resfriamento do vapor (ANEEL, 2008).

Na cadeia produtiva do gás natural, as atividades de exploração e produção do gás natural são atividades invasivas com potencial de causar diversos impactos ambientais aos ecossistemas, cultura local e saúde humana. As implicações ambientais de todos os estágios do processo de exploração e produção podem ser previstas e avaliadas de forma sistemática antes do início dos projetos para que as medidas apropriadas possam ser tomadas e possíveis impactos possam ser mitigados e até mesmo evitados (MARIANO, 2007).

Entre os impactos socioambientais positivos, destaca-se a geração de royalties, o incremento das atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e

produção do gás natural e da construção da usina, e a geração local de empregos (ANEEL, 2008).

Em 2018, a produção mundial de gás natural alcançou 3,9 trilhões de metros cúbicos, sendo o Brasil responsável pela produção de 25,2 bilhões de m³. Ainda, as reservas provadas mundiais de gás natural totalizaram 196,9 trilhões de m³. Destes, o Brasil possui 0,38 trilhões de m³, ocupando a 32ª colocação do ranking mundial (ANP, 2019).

2.2.1. Oferta de gás natural para atendimento às termelétricas

A oferta de gás natural no Brasil provém da produção nacional em campos terrestres e *offshore*, da importação através de gasodutos da Bolívia e da Argentina ou da importação, em sua forma liquefeita, de diferentes países produtores através dos terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) (EPE, 2017).

As térmicas a gás natural contratadas em leilões de energia nova⁵ seguem a modalidade de disponibilidade de energia. Dessa forma, as usinas e, conseqüentemente, toda a infraestrutura necessária para o fornecimento do gás devem estar disponíveis para despacho quando estas são acionadas pelo ONS. No entanto, por conta da priorização da geração renovável, o acionamento sazonal das termelétricas diminui a taxa de ocupação dos ativos de importação, processamento e transporte do combustível e aumenta a complexidade logística da operação (TEIXEIRA, 2017).

De acordo com o CERI FGV (2018), a escolha da forma de movimentação do gás entre a jazida produtora e o mercado consumidor é uma questão estratégica para a indústria do gás natural. As propriedades específicas do combustível são fator limitante às opções de transporte e consumo. Dessa forma, observa-se maior desenvolvimento de sua infraestrutura auxiliar adjacente aos locais de produção: nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo, próximos às bacias de Campos e Santos (TEIXEIRA, 2017).

A Figura 2 apresenta a infraestrutura existente e prevista relacionada ao gás natural no Brasil.

⁵ O leilão de energia nova tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas (CCEE, 2019).

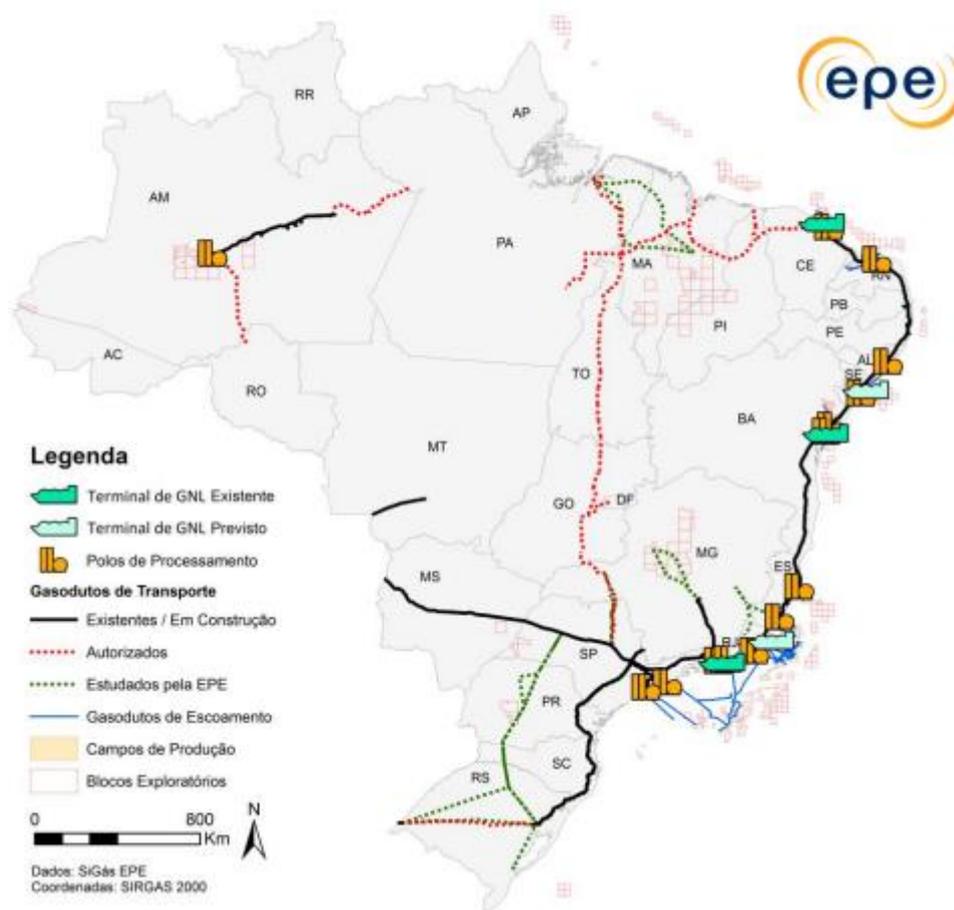


Figura 2: Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural. Fonte: EPE (2019).

2.2.1.1. Terminais de regaseificação de GNL

Terminais de regaseificação de GNL configuram uma alternativa eficaz de suprimento de gás natural em diversos países. No Brasil, a construção destes terminais foi promovida pela necessidade de prover a flexibilidade de oferta de gás (EPE, 2019).

O GNL é obtido através da diminuição da temperatura do gás natural até -163°C (temperatura criogênica), à pressão normal, reduzindo em até 600 vezes o volume do gás. Torna-se viável, assim, o transporte de grande quantidade de GNL através de longas distâncias por meio de barcaças, navios ou trens devidamente adaptados para manter a temperatura criogênica (MANOEL, 2006 apud TEIXEIRA, 2017).

Os terminais de regaseificação são dedicados a converter o GNL novamente em gás natural, para posterior transferência para infraestrutura de gasodutos. Existem dois tipos de terminais: os terrestres e os flutuantes. Os primeiros possuem tanques de estocagem e regaseificadores para realizar a operação. Já os de tipo flutuante, fazem uso da *FSRU* (*Floating Stockage Regasification Unit*), um navio de GNL com capacidade de regaseificação (EPE, 2018).

Desde 2009, três terminais de GNL foram construídos pela Petrobras. O primeiro deles, o Terminal de Regaseificação de Pecém, tem capacidade de transferir até 7 milhões de m³/dia de gás natural para o Gasoduto Guamaré-Pecém (Gasfor), atendendo principalmente as termelétricas Ceará e Fortaleza. O Terminal Flexível de Regaseificação de GNL da Baía de Guanabara tem capacidade para transferir até 14 milhões de m³/dia de gás natural para a malha de gasodutos do Sudeste, atendendo principalmente as termelétricas da região. O terceiro terminal, localizado na Bahia, não mantém contrato de FSRU (EPE, 2018).

2.2.1.2. Importação via gasodutos

A Lei 11.909/2009, em seu Art. 2º, inciso XVII, XVIII e XIX, diferencia os tipos de gasoduto da seguinte maneira (BRASIL, 2009):

Gasoduto de Transferência: duto destinado à movimentação de gás natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento de gás natural.

Gasoduto de Transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII e XIX do caput deste artigo, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

Gasoduto de Escoamento da Produção: dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.

O segundo tipo, constitui, portanto, o principal meio de transporte de gás natural, sendo usado geralmente para transportação por distâncias menores. A malha de gasoduto de transporte brasileira possui 9.409 km (MME, 2019), a maior parte localizada na região sul e na costa leste do país, conforme ilustrado pela Figura 2.

O gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) viabilizou uma forte expansão da oferta de gás natural no Brasil pois facilitou o acesso às grandes reservas de gás da Bolívia e Argentina. O gasoduto supre todas as grandes capitais brasileiras, com exceção apenas do Distrito Federal. O GASBOL e o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3), assim como as malhas do Nordeste e do Sudeste são interligados e fazem parte da malha integrada. Os demais gasodutos são sistemas isolados (EPE, 2017).

2.2.1.3. Produção nacional: o potencial do pré-sal

O pré-sal está localizado em uma área de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados no mar territorial, entre os Estados de Santa Catarina e Espírito Santo. De acordo com a PETROBRAS (2020), as descobertas no pré-sal estão entre as mais importantes em todo o mundo na última década.

A região compreendida entre as bacias de Santos e de Campos foi considerada pela União uma região estratégica para o desenvolvimento econômico nacional pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 (BRASIL, 2010). As áreas estratégicas foram definidas dentro do chamado “Polígono do Pré-Sal” (Figura 3), onde há grande expectativa de acúmulo de reservas com potencial de produção (BRANCO & CASTELLO, 2018).

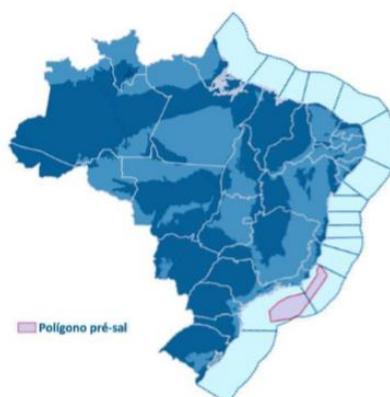


Figura 3: Polígono do Pré Sal. Fonte: Brasil (2014)

O óleo do pré-sal possui grau de API maior, ou seja, maior concentração de hidrocarbonetos mais leves, do que o óleo presente em outras regiões brasileiras. Tal característica é proveniente da profundidade das rochas do reservatório e da presença da camada de sal que impediram o desenvolvimento de bactérias que degradam as frações voláteis do petróleo (QUEROGA et al, 2015 apud SANTOS & CAMPOS, 2017). Dessa forma, aliando as características benéficas e as estimativas de imensas reservas, o pré-sal se tornou destaque e alvo de interesse de grandes investimentos.

A produtividade dos poços do pré-sal é alta, as reservas são compostas por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial. A produção de petróleo no pré-sal passou da média de aproximadamente 41 mil barris diários, em 2010, para o patamar de 1,41 milhão de barris por dia em fevereiro de 2018 (PPSA, 2019).

De acordo com o Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural de novembro de 2019 (ANP, 2019), a produção de gás natural no referido mês foi de 137 MMm³/d, sendo a produção do pré-sal, oriunda de 114 poços, responsável por 83,7 MMm³/d.

3. AS ALTERNATIVAS RENOVÁVEIS

O Brasil possui grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis hidráulica, eólica, biomassa e solar. A mais aproveitada delas é notadamente a energia hídrica, que, no entanto, vem diminuindo sua participação na matriz nacional, abrindo espaço para as demais fontes renováveis.

Em 2002, o Governo Federal criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas, o PROINFA, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, o programa estabeleceu a contratação de 3.300 MW de energia no SIN, produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, sendo 1.100 MW de cada fonte (EPE, 2007), privilegiando empreendedores que não tivessem vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição (ANEEL, 2020).

De acordo com OLIVEIRA (2019), o programa foi importante para a contratação de fontes alternativas de energia que, na época, eram consideravelmente mais caras que a principal opção para expansão do parque gerador, as usinas hidrelétricas.

3.1. Energia Solar

A energia solar fotovoltaica é a mais nova dentre as opções renováveis a colaborar para o desenvolvimento sustentável da matriz elétrica brasileira. Até então, essa tecnologia era adotada apenas em sistemas isolados ou autônomos instalados em locais sem rede elétrica (VILLALVA, 2015).

A tecnologia fotovoltaica apresenta inúmeras vantagens pois baseia-se na conversão direta da radiação solar em eletricidade. Além disso, estes painéis não dependem da movimentação de partes componentes de sua estrutura, não emitem ruídos, possuem baixa necessidade de manutenção e sua instalação é simples e rápida (KOLOSZUK E SAUAIA, 2019).

A aprovação do uso de sistemas de geração conectados à rede pela Aneel, através da Resolução nº 482 de 2012, permitiu o avanço desses empreendimentos recentemente (ANEEL, 2012). Segundo a ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (2019), foram instalados no Brasil em 2018 1,2 GW de energia solar, totalizando 2,4 GW de potência instalada no país. A energia solar representa hoje aproximadamente 1,5% da capacidade instalada total do país (ANEEL, 2020).

Para que a fonte alcance espaço na matriz elétrica nacional, existem desafios que devem ser superados. A carência de regulamentação e de normas para o setor até o ano de

2012 coibiu a abertura de indústrias e mercados para os sistemas de geração distribuída em baixa tensão, que constituem um importante nicho de aplicação da energia fotovoltaica (VILLALVA, 2015).

Apesar de ser uma tecnologia ainda pouco difundida, o Brasil apresenta níveis de irradiação superiores aos de países que já empregam a energia solar em sua cadeia elétrica de forma ampla. Segundo os dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2006 (INPE, 2006), a irradiação média anual brasileira varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, enquanto a Alemanha possui valores que variam entre 900 e 1.250, a França entre 900 e 1.650 e a Espanha entre 1.200 e 1.850 kWh/m² /ano.

Conforme ilustrado pela Figura 4, o Estado do Rio de Janeiro apresenta considerável potencial solar, com média anual em torno de 16 MJ/m².dia (UFPE, 2000).

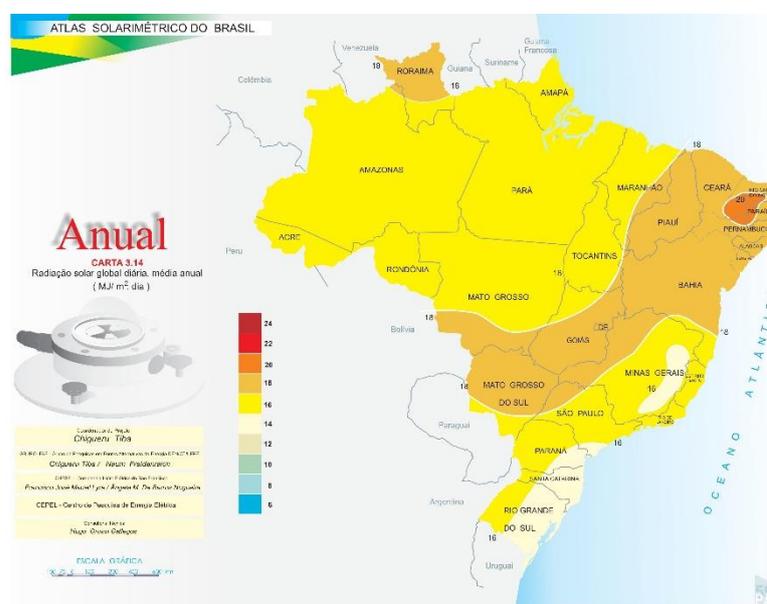


Figura 4: Radiação solar no Brasil. Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil (2000)

Além do alto potencial, a tecnologia solar fotovoltaica vem confirmando a expectativa de queda dos preços no Brasil com uma velocidade surpreendentemente alta, tornando-a viável economicamente. É nítido, portanto, que há grande oportunidade de desenvolvimento dessa fonte no mercado brasileiro (OLIVEIRA et al., 2017).

3.2. Energia Eólica

O vento é a fonte de energia para as turbinas eólicas, pois movimenta as pás dos sistemas e, com isso, gera energia cinética. Esta fonte apresenta grandes variações, tanto temporais quanto espaciais (ARRIBAS, 2013 apud MAUAD, FERREIRA, & TRINDADE, 2017).

A energia eólica, portanto, não representa uma base estável de eletricidade para o sistema, uma vez que dificilmente consegue se prever as condições do vento em um horizonte de tempo que ultrapasse alguns dias (DUNLAP, 2015 apud MAUAD, FERREIRA, & TRINDADE, 2017). Uma avaliação adequada do recurso eólico demanda extensas campanhas de medição com coleta de dados do vento e períodos de medida longos (ARRIBAS, 2013 apud MAUAD, FERREIRA, & TRINDADE, 2017).

3.2.1. Energia eólica *onshore*

Como já mencionado, o PROINFA facilitou o desenvolvimento das fontes renováveis na matriz energética brasileira, e em especial, viabilizou o surgimento da indústria de componentes e turbinas eólicas no país.

Segundo Boletim Anual divulgado pela ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica (2019), foram instalados no Brasil 75 novos parques eólicos em 2018, adicionando 1,94 GW à matriz energética brasileira. Ao final de 2018, eram 14,71 GW de potência eólica instalada no país. A fonte eólica consolidou-se naquele ano como a segunda maior fonte considerando a capacidade total instalada na matriz elétrica brasileira, representando 9% da totalidade.

Ao longo do ano de 2018, foram gerados 48,42 TWh de energia eólica, representando na média 8,6% de toda a geração injetada no SIN. Constata-se que o subsistema Nordeste apresentou geração muito próxima ao total, 39,69 TWh, enquanto os demais sistemas representam somente 14,6% dessa geração (ABEEólica, 2019).

De acordo com AMARANTE, ZACK, & SÁ (2001), a região Sudeste apresenta potencial de geração de energia eólica de 54,9 TWh/ano. No entanto, só existem três usinas instaladas hoje na região, totalizando apenas 28,2 MW de capacidade instalada (ANEEL, 2020).

No Estado do Rio de Janeiro, conforme ilustrado na Figura 5, os locais que apresentam as maiores médias anuais de vento são o litoral Norte Fluminense e a Região dos Lagos.

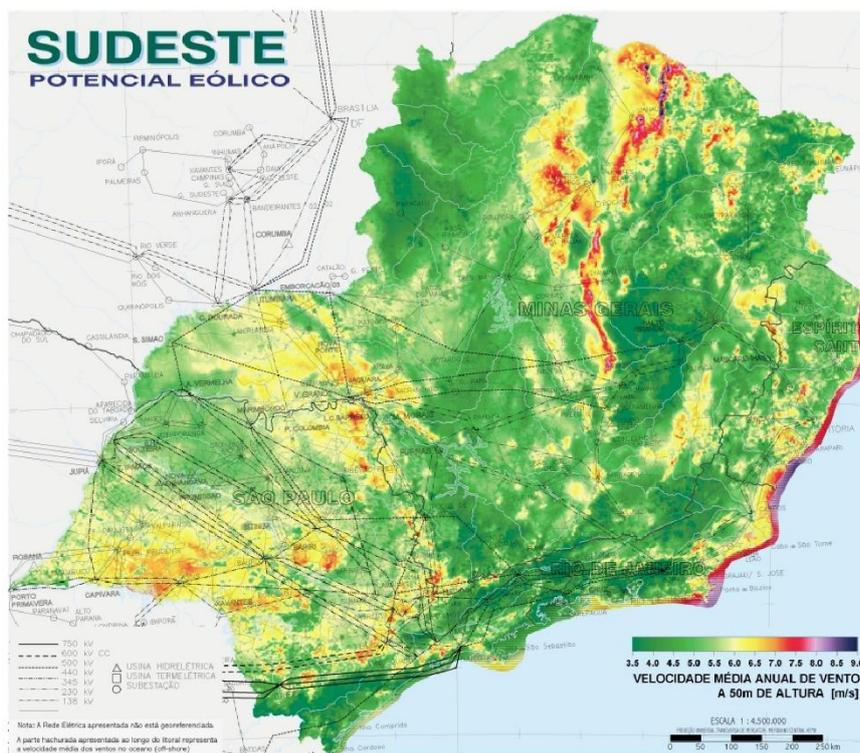


Figura 5: Potencial Eólico no Sudeste do Brasil. Fonte: (CEPEL, 2001).

3.2.2. Energia eólica *offshore*

A energia eólica *offshore* possui vantagens sobre a *onshore*, uma delas diz respeito à menor rugosidade da superfície do oceano em relação ao campo continental (MIGUEL, 2012 apud MÜLLER, 2019). De acordo com MIGUEL (2016), estudos atestaram que o fator de capacidade dos parques eólicos em alto mar é aproximadamente 40% maior.

No entanto, a energia eólica *offshore* ainda apresenta uma participação modesta na matriz elétrica mundial. Uma razão para isto reside no fato de que os riscos e os custos associados são relativamente altos.

As condições da superfície marinha, como ondas, tempestades e água salgada exigem equipamentos especiais, o que provoca aumento dos custos de instalação e manutenção. Preocupações acerca do impacto ambiental à biota marinha provocado pelas turbinas e pelos campos eletromagnéticos associados às linhas de transmissão submarinas representam outro impasse (MATSUMURA, 2019).

No Brasil, alguns empreendimentos deste tipo já estão em fase de licenciamento prévio (IBAMA, 2020). Entretanto, segundo MATSUMURA (2019), a inexistência de marco regulatório para a exploração do potencial eólico *offshore* no Brasil constitui barreira adicional ao desenvolvimento da fonte.

3.3. Energia Hídrica

A energia hidráulica é gerada a partir da diferença de energia potencial existente entre o nível d'água a montante e a jusante. Ao cair de um nível mais elevado para um menos elevado, a energia potencial da água dentro de um tubo é transformada em energia cinética e de pressão que, por sua vez, faz girar a turbina e, por consequência, o gerador. O giro do gerador produz energia elétrica, que é proporcional ao produto da vazão turbinada pela altura de queda d'água (LINSLEY, R.K., FRANZINI, J.B., 1978).

As usinas hidrelétricas são classificadas de acordo com algumas variáveis, dentre elas estão altura da queda d'água, vazão, capacidade ou potência instalada, tipo de turbina empregada, localização, tipo de barragem e reservatório, sendo todos estes fatores interdependentes. A altura da queda d'água e a vazão dependem do local de construção e determinam a capacidade instalada que, por sua vez, determina o tipo de turbina, barragem e reservatório (ANEEL, 2008).

Os reservatórios podem ser de dois tipos, acumulação (ou regularização) e a fio d'água. O primeiro, geralmente se localiza na cabeceira dos rios, em locais de altas quedas d'água. Por conta de seu grande porte, permite o acúmulo de grande quantidade de água e funciona como estoque a ser utilizado em períodos de estiagem (ANEEL, 2008). As unidades a fio d'água possuem reservatório com volume útil suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal, ou que utiliza diretamente a vazão afluyente do aproveitamento (ONS, 2020). Em geral, a queda d'água é definida como de alta, baixa ou média altura (ANEEL, 2008).

A potência instalada determina se a usina é de grande, médio ou pequeno porte. A ANEEL adota três classificações: as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) podem ter o potencial de gerar de 0 até 5 MW de energia, as PCHs são usinas com capacidade instalada entre 5 MW e 30 MW e área de reservatório de até 13 quilômetros quadrados, enquanto as Usinas Hidrelétrica de Energia (UHEs) são assim classificadas por possuírem mais de 30 MW ou área de reservatório maior do que 13 quilômetros quadrados (ANEEL, 2016).

De acordo com a ANEEL (2020), a energia hídrica representa aproximadamente 61% da capacidade instalada do país, totalizando 109,1 GW de potência instalada. As UHEs representam 94,3% desta capacidade, com 102,9 GW de potência instalada, enquanto as PCHs e CGHs apresentam respectivamente 5,3 GW e 795 MW de potência instalada.

As características hidrológicas, topográficas e geológicas brasileiras são favoráveis ao uso das usinas de pequeno porte. Além disso, as empresas brasileiras possuem

domínio tecnológico, permitindo a concepção de empreendimentos hidrelétricos de elevada eficiência energética, econômica e ambiental (MAUAD, FERREIRA, & TRINDADE, 2017).

3.4. Energia da Biomassa Vegetal

Para fins de outorga de empreendimentos do setor elétrico, biomassa é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica que pode ser utilizado como combustível na geração de energia (EPE, 2007). Neste contexto, inserem-se o bagaço da cana de açúcar, a lenha, o carvão vegetal, os resíduos orgânicos, os óleos vegetais entre outros.

A geração de energia através da biomassa se dá através da conversão da matéria-prima orgânica em um produto intermediário que, por sua vez, pode ser transformado em energia mecânica através de uma máquina específica. A energia mecânica gerada é responsável por acionar um gerador que, tem como produto final a energia elétrica desejada (ANEEL, 2008).

De acordo com a ANEEL (2020), a energia proveniente da biomassa vegetal representa 8,3% da matriz de energia elétrica do país (14,8 GW de potência instalada), sendo o bagaço da cana de açúcar a mais expressiva destas fontes, representando 6,4% da matriz.

Como grande produtor de cana-de-açúcar, o Brasil possui alto potencial de utilização do bagaço como insumo para geração de energia, aumentando com isso a receita do setor sucroalcooleiro, responsável por significativa parcela na formação do PIB do país. De acordo com MAUAD, FERREIRA, & TRINDADE (2017), o complexo sucroalcooleiro brasileiro é considerado o mais moderno do mundo.

O setor sucroalcooleiro produz em grandes quantidades um montante substancial de biomassa lignocelulósica, com destaque para o bagaço de cana-de-açúcar como resíduo de seu processo industrial (SANTOS, 2013). O bagaço é queimado em grande parte de forma ineficiente em caldeiras de baixa e média pressões para geração de vapor e energia elétrica, para consumo próprio ou, no caso da geração de energia elétrica, para atendimento ao mercado consumidor (HORTA NOGUEIRA et al., 2008; MARQUES et al., 2009).

Dessa forma, de acordo com SANTOS (2013), o Brasil representa uma região propícia à implantação de plantas de biorrefinaria, já que possui uma grande oferta de material lignocelulósico a custos baixos. Especificamente no Estado do Rio de Janeiro, a indústria sucroalcooleira é mais expressiva no noroeste do Estado.

Para fins de aproveitamento da cana-de-açúcar, SANTOS (2012) divide a planta em três partes: caldo, bagaço e palha, sendo que cada uma destas representa um terço do seu potencial energético. O processo de fermentação e destilação do alto teor de açúcar

contido no caldo leva a produção de etanol. Como uma usina sucroalcooleira pode produzir ambos, o produto que está mais em alta no mercado é priorizado.

3.5. Energia de Resíduos Urbanos

Para fins de organização deste item, considera-se resíduos urbanos os esgotos sanitários, efluentes industriais gerados no meio urbano e os resíduos sólidos urbanos (RSU).

O aproveitamento energético dos esgotos sanitários e dos efluentes industriais orgânicos pode ser obtido durante a fase líquida do tratamento dos mesmos, mediante a aplicação de tecnologia de tratamento biológico via fermentação anaeróbia. Por sua vez, o lodo residual gerado em estações de tratamento de esgotos e efluentes industriais é considerado um resíduo sólido, como define a Norma Brasileira NBR 10.004:

“resíduos nos estados sólidos e semissólidos que resultam da atividade da comunidade de origem industrial, doméstica, hospitalar, comercial, agrícola, de serviços e de varrição. Considera-se também, resíduo sólido os lodos provenientes de sistemas de tratamento de água, aqueles gerados em equipamentos e instalações de controle de poluição, bem como determinados líquidos cujas particularidades tornam inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou corpos d’água, ou exijam, para isso, soluções técnicas e economicamente inviáveis, em face à melhor tecnologia disponível” (ABNT, 2004).

A seguir, no contexto da organização do trabalho, o aproveitamento energético dos resíduos urbanos encontra-se classificado em função da tecnologia de tratamento empregada e do tipo de resíduo, a saber: (i) processamento térmico de RSU (*Waste to Energy* - *WTE*), especificamente a incineração ou pirólise, (ii) processamento bioquímico de esgotos sanitários e efluentes orgânicos industriais em estado bruto ou na forma de lodo residual de estações de tratamento, (iii) processos de conversão bioquímica, através do aproveitamento do biogás gerado por unidades de digestão anaeróbia (biodigestores) da fração orgânica dos RSU (FORSU) e (iv) por células de aterro sanitário de RSU.

Atualmente, as tecnologias de geração de energia a partir dos resíduos urbanos são responsáveis por uma parcela muito pequena da matriz elétrica nacional, equivalente a 0,1% (ANEEL, 2020).

3.5.1. Processamento térmico

A Política Nacional dos Resíduos Sólidos, instituída pela Lei Federal nº 12.305, de 2 de agosto de 2010, classifica os resíduos sólidos em função de diferentes categorias, inclusive, segundo a sua origem. De acordo com essa classificação, os resíduos sólidos

urbanos (RSU) são definidos como a reunião de resíduos domiciliares e de limpeza urbana (BRASIL, 2010).

No passado, o principal objetivo da tecnologia de incineração resumia-se na redução da massa, do volume, e da periculosidade dos resíduos. Atualmente, além destes mesmos objetivos, e que podem resultar em redução superior a 90%, a tecnologia de incineração se apropria do poder calorífico dos resíduos de natureza combustível, e propicia o aproveitamento da energia térmica decorrente do próprio processo de combustão (MENEZES, 2000).

A incineração é um processo de combustão controlada, cujo princípio básico é a reação do oxigênio com componentes combustíveis presentes nos RSU, tais como carbono, hidrogênio e enxofre, que mediante elevada temperatura, superior a 800°C, é capaz de converter a energia do conteúdo químico em calor. A incineração tem como resíduo do processo, a geração de cinzas inertes, isentas de matéria orgânica e matéria inorgânica combustível (BIDONE, 1999).

Embora preponderantemente aplicada ao processamento térmico de carvão vegetal ou coque, a pirólise também se apresenta como uma opção para promover a recuperação de energia a partir dos RSU. Constitui a primeira etapa dos processos de combustão e de gaseificação, sendo sempre seguida pela oxidação parcial ou total dos produtos primários (BIDONE, 1999).

A pirólise corresponde ao processo de degradação termoquímica decorrente da adição de calor a uma substância ou material, em ausência de ambiente oxidante. Consiste na ruptura, decomposição ou alteração da estrutura molecular original de longas cadeias de hidrocarbonetos, em ambiente sem a presença de oxigênio, e sob ação do calor. Neste sentido, a pirólise se constitui em um processo endotérmico, e que requer a adição de fonte externa de calor para o seu efetivo desenvolvimento (BIDONE, 1999).

De acordo com a Associação Brasileira de Recuperação Energética, se o Brasil destinasse 35% de todo os RSU para usinas *WTE*, o país poderia produzir aproximadamente 1.300 GWh/mês, volume suficiente para atender 3,29% da demanda nacional de energia elétrica (ABREN, 2020).

3.5.2. Processamento bioquímico

O biogás produzido a partir da digestão anaeróbia de resíduos orgânicos é principalmente constituído por metano e dióxido de carbono, possuindo elevado poder calorífico. Esgotos sanitários, efluentes orgânicos industriais em estado bruto ou na forma de

lodo residual de estações de tratamento e a FORSU consistem nas principais fontes de resíduos urbanos para fins de aproveitamento energético (VERMA, 2002).

3.5.2.1. Esgotos sanitários, efluentes orgânicos industriais em estado bruto ou na forma de lodo residual de estações de tratamento

A utilização da energia advinda da geração do biogás em estações de tratamento de esgotos sanitários ou efluentes orgânicos industriais pode ocorrer de acordo com diferentes opções tecnológicas, todas baseadas em processos biológicos de fermentação anaeróbia. A otimização do aproveitamento e uso do biogás de uma Estação de Tratamento de Esgotos (ETE) depende não somente do estrito potencial que apresenta a tecnologia anaeróbia para a conversão do biogás em energia elétrica, mas também das implicações do emprego da mesma sobre o arranjo das fases líquida e sólida do tratamento, e conseqüentemente, sobre as demandas de energia elétrica e térmica que sejam exercidas pelas respectivas unidades de tratamento que as compõem (CASSINI, 2003).

De uma forma geral, as rotas de aproveitamento e uso do biogás gerado em digestores anaeróbios de lodo consistem em: (a) combustível para aquecimento e operação de digestores de lodo mediante condições termofílicas; (b) combustível para a geração de energia elétrica em motores de combustão interna, para utilização na própria ETE e/ou ofertada como fonte de geração distribuída de eletricidade; (c) combustível para a geração de energia elétrica e térmica em unidades de cogeração, sendo a energia elétrica utilizada na própria ETE e/ou ofertada como sistema de geração distribuída de eletricidade, e os gases quentes utilizados na unidade de secagem térmica de lodo; (d) integralmente, como combustível de secadores térmicos de lodo; (e) após conversão em biometano, como combustível veicular, e/ou ofertado como fonte de geração distribuída de gás ou de aproveitamento por terceiros para diferentes finalidades (CASSINI, 2003).

Constata-se, no entanto, que apesar do notável potencial desta fonte por conta do expressivo volume de esgotos gerados, o alto déficit nos serviços de saneamento básico, especificamente em relação à coleta e ao tratamento de esgotos sanitários, representa dificuldade adicional à implantação destes projetos.

3.5.2.2. Biogás proveniente de uma planta de digestão anaeróbia de FORSU

O processo de digestão anaeróbia para geração de energia pode ocorrer de duas formas: controlada ou de maneira natural. No primeiro caso, a digestão ocorre em um reator anaeróbio de uma planta de tratamento e processamento de FORSU, onde promove-se condições ótimas para o desenvolvimento do processo. Já no segundo caso, a digestão ocorre naturalmente, no interior das células em que os RSU são dispostos em aterros

sanitários. Estas células consistem em unidades construídas de acordo com técnicas normatizadas de engenharia, para receber e conter os resíduos (ARCADIS TETRPLAN, 2010).

Em uma planta de digestão anaeróbia de FORSU, o processo ocorre dentro de um reator anaeróbio, comumente conhecido como biodigestor. Este pode ser operado de forma contínua, com abastecimento diário de biomassa e descarga de efluente proporcional à entrada, ou por batelada, ou seja, de forma intermitente, armazenando a biomassa até sua capacidade máxima, sendo feita a retirada da matéria somente após a completa digestão (CASSINI, 2003).

O teor de sólidos ou o teor de umidade são os parâmetros que caracterizam a presença da água no processo de digestão anaeróbia de resíduos orgânicos. Digestores anaeróbios podem ser operados mediante teor de sólidos inferior a 15%, e neste sentido o processo de digestão é classificado como úmido ou de baixo teor de sólidos (BTS), enquanto se operado mediante teor de sólidos compreendido entre 22 e 40% de sólidos totais, é classificado como seco ou de alto teor de sólidos (ATS) (CASSINI, 2003).

Digestores anaeróbios podem ser operados mediante diferentes faixas de temperatura. São classificados como mesofílicos, quando sujeitos a temperatura compreendida entre 20° e 40°C, e como termofílicos, quando sujeitos a temperatura compreendida entre 50° e 60°C (REICHERT, 2005).

A cinética do processo de conversão bioquímica da matéria orgânica é acelerada com a elevação da temperatura. Digestores anaeróbios mediante aquecimento forçado, e operando sob condição termofílica, apresentam maior eficiência no processo de estabilização de resíduos orgânicos, e conseqüentemente, produzem maior quantidade de biogás. Usualmente, a energia requerida para a geração de calor nestes processos provém do próprio biogás gerado pelo processo de digestão. Já os sistemas mesofílicos são sensíveis à variação da temperatura ambiente, podendo o processo de digestão ser comprometido nos períodos de inverno e em climas mais frios (CASSINI, 2003).

3.5.2.3. Biogás proveniente de aterro sanitário

O aterro sanitário é uma forma de disposição final de resíduos sólidos urbanos no solo, em observância aos critérios de engenharia e normal operacionais específicas, de modo a proporcionar o confinamento seguro dos resíduos, evitando danos ou riscos à saúde pública e minimizando os impactos ambientais (BIDONE & POVINELLI, 2010).

Como já visto anteriormente, a geração do biogás é decorrente da volatilização de compostos químicos e da biodegradação anaeróbia da matéria orgânica presente nos resíduos dispostos (CASSINI, 2003). A partir do momento que os resíduos sólidos são dispostos, independentemente de sua composição, os microrganismos presentes começam a multiplicar-se, fazendo com que o aterro passe a atuar como um reator biológico predominantemente anaeróbio (BIDONE & POVINELLI, 2010). A decomposição da matéria orgânica ocorre por dois processos sequenciais: o primeiro, de decomposição aeróbia, no momento de enterramento dos resíduos; o segundo, de decomposição anaeróbia, a partir da ausência do oxigênio no ambiente.

A distribuição percentual de gases no biogás sofre interferência do tipo e da quantidade dos resíduos degradados e da idade do aterro. A presença de nitrogênio (N_2) e oxigênio (O_2) em gás de aterro pode ser resultado da incorporação de ar pela superfície de cobertura do aterro, ou ainda pelo vazamento de ar no controle do sistema de recuperação de gás. A soma do volume destes dois gases é usualmente inferior a 10%, e o seu aumento pode indicar vazamento de ar no sistema de coleta de amostras (BACELAR, 2010).

Em linhas gerais, aterros sanitários adequadamente projetados, construídos e operados possuem vida útil mais prolongada, geram menor quantidade de lixiviados decorrentes da etapa de hidrólise da digestão anaeróbia, apresentam menor potencial de emissão de odores fétidos decorrentes da putrefação da matéria orgânica, propiciam maior eficiência de recuperação do biogás e menor emissão de gases de efeito estufa, e, além da geração de energia, permitem a produção de composto decorrente da estabilização da matéria orgânica. Por sua vez, a tecnologia de digestão anaeróbia também depende de rigoroso controle das características dos resíduos afluentes, de funcionamento do reator e das condições do processo (BRABER, 1995).

4. METODOLOGIA

O presente capítulo tem como objetivo central apresentar a metodologia adotada para a análise técnico-econômica dos diferentes arranjos que podem combinar o empreendimento termelétrico principal ao empreendimento renovável, de modo a identificar aqueles menos onerosos.

Preliminarmente, são apresentadas considerações gerais sobre a viabilidade do emprego das fontes renováveis de energia no Estado do Rio de Janeiro, de acordo com as tipologias apresentadas no Capítulo 3. Dentre estas, como justificado a seguir, foram descartadas aquelas consideradas inviáveis sob ponto de vista técnico, operacional e/ou econômico: eólica *offshore*, aproveitamento hidrelétrico, biomassa da cana-de-açúcar e aproveitamento de biogás em estações de tratamento de esgotos e efluentes orgânicos. A evolução do estudo manteve a avaliação das seguintes tecnologias de energia renovável: eólica *onshore*, fotovoltaica, processamento térmico de resíduos sólidos urbanos, digestão anaeróbia de FORSU e aproveitamento de biogás de aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos. Seleccionadas as opções que serão analisadas, é apresentada a metodologia adotada neste trabalho.

A metodologia tem como principal referência a determinação do custo nivelado de energia, conhecido como *Levelized Cost of Energy (LCOE)*, para todas as opções de arranjo entre as opções tecnológicas de usinas termelétricas a gás natural (ciclo aberto e ciclo combinado) e de geração de energia renovável.

Apontado pelo CFI (2019) como uma medida usada para avaliar e comparar métodos alternativos de produção de energia, o *LCOE* de um ativo gerador de energia pode ser considerado como o custo total médio de construção e operação do ativo, por unidade de eletricidade total gerada ao longo de uma vida útil presumida, para uma determinada taxa de desconto.

Como alternativa, o *LCOE* pode ser visto como o preço mínimo médio pelo qual é necessário vender a eletricidade gerada pelo ativo, a fim de compensar os custos totais de produção ao longo de sua vida útil. Sendo assim, CARVALHO (2019) afirma que o *LCOE* é o preço que garante que o projeto de energia tenha viabilidade financeira.

Dessa forma, a análise de viabilidade de empreendimentos de geração de energia tem como importante referência o *LCOE*, que é utilizado como um indicador geral dos custos de geração de energia elétrica, pois possibilita a comparação entre diferentes opções tecnológicas.

Anteriormente ao Decreto Estadual nº 41.318/2008, na análise de viabilidade de empreendimentos termelétricos a combustíveis fósseis no Estado do Rio de Janeiro, a determinação do *LCOE* era limitada ao empreendimento propriamente dito. No entanto, a partir do decreto, a viabilidade do empreendimento global passou a considerar o valor mínimo de venda de energia devido ao empreendimento principal e ao empreendimento renovável.

Sendo assim, foi calculado o custo nivelado de energia do conjunto do projeto e, dessa forma, foi possível compreender o impacto econômico do projeto renovável na decisão pela implantação de uma usina termelétrica no Estado do Rio de Janeiro.

Com base nos últimos leilões de energia nova promovidos pela ANEEL, foram adotados como potenciais representativos para o desenvolvimento do presente estudo as capacidades instaladas de 100 MW e 1.000 MW para as termelétricas a gás natural, considerando as tecnologias de ciclo aberto e ciclo combinado. Dessa forma, dado o valor de 2% para o FCE, referente ao percentual de potência elétrica a ser compensada em função do uso do gás natural como combustível, os projetos renováveis estudados têm potências de 2 MW e 20 MW.

Importante mencionar que a moeda utilizada para definição dos custos foi o dólar americano, uma vez que custos específicos, tais como o de aquisição do gás natural combustível, estão sujeitos a variação do câmbio, o que poderia distorcer os resultados apresentados. Não obstante, o objetivo do trabalho, isto é, a comparação dos valores do *LCOE* não é prejudicada.

4.1. A Viabilidade das Fontes Renováveis no Rio de Janeiro

Como evidenciado nos itens 3.1 e 3.2, o Estado do Rio de Janeiro possui considerável potencial energético solar e eólico. No entanto, em razão das restrições econômicas e regulatórias detalhadas no item 3.2.2 e da inexistência de fonte de dados meteorológicos para a realização da modelagem em alto mar, a fonte eólica *offshore* foi descartada como uma opção ao arranjo, permanecendo somente a opção das fontes eólica *onshore* e solar.

A fonte hidráulica, como destacado no item 3.3, apresenta inúmeras vantagens. No entanto, este tipo de geração renovável também não foi considerado pois os estudos de inventário hidrelétrico não são amplamente divulgados para serem adotados como referência, o que dificulta a realização da análise pretendida neste trabalho. Além disso, as usinas hidrelétricas são caracterizadas pelas especificidades dos aproveitamentos hídricos onde são instaladas, sendo difícil a realização de uma análise geral.

Quanto à geração de energia através da biomassa da cana-de-açúcar, a análise econômica do empreendimento sucroalcooleiro já contempla, obrigatoriamente, não somente os investimentos necessários à produção de energia, como também à produção de açúcar e etanol. Neste sentido, para o objetivo do presente estudo, pelo fato desta alternativa forçosamente incorporar custos extras aos custos específicos da geração de energia, a mesma foi também descartada.

As tecnologias de geração de energia a partir dos resíduos urbanos atendem duas finalidades distintas: a de prover solução para a redução mássica e volumétrica dos resíduos, e através desta, propiciar o aproveitamento da energia conseqüentemente gerada. Cabe ressaltar que qualquer tecnologia, seja baseada em processos de conversão térmica de resíduos combustíveis ou em conversão bioquímica de resíduos orgânicos, depende de etapa prévia para a eficaz seleção dos mesmos, a qual, por sua vez, é usualmente precedida por procedimentos de separação e coleta seletiva.

Conforme anteriormente mencionado, a implantação de empreendimentos que fazem uso do aproveitamento energético de esgotos sanitários é dependente da coleta, transporte e tratamento dos mesmos. Considerando o limitado índice de cobertura que os municípios do Estado do Rio de Janeiro possuem em relação ao esgotamento sanitário, essa modalidade como opção de projeto de geração de energia renovável não foi analisada. No entanto, é importante salientar as vantagens que podem promover projetos deste tipo e que incluem eficiência energética ao processo de tratamento dos esgotos e a possibilidade de geração de energia descentralizada.

Assim, na perspectiva da geração de energia renovável a partir dos resíduos urbanos, o presente estudo contempla o processamento térmico de resíduos sólidos urbanos, a digestão anaeróbia de FORSU e o aproveitamento de biogás de aterros sanitários.

4.2. Software RETScreen Expert

Para a definição do valor do *LCOE* dos projetos, foi utilizado o *software* canadense *RETScreen Expert*. O *RETScreen Expert* é uma versão *premium* do *software RETScreen*, um *software* para o gerenciamento de energia limpa e para a análise da viabilidade de projetos de eficiência energética, energias renováveis e de cogeração (*RETScreen Expert*, 2019).

O *RETScreen Expert* está disponível gratuitamente no modo visualizador. A funcionalidade completa do *software*, incluindo a capacidade de salvar, imprimir e exportar arquivos, está disponível em modo profissional através de assinatura (*RETScreen Expert*, 2019).

O *RETScreen Expert* foi o *software* escolhido para a execução da modelagem deste trabalho pois apresenta boas ferramentas para análise do desempenho financeiro das diversas tecnologias de geração de energia, enquanto outros *softwares* apresentam melhor desempenho para tecnologias específicas.

O *software* permite aos profissionais e decisores identificar, avaliar e otimizar a viabilidade técnica, econômica e financeira de potenciais projetos de energia. Permite também a medição e verificação dos desempenhos reais de instalações em operação, e ainda encontrar possibilidades suplementares de economia e produção energética (*RETScreen Expert*, 2019).

A ferramenta “Analisador de energia virtual” possibilita a realização da análise de viabilidade técnica, econômica e financeira de projetos de energia e, portanto, foi este o principal recurso utilizado no presente trabalho. Os projetos que podem ser modelados não se limitam à geração de energia elétrica, sendo possível analisar projetos de aquecimento, refrigeração, entre outros. Optando-se pela modelagem de uma usina, é necessário a definição de sua tipologia, dentre as seguintes opções: “Energia solar térmica”, “Fotovoltaica”, “Motor recíproco”, “Turbina a gás”, “Turbina a gás ciclo combinado”, “Turbina a vapor”, “Turbina eólica” ou “Turbina hidráulica”.

De forma geral, o modelo requer a indicação de dados prévios, como se aborda de forma mais detalhada a seguir. O local de instalação do projeto, por exemplo, deve ser indicado para que sejam utilizados os dados meteorológicos da estação de referência mais próxima possível.

Outro dado exigido é a determinação do tipo de combustível e respectivo custo de aquisição. Naturalmente, os parâmetros que dizem respeito à tecnologia de geração variam de acordo com o tipo de tecnologia selecionada. A partir destas definições, o *software* calcula os custos do projeto e a geração de eletricidade exportada para a rede.

Por fim, são determinados os parâmetros financeiros gerais, isto é, reajuste do combustível, taxa de inflação, taxa de desconto, taxa de reinvestimento, vida do projeto e aqueles que dizem respeito ao financiamento do projeto, como incentivos e subsídios, razão da dívida, taxa de juros da dívida e duração da dívida. De posse desses parâmetros, o modelo calcula o valor do empréstimo e do capital próprio investido, assim como o pagamento da dívida ao ano. Os indicadores técnico-econômicos que dizem respeito à viabilidade econômico-financeira do empreendimento são, então, indicados, incluindo o *LCOE*.

4.2.1. Dados meteorológicos

O *RETScreen Expert* utiliza como dados meteorológicos base os parâmetros de algumas estações automáticas locais e a base de dados dos satélites da NASA. Estes dados base são automaticamente estabelecidos na modelagem, mas podem ser alterados pelo usuário.

Os parâmetros meteorológicos requeridos são temperatura do ar, umidade relativa, precipitação, radiação solar diária, pressão atmosférica, velocidade do vento, temperatura do solo, graus-dia para aquecimento 18 °C e refrigeração graus-dias 10 °C. Todos estes parâmetros precisam ser indicados mensalmente para o cálculo da média anual, que é feito no próprio modelo.

Os dados meteorológicos disponíveis no programa são limitados. No Estado do Rio de Janeiro, existem oito localizações, das quais cinco utilizam o banco de dados meteorológicos da NASA: Itaboraí, Volta Redonda, Parati, Macaé e Campos dos Goytacazes. A cidade do Rio de Janeiro conta com mais três pontos, cujos dados são provenientes das seguintes estações de monitoramento: uma no Santos Dumont, outra no Galeão e a última é denominada “Rio de Janeiro” e está localizada na Marina da Glória, no Aterro do Flamengo.

De maneira geral, excetuando as opções de geração de energia eólica e solar, os dados desta última estação foram utilizados para as modelagens. A Tabela 1 exhibe estes dados:

Tabela 1: Dados meteorológicos da estação automática Rio de Janeiro (*RETSCREEN EXPERT*, 2020)

Mês	Temperatura do ar (°C)	Humidade relativa (%)	Precipitação (mm)	Radiação solar (MJ/m ² /d)	Pressão atmosférica (kPa)	Velocidade do vento (m/s)	Temperatura do solo (°C)	Graus-dia para aquecimento 18° C (°C-d)	Refrigeração graus-dias 10° C (°C-d)
Janeiro	26,2	79	217,31	18,76	101,50	3,10	24,8	0	502
Fevereiro	26,5	79	146,68	19,48	101,60	3,00	25,0	0	462
Março	26,0	80	169,88	17,14	101,60	3,20	24,4	0	496
Abril	24,5	80	107,10	15,52	101,80	2,70	23,1	0	435
Mai	23,0	80	79,36	13,18	102,00	2,80	20,9	0	403
Junho	21,5	79	49,20	13,14	102,30	2,70	19,6	0	345
Julho	21,3	77	52,39	13,18	102,40	2,70	19,2	0	350
Agosto	21,8	77	43,09	15,55	102,30	3,10	20,0	0	366
Setembro	21,8	79	85,80	15,05	102,10	3,50	21,1	0	354
Outubro	22,8	80	109,12	17,06	101,90	3,90	22,5	0	397
Novembro	24,2	79	167,70	17,89	101,70	4,00	23,2	0	426
Dezembro	25,2	80	217,93	18,07	101,60	3,80	24,1	0	471

Considerando que para a modelagem das opções renováveis eólica e solar os recursos naturais vento e radiação são primordiais na avaliação de desempenho, foi feita a análise dos dados meteorológicos das estações automáticas do Estado do Rio de Janeiro. São elas: Angra dos Reis (A628), Arraial do Cabo (A606), Cambuci (A604), Campos dos Goytacazes (A607), Campos-São Tomé (A620), Carmo (A629), Duque de Caxias-Xerém (A603), Itatiaia-Parque Nacional (A635), Macaé (A608), Niterói (A627), Nova Friburgo-Salinas (A624), Paraty (A619), Petrópolis-Pico do Couto (A610), Resende (A609), Rio Claro (Passa Três) (A626), Rio de Janeiro-Forte de Copacabana (A652), Rio de Janeiro-Jacarepaguá (A636), Rio de Janeiro-Marambaia (A602), Rio de Janeiro-Vila Militar (A621), Santa Maria Madalena (A630), Saquarema-Sampaio Correia (A667), Seropédica-Ecologia Agrícola (A601), Silva Jardim (A659), Teresópolis-Parque Nacional (A618), Três Rios (A625) e Valença (A611).

Os dados disponibilizados, temperatura do ar (°C), umidade relativa do ar (%), pressão atmosférica (hPa), velocidade do vento (m/s) e radiação global (kJ/m²), foram fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) (COSTA, 2020). A avaliação foi feita com base nos últimos cinco anos de operação das estações - período de 1 de janeiro de 2015 a 1 de janeiro de 2020 ou, quando o início da operação fosse posterior, a partir do início de seu funcionamento. Os dados por fim utilizados estão explicitados nos itens 4.3.2.1 e 4.3.3.1, referentes às análises dos parâmetros meteorológicos para a geração solar e eólica, respectivamente.

4.2.2. Características técnicas

As características técnicas de novos projetos de geração são determinantes para a estimativa dos custos. Dessa forma, as tecnologias utilizadas na modelagem foram especificadas para cada tipo de projeto. De forma geral, foram aplicadas as tecnologias mais difundidas no mercado e que possuem melhor desempenho.

Dentre os parâmetros estabelecidos no modelo para todas as tipologias de projeto está o fator de capacidade. Este parâmetro é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia máxima possível de ser gerada, caso o parque opere de forma contínua em um determinado intervalo de tempo.

4.2.3. Cálculo dos custos

Os custos relacionados à geração de energia elétrica podem ser categorizados como custos de investimento e custos de operação. O primeiro está associado à construção do empreendimento e o segundo à operação da usina e à geração de eletricidade.

Os custos de investimento compreendem os estudos de viabilidade, o licenciamento ambiental, as obras civis, os equipamentos mecânicos, elétricos e de controles, a montagem e o comissionamento da planta e a conexão elétrica à rede de transmissão (TOLMASQUIM, 2016 apud EIA, 2013, IEA-RETD, 2013, MARTINS et al., 2004).

Os custos de operação e manutenção (O&M) podem ser classificados entre os custos variáveis e fixos. Enquanto os custos variáveis são função da quantidade de eletricidade gerada, os fixos são aqueles que não variam notadamente de acordo com a produção de eletricidade (TOLMASQUIM, 2016 apud EIA, 2013, IEA-RETD, 2013, MARTINS et al., 2004).

Portanto, os custos fixos envolvem os gastos com a mão de obra e os encargos mensais de operação, despesas gerais e administrativas e paradas de manutenção preventiva programada, além de outros que não variam com o fator de capacidade ou o número de horas de operação. Os custos variáveis incluem o consumo de água e de lubrificantes, o tratamento da água, entre outros que são diretamente proporcionais à quantidade de energia produzida (TOLMASQUIM, 2016 apud EIA, 2013, IEA-RETD, 2013, MARTINS et al., 2004).

Para a modelagem da maior parte dos projetos, os custos de investimento e os custos de operação e manutenção utilizados são provenientes da base de dados do *software RETScreen Expert*. A modelagem da termelétrica a resíduos sólidos urbanos foi exceção, pois o valor de investimento da base de dados estava muito acima dos valores de mercado atual. A base de dados também não foi utilizada para definição dos custos de aquisição do combustível.

4.2.4. Parâmetros financeiros

Os parâmetros financeiros determinados a seguir foram utilizados para todos os projetos:

- Reajuste do custo do combustível: 2% a.a., sendo o valor padrão do programa;
- Taxa de inflação: foi utilizado o valor de 4% a.a., de acordo com a meta de inflação para 2020, definida pelo Conselho Monetário Nacional (BCB, 2019);
- Taxa de desconto: adotou-se o valor de 9,51% a.a., considerando o cenário misto⁶ de OLIVEIRA (2019);

⁶ Cenário que considera que o período de construção das usinas de geração será financiado por um sindicato de bancos, incluindo o BNDES. Além dos bancos, outras fontes de financiamento podem participar. (Oliveira, 2019)

- Taxa de reinvestimento: 9% a.a., sendo o valor padrão do programa;
- Vida útil do projeto: 20 anos, sendo o valor padrão do programa;
- Razão da dívida: a razão adotada de 70% de dívida e 30% de capital próprio, segundo SCANELLA (2012), é típica de projetos de infraestrutura financiados na modalidade *project finance*⁷;
- Taxa de juros da dívida: aplicou-se o valor de 7,2% a.a., com base em OLIVEIRA (2019);
- Duração da dívida: estabelecido de acordo com as regras do BNDES, o prazo total de financiamento foi fixado em 18 anos (2 de carência e 16 de amortização) (OLIVEIRA, 2019).

O Quadro 1, a seguir, resume os parâmetros financeiros utilizados na modelagem:

Reajuste do custo do combustível	2% a.a.
Taxa de inflação	4% a.a.
Taxa de desconto	9,51% a.a.
Taxa de reinvestimento	9% a.a.
Vida do projeto	20 anos
Razão da dívida	70%
Taxa de juros da dívida	7,2% a.a.
Duração da dívida	18 anos

Quadro 1: Parâmetros financeiros utilizados na modelagem

4.3. Cálculos dos projetos

A seguir, serão apresentados os dados técnicos e econômicos utilizados para caracterizar os projetos hipotéticos que foram avaliados neste trabalho. Importante evidenciar que o objetivo da análise não é a avaliação de um projeto específico e sim, de projetos que representem valores médios de referência, de modo que os cálculos sejam representativos da realidade do setor elétrico brasileiro como um todo.

Foram consideradas na análise, como alternativas de implantação de termelétrica a gás natural, as tecnologias de ciclo aberto e ciclo combinado. Para as opções de geração renovável, conforme analisado no item 4.1, foram modeladas as tecnologias fotovoltaica, eólica, turbina a vapor movida devido a incineração de resíduos sólidos urbanos, digestão

⁷ O *Project Finance* é, essencialmente, uma modalidade de estruturação financeira de projetos, utilizada para o desenvolvimento de grandes investimentos de infraestruturas, onde o fluxo de caixa gerado pelo projeto é a principal fonte de pagamento do serviço e da amortização do capital de terceiros.

anaeróbia da fração orgânica de resíduos sólidos urbanos e aproveitamento do biogás de aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos, considerando a utilização de motor recíproco para a geração de energia nestas últimas. O detalhamento dos dados de entrada no modelo é apresentado e justificado para todas as modalidades de geração a seguir.

4.3.1. Termelétrica a gás natural

4.3.1.1. Determinação do custo do combustível

O custos do combustível neste caso refere-se aos gastos para aquisição do gás natural. Representam, junto com os custos de O&M, um dos fatores de maior peso nos custos da geração termelétrica.

Para determinação deste custo, considerou-se os preços do gás natural publicados no Boletim Trimestral de Preços e Volumes de Combustíveis da ANP no período de Janeiro – Setembro de 2019 para os mercados GNL spot Japão/Coréia do Sul e DES Brazil Netforward Month 1⁸, conforme Tabela 2.

Tabela 2: Preço do Gás Natural (US\$/MBTU) Fonte: (ANP, 2019)

Produto	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	maio/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19
GNL spot Japão/ Coréia do Sul	8,13	6,43	5,20	5,17	5,08	4,5	4,43	4,39	5,28
DES Brazil Netforward Month 1	8,22	6,56	5,48	5,48	5,15	4,93	3,99	3,94	4,97

Dada a variação de preços, foi feita uma média com a série histórica dos dois produtos que atendem ao mercado brasileiro. O valor final utilizado para a modelagem do preço do gás natural é de 5,41 US\$/MBTU.

4.3.1.2. Tecnologia

Conforme relatado, dentre as tecnologias disponíveis para a geração termelétrica a gás natural, foram consideradas as térmicas que operam em ciclo combinado e as que operam em ciclo aberto. As usinas a ciclo aberto utilizam uma turbina a gás, enquanto as usinas em ciclo combinado possuem uma turbina a vapor acoplada a turbina a gás, o que permite maior eficiência devido ao maior aproveitamento da energia inicial contida no combustível (TOLMASQUIM, 2016 apud LORA, 2004).

Devido à alta temperatura dos gases de exaustão, as turbinas a gás em ciclo aberto apresentam uma eficiência relativamente baixa quando comparado a outras tecnologias como as de ciclo combinado. As eficiências das turbinas a gás tendem a ser mais

⁸ GNL spot Japão/Coréia do Sul é um dos três principais mercados de referência do gás natural. O DES Brazil Netforward Month 1 pode ser usado como referência para o mercado brasileiro.

elevadas para unidades de capacidades maiores e os ciclos combinados permitem a geração de eletricidade em uma ampla faixa de potência, com a possibilidade de diversas configurações (TOLMASQUIM, 2016 apud LORA, 2004, ARRIETA et al., 2004).

Determinação do fator de capacidade

Para definição dos fatores de capacidade, foi calculada a média dos valores contratados nos leilões de energia elétrica realizados entre 2004 e setembro de 2019, conforme resultado consolidado publicado pela CCEE (2019). O Quadro 2 apresenta os resultados obtidos, consolidando os fatores de capacidade utilizados para as modelagens das térmicas a gás natural.

Tipo de usina	Fator de Capacidade
Ciclo aberto	55%
Ciclo fechado	90%

Quadro 2: Fator de capacidade utilizado para a modelagem das usinas termelétricas a gás natural

Ciclo aberto

Para as termelétricas que operam em ciclo aberto, após a definição do custo do combustível e do fator de capacidade, é necessária a determinação do parâmetro *Heat rate*⁹. Os Quadro 3 e Quadro 4 exibem os parâmetros definidos:

Turbina a gás	
Potência Elétrica	100 MW
Fator de capacidade	55%
<i>Heat rate</i>	9.500 kJ/kWh

Quadro 3: Informações da turbina a gás de 100 MW da usina termelétrica a gás natural de ciclo aberto

Turbina a gás	
Potência Elétrica	1.000 MW
Fator de capacidade	55%
<i>Heat rate</i>	9.500 kJ/kWh

Quadro 4: Informações da turbina a gás de 1.000 MW da usina termelétrica a gás natural de ciclo aberto

O programa, com base nestes dados, calcula o combustível necessário, em termos de energia por tempo, o volume de combustível consumido anualmente e seu custo de aquisição, também anual.

⁹ Consumo específico em termos energéticos, onde a quantidade do insumo será a soma energética dos combustíveis (ANEEL, 2020).

Ciclo Combinado

Para aquelas usinas que operam em ciclo combinado, após a definição do custo do combustível e do fator de capacidade, além do parâmetro *Heat rate*, é necessária a determinação da potência elétrica da turbina a gás e da taxa de recuperação de calor, conforme exibem os Quadro 5 e Quadro 6.

Turbina a gás	
Potência Elétrica	79 MW
Disponibilidade	90%
<i>Heat rate</i>	7.800 kJ/kWh
Taxa de recuperação do calor	78%

Quadro 5: Informações da turbina a gás da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado de 100 MW

Turbina a gás	
Potência Elétrica	811 MW
Disponibilidade	90%
<i>Heat rate</i>	7.200 kJ/kWh
Taxa de recuperação do calor	78%

Quadro 6: Informações da turbina a gás da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado de 1.000 MW

Sobre a turbina a vapor, são definidos os parâmetros pressão de operação e temperatura de superaquecimento. Com isso, o *software* estima os parâmetros temperatura de saturação, fluxo de vapor, entalpia e entropia. Também são estabelecidos os parâmetros de saída da turbina, pressão de vapor e eficiência da turbina a vapor, os quais servem para determinação dos parâmetros temperatura, qualidade da mistura, entalpia, taxa teórica de produção do vapor e taxa real de produção de vapor.

Turbina a vapor	
Pressão da operação	5.500 kPa
Temperatura de superaquecimento	400 °C
Saída da turbina	
Pressão de vapor	8 kPa
Eficiência da turbina a vapor	80%

Quadro 7: Informações da turbina a vapor da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado de 100 MW

Turbina a vapor	
Pressão da operação	5.600 kPa
Temperatura de superaquecimento	400 °C
Saída da turbina - pressão de vapor	
Pressão de vapor	8 kPa
Eficiência da turbina a vapor	80%

Quadro 8: Informações da turbina a vapor da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado de 1.000 MW

Por fim, são listados alguns valores de forma a resumir a tecnologia, são eles: potência elétrica da turbina a vapor, potência elétrica total, temperatura de retorno, capacidade térmica e taxa de calor. Após o resumo, são apresentados os resultados referentes ao consumo de combustível.

4.3.2. Usina fotovoltaica

4.3.2.1. Dados meteorológicos

Conforme relatado, os dados das estações meteorológicas automáticas do Estado do Rio de Janeiro foram analisados para seleção daqueles que seriam utilizados na modelagem, uma vez que o empreendedor priorizará a implantação do potencial projeto em locais onde possa alcançar melhor desempenho. O Quadro 9 a seguir mostra a média dos dados INMET (COSTA, 2020) disponibilizados (referentes ao período de 1 de janeiro de 2015 a 1 de janeiro de 2020) para o parâmetro radiação.

Radiação (kJ/m ²)	
Campos-São Tomé (A620)	20.581,38
Rio de Janeiro - Jacarepaguá (A636)	20.439,92
Arraial do Cabo (A606)	19.093,38
Campos dos Goytacazes (A607)	18.456,86
Macaé (A608)	18.339,28
Rio de Janeiro-Forte de Copacabana (A652)	18.209,81
Nova Friburgo-Salinas (A624)	18.180,68
Angra dos Reis (A628)	18.107,83
Carmo (A629)	18.050,76
Niterói (A627)	17.869,99
Resende (A609)	17.797,63
Rio de Janeiro-Marambaia (A602)	17.790,86
Itatiaia-Parque Nacional (A635)	17.664,67
Cambuci (A604)	17.538,74
Rio Claro (Passa Três) (A626)	17.349,36
Santa Maria Madalena (A630)	17.223,31
Silva Jardim (A659)	17.191,88
Saquarema-Sampaio Correia (A667)	17.178,33
Valença (A611)	17.144,30
Rio de Janeiro-Vila Militar (A621)	17.023,61
Seropédica-Ecologia Agrícola (A601)	16.874,85
Paraty (A619)	16.554,12
Três Rios (A625)	16.436,18
Petrópolis-Pico do Couto (A610)	16.423,72
Duque de Caxias-Xerém (A603)	15.990,56
Teresópolis-Parque Nacional (A618)	14.768,40

Quadro 9: Média da radiação solar diária nas estações do Rio de Janeiro (COSTA, 2020).

O critério estabelecido para esta seleção foi o de que a radiação solar diária média alcançasse valor superior a 18 MJ/m². Dessa forma, a modelagem da instalação fotovoltaica foi realizada com base nos parâmetros das estações de São Tomé (A620), Jacarepaguá (A636), Arraial do Cabo (A606), Campos (A607), Macaé (A608), Forte de Copacabana (A652), Nova Friburgo (A624), Angra (A628) e Carmo (A629).

Os dados meteorológicos utilizados nas modelagens estão indicados nas Tabela 3 a Tabela 11 a seguir:

Tabela 3: Dados meteorológicos da estação Campos-São Tomé (A620) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	26,88	27,06	26,77	25,83	23,39	22,45	21,91	21,98	23,04	23,77	24,44	26,00
Umidade relativa do ar (%)	72,03	73,40	74,50	72,92	76,94	78,43	78,07	73,77	73,70	75,43	77,00	75,00
Pressão atmosférica (hPa)	1.013	1.013	1.013	1.015	1.017	1.020	1.021	1.020	1.017	1.015	1.013	1.013
Velocidade do vento (m/s)	5,15	4,18	3,59	3,41	2,99	3,05	3,27	4,08	4,83	4,93	4,18	4,49
Radiação global (KJ/M ²)	24.446	23.474	22.361	18.698	14.555	13.516	15.244	16.756	18.966	20.553	20.996	22.678

Tabela 4: Dados meteorológicos da estação Rio de Janeiro - Jacarepaguá (A636) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	26,90	25,66	25,67	24,11	22,23	20,99	19,94	19,69	21,89	23,48	23,72	24,54
Umidade relativa do ar (%)	68,72	73,91	76,38	75,71	76,87	77,98	75,59	75,96	71,92	72,46	72,20	73,13
Pressão atmosférica (hPa)	1.011	1.010	1.011	1.013	1.015	1.017	1.017	1.019	1.015	1.012	1.012	1.011
Velocidade do vento (m/s)	0,95	0,81	0,75	0,73	0,66	0,58	0,71	0,77	0,94	0,93	0,92	0,90
Radiação global (KJ/M ²)	24.400	30.377	35.768	22.197	19.143	18.340	16.490	18.185	25.270	17.954	19.365	21.019

Tabela 5: Dados meteorológicos da estação Arraial do Cabo (A606) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	25,25	25,85	26,06	25,13	23,13	22,14	21,73	21,40	22,18	22,82	23,40	24,76
Umidade relativa do ar (%)	82,13	82,42	77,74	77,07	78,93	79,75	78,99	78,48	81,98	81,24	85,27	83,12
Pressão atmosférica (hPa)	1.013	1.013	1.014	1.015	1.017	1.020	1.021	1.020	1.017	1.014	1.013	1.013
Velocidade do vento (m/s)	5,57	4,86	4,17	3,81	4,11	4,22	5,01	5,77	5,91	5,89	5,24	5,15
Radiação global (KJ/M ²)	25.067	24.136	20.831	17.797	14.513	12.905	14.345	15.506	17.631	17.789	21.034	23.920

Tabela 6: Dados meteorológicos da estação Campos dos Goytacazes (A607) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	26,88	26,75	26,53	25,05	22,80	21,85	21,09	21,41	18,34	23,90	24,47	25,73
Umidade relativa do ar (%)	72,19	75,01	75,50	75,80	78,38	78,40	77,78	75,45	76,29	75,41	77,46	75,69

Pressão atmosférica (hPa)	1.011	1.011	1.012	1.013	1.016	1.018	1.019	1.018	1.015	1.013	1.011	1.011
Velocidade do vento (m/s)	4,00	3,24	2,77	2,65	2,57	2,62	2,75	3,27	2,95	3,99	3,49	3,37
Radiação global (KJ/M ²)	25.400	23.197	21.100	17.347	13.561	12.647	14.336	15.815	13.675	18.231	19.201	22.744

Tabela 7: Dados meteorológicos da estação Macaé (A608) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	26,65	26,24	26,10	24,44	22,32	21,41	20,88	21,07	22,35	23,38	23,79	25,37
Umidade relativa do ar (%)	74,79	78,19	79,04	81,53	81,19	80,98	78,90	77,51	78,38	79,27	82,10	80,86
Pressão atmosférica (hPa)	1.010	1.010	1.011	1.012	1.015	1.017	1.018	1.017	1.015	1.012	1.010	1.010
Velocidade do vento (m/s)	3,10	2,62	2,20	2,14	2,01	2,09	2,47	2,88	3,10	3,17	2,74	2,73
Radiação global (KJ/M ²)	24.308	22.846	19.864	18.307	13.274	12.454	13.558	15.336	17.386	17.970	18.302	21.168

Tabela 8: Dados meteorológicos da estação Rio de Janeiro-Forte de Copacabana (A652) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	27,24	26,73	26,18	24,94	22,84	22,01	21,76	21,16	22,04	23,07	23,13	25,33
Umidade relativa do ar (%)	74,27	75,62	78,63	77,35	77,82	76,47	74,15	75,75	78,36	79,01	81,28	78,39
Pressão atmosférica (hPa)	1.008	1.008	1.010	1.011	1.013	1.016	1.016	1.016	1.013	1.011	1.009	1.008
Velocidade do vento (m/s)	2,59	2,47	2,45	2,47	2,39	2,37	2,59	3,08	3,13	3,26	3,06	2,45
Radiação global (KJ/M ²)	23.858	24.092	20.404	17.631	14.380	12.633	13.928	15.135	17.627	18.711	20.584	23.407

Tabela 9: Dados meteorológicos da estação Nova Friburgo (A624) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	22,09	22,38	20,69	19,07	16,53	15,29	14,37	15,11	17,49	19,10	19,48	20,52
Umidade relativa do ar (%)	81,29	77,22	85,64	86,35	87,49	85,74	83,12	82,37	80,17	81,72	84,96	84,22
Pressão atmosférica (hPa)	914	914	915	915	917	919	920	919	917	915	913	914
Velocidade do vento (m/s)	1,95	2,15	1,76	1,71	1,79	1,75	1,73	1,98	2,06	2,21	2,20	1,95
Radiação global (KJ/M ²)	20.985	17.693	15.137	17.223	13.828	13.114	14.156	15.209	17.546	17.596	16.954	21.012

Tabela 10: Dados meteorológicos da estação Angra (A628) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	27,34	25,44	26,02	24,70	22,66	21,23	20,50	20,08	21,87	23,26	23,43	24,96
Umidade relativa do ar (%)	78,61	84,36	83,50	82,84	83,89	84,33	80,25	82,57	82,19	83,29	82,82	82,65
Pressão atmosférica (hPa)	1.012	1.012	1.013	1.015	1.017	1.019	1.019	1.020	1.017	1.014	1.014	1.012
Velocidade do vento (m/s)	0,96	0,72	0,73	0,71	0,63	0,53	0,76	0,85	0,94	0,89	0,90	0,81
Radiação global (KJ/M ²)	21.105	30.083	30.557	24.701	17.970	15.302	14.816	14.435	15.177	15.936	16.695	18.312

Tabela 11: Dados meteorológicos da estação Carmo (A629) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	27,08	25,80	25,09	24,07	21,96	19,91	17,82	19,23	22,74	23,35	23,74	24,70
Umidade relativa do ar (%)	-	-	-	-	-	79,97	74,48	73,34	69,45	73,31	79,31	78,94
Pressão atmosférica (hPa)	981	979	981	981	982	987	987	988	984	981	981	980
Velocidade do vento (m/s)	0,99	0,95	0,95	0,82	0,71	0,71	0,79	0,86	0,96	1,04	1,07	1,05
Radiação global (KJ/M ²)	26.972	23.112	20.268	16.582	16.429	15.589	16.386	13.962	16.589	17.083	17.287	21.814

Para os demais parâmetros meteorológicos necessários à modelagem, foram utilizados aqueles disponíveis no modelo. Desta forma para a estação Campos-São Tomé (A620) e para a estação Campos dos Goytacazes (A607) foram utilizados os dados da NASA referentes a Campos dos Goytacazes; para as estações Rio de Janeiro - Jacarepaguá (A636) e Nova Friburgo (A624) foram utilizados os dados da estação de monitoramento do Galeão; para as estações Arraial do Cabo (A606), Macaé (A608) e Carmo (A629) foram utilizados os dados de Macaé (NASA); para a estação Rio de Janeiro-Forte de Copacabana (A652) utilizou-se os dados da estação de monitoramento intitulada Rio de Janeiro; e, para a estação Angra (A628), os dados de Parati (NASA). As Tabelas 12 a Tabela 15 exibem estes dados:

Tabela 12: Dados meteorológicos de Campos dos Goytacazes (NASA) (RETSCREEN EXPERT, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Precipitação (mm)	175,15	97,16	131,75	74,40	48,98	31,20	28,83	30,38	62,70	94,24	165,90	212,97
Temperatura do solo (°C)	26,1	26,5	26,2	25,3	23,4	22,2	21,9	22,6	23,5	24,7	25,1	25,6
Graus-dia para aquecimento 18° C (°C-d)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refrigeração graus-dias 10° C (°C-d)	490	454	493	447	403	357	357	369	378	428	432	471

Tabela 13: Dados meteorológicos do Galeão (estação de monitoramento) (RETSCREEN EXPERT, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Precipitação (mm)	217,31	148,68	169,88	107,10	79,36	49,20	52,39	43,09	85,80	109,12	167,70	217,93
Temperatura do solo (°C)	24,8	25,0	24,4	23,1	20,9	19,6	19,2	20,0	21,1	22,5	23,2	24,1
Graus-dia para aquecimento 18° C (°C-d)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refrigeração graus-dias 10° C (°C-d)	543	498	521	465	409	357	350	369	369	431	456	508

Tabela 14: Dados meteorológicos de Macaé (NASA) (RETSCREEN EXPERT, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Precipitação (mm)	183,83	107,80	140,74	90,60	62,00	43,80	42,78	40,61	75,90	101,06	166,20	208,01
Temperatura do solo (°C)	25,1	25,6	25,3	24,3	22,3	21,1	20,7	21,3	22,1	23,4	23,9	24,7

Graus-dia para aquecimento 18° C (°C-d)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refrigeração graus-dias 10° C (°C-d)	468	434	468	420	375	327	322	338	345	397	405	450

Tabela 15: Dados meteorológicos de Parati (NASA) (*RETSCREEN EXPERT*, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Precipitação (mm)	242,11	208,04	197,78	123,90	82,46	50,70	60,76	45,57	100,50	136,09	168,90	211,73
Temperatura do solo (°C)	24,1	24,4	23,8	22,7	20,5	19,1	18,5	19,0	19,9	21,1	21,9	23,1
Graus-dia para aquecimento 18° C (°C-d)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refrigeração graus-dias 10° C (°C-d)	425	389	412	363	307	261	251	273	282	332	345	394

Cabe ressaltar que, dentre as estações selecionadas, Jacarepaguá (A636) e Angra (A628) começaram a operar em agosto de 2017, e Carmo (A629) em outubro de 2018. Deste modo, a limitação da análise dos dados meteorológicos inclui ainda, nesta última estação, a inexistência de dados para o parâmetro umidade relativa do ar (%), no período que corresponde aos primeiros meses do ano de 2019 (vide Tabela 11), tendo sido utilizado para esta modelagem o banco de dados do programa.

4.3.2.2. Tecnologia

Em relação a avaliação da incidência solar, o sistema de posicionamento selecionado é do tipo fixo. A inclinação e azimute foram designados pelo programa, de acordo com as características da localidade.

As células ou painéis fotovoltaicos são compostos por materiais semicondutores, como módulos em silício (mono ou policristalino), em filmes finos, com silício amorfo ou telureto de cádmio, ou ainda em material orgânico e de corantes. A eficiência da tecnologia varia conforme o tipo de módulo e seu material. As células em silício monocristalino possuem eficiência entre 14% e 21%, sendo, dentre as tecnologias comercialmente viáveis disponíveis, a mais eficiente. Dessa forma, esses painéis ocupam menos espaço e tendem a funcionar melhor que painéis policristalinos em condições de iluminação pouco favoráveis (MAUAD, FERREIRA, & TRINDADE, 2017). Este tipo de tecnologia foi considerado na modelagem, e a eficiência adotada foi de 15,75%.

Os parâmetros temperatura de operação normal da célula, coeficiente de temperatura e área do coletor solar são definidos de acordo com os demais dados. Por fim, o valor do dado perdas diversas utilizado foi o padrão, 15%.

O inversor é responsável por converter a energia elétrica gerada pelos painéis de corrente contínua para corrente alternada, garantir a segurança do sistema e medir a energia produzida pelos painéis solares. De acordo com VILLALVA (2015), bons inversores possuem, geralmente, um valor de eficiência acima de 90%. Para a modelagem, foi considerada a eficiência de 95% para o inversor. Além disso, foram adotados os valores de 900 kW para a sua capacidade e 1% para suas perdas diversas, ambos valores são padrões do programa.

Os Quadro 10 e Quadro 11 exibem os parâmetros determinados. Ao final, o fator de capacidade, é estimado pelo programa de acordo com os dados de entrada.

Fotovoltaica	
Tipo	mono-Si
Potência elétrica	2 MW
Eficiência	15,75%
Perdas diversas	15%
Inversor	
Eficiência	95%
Capacidade	900
Perdas diversas	1%

Quadro 10: Informações da tecnologia da usina fotovoltaica de potência de 2 MW

Fotovoltaica	
Tipo	mono-Si
Potência elétrica	20 MW
Eficiência	15,75%
Perdas diversas	15%
Inversor	
Eficiência	95%
Capacidade	9.000 kW
Perdas diversas	1%

Quadro 11: Informações da tecnologia da usina fotovoltaica de potência de 20 MW

4.3.3. Usina eólica

4.3.3.1. Dados meteorológicos

Da mesma forma, visando a seleção dos locais onde o potencial projeto apresentará melhor desempenho, os dados das estações meteorológicas automáticas do Estado do Rio de Janeiro foram analisados para definição daqueles que seriam utilizados para a modelagem das usinas eólicas. O Quadro 12 mostra a média dos dados disponibilizados (referentes ao período de 1 de janeiro de 2015 a 1 de janeiro de 2020) para o parâmetro velocidade do vento.

Velocidade do vento (m/s)	
Arraial do Cabo (A606)	4,95
Petrópolis-Pico do Couto (A610)	4,45
Rio de Janeiro-Marambaia (A602)	3,41
Campos-São Tomé (A620)	3,09
Campos dos Goytacazes (A607)	3,01
Itatiaia-Parque Nacional (A635)	2,87
Rio de Janeiro-Forte de Copacabana (A652)	2,69
Macaé (A608)	2,63
Nova Friburgo-Salinas (A624)	2,16
Seropédica-Ecologia Agrícola (A601)	2,09
Saquarema-Sampaio Correia (A667)	1,86
Resende (A609)	1,83
Rio Claro (Passa Três) (A626)	1,67
Valença (A611)	1,61
Paraty (A619)	1,51
Niterói (A627)	1,48
Rio de Janeiro-Vila Militar (A621)	1,39
Silva Jardim (A659)	1,34
Carmo (A629)	1,04
Cambuci (A604)	1,02
Três Rios (A625)	0,93
Rio de Janeiro - Jacarepaguá (A636)	0,84
Angra dos Reis (A628)	0,83
Santa Maria Madalena (A630)	0,79
Duque de Caxias-Xerém (A603)	0,75
Teresópolis-Parque Nacional (A618)	0,48

Quadro 12: Média da velocidade do vento nas estações do Rio de Janeiro (COSTA, 2020)

Para as instalações eólicas, foram selecionados aqueles municípios cujas estações automáticas apresentam velocidade do vento média acima de 3 m/s, valor em que se inicia a curva de potência do modelo. Logo, as modelagens das instalações eólicas foram feitas para os parâmetros das estações de Arraial do Cabo (A606), Pico do Couto (A610), Marambaia (A602), São Tomé (A620) e Campos (A607).

Os dados meteorológicos das estações Arraial do Cabo (A606), São Tomé (A620) e Campos (A607) já foram apresentados no item 4.3.2.1. Assim, os dados utilizados nas modelagens das estações Pico do Couto (A610) e Marambaia (A602) estão indicados nas Tabela 16 e Tabela 17 a seguir:

Tabela 16: Dados meteorológicos da estação Pico do Couto (A610) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	24,96	24,52	23,74	22,57	20,34	19,28	19,04	19,00	20,74	21,58	21,88	23,57
Umidade relativa do ar (%)	77,89	78,45	81,65	80,48	81,37	80,18	76,99	77,10	76,97	80,05	82,49	80,04

Pressão atmosférica (hPa)	974	974	975	977	979	981	981	980	978	976	975	974
Velocidade do vento (m/s)	3,61	3,74	3,64	3,27	3,15	3,38	3,64	3,82	3,80	3,78	3,77	3,36
Radiação global (KJ/M ²)	23.488	24.681	18.857	16.542	13.876	12.563	13.484	14.639	17.537	17.616	18.772	22.024

Tabela 17: Dados meteorológicos da estação Marambaia (A602) (COSTA, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Temperatura do ar (°C)	26,91	26,44	25,74	24,50	22,21	21,33	21,03	20,85	22,16	23,26	23,46	25,32
Umidade relativa do ar (%)	75,30	76,12	79,71	79,14	80,23	78,32	75,84	76,17	77,71	79,05	80,08	77,66
Pressão atmosférica (hPa)	1.011	1.011	1.012	1.014	1.016	1.019	1.019	1.018	1.016	1.013	1.012	1.011
Velocidade do vento (m/s)	3,53	3,47	3,16	3,26	3,07	3,37	3,40	3,73	3,65	3,61	3,62	3,30
Radiação global (KJ/M ²)	23.710	23.049	19.532	16.937	13.960	12.432	13.616	14.659	17.123	17.807	18.781	23.095

Também foram utilizados os dados disponíveis no modelo para os demais parâmetros meteorológicos utilizados na modelagem: Pico do Couto utilizou os dados do Galeão (estação de monitoramento) e Marambaia de Itaboraí (NASA). Os dados do Galeão foram exibidos no item 4.3.2.1 - Tabela 13 e os dados de Itaboraí estão exibidos na Tabela 18 a seguir:

Tabela 18: Dados meteorológicos de Itaboraí (NASA) (RETSCREEN EXPERT, 2020)

Parâmetro meteorológico/mês	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Precipitação (mm)	213,28	138,88	166,47	108,00	79,98	52,20	53,94	45,26	86,70	108,19	170,40	219,48
Temperatura do solo (°C)	24,7	25,0	24,5	23,2	21,0	19,8	19,4	20,1	21,0	22,5	23,1	24,1
Graus-dia para aquecimento 18° C (°C-d)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refrigeração graus-dias 10° C (°C-d)	456	417	443	393	338	294	288	310	324	375	387	434

4.3.3.2. Tecnologia

Em relação ao método de avaliação do potencial da tecnologia, utilizou-se a velocidade do vento, medida a 10 m de altura, definida conforme já apresentado no item anterior. O coeficiente de cisalhamento do vento foi definido em 0,15, típico de terrenos planos com grama alta (FARRET 2010; MATTE, 2014 apud MAUAD, FERREIRA, & TRINDADE, 2017).

Para definição da potência do parque eólico, são necessários os seguintes dados: capacidade de potência por turbina e número de turbinas. A respeito das turbinas, determina-se a distância desde o terreno até o centro da turbina, diâmetro do rotor por turbina e área de

varredura por turbina. De acordo com MAUAD, FERREIRA, & TRINDADE (2017), o desempenho das turbinas eólicas é função de seu tamanho e formato.

Também são indicados os valores para perdas no painel, perdas no aerofólio, perdas diversas e disponibilidade. O fator de capacidade é enfim estipulado com base nos valores de entrada. O modelo estipula ainda outras informações referentes à produção de eletricidade: produção de energia não ajustada, coeficiente de pressão, coeficiente de temperatura, produção de energia bruta, coeficiente de perdas e rendimento específico.

Os Quadro 13 e Quadro 14 resumem os dados estabelecidos:

Turbina eólica	
Capacidade de potência por turbina	1 MW
Nº de turbinas	2
Potência elétrica	2 MW
Altura do centro	70 m
Diâmetro do rotor por turbina	54 m
Área de varredura por turbina	2.290 m ²
Fator de forma	2
Perdas	
Perdas do painel	0%
Perdas no aerofólio	2%
Perdas diversas	6%
Disponibilidade	98%

Quadro 13: Informações da tecnologia da usina eólica de potência de 2 MW

Turbina eólica	
Capacidade de potência por turbina	2 MW
Nº de turbinas	10
Potência elétrica	20 MW
Altura do centro	100 m
Diâmetro do rotor por turbina	84 m
Área de varredura por turbina	5.541 m ²
Fator de forma	2
Perdas	
Perdas do painel	4%
Perdas no aerofólio	2%
Perdas diversas	6%
Disponibilidade	98%

Quadro 14: Informações da tecnologia da usina eólica de potência de 20 MW

4.3.4. Termelétrica a vapor – resíduos sólidos urbanos

Para as termelétricas movidas a resíduos sólidos urbanos, o programa não permite a alteração da capacidade da usina. Dessa forma, os projetos que foram modelados possuem 1 MW e 10 MW.

Não obstante, uma vez que o *LCOE* reflete o preço por megawatt-hora, ou seja, o valor por energia gerada, o valor deste obtido através da modelagem foi utilizado para análise pretendida.

4.3.4.1. Determinação dos custos

Combustível

Para o gerenciamento de RSU, os instrumentos econômicos possuem duas finalidades principais: a internalização dos custos do serviço de coleta, transporte e destinação do resíduo e, conseqüentemente, a redução da demanda por esses serviços (IPEA, 1998). Além destes, outros benefícios são conseqüências da utilização dos instrumentos econômicos: estímulo à reciclagem, ao reuso e ao reaproveitamento dos RSU gerados, minimização de impactos decorrentes dos próprios serviços de coleta e destinação de lixo, além de incentivo a tecnologias mais eficientes de manejo e recuperação dos RSU.

Diversos países adotam políticas públicas de incentivo à tecnologia *WTE*. A efetiva aplicação da doutrina GIRS¹⁰, restrições ambientais quanto à opção por disposição final em aterros sanitários, incentivos tributários e creditícios econômicos à geração distribuída de energia elétrica são fatores indutores para o desenvolvimento da aplicação desta tecnologia no mundo (EUROPEAN COMMISSION, 2012).

Os principais instrumentos econômicos atualmente empregados na gestão de RSU no mundo são as taxas sobre aterro, taxas sobre incineração e o sistema de cobrança unitária. As taxas sobre incineração aplicadas são constituídas por duas parcelas: uma no sentido do simples emprego da tecnologia, e a outra, no sentido de ressarcimento dos custos de operação e de remuneração da margem de lucro da empresa operadora (EUROPEAN COMMISSION, 2012).

¹⁰ O conceito de Gestão Integrada de Resíduos Sólidos (GIRS) foi estabelecido pela U.S. Environmental Protection Agency (EPA) no início dos anos 90, com o objetivo de agregar maior eficiência às iniciativas existentes na gestão de resíduos sólidos. Ao invés de somente focar na disposição final dos resíduos, o conceito passou a incorporar a prevenção, a minimização da geração através da redução das fontes, e do incentivo às práticas de reuso, reciclagem e compostagem, visando a redução do volume de rejeitos enviados para a disposição final. Por definição, a GIRS agrega a promoção de práticas de sustentabilidade por toda a cadeia de coleta, transporte, tratamento e disposição final, com ênfase na maximização da eficiência do aproveitamento e uso do resíduo.

Neste trabalho, no entanto, optou-se por não contabilizar as receitas advindas da destinação final dos resíduos como uma premissa conservadora dado que no Brasil ainda não há uma política consolidada de incentivo a esse tipo de tecnologia.

Investimento

Conforme apresentado no item 4.2.3, o custo de investimento deste tipo de tecnologia na base de dados do *software* estava muito acima dos valores de mercado atual. Adotou-se, portanto, com base em publicação do IRENA intitulada *Renewable Power Generation Costs in 2018*, o valor de 6.000,00 US\$/kW (IRENA, 2020).

4.3.4.2. Tecnologia

Definido o combustível, são especificadas as características da turbina a vapor. Da mesma forma que determinados para a turbina a vapor da termelétrica a ciclo combinado, devem ser indicados os valores para o fluxo de vapor, pressão de operação e temperatura de superaquecimento. A partir destes dados, o modelo estabelece então a temperatura de saturação, entalpia e entropia. Para que o modelo estabeleça temperatura, qualidade da mistura, entalpia, taxa teórica de produção do vapor e taxa real de produção de vapor na saída da turbina, são definidos os seguintes parâmetros: pressão de vapor, eficiência da turbina a vapor.

Turbina a vapor	
Fluxo de vapor	6.300 kg/h
Pressão da operação	4.400 kPa
Temperatura de superaquecimento	435 °C
Saída da turbina - pressão de vapor	
Pressão de vapor	180 kPa
Eficiência da turbina a vapor	80%

Quadro 15: Informações da turbina a vapor da usina termelétrica movida a RSU de potência de 1 MW

Turbina a vapor	
Fluxo de vapor	40.000 kg/h
Pressão da operação	3.600 kPa
Temperatura de superaquecimento	420 °C
Saída da turbina	
Pressão de vapor	7 kPa
Eficiência da turbina a vapor	80%

Quadro 16: Informações da turbina à vapor da usina termelétrica movida a RSU de potência de 10 MW

De acordo com o resultado consolidado dos leilões publicado pela CCEE (2019), foi adotado o valor de 85% para o fator de capacidade. Para os parâmetros eficiência sazonal

e temperatura de retorno, os valores padrões do programa foram mantidos e estão indicados no Quadro 17.

Resumo	
Fator de capacidade	85%
Eficiência sazonal	80%
Temperatura de retorno	39 °C

Quadro 17: Informações da tecnologia da usina termelétrica de turbina à vapor movida a RSU de potência de 1 MW e 10 MW

Por fim, o programa estabelece o combustível necessário, a capacidade térmica e o preço do calor, e ainda o consumo de combustível e a quantidade de eletricidade exportada para a rede.

4.3.5. Biodigestor

4.3.5.1. Determinação do custo do combustível

Conforme discutido no item 4.3.4.1, optou-se por não contabilizar as receitas advindas da destinação final dos resíduos como uma premissa conservadora dado que no Brasil ainda não há uma política consolidada de incentivo ao aproveitamento destes para geração de energia.

4.3.5.2. Tecnologia

EPE (2007) aponta que a proporção de cada gás na mistura do biogás depende de vários fatores, como o tipo de digestor e o substrato a digerir. Independentemente destes fatores, esta mistura é essencialmente constituída por metano e por dióxido de carbono. O Quadro 18 apresenta a composição média do biogás oriundo da digestão de resíduos orgânicos.

Gás	Dados
Metano	55 - 70% por volume
Dióxido de Carbono	30 - 45% por volume
Sulfeto de hidrogênio	200 - 4.000 ppm por volume
Conteúdo energético do biogás	20 - 25 MJ/Nm ³ (4.780 a 6.000 kcal/m ³)
Teor de CH ₄ por tonelada dos RSU	167 - 373 MJ/t RSU

Quadro 18: Composição típica do biogás. Fonte: Verma (2002)

O poder calorífico do biogás é diretamente relacionado com a quantidade de metano existente na mistura gasosa, a qual varia de 5.000 a 7.000 kcal/m³. Caso seja submetido a processos de purificação, este índice pode alcançar 12.000 kcal/m³ (EPE, 2007).

Para a modelagem foi definida a seguinte composição: 61,5% de metano e 38,5% de dióxido de carbono por volume, padrão do *software Retscreen Expert*. A temperatura foi adotada em 35 °C, a qual corresponde às condições de digestão anaeróbia mesofílica.

Biogás	
Metano	61,50%
Dióxido de carbono	38,50%
Temperatura	35 °C

Quadro 19: Informações do combustível utilizado para a modelagem da termelétrica de motor recíproco movida a biogás

O fator de capacidade foi definido em 65% com base no resultado consolidado dos leilões publicado pela CCEE (2019). É necessária, ainda, a definição do *Heat rate* para a estimativa do consumo de combustível. Por fim, são estimados os custos e a geração de eletricidade.

Motor recíproco	
Potência elétrica	2 MW
Fator de capacidade	65%
Preço do calor	12.000 kJ/kWh

Quadro 20: Informações da tecnologia da usina de motor recíproco movida a biogás de potência 2 MW

Motor recíproco	
Potência elétrica	2 MW
Fator de capacidade	65%
Preço do calor	10.000 kJ/kWh

Quadro 21: Informações da tecnologia da usina de motor recíproco movida a biogás de potência 20 MW

4.3.6. Biogás de aterro

4.3.6.1. Determinação do custo do combustível

Conforme discutido no item 4.3.4.1, dentre os principais instrumentos econômicos atualmente empregados na gestão de RSU estão as taxas sobre aterro. As taxas sobre aterros geralmente contemplam 2 parcelas: uma parte efetivamente cobrada pelo poder público, usualmente aplicada em nível nacional ou regional, e que representaria um valor de cobrança pelo uso do solo para aterragem do RSU; e a outra, uma taxa cobrada pelo operador do aterro sanitário, no sentido de suprir os custos operacionais do sistema e garantir a margem de lucro da empresa, na maioria das vezes de natureza privada (EUROPEAN COMMISSION, 2012).

Da mesma forma que a modelagem econômica das tecnologias de processamento térmico dos RSU e de digestão anaeróbia do FORSU não considerou as receitas advindas da destinação final dos resíduos, optou-se para o caso da disposição final dos aterros sanitários por também não contabilizar esta receita.

4.3.6.2. Tecnologia

Levando em consideração que as concentrações de metano usualmente presentes no biogás gerado em aterros sanitários variam de 45 a 70% (TCHOBANOGLIOUS et al. 1993). Adotou-se um valor médio de 55% de teor de CH₄. A partir deste, o modelo indica o poder calorífico adotado para o biogás, no caso 18,54 MJ/m³. Assim, é indicada a quantidade média de combustível requerida para o abastecimento do projeto de geração de energia.

Combustível	
Constante de produção de metano	0,05
Metano por volume de biogás	55%
Geração de metano a partir do lixo	170 m ³ /t
Fator de correção do resíduo inerte	10%
Eficiência de coleta do biogás	75%
Poder calorífico do biogás	18,54 MJ/m ³

Quadro 22: Informações do combustível utilizado para a modelagem da usina de motor recíproco movida a gás de lixo (biogás)

Com base no resultado consolidado dos leilões publicado pela CCEE (2019), o fator de capacidade foi determinado em 65%, permitindo o modelo calcular os parâmetros *Heat rate* e combustível necessário. São, por fim, determinados os custos, a quantidade de combustível a ser consumida e a quantidade de eletricidade a ser exportada.

Motor recíproco	
Potência elétrica	2 MW
Fator de capacidade	65%
Preço do calor	12.000 kJ/kWh

Quadro 23: Informações da tecnologia de motor recíproco movida a gás de lixo (biogás) de potência 2 MW

Motor recíproco	
Potência elétrica	20 MW
Disponibilidade	65%
Preço do calor	10.000 kJ/kWh

Quadro 24: Informações da tecnologia de motor recíproco movida a gás de lixo (biogás) de potência de 20 MW

5. RESULTADOS

Este capítulo é dedicado à exposição dos resultados obtidos na análise técnico-financeira dos projetos avaliados.

Ao final do capítulo, as Tabela 19 a Tabela 24 resumem os resultados encontrados para cada projeto modelado e as Tabela 25 e Tabela 26 exibem o preço da energia final (US\$/MWh) considerando diferentes combinações de projetos, ou seja, o arranjo final adotado.

5.1. Termelétrica a Gás Natural de Ciclo Aberto

Os itens 5.1.1 e 5.1.2 apresentam os resultados da modelagem realizada para as usinas termelétricas a gás natural que operam em ciclo aberto, para as potências de 100 MW e de 1.000 MW, respectivamente.

5.1.1. Potência de 100 MW

Conforme relatado, a partir dos dados de entrada para a potência elétrica, fator de capacidade e o preço do calor, são apresentados os resultados para combustível necessário, consumo de combustível e eletricidade gerada anualmente.

Turbina a gás	
Combustível necessário	950 GJ/h
Consumo de combustível	4.338.254 MMBtu
Eletricidade exportada para rede	481.800 MWh

Quadro 25: Informações da turbina a gás da usina termelétrica a gás natural de ciclo aberto e potência de 100 MW

Os custos relacionados à aquisição do combustível são definidos em função do preço estabelecido e do consumo calculado através do modelo. Também são estimados, com base no banco de dados do *software*, o custo de investimento e de O&M.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 100 milhões
Custo de O&M	US\$/ano 5 milhões
Custo do Combustível	US\$/ano 23.469.953,00

Quadro 26: Custos da usina termelétrica a gás natural de ciclo aberto e potência de 100 MW

Portanto, o custo de investimento deste tipo de usina é de 1.000,00 US\$/kW instalado. O custo de operação e manutenção, por sua vez, é de 50,00 US\$/kW.ano ou 10,34 US\$/MWh.

A partir dos parâmetros econômico-financeiros estabelecidos, o modelo apresenta os valores relativos ao financiamento do projeto: capital próprio a ser investido, capital que

será investido através de empréstimo e valores referentes ao pagamento da dívida decorrente do empréstimo.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 70 milhões
Capital próprio	US\$ 30 milhões
Pagamento da dívida	US\$/ano 7.059.656,00

Quadro 27: Valores do financiamento da usina termelétrica a gás natural de ciclo aberto e potência de 100 MW

Por fim, é estimado o valor do *LCOE* para este projeto que é de 93,00 US\$/MWh.

5.1.2. Potência de 1.000 MW

Da mesma forma, para a termelétrica de ciclo aberto e com maior capacidade instalada, a partir dos dados de entrada para a potência elétrica, fator de capacidade e o preço do calor, são apresentados os resultados para o combustível necessário, consumo de combustível e eletricidade gerada anualmente.

Turbina a gás	
Combustível necessário	9.500 GJ/h
Consumo de combustível	43.382.537 MBtu
Eletricidade exportada para rede	4.818.000 MWh

Quadro 28: Informações da turbina a gás da usina termelétrica a gás natural de ciclo aberto e potência de 1.000 MW

Em função do preço estabelecido e do consumo calculado, os custos de aquisição do combustível são definidos. São estabelecidos também o custo de investimento e de O&M.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 950 milhões
Custo de O&M	US\$/ano 37 milhões
Custo do Combustível	US\$/ano 234.699.527,00

Quadro 29: Custos da usina termelétrica a gás natural de ciclo aberto e potência de 1.000 MW

Desta maneira, o custo de investimento inicial deste tipo de usina é de 950,00 US\$/kW instalado, enquanto o custo de operação e manutenção é de 37,00 US\$/kW.ano ou 8,25 US\$/MWh.

O modelo apresenta então os valores relativos ao financiamento do projeto, com base nos mesmos parâmetros econômico-financeiros.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 665 milhões
Capital próprio	US\$ 285 milhões
Pagamento da dívida	US\$/ano 67.066.732,00

Quadro 30: Valores do financiamento da usina termelétrica a gás natural de ciclo aberto e potência de 1.000 MW

O valor do *LCOE* deste projeto é, por fim, de 88,00 US\$/MWh.

5.2. Termelétrica a Gás Natural de Ciclo Combinado

Nos itens 5.2.1 e 5.2.2 estão apresentadas as modelagens realizadas para as usinas termelétricas a gás natural que operam em ciclo combinado, para as potências de 100 MW e de 1.000 MW, respectivamente.

5.2.1. Potência de 100 MW

De maneira semelhante às termelétricas de ciclo aberto, as termelétricas de ciclo combinado tem o combustível necessário definido a partir dos dados de entrada estabelecidos para fator de capacidade, preço do calor, potência elétrica da turbina a gás e taxa de recuperação de calor. A capacidade térmica da turbina a gás também é definida com base nesses parâmetros.

Turbina a gás	
Combustível necessário	616 GJ/h
Capacidade térmica	71.890 kW

Quadro 31: Informações da turbina a gás da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 100 MW

Ainda, a partir da definição dos parâmetros pressão de operação, temperatura de superaquecimento, pressão de vapor e eficiência da turbina a vapor, o *software* estima os parâmetros temperatura de saturação, fluxo de vapor, entalpia e entropia e, para a saída da turbina, os parâmetros temperatura, qualidade da mistura, entalpia, taxa teórica de produção do vapor e taxa real de produção de vapor.

Turbina à vapor	
Potência elétrica	21,5 MW
Temperatura de saturação	270 °C
Fluxo de vapor	85.670 kg/h
Entalpia	3.195 kJ/kg
Entropia	6,6 kJ/kg/K
Saída da turbina - pressão de vapor	
Temperatura	41,5 °C
Qualidade da mistura	0,79
Entalpia	2.066 kJ/kg
Taxa teórica de produção do vapor	3,2 kg/kWh
Taxa real de produção de vapor	4 kg/kWh

Quadro 32: Informações da turbina a vapor usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 100 MW

São também listados alguns valores de forma a resumir a tecnologia: potência elétrica da turbina a vapor, potência elétrica total, temperatura de retorno, capacidade térmica e taxa de calor.

Resumo	
Potência elétrica total	100,5 MW
Temperatura de retorno	36 °C
Capacidade térmica	546 kW
Taxa de calor	6.132 kJ/kWh
Consumo de combustível	4.604.610 MBtu
Eletricidade exportada para rede	792.287 MWh

Quadro 33: Informações da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 100 MW

Após o resumo, são enfim apresentados os valores estimados referentes ao consumo de combustível, ao investimento e ao O&M.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 261.281.801,00
Custo de O&M	US\$/ano 9.245.356,00
Custo do Combustível	US\$/ano 24.910.940,00

Quadro 34: Custos da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 100 MW

Deste modo, o custo de investimento deste tipo de usina é de 2.600,00 US\$/kW instalado, sendo o custo de operação e manutenção de 92,00 US\$/kW.ano ou 12,30 US\$/MWh.

Por fim, com base nos parâmetros econômico-financeiros, o modelo apresenta os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 182.897.260,00
Capital próprio	US\$ 78.384.540,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 18.445.596,00

Quadro 35: Valores do financiamento da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 100 MW

Ao final, é apresentado o valor do *LCOE* deste projeto, estimado em 87,00 US\$/MWh.

5.2.2. Potência de 1.000 MW

Igualmente, para a termelétrica de ciclo combinado de maior capacidade instalada, a partir dos dados de entrada é definido o combustível necessário e a capacidade térmica da turbina a gás.

Turbina a gás	
Combustível necessário	5.839 GJ/h
Capacidade térmica	632.580 kW

Quadro 36: Informações da turbina a gás da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 1.000 MW

São também estimados os parâmetros temperatura de saturação, fluxo de vapor, entalpia e entropia e, para a saída da turbina, os parâmetros temperatura, qualidade da mistura, entalpia, taxa teórica de produção do vapor e taxa real de produção de vapor.

Turbina à vapor	
Potência elétrica	189 MW
Temperatura de saturação	271 °C
Fluxo de vapor	754.325 kg/h
Entalpia	3.193 kJ/kg
Entropia	6,6 kJ/kg/K
Saída da turbina - pressão de vapor	
Temperatura	41,5 °C
Qualidade da mistura	0,79
Entalpia	2.063 kJ/kg
Taxa teórica de produção do vapor	3,2 kg/kWh
Taxa real de produção de vapor	4 kg/kWh

Quadro 37: Informações da turbina a vapor da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 1.000 MW

Bem como é apresentado o resumo que apresenta a tecnologia: potência elétrica da turbina a vapor, potência elétrica total, temperatura de retorno, capacidade térmica e taxa de calor.

Resumo	
Potência elétrica total	1.000 MW
Temperatura de retorno	36 °C
Capacidade térmica	4.807 kW
Taxa de calor	5.836 kJ/kWh
Consumo de combustível	43.633.949 MBtu
Eletricidade exportada para rede	7.887.768 MWh

Quadro 38: Informações da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 1.000 MW

São, por fim, apresentados os valores estimados referentes ao consumo de combustível, ao investimento e ao O&M.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 1.300.621.282,00
Custo de O&M	US\$/ano 46.021.984,00
Custo do Combustível	US\$/ano 236.059.662,00

Quadro 39: Custos da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 1.000 MW

O custo de investimento deste tipo de usina é, portanto, de 1.300,00 US\$/kW instalado, enquanto o custo de operação e manutenção é de 46,00 US\$/kW.ano ou 5,97 US\$/MWh.

Baseado nos parâmetros econômico-financeiros estabelecidos são também apresentados os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 910.434.898,00
Capital próprio	US\$ 390.186.385,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 91.819.388,00

Quadro 40: Valores do financiamento da usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado e potência de 1.000 MW

Finalmente, o valor do *LCOE* para este projeto é apontado: 60,00 US\$/MWh.

5.3. Usina Fotovoltaica

A modelagem realizada para a tecnologia fotovoltaica de 2 MW e 20 MW de potência estão apresentadas nos itens 5.3.1 e 5.3.2, respectivamente.

5.3.1. Potência de 2 MW

Conforme já exposto, o sistema de posicionamento solar empregue na modelagem é fixo, a inclinação variou de acordo com a localização, 22° em Campos dos Goytacazes, Macaé, Carmo e São Tomé e 23° em Jacarepaguá, Arraial do Cabo, Copacabana e Angra e o Azimute é de 180° para todas as localidades.

A partir dos dados de entrada relativos à célula fotovoltaica, o modelo estabelece a temperatura de operação da célula, o coeficiente de temperatura e a área do coletor solar.

Fotovoltaica	
Temperatura de operação normal da célula	45 °C
Coeficiente de temperatura	0,4 %/°C
Área do coletor solar	12.698 m ²

Quadro 41: Informações da tecnologia da usina fotovoltaica de potência de 2 MW

De acordo com o banco de dados do *software*, são estimados o custo de investimento e o custo de O&M.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 3.600.000,00
Custos de O&M	US\$/ano 36.000,00

Quadro 42: Custos da usina fotovoltaica de potência de 2 MW

Logo, o custo de investimento inicial deste tipo de usina é de 180,00 US\$/kW instalado e o custo de operação e manutenção é de 18,00 US\$/kW.ano.

Com base nos parâmetros econômico-financeiros, o modelo apresenta também os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 2.520.000,00
Capital próprio	US\$ 1.080.000,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 254.148,00

Quadro 43: Valores do financiamento da usina fotovoltaica de potência de 2 MW

Por fim, o Quadro 44 exibe os valores do fator de capacidade, eletricidade exportada para rede e *LCOE* para todas as localidades modeladas.

Municípios	Fator de capacidade	Eletricidade exportada para rede (MWh)	<i>LCOE</i> (US\$/MWh)
Jacarepaguá	20,4%	3.578,00	117,00
Angra	18,1%	3.178,00	131,00
São Tomé	17,7%	3.106,00	134,00
Arraial do Cabo	17,4%	3.055,00	136,00
Copacabana	17,2%	3.011,00	138,00
Carmo	17,1%	2.999,00	139,00
Campos	16,8%	2.945,00	139,00
Macaé	16,5%	2.896,00	144,00

Quadro 44: Análise de desempenho por localidade da usina fotovoltaica de potência de 2 MW

5.3.2. Potência de 20 MW

O sistema de posicionamento solar empregue é o mesmo descrito no item anterior. Da mesma maneira, o modelo estabelece a temperatura de operação da célula, o coeficiente de temperatura e a área do coletor solar.

Fotovoltaica	
Temperatura de operação normal da célula	45 °C
Coeficiente de temperatura	0.4 %/°C
Área do coletor solar	126.984 m ²

Quadro 45: Informações da tecnologia da usina fotovoltaica de potência de 20 MW

São, então, estimados o custo de investimento e o custo de O&M, considerando a potência instalada da usina modelada.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 29.000.000,00
Custos de O&M	US\$/ano 260.000,00

Quadro 46: Custos da usina fotovoltaica de potência de 20 MW

Assim, o custo de investimento deste tipo de usina é de 1.800,00 US\$/kW instalado, enquanto o custo de operação e manutenção é de 18,00 US\$/kW.ano.

A partir dos parâmetros econômico-financeiros estabelecidos, o modelo apresenta os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 20.300.000,00
Capital próprio	US\$ 8.700.000,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 2.047.300,00

Quadro 47: Valores do financiamento da usina fotovoltaica de potência de 20 MW

O Quadro 48 exibe os valores do fator de capacidade, eletricidade exportada para rede e *LCOE* para todas as localidades modeladas.

Municípios	Fator de capacidade	Eletricidade exportada para rede (MWh)	<i>LCOE</i> (US\$/MWh)
Jacarepaguá	20,4%	35.778,00	93,00
Angra	18,1%	31.777,00	104,00
São Tomé	17,7%	31.056,00	106,00
Arraial do Cabo	17,4%	30.546,00	109,00
Copacabana	17,2%	30.106,00	110,00
Carmo	17,1%	29.990,00	111,00
Campos	16,8%	29.447,00	113,00
Macaé	16,5%	28.957,00	115,00

Quadro 48: Análise de desempenho por localidade da usina fotovoltaica de potência de 20 MW

5.4. Usina Eólica

Os itens 5.4.1 e 5.4.2 apresentam a modelagem realizada para a tecnologia eólica de 2 MW e 20 MW de potência, respectivamente.

5.4.1. Potência de 2 MW

A partir dos dados de entrada relativos ao parque eólico, o modelo estabelece, com base no banco de dados do *software*, o custo de investimento e de O&M.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 6 milhões
Custos de O&M	US\$/ano 160.000,00

Quadro 49: Custos da usina eólica de potência de 2 MW

Deste modo, o custo de investimento inicial deste tipo de usina é de 3.000 US\$/kW instalado, enquanto o custo de operação e manutenção é de 80 US\$/kW.ano. O modelo apresenta também os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 4.200.000,00
Capital próprio	US\$ 1.800.000,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 423.579,00

Quadro 50: Valores do financiamento da usina eólica de potência de 2 MW

Conforme anteriormente relatado, o coeficiente de cisalhamento foi definido em 0,15 para todas as modelagens realizadas para a tecnologia eólica.

O Quadro 51 exibe os resultados apontados para os valores: produção de energia não ajustada, coeficiente de pressão, coeficiente de temperatura, produção de energia bruta e rendimento específico para o parque eólico de 2 MW em todas as localidade modeladas.

Municípios	Produção de energia não ajustada (MWh)	Coeficiente de pressão	Coeficiente de temperatura	Produção de energia bruta (MWh)	Rendimento específico (kWh/m ²)
Arraial do Cabo	2.378	1,00	0,97	2231	879
São Tomé	1.348	1,00	0,97	1309	516
Pico do Couto	983	1,00	0,97	927	365
Marambaia	868	1,00	0,97	844	333
Campos	646	1,00	0,97	628	247

Quadro 51: Análise de desempenho por localidade da usina eólica de potência de 2 MW

O Quadro 52 apresenta, por fim, os resultados apontados para os valores do fator de capacidade, eletricidade exportada para rede e *LCOE* para o parque eólico de 2 MW em todas as localidade modeladas.

Municípios	Fator de capacidade	Eletricidade exportada para rede (MWh)	<i>LCOE</i> (US\$/MWh)
Arraial do Cabo	11,5%	2.014	413
São Tomé	6,7%	1.182	704
Pico do Couto	4,8%	837	995
Marambaia	4,4%	762	1090
Campos	3,2%	567	1470

Quadro 52: Análise de desempenho por localidade da usina eólica de potência de 2 MW

5.4.2. Potência de 20 MW

Da mesma forma, a partir dos dados de entrada relativos ao parque eólico, o modelo estabelece, o custo de investimento e de O&M.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 50 milhões
Custos de O&M	US\$/ano 1.500.000,00

Quadro 53: Custos da usina eólica de potência de 20 MW

O custo de investimento deste tipo de usina é, portanto, de 2.500,00 US\$/kW instalado, enquanto o custo de operação e manutenção é de 75,00 US\$/kW.ano. Também são estabelecidos valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 35 milhões
Capital próprio	US\$ 15.000.000,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 3.529.828,00

Quadro 54: Valores do financiamento da usina eólica de potência de 20 MW

O Quadro 55 exibe os resultados apontados para os valores: produção de energia não ajustada, coeficiente de pressão, coeficiente de temperatura, produção de energia bruta e rendimento específico para o parque eólico de 20 MW em todas as localidade modeladas.

Municípios	Produção de energia não ajustada	Coef. de pressão	Coef. de temperatura	Produção de energia bruta	Rendimento específico
Arraial do Cabo	5.069	1,003	0,971	4.935	772
São Tomé	3.821	1,003	0,968	3.699	579
Pico do Couto	2.248	0,965	0,977	2.119	331
Marambaia	2.006	1,001	0,971	1.951	305
Campos	1.539	1,001	0,971	1.495	234

Quadro 55: Análise de desempenho por localidade da usina eólica de potência de 20 MW

O Quadro 52 apresenta, por fim, os resultados apontados para os valores do fator de capacidade, eletricidade exportada para rede e *LCOE* para todas as localidades modeladas.

Municípios	Fator de capacidade	Eletricidade exportada para rede (MWh)	<i>LCOE</i> (US\$/MWh)
Arraial do Cabo	24,4%	42.769	168
São Tomé	18,3%	32.061	224
Pico do Couto	10,5%	18.362	390
Marambaia	9,6%	16.905	405
Campos	7,4%	12.954	553

Quadro 56: Análise de desempenho por localidade da usina eólica de potência de 20 MW

5.5. Termelétrica à Resíduos Sólidos Urbanos

Os itens 5.5.1 e 5.5.2 apresentam as modelagens realizadas para as termelétricas de turbina à vapor movidas a resíduos sólidos urbanos.

Conforme anteriormente exposto, as modelagens foram realizadas para as potências de 1 MW e 10 MW e, especificamente para estes projetos não foi utilizada a base de dados do *RETScreen Expert* para definição do custo de investimento das usinas.

5.5.1. Potência de 1 MW

Especificadas as características da turbina à vapor, o modelo estabelece então a temperatura de saturação, entalpia e entropia e, para saída da turbina a vapor, a temperatura,

a qualidade da mistura, a entalpia, a taxa teórica de produção do vapor e a taxa real de produção de vapor.

Turbina à vapor	
Temperatura de saturação	256 °C
Entalpia	3.301 kJ/kg
Entropia	6,9 kJ/kg/K
Saída da turbina - pressão de vapor	
Temperatura	117 °C
Qualidade da mistura	0,95
Entalpia	2.582 kJ/kg
Taxa teórica de produção do vapor	5 kg/kWh
Taxa real de produção de vapor	6,3 kg/kWh

Quadro 57: Informações da turbina à vapor utilizada para a modelagem da usina termelétrica movida a RSU de potência de 1 MW

São então listados alguns valores de forma a resumir a tecnologia: potência elétrica da turbina, combustível necessário, capacidade térmica, preço do calor, consumo de combustível e quantidade de eletricidade exportada para a rede.

Resumo	
Potência elétrica	1 MW
Combustível necessário	24,7 GJ/h
Capacidade térmica	4.441 kW
Preço do calor	24.554 kJ/kWh
Consumo de combustível	10.115 t
Eletricidade exportada para rede	7.493 MWh

Quadro 58: Informações da tecnologia da usina termelétrica movida a RSU de potência de 1 MW

Após o resumo, são apresentados os valores estimados referentes aos custos deste projeto, dado a definição de desconsiderar o custo do combustível.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 6.037.771,00
Custo de O&M	US\$/ano 396.480,00

Quadro 59: Custos da usina termelétrica movida a RSU de potência de 1 MW

Assim, o custo de operação e manutenção é de 394,00 US\$/kW.ano ou 52,91 US\$/MWh. Por fim, com base nos parâmetros econômico-financeiros, o modelo apresenta os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 4.226.439,00
Capital próprio	US\$ 1.811.331,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 426.246,00

Quadro 60: Valores do financiamento da termelétrica movida a RSU de potência de 1 MW

Finalmente, é apontado o valor do *LCOE* deste projeto: US\$ 155,00/MWh.

5.5.2. Potência de 10 MW

Da mesma maneira, especificadas as características da turbina à vapor, o modelo estabelece a temperatura de saturação, entalpia e entropia e, para saída da turbina a vapor, a temperatura, a qualidade da mistura, a entalpia, a taxa teórica de produção do vapor e a taxa real de produção de vapor.

Turbina à vapor	
Temperatura de saturação	244 °C
Entalpia	3.276 kJ/kg
Entropia	6,9 kJ/kg/K
Saída da turbina	
Temperatura	39 °C
Qualidade da mistura	0,82
Entalpia	2.146 kJ/kg
Taxa teórica de produção do vapor	3,2 kg/kWh
Taxa real de produção de vapor	4 kg/kWh

Quadro 61: Informações da turbina à vapor utilizada para a modelagem da usina termelétrica movida a RSU de potência de 10 MW

São também listados alguns valores de forma a resumir a tecnologia: potência elétrica da turbina, combustível necessário, capacidade térmica, preço do calor, consumo de combustível e quantidade de eletricidade exportada para a rede.

Resumo	
Potência elétrica	10 MW
Combustível necessário	156 GJ/h
Capacidade térmica	0 kW
Preço do calor	15.489 kJ/kWh
Consumo de combustível	63.707 t
Eletricidade exportada para rede	74.816 MWh

Quadro 62: Informações da tecnologia da usina termelétrica movida a RSU de potência de 10 MW

Em seguida, são apresentados os valores estimados referentes ao investimento e ao O&M.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 60.286.580,00
Custo de O&M	US\$/ano 3.165.045,00

Quadro 63: Custos da usina termelétrica movida a RSU de potência de 10 MW

Logo, o custo de operação e manutenção é de 315,00 US\$/kW.ano ou 42,30 US\$/MWh.

Ainda, com base nos parâmetros econômico-financeiros, o modelo apresenta os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 42.200.606,00
Capital próprio	US\$ 18.085.974,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 4.256.025,00

Quadro 64: Valores do financiamento da termelétrica movida a RSU de potência de 10 MW
E, por fim, o valor do *LCOE* deste projeto é apontado: US\$ 138,00/MWh.

5.6. Biodigestor

Nos itens 5.6.1 e 5.6.2 estão apresentadas as modelagens realizadas para a geração a partir da tecnologia de digestão anaeróbia de FORSU de 2 MW e 20 MW de potência, respectivamente. Como anteriormente relatado, o preço do biogás foi zerado. As características do combustível, definidas a partir dos dados de entrada, são apontadas no Quadro 65.

Biogás	
Matéria seca	57,50%
Sólidos voláteis	60%
Fator de produção de biogás	0,375 m ³ /kg
Poder calorífico superior	21,7 MJ/m ³
Densidade	1.060 kg/m ³

Quadro 65: Informações do combustível utilizado para a modelagem da termelétrica de motor recíproco movida a biogás

5.6.1. Potência de 2 MW

A partir da definição dos parâmetros de potência instalada, fator de capacidade e preço do calor, o modelo estabelece o combustível necessário, em termos de energia por tempo, o consumo anual de combustível e a quantidade de eletricidade exportada para a rede.

Motor recíproco	
Combustível necessário	24 GJ/h
Consumo de combustível	6.900.185 m ³
Eletricidade exportada para rede	11.388 MWh

Quadro 66: Informações da tecnologia de motor recíproco movida a biogás de potência 2 MW

Como optou-se também por zerar o custo de aquisição do combustível, os custos relativos a este projeto, de investimento e O&M, estão apontados no Quadro 67 a seguir.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 8.000.000,00
Custo de O&M	US\$/ano 566.000,00

Quadro 67: Custos da termelétrica movida a biogás de potência 2 MW

Desta maneira, o custo de investimento deste tipo de usina é de 4.000 US\$/kW instalado e o custo de operação e manutenção é de 283 US\$/kW.ano ou 35,5 US\$/MWh.

Com base nos parâmetros econômico-financeiros, o Quadro 68 apresenta os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 5.600.000,00
Capital próprio	US\$ 2.400.000,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 564.772,00

Quadro 68: Valores do financiamento da termelétrica movida a biogás de potência 2 MW

O valor do *LCOE* deste projeto é, então, apontado: 140,00 US\$/MWh.

5.6.2. Potência de 20 MW

Do mesmo modo, para a termelétrica de 20 MW de potência, com base nos parâmetros de entrada, o modelo estabelece o combustível necessário, em termos de energia por tempo, o consumo anual de combustível e a quantidade de eletricidade exportada para a rede.

Motor recíproco	
Combustível necessário	200 GJ/h
Consumo de combustível	52.493.702 m ³
Eletricidade exportada para rede	113.880 MWh

Quadro 69: Informações da tecnologia de motor recíproco movida a biogás de potência de 20 MW

Ademais, são apresentados os valores estimados referentes ao investimento e ao O&M.

Custos	
Custo de Investimento	US\$ 60 milhões
Custo de O&M	US\$/ano 2.820.000,00

Quadro 70: Custos da termelétrica de motor recíproco movida a biogás de potência de 20 MW

O custo de investimento inicial deste tipo de usina é, portanto, de 3.000,00 US\$/kW instalado, enquanto o custo de operação e manutenção é de 141,00 US\$/kW.ano ou 17,69 US\$/MWh. Ainda, com base nos parâmetros econômico-financeiros, o modelo apresenta os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 42 milhões
Capital próprio	US\$ 18 milhões
Pagamento da dívida	US\$/ano 4.235.794,00

Quadro 71: Valores do financiamento da termelétrica de motor recíproco movida a biogás de potência 20 MW

Por último, é definido o valor do *LCOE* deste projeto: US\$ 88,00/MWh.

5.7. Biogás de aterro

As modelagens realizadas para a tecnologia motor recíproco movido a biogás proveniente de aterros sanitários de 2 MW e 20 MW de potência estão apresentadas nos itens 5.7.1 e 5.7.2, respectivamente. O preço do biogás também foi zerado. As demais características do combustível estão apresentadas no Quadro 72.

Combustível	
Produção de biogás - teórica	309 m ³ /t
Produção de biogás - potencial	232 m ³ /t
Biogás - Fator de emissão de CH ₄	19,8 MJ/m ³

Quadro 72: Informações do combustível utilizado para a modelagem

5.7.1. Potência de 2 MW

A partir da definição dos parâmetros de potência instalada, fator de capacidade e preço do calor, o modelo estabelece o combustível necessário, em termos de energia por tempo, o consumo anual de combustível e a quantidade de eletricidade exportada para a rede.

Motor recíproco	
Combustível necessário	24 GJ/h
Consumo de combustível	7.370.874 m ³
Eletricidade exportada para rede	11.388 MWh

Quadro 73: Informações da tecnologia de motor recíproco movida a gás de lixo (biogás) e potência de 2 MW

Do mesmo modo, por conta da opção de desconsiderar o custo do combustível, os custos relativos a este projeto estão apontados no Quadro 74 a seguir.

Custos	
Custos Iniciais	US\$ 8 milhões
Custo de O&M	US\$/ano 566.000,00

Quadro 74: Custos da termelétrica de motor recíproco movida a gás de lixo (biogás) e potência de 2 MW

Desta maneira, o custo de investimento deste tipo de usina é de 4.000,00 US\$/kW instalado e o custo de operação e manutenção é de 283,00 US\$/kW.ano ou 35,50 US\$/MWh.

Os valores relativos ao financiamento do projeto são apresentados, com base nos parâmetros econômico-financeiros.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 5.600.000,00
Capital próprio	US\$ 2.400.000,00
Pagamento da dívida	US\$/ano 564.772,00

Quadro 75: Valores do financiamento da termelétrica de motor recíproco movida a gás de lixo (biogás) e potência de 2 MW

Por fim, é apresentado o valor do *LCOE* deste projeto: US\$ 140,00/MWh.

5.7.2. Potência de 20 MW

A partir da definição dos parâmetros de entrada, do mesmo modo, é estabelecido o combustível necessário, em termos de energia por tempo, o consumo anual de combustível e a quantidade de eletricidade exportada para a rede.

Motor recíproco	
Combustível necessário	200 GJ/h
Consumo de combustível	61.423.948 m ³
Eletricidade exportada para rede	113.880 MWh
Combustível necessário - médio	182 GJ/h

Quadro 76: Informações da tecnologia de motor recíproco movida a gás de lixo (biogás) e potência de 20 MW

São, por fim, apresentados os valores estimados referentes ao investimento e ao O&M.

Custos	
Custos Iniciais	US\$ 60 milhões
Custo de O&M	US\$/ano 2.820.000,00

Quadro 77: Custos da termelétrica de motor recíproco movida a gás de lixo (biogás) e potência de 20 MW

Assim, o custo de investimento inicial deste tipo de usina é de 3.000,00 US\$/kW instalado, enquanto o custo de operação e manutenção é de 141,00 US\$/kW.ano ou 17,69 US\$/MWh.

Baseado nos parâmetros econômico-financeiros estabelecidos são também apresentados os valores relativos ao financiamento do projeto.

Financiamento	
Empréstimo	US\$ 42 milhões
Capital próprio	US\$ 18 milhões
Pagamento da dívida	US\$/ano 4.235.794,00

Quadro 78: Valores do financiamento da termelétrica de motor recíproco movida a gás de lixo (biogás) e potência de 20 MW

O valor do *LCOE* deste projeto é 88,00 US\$/MWh.

5.8. Sumário dos resultados e discussão

Esta seção é dedicada à exposição e análise dos resultados que foram apresentados ao longo deste capítulo. Ressalta-se que o objetivo do estudo era o de calcular o preço de venda da energia para a viabilidade econômica de projetos termelétricos a gás natural no Estado do Rio de Janeiro após a implementação do Mecanismo de Compensação Energética.

As Tabelas 19 a 24 indicam para cada uma das tecnologias e, respectivas potências instaladas (termelétricas a gás, considerando 100 MW e 1000 MW, e demais tecnologias, 2 MW e 20 MW), os valores calculados relativos aos parâmetros *LCOE* (US\$/MWh), Fator de capacidade (FC) (%) e Eletricidade exportada (MWh).

Preliminarmente, observa-se que:

- Para as tecnologias solar e eólica, considerou-se a instalação das usinas em localidades onde o projeto apresentaria melhor desempenho;
- Para as usinas de turbina a vapor a RSU, utilizou-se o resultado do *LCOE* obtido na modelagem das usinas de 1 MW e 10 MW e dobrou-se a quantidade de energia exportada;
- Os resultados apresentados pelas tecnologias de digestão anaeróbia de FORSU e de aproveitamento de biogás a partir do aterro sanitário foram os mesmos e, por isso, estão consolidados na Tabela 24 e apontados como um único resultado nas Tabelas 25 e 26 a seguir.

Tabela 19: Parâmetros da termelétrica a gás ciclo aberto

Potência (MW)	<i>LCOE</i> (US\$/MWh)	FC	Eletricidade exportada (MWh)
100	93,00	55,0%	481.800
1.000	88,00	55,0%	4.818.000

Tabela 20: Parâmetros da termelétrica a gás ciclo combinado

Potência (MW)	<i>LCOE</i> (US\$/MWh)	FC	Eletricidade exportada (MWh)
100	87,00	90,0%	792.287
1.000	60,00	90,0%	7.887.768

Tabela 21: Parâmetros da usina fotovoltaica

Potência (MW)	<i>LCOE</i> (US\$/MWh)	FC	Eletricidade exportada (MWh)
2	117,00	20,4%	3.578
20	93,00	20,4%	35.778

Tabela 22: Parâmetros da usina eólica

Potência (MW)	LCOE (US\$/MWh)	FC	Eletricidade exportada (MWh)
2	413,00	11,5%	2.014
20	168,00	24,4%	42.769

Tabela 23: Parâmetros turbina a vapor – processamento térmico de resíduos sólidos urbanos

Potência (MW)	LCOE (US\$/MWh)	FC	Eletricidade exportada (MWh)
2	155,00	85,0%	14.986
20	138,00	85,0%	149.632

Tabela 24: Parâmetros da motor recíproco – processamento bioquímico de resíduos sólidos urbanos (biogás)

Potência (MW)	LCOE (US\$/MWh)	FC	Eletricidade exportada (MWh)
2	140,00	65,0%	11.388
20	88,00	65,0%	113.880

De acordo com o objetivo proposto para o presente estudo, foi calculado o custo nivelado de energia (*LCOE*) do conjunto do projeto e, dessa forma, foi possível compreender o impacto econômico do projeto renovável na decisão pela implantação de uma usina termelétrica no Estado do Rio de Janeiro. As Tabela 25 e Tabela 26 a seguir apresentam os resultados para o *LCOE* relativo ao conjunto do arranjo termelétrica a gás natural e cada modalidade de energia renovável.

Tabela 25: *LCOE* conjunto dos possíveis arranjos para turbina a gás – ciclo aberto (US\$/MWh)

Turbina a gás – Ciclo Aberto	Fotovoltaica	Motor recíproco - Biogás	Eólica	Turbina a vapor - RSU
100 MW	93,18	94,09	94,33	94,87
1000 MW	88,04	88,12	88,70	89,51

Tabela 26: *LCOE* conjunto dos possíveis arranjos para turbina a gás – ciclo combinado (US\$/MWh)

Turbina a gás - Ciclo Combinado	Fotovoltaica	Motor recíproco - Biogás	Eólica	Turbina a vapor - RSU
100 MW	87,13	87,75	87,83	88,26
1000 MW	60,15	60,40	60,58	61,45

De posse dos resultados, conclui-se que, para todas as tecnologias de termelétricas a gás natural e respectivas capacidades analisadas, a melhor opção de tecnologia renovável para a composição do arranjo seria a geração fotovoltaica. Os Gráfico 3 ao Gráfico 6 a seguir ilustram os resultados obtidos para os arranjos considerando a tecnologia de ciclo aberto e combinado para 100 MW e 1.000 MW.

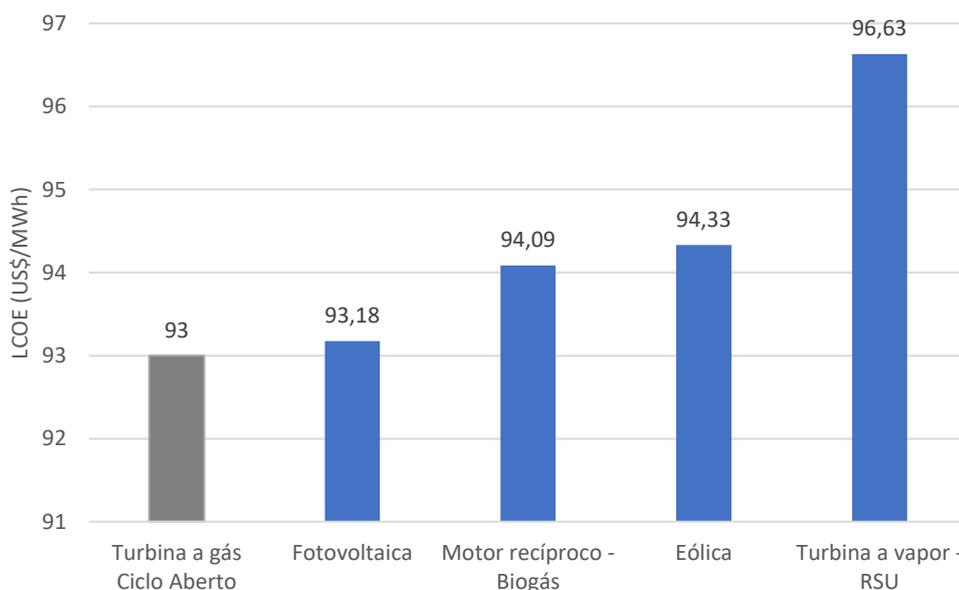


Gráfico 3: Valores do *LCOE* para o arranjo considerando a turbina em ciclo aberto de 100 MW

Os resultados apresentados no Gráfico 3 demonstram que no caso de termelétricas de ciclo aberto e potência de 100 MW, a compensação energética por meio de um projeto fotovoltaico acarretaria o incremento do *LCOE* em somente 0,19%. Os projetos de geração a partir do biogás aumentariam 1,17%, enquanto projetos eólicos aumentariam 1,43%. Projetos de geração através da incineração de RSU teriam maior impacto: 3,90%.

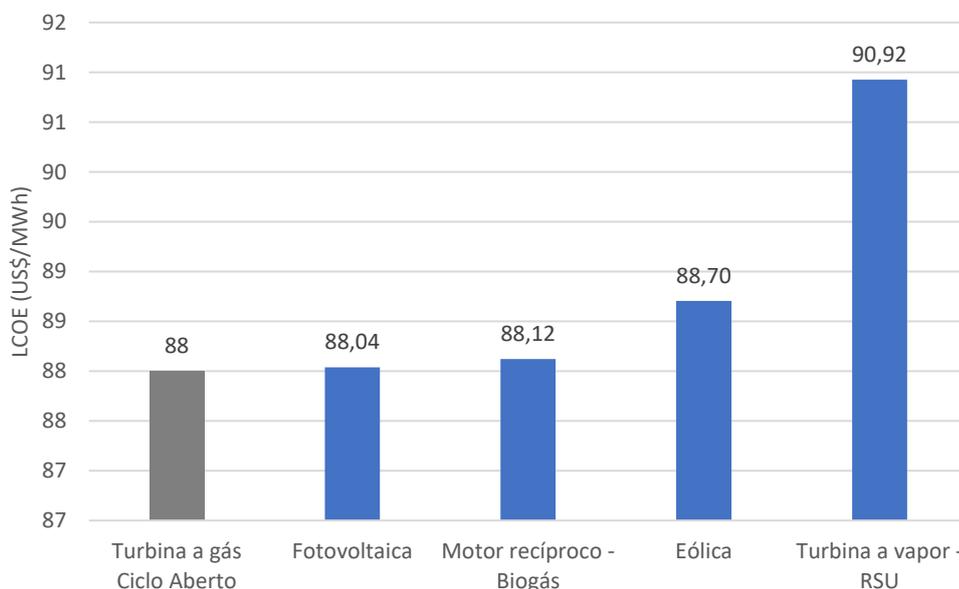


Gráfico 4: Valores do *LCOE* para o arranjo considerando a turbina em ciclo aberto de 1.000 MW

Para as termelétricas de ciclo aberto e potência de 1.000 MW, o incremento no *LCOE* devido à compensação energética é menor. A implantação de projetos fotovoltaicos acarreta o aumento de 0,04%. Nestes casos, o aumento do *LCOE* em consequência da

implantação de projetos eólicos, 0,80%, é consideravelmente maior quando comparado a projetos de geração a partir do biogás, que provocam aumento de somente 0,14%. Projetos de geração através da incineração de RSU tem impacto de 3,32%.

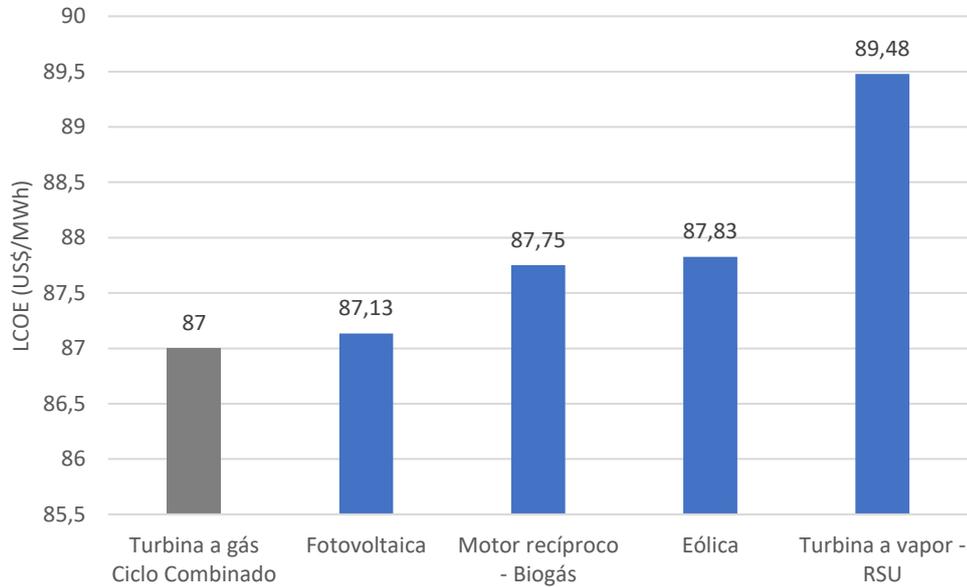


Gráfico 5: Valores do *LCOE* para o arranjo considerando a turbina em ciclo combinado de 100 MW

Comparativamente ao resultado alcançado para as termelétricas de ciclo aberto e potência de 100 MW, as termelétricas de ciclo combinado e potência de 100 MW sofrem menor impacto no *LCOE*. Projetos fotovoltaicos provocam aumento de 0,16%; projetos de geração através do biogás em 0,86%, projetos eólicos em 0,95% e projetos de geração através da incineração de RSU em 2,85%.

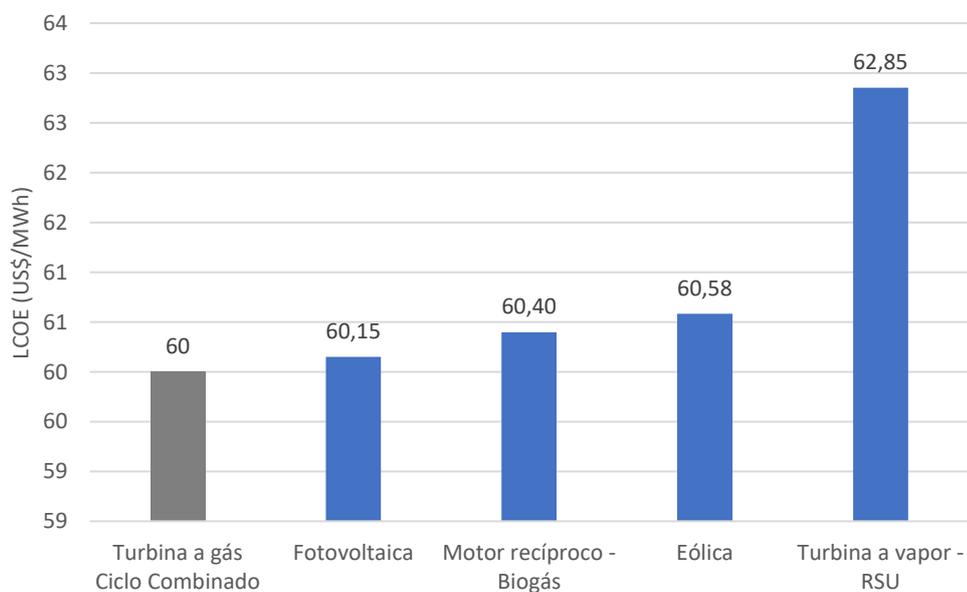


Gráfico 6: Valores do *LCOE* para o arranjo considerando a turbina em ciclo combinado de 1.000 MW

Os resultados alcançados para a compensação decorrente de empreendimentos termelétricos a gás natural de ciclo combinado são relevantes. Como o *LCOE* do empreendimento termelétrico a gás natural de ciclo combinado e potência de 1.000 MW é substancialmente menor que os demais, apesar dos projetos renováveis de 20 MW apresentarem valores de *LCOE* consideravelmente menores que aqueles de 2 MW, o impacto em termos percentuais para estes empreendimentos é mais sensível. Projetos fotovoltaicos provocam aumento de 0,25%; projetos de geração através do biogás em 0,66%, projetos eólicos em 0,97% e projetos de geração através da incineração de RSU em 4,75%.

Apesar de alguns projetos acarretarem maior impacto do que outros, os resultados obtidos, com base nos parâmetros adotados, demonstram que o Mecanismo de Compensação Energética, instituído através do Decreto Estadual nº 41.318/2008, não leva a um aumento significativo do *LCOE* de empreendimentos de geração de energia termelétrica a gás natural no Estado do Rio de Janeiro. Em suma, esta compensação energética renovável eleva minimamente o preço de comercialização da energia termelétrica a gás natural.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo central avaliar o impacto do Mecanismo de Compensação Energética, sancionado através do Decreto Estadual nº 41.318/2008, na determinação do *LCOE* de uma usina termelétrica a gás natural implantada no Estado do Rio de Janeiro. Assim, contempla a análise de diferentes arranjos para a concepção de empreendimentos de usinas termelétricas e seu respectivo projeto de fonte de energia renovável, com o objetivo de compreender a melhor opção sob ponto de vista da determinação do preço por energia gerada, isto é, aquela que impactaria menos no valor do *LCOE*.

De forma a alcançar este objetivo, para a melhor compreensão do tema, foi realizada a revisão bibliográfica das principais características técnicas e operacionais das fontes de geração consideradas no arranjo, ou seja, termelétricas a gás natural e alternativas de geração de energia renovável, sendo estas, fotovoltaica, eólica, hídrica, biomassa da cana-de-açúcar, processamento térmico de RSU, digestão anaeróbia do FORSU e aproveitamento de biogás em aterros sanitários de RSU.

Após a revisão bibliográfica, foram selecionadas as fontes que apresentavam maior potencial de aplicação no arranjo por questões técnico-operacionais e econômicas. A alternativa de implantação de um parque eólico *offshore* não foi considerada por questões regulatórias e financeiras – além da dificuldade de obtenção de dados para a realização da modelagem operacional.

A energia hídrica, de CGHs e PCHs, também foi desconsiderada por conta da dificuldade de conseguir dados hidrológicos para a realização da modelagem – as características técnico-econômicas das usinas hidrelétricas de pequeno porte variam enormemente e estão associadas ao aproveitamento hídrico no qual foram instaladas.

As fontes de geração através da biomassa vegetal também não foram abordadas pois a oferta destes insumos no Estado é limitada. Apesar da biomassa da cana-de-açúcar apresentar significativa oferta, sua análise econômica é complexa, dado que não é possível fazer a distinção dos valores de investimento necessários a cada produto do setor sucroalcooleiro.

A respeito das tecnologias de geração de energia a partir dos resíduos urbanos, em função do enorme déficit na prestação de serviços de saneamento no Estado do Rio de Janeiro, foram desconsideradas aquelas cuja fonte de geração de energia é o esgoto sanitário.

Enfim, foram selecionadas as tecnologias fotovoltaica, eólica, turbina a vapor movida devido à incineração de RSU, digestão anaeróbia do FORSU e aproveitamento do biogás de aterros sanitários de RSU, considerando a utilização de motor recíproco para a geração de energia nestas últimas. Procedeu-se então a modelagem, realizada através do *software RETScreen Expert*, para estimativa de geração de energia e obtenção dos custos relacionados a cada fonte, para a determinação do *LCOE*.

É importante ressaltar que a modelagem foi realizada com base em parâmetros adotados com o objetivo de representar projetos básicos de cada tecnologia abordada na análise. Assim, convém destacar limitações e imprecisões destes parâmetros que promovem incertezas em relação aos resultados alcançados para a quantidade de energia gerada e o custo estimado dos projetos.

Primeiramente, aponta-se a imprecisão dos dados meteorológicos, parâmetro determinante na definição do fator de capacidade das usinas eólicas e solar, e, portanto, na estimação da energia gerada por esses empreendimentos. Os dados das estações automáticas fornecidos pelo INMET são brutos, isto é, desprovidos de uma avaliação de consistência para validação. Observa-se que foram desconsiderados dados que apresentavam falhas de valores decorrentes de problemas em sensores ou sinal de satélite.

Em relação aos fatores de capacidade adotados para as diferentes opções tecnológicas com base nos resultados de leilões de energia nova publicados pelo CCEE, é importante observar que cada leilão de energia nova possui suas particularidades e, portanto, a quantidade de energia contratada pode variar consideravelmente. Além disso, as tecnologias de geração de energia possuem diversos fabricantes de máquinas, equipamentos e demais componentes com diferentes características técnicas e sujeitos ao aperfeiçoamento para melhoria de desempenho.

Outra simplificação adotada é referente ao preço dos combustíveis. O preço do gás natural foi adotado com base nos valores apresentados pela ANP em 2019. No entanto, o mercado de gás natural é extremamente instável devido a fatores geopolíticos e, particularmente em relação ao gás natural utilizado para atendimento térmico, por conta das modalidades de despacho termelétrico definidas pelo ONS.

Ainda a respeito dos combustíveis, para as tecnologias de processamento de RSU não foram contabilizadas as potenciais receitas advindas da prestação dos respectivos serviços de destinação final. Em geral, estas receitas não dependem somente da internalização das respectivas despesas de capital, de operação e manutenção, e de tributos em geral. Como discutido, políticas de incentivos econômicos às tecnologias de

processamento de RSU podem ainda implicar em benefícios econômicos que influenciam a magnitude das despesas e das receitas. No âmbito da modelagem realizada, entendeu-se, de forma simplificada, por não considerar custos extraordinários, tais como as receitas advindas da destinação final dos RSU, além dos custos implícitos e inerentes ao próprio *software* utilizado.

Naturalmente, os parâmetros econômico-financeiros, em especial aqueles relativos ao modelo de financiamento adotado são elementos que também conferem incertezas aos resultados. Além disso, não foram considerados eventuais benefícios fiscais que, porventura, empreendimentos renováveis possam possuir.

A partir dos resultados encontrados para o *LCOE*, com base nos parâmetros adotados nesta modelagem, conclui-se que, apesar de o empreendedor ser obrigado a aumentar o preço da energia que irá comercializar para compensar a necessidade do investimento em projeto renovável, o Decreto Estadual nº 41.318/2008 resulta em aumento não significativo do preço de comercialização da energia termelétrica a gás natural.

Sob o ponto de vista de comercialização da energia em leilão, para todas os cenários de termelétrica a gás natural analisados (ciclo aberto e ciclo combinado, considerando 100 MW e 1.000 MW), a melhor alternativa de projeto renovável para composição do arranjo seria a tecnologia de geração fotovoltaica. No entanto, de modo geral, as tecnologias de geração de energia a partir do biogás e eólica também apresentam impacto pequeno no *LCOE* do empreendimento termelétrico a gás. Dentre todas as opções analisadas, supõe-se que a incineração de RSU, ao provocar aumento do *LCOE* da ordem de 3 a 4%, constitua uma alternativa que possa acarretar aumento significativo ao projeto.

Cabe ressaltar que a capacidade de geração de energia da fonte fotovoltaica é notadamente menor do que as capacidades de geração apresentadas pelas tecnologias de geração de energia a partir dos resíduos sólidos urbanos analisadas. Enquanto a primeira apresenta fator de capacidade de 20,4%, as tecnologias de geração de energia a partir do biogás apresentam fator de capacidade de 65% e a geração a partir da incineração de RSU, 85%.

Sendo assim, questiona-se a eficácia deste mecanismo instituído por meio do Decreto Estadual nº 41.318/2008 como forma de ampliar o uso de fontes de energia renovável na matriz energética do Estado do Rio de Janeiro. A compensação estabelecida em função da capacidade instalada permite que o empreendedor implante projetos de geração renovável com baixa capacidade de geração se melhor lhe convir do ponto de vista econômico-financeiro.

Neste sentido, é importante destacar que a avaliação econômico-financeira de um empreendimento energético deve também levar em consideração custos e benefícios econômicos de cunho socioambiental.

Devem ser apreciados indicadores ambientais do empreendimento, sob ponto de vista dos impactos sobre o meio físico e biótico, destacando-se os requisitos de ocupação de área superficial, consumo de água industrial, geração de efluentes líquidos e gasosos, incluindo a emissão de gases de efeito estufa, geração de resíduos sólidos, dentre outros. Além disso, eventuais benefícios ambientais também devem ser considerados, como é o caso das tecnologias de geração de energia a partir dos resíduos sólidos urbanos.

Por sua vez, indicadores sociais, como a geração de renda e emprego e os impactos que o empreendimento, de uma forma geral, ocasionará à população local, devem ser ponderados pois são cruciais para a viabilidade do empreendimento. Por consistirem em indicadores específicos de natureza local, estes indicadores socioambientais deverão ser observados na ocasião do desenvolvimento de estudos de viabilidade técnica e econômica mais avançados.

Adicionalmente, a escolha da melhor alternativa de geração renovável para compor o arranjo deve ainda observar os demais indicadores técnico-econômicos de competitividade, tais como Valor presente líquido (VPL), Taxa interna de retorno (TIR), *Payback*, Índice de lucratividade (IL) e Índice de custo-benefício (ICB). Naturalmente, as tecnologias que apresentam maior geração de eletricidade, ostentariam indicadores superiores.

Por fim, pode-se afirmar que os resultados alcançados neste trabalho satisfazem ao objetivo de avaliar o impacto do Mecanismo de Compensação Energética na determinação do *LCOE* de uma usina termelétrica a gás natural no Estado do Rio de Janeiro e, conseqüentemente, mensurar a influência deste mecanismo sobre a viabilidade dos respectivos empreendimentos.

Propõe-se, para estudos futuros, maior detalhamento e apuração dos valores a serem apropriados aos parâmetros adotados na modelagem, minimizando incertezas inerentes aos resultados alcançados.

REFERÊNCIAS

- ABEEólica. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 10 out. 2019.
- ABRAPCH. Disponível em: <<https://abrapch.org.br/>>. Acesso em: 09 jan. de 2020.
- ABSOLAR. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/>>. Acesso em: 12 out. de 2019.
- AMARANTE, O. A., ZACK, M. B., & SÁ, A. L., 2001, **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília.
- ANEEL, 2008, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>> Acesso em: 5 jan. de 2020.
- ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 31 jan. de 2020.
- ANEEL. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/proinfa>>. Acesso em: 10 jan. de 2020.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 19 de abr.de 2012.
- ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2019**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 15 jan. de 2020.
- ANP. **Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 12 jan. de 2020.
- ANP. **Boletim Trimestral de Preços e Volumes de Combustíveis**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 12 jan. de 2020.
- ARCADIS TETRPLAN. **Estudo sobre o Potencial de Geração de Energia a partir de Resíduos de Saneamento (lixo, esgoto), visando incrementar o uso de biogás como fonte alternativa de energia renovável**. São Paulo, 2010.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS. **Benefícios das PCHs e CGHs**. Disponível em: <<https://abrapch.org.br/o-setor/beneficios-das-pchs-e-cghs/>>. Acesso em: 30 dez. 2019.
- Bacelar, H. A., 2010, **Tratamento De Lixiviados Produzidos Em Aterro De Resíduos Sólidos Urbanos Por Meio De Evaporação Forçada**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, Rio de Janeiro.

BCB. **Banco Central do Brasil.** Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/metainflacao>>. Acesso em: 17 de out. de 2019.

Bidone, P. F., 1999, **Metodologias e Técnicas de Minimização, Reciclagem, e Reutilização de Resíduos Sólidos Urbanos.** Porto Alegre: PROSAB.

Borba, M. C., & Gaspar, N. F., 2007, **Um futuro com energia sustentável: iluminando o caminho.** Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo.

Branco, A. V., & Castello, R. J., 2018, **O Ambiente Regulatório Da Indústria De Petróleo No Brasil: Etapas De Transição Do Pós Sal Para O Pré-Sal.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica.

BRASIL. Lei 11.909/2009, 4 de março de 2009. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo Brasília, DF, 5 de março de 2009.

BRASIL. Lei 12.351/2010, de 22 de dezembro de 2010. **Diário Oficial da União**, Poder Legislativo, Brasília, DF, 23 de dezembro de 2010.

BRASIL. Lei Nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 3 de agosto de 2010.

Cassini, S. T., 2003, **Digestão Anaeróbia de Resíduos Sólidos Orgânicos e Aproveitamento do Biogás.** Vitória, PROSAB.

CCEE. Biblioteca Virtual. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado+Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_adf.ctrl-state=p6zka229f_1&_afLoop=2217030426453737#!%40%40%3F_afLoop%3D2217030426453737%26tipo%3DResultado%2B>.

CEPEL, 2001, **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** Brasília. Disponível em: <<http://cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1>>.

CERI FGV, 2018, **Desenvolvimento de um mercado de gás no Brasil.** Disponível em: <<https://ceri.fgv.br/publicacoes/desenvolvimento-de-um-mercado-de-gas-no-brasil>>.

CFI. **Corporate Finance Institute.** Disponível em: <<https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-LCOE/>>. Acesso em: 20 de set. de 2019.

Costa, Cristina (Seção de Armazenamento de Dados Meteorológicos, Instituto Nacional de Meteorologia) 9 jan. 2020.

EPBR. Disponível em: <<https://epbr.com.br/mme-aprova-sistematica-para-leiloes-de-termicas-a-gas-e-carvao-em-2020/amp/>>. Acesso em: 28 jan. de 2019.

EPE, 2007, **Plano Nacional de Energia - 2030**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>. Acesso em: 05 nov. de 2019.

EPE, 2017, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em: 05 nov. de 2019.

EPE, 2018, **Informe: Terminais de Regaseificação de GNL nos Portos Brasileiros**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em: 10 nov. de 2019.

EPE, 2018, **Plano Nacional de Energia - 2050**. Rio de Janeiro. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 05 jan. de 2020.

EPE, 2019, **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis, ano 2018**. Rio de Janeiro. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 25 jan. de 2020.

EPE, 2019, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Rio de Janeiro. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 05 jan. de 2020.

EPE, 2019, **Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil Panorama dos Principais Projetos**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-terminais-de-regaseificacao-de-gnl-nos-portos-brasileiros-panorama-dos-principais-projetos-e-estudos>>. Acesso em: 10 nov. de 2019.

GOLDEMBERG, J., & LUCON, O., 2007, **Energia e meio ambiente no Brasil**.

IBAMA. Disponível em: <https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empreendimentos.php>. Acesso em: 05 de jan. 2020.

INPE, 2006, **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 23 jan. de 2020.

IPEA, 2012, **Diagnóstico dos Instrumentos Econômicos e Sistemas de Informação para Gestão de RSU Sólidos**.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2018**. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018>>. Acesso em: 09 fev. de 2019.

LINSLEY, R.K., FRANZINI, J.B., 1978, **Engenharia de recursos hídricos**. São Paulo, Mcgraw-Hill do Brasil.

Matsumura, E. H., 2019, **O Potencial Eólico Offshore do Brasil**. Cenários Eólica.

Mauad, F. F., Ferreira, L. d., & Trindade, T. C., 2017, **Energia Renovável no Brasil**. São Carlos.

Menezes, R. et al, 2000, **Estágio Atual da Incineração no Brasil. Grupo Kompac Energia e Meio Ambiente**. ABLP - Associação Brasileira de Limpeza Pública. VII Seminário Nacional de Resíduos Sólidos e Limpeza Pública.

Miguel, F. K., 2016, **Aplicação da teoria de portfólio de Markowitz para a geração de energia elétrica proveniente de empreendimentos eólicos no Brasil**. Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, São Paulo.

MME, 2019, **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural Julho 2019**. Brasília. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/document_library_display/M02KzA2dNdQq/view_file/430875?_110_INSTANCE_M02KzA2dNdQq_redirect=http%3>. Acesso em 12 de jan. de 2020.

Müller, M. d., 2019, **Análise de Tecnologias e Custos para Inserção da Energia Eólica Offshore na Costa Brasileira**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, Rio de Janeiro.

Oliveira, C. E., 2019, **Avaliação do Impacto da Alteração das Condições de Financiamento sobre a Energia Eólica no Brasil: Evolução e Perspectivas**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, Rio de Janeiro.

Pavan, M. d., 2010, **Geração de energia a partir de resíduos sólidos urbanos: avaliação e diretrizes para tecnologias potencialmente aplicáveis no Brasil**. Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Eletrotécnica e Energia, Instituto de Física, Universidade de São Paulo, São Paulo.

PETROBRAS. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em: 15 jan. 2020.

PPSA. Disponível em: <<http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-pre-sal/caracteristicas>> Acesso em: 15 jan. 2020.

Reichert, G.A., 2005, **Aplicação da Digestão Anaeróbia de Resíduos Sólidos Urbanos: Uma Revisão**. 23º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental.

RETSscreen Expert. Natural Resources Canada. Disponível em: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/RETSscreen_Expert/7465>. Acesso em: 20 jan. 2020.

Ribeiro, R. T., 2017, **Estratégias Cooperativas Para O Mercado Brasileiro De Gás Natural: Uma Aplicação Do Método De Shapley**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, Rio de Janeiro.

Ribeiro, S. G., 2010, **Geração de Energia Elétrica com Resíduos Sólidos Urbanos - Usinas "Waste-To-Energy" (WTE)**. Disponível em: <WTERT - Brasil: http://www.wtert.com.br/home2010/arquivo/publicacoes/usinas_lixo_energia_no_brasill.pdf>.

Santos, F. A., 2012, **Análise da aplicação da biomassa da cana como fonte de energia elétrica: usina de açúcar, etanol e bioeletricidade**. São Paulo.

Santos, G. R., & Campos, R. A., 2017, **A Viabilidade Econômica do Pré-Sal – Uma Análise Regulatória e Financeira com Base no Caso ee Libra**. Rio de Janeiro.

Scanella, E., 2012, **Project Finance in the Energy Industry: New Debt-Based Financing Models**. Disponível em: <ResearchGate: https://www.researchgate.net/publication/228120528_Project_Finance_in_the_Energy_Industry_New_Debt-Based_Financing_Models>. Acesso em: 07 jan. 2020.

Tchobanoglous, G., Theisen, H., & S. V., 1993, **Integrated Solid Waste Management: Engineering Principles and Management Issues**. Mc-Graw Education.

Tolmasquim, M., 2016, **Energia Temelétrica Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Rio de Janeiro. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

TREBAT, N. M., 2003, **A Expansão da Indústria de Gás Natural: Uma Solução Térmica?** 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro, p. 6 Disponível em: <<http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/8060.pdf>>. Acesso em: 13 dez. 2016.

VERMA, S., 2002, **Anaerobic Digestion of Biodegradable Organics in Municipal Solid Wastes**.

Villalva, M. G., 2015, **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 3.ed. São Paulo, Érica.