

João Paulo da Silva Bernardes

**Análise da Integração da Tarifa Branca e  
Geração Distribuída na Rede de Distribuição de  
Baixa Tensão**

**Alegrete**

**2016**



João Paulo da Silva Bernardes

## **Análise da Integração da Tarifa Branca e Geração Distribuída na Rede de Distribuição de Baixa Tensão**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa (Unipampa, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal do Pampa – Unipampa

Curso de Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Ma. Ana Paula Carboni de Mello

**Alegrete**

**2016**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

d62a da Silva Bernardes, João Paulo  
Análise da Integração da da Tarifa Branca e Geração  
Distribuída na Rede de Distribuição de Baixa Tensão / João  
Paulo da Silva Bernardes.

97 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade  
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2016.

"Orientação: Ana Paula Carboni de Mello".

1. Tarifa Branca. 2. Fontes de Geração Distribuída. 3.  
Consumidores de Baixa Tensão. 4. Rede de Distribuição. 5.  
Análise através de software. I. Título.

JOAO PAULO DA SILVA BERNARDES

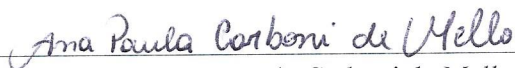
ANÁLISE DA INTEGRAÇÃO DA TARIFA BRANCA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de *Bacharel em Engenharia Elétrica*.

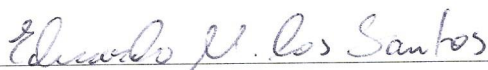
Área de Concentração: Sistema Elétrico de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 5 de dezembro de 2016.

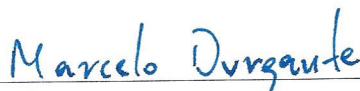
Banca examinadora:



Prof. Me. Ana Paula Carboni de Mello  
Orientadora



Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos  
UNIPAMPA



Prof. Me. Marcelo Hahn Durgante  
UNIPAMPA



*Dedico este trabalho a minha família,  
cuja a base foi fundamental para meu crescimento como pessoa e profissional.*





# Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, Nossa Senhora e aos guias de luz que me guiaram durante todo o curso de graduação na faculdade, dando força e atendendo as preces deste servo que nunca perdeu a fé mesmo nos momentos mais difíceis.

Agradeço em especial a minha família, dona Leila Máxima, cujo o carinho de mãe é tão grande que supera distâncias, seus sábios conselhos sempre foram cruciais para me manter o foco na Engenharia. Ao meu pai, Paulo César, pelo apoio moral, por nunca falhar nos momentos mais importantes, cuja a fé e caráter serviram como inspiração e exemplo para este que aqui escreve. A minha irmã Fernanda, mais que sangue, uma amiga nos momentos certos, cujo o carinho e apoio sempre foram bem vindos como fator de motivação.

Agradeço a toda à família Silva e Bernardes, que sempre me apoiaram a persistir no meu sonho e alcançar o tão sonhado desejo de obter um diploma universitário.

Agradeço aos amigos e colegas de faculdade, cuja a lista para minha própria sorte é extensa e talvez precisasse de um espaço maior do que este texto permite, mesmo aqueles não mencionados, sintam-se representados aqui, pois fizeram a diferença nos momentos certos e sendo assim sempre farão parte da minha história na graduação. Agradeço em especial John Jefferson e João Nizer, pela paciência, pela atenção, pela troca de valores, pela camaradagem nestes anos todos de graduação. Aos meus amigos do apê 301 (Tulio Meirelles e Peter Dalla Corte), pela paciência e virtude de aguentar este amigo de humor difícil, mas que sempre apreciou as conversas descompromissadas, conselhos e apoio moral durante os finais de semestre.

Aos amigos Aline Oliveira, Bruna Alves, Rianne Brito, Fabiana Lagoas, Lucas Cancio, Paulo Beltran, Haiglan Plotzki, Alian Engroff e Tito Magno pelas conversas, conselhos e apoio incondicional nas horas mais complicadas, cuja amizade sempre será lembrada como motivo de alegria e inspiração. Aos colegas amigos Cleiton Lucatel, Gerson Sena, Willian Deliberalli, Micael Marcio, Luiz Serafim e Bianca Berladony, amizades dentro da engenharia que nunca esquecerei e sempre lembrarei com carinho.

A minha orientadora Ana Paula Carboni de Mello, pode ter sido paciente, perseverante e confiado na minha capacidade de realizar grandes feitos, por compartilhar seu conhecimento e experiência contribuindo de forma decisiva para minha formação acadêmica.



*“Quando penso que cheguei ao meu limite, descubro que tenho forças para ir além.”*  
*(Ayrton Senna)*



# Resumo

Os consumidores de energia elétrica pagam um valor correspondente à quantidade consumida de energia elétrica durante um mês, este valor único é cobrado de forma fixa durante todo período diário e recebe o nome de tarifa. Esta taxa corresponde a parcela paga pelos investimentos realizados no sistema de distribuição de energia, composta pelas parcelas de geração, transporte e comercialização de energia, além de outros encargos e tributos também incluídos na fatura de energia. A mudança do cenário atual brasileiro com o aumento dos investimentos em fontes de Geração Distribuída e a implantação de uma nova modalidade tarifária denominada tarifa branca através da Agência Nacional de Energia, surge como alternativa para este modelo convencional. Neste contexto este trabalho tem como objetivo principal realizar uma análise integrada do impacto da tarifa branca utilizando geração distribuída (GD) nas redes de distribuição abrangendo todo o grupo de baixa tensão. A metodologia de análise consiste em duas etapas, sendo a primeira dedicada à caracterização das curvas de carga das classes, subclasses e parâmetros ambientais de um determinado local, o método visa ainda realizar uma análise técnica e econômica dos sistemas de GD através da ferramenta computacional Homer energy, onde se deseja avaliar possíveis cenários onde a opção tarifa branca mais GD se torna mais atrativa ao consumidor. A segunda etapa consiste em analisar o comportamento do sistema após a implantação destes projetos de GD na rede de distribuição utilizando o software DSSIM-PC, avaliando o impacto no sistema elétrico em relação a perdas de energia e oscilações nos níveis de tensão. Dentro deste contexto avaliou-se os limites da capacidade máxima de penetração e sugeriu-se alternativas como controle de inversores de frequências associados aos painéis fotovoltaicos do circuito para atenuar os níveis de tensão e efetivar maior controle do fluxo de potência.

**Palavras-chave:** sistema de distribuição, geração distribuída, grupo de baixa tensão, capacidade máxima de penetração, tarifa branca.



# Abstract

Consumers of electricity pay a value corresponding to the amount of electric energy consumed during a month, this unique value is charged in a fixed form throughout the daily period and is called the tariff. This fee corresponds to the portion paid for the investments made in the energy distribution system, composed of the generation, transportation and commercialization of energy, as well as other charges and taxes also included in the energy bill. The change in the current Brazilian scenario with the increase of investments in Distributed Generation sources and the implementation of a new tariff modality denominated white tariff through the National Energy Agency, appears as an alternative to this conventional model. In this context, this work has as main objective to perform an integrated analysis of the impact of the white tariff using distributed generation (GD) in distribution networks covering the entire low voltage group. The analysis methodology consists of two stages, the first one dedicated to the characterization of the load curves of the classes, subclasses and environmental parameters of a given location. The method also aims to perform a technical and economical analysis of the GD systems through the computational tool Homer Energy, where it is desired to evaluate possible scenarios where the white tariff plus GD option becomes more attractive to the consumer. The second step is to analyze the behavior of the system after the implementation of these GD projects in the distribution network using the DSSIM-PC software, evaluating the impact on the electrical system in relation to energy losses and oscillations in voltage levels. In this context, the limits of the maximum penetration capacity were evaluated and alternatives such as control of frequency inverters associated to the photovoltaic panels of the circuit were proposed to attenuate the voltage levels and to achieve greater control of the power flow.

**Key-words:** Distribution system, distributed generation, low voltage group, maximum penetration capacity, white tariff.





# Lista de ilustrações

Figura 1 – Gráfico Tarifário Cobrado Para As Classes Comercial e Industrial No Período de 24 Horas. . . . .	31
Figura 2 – Gráfico Tarifário Cobrado Nas Grandes Cidades Chinesas No Período de 24 Horas. . . . .	32
Figura 3 – Preços por Período. . . . .	38
Figura 4 – Capacidade de geração renovável da Alemanha. . . . .	40
Figura 5 – Capacidade Instalada da Espanha. . . . .	41
Figura 6 – Turbina Eólica. . . . .	46
Figura 7 – Exemplo de Aerogerador. . . . .	48
Figura 8 – Circuito Equivalente da Célula Fotovoltaica. . . . .	50
Figura 9 – Exemplo de um Painel Fotovoltaico. . . . .	52
Figura 10 – Estrutura da Metodologia. . . . .	54
Figura 11 – Exemplo de Perfil Residencial [Faixa - 0 a 100 kWh]. . . . .	55
Figura 12 – Exemplo de Perfil Comercial [Faixa - 0 a 500 kWh]. . . . .	56
Figura 13 – Exemplo de Perfil Industrial [Faixa - 0 a 500 kWh]. . . . .	56
Figura 14 – Exemplo de Perfil Rural [Faixa - 0 a 200 kWh]. . . . .	57
Figura 15 – Gráfico de Irradiação Solar Anual. . . . .	57
Figura 16 – Gráfico Velocidade Anual de Incidência de Ventos na região de Alegrete. . . . .	58
Figura 17 – Custo de Energia Versus Redução de Custo de Equipamentos. . . . .	58
Figura 18 – Sistema de Distribuição de 34 nós IEEE. . . . .	59
Figura 19 – Distribuição dos Elementos Na Zona de Consumo . . . . .	60
Figura 20 – Interface Gráfica do HOMER. . . . .	64
Figura 21 – Interface Gráfica do DSSIM-PC. . . . .	65
Figura 22 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 0 a 100 kWh, Residencial 1. . . . .	65
Figura 23 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 101 a 220 kWh, Residencial 2. . . . .	66
Figura 24 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 221 a 500 kWh, Residencial 3. . . . .	67
Figura 25 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 101 a 220 kWh, Residencial 4. . . . .	68
Figura 26 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 221 a 500 kWh, Residencial 5. . . . .	68
Figura 27 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 0 a 500 kWh, Comercial 1. . . . .	70

Figura 28 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 501 a 1000 kWh, Comercial 2. . . . .	70
Figura 29 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 1001 a 5000 kWh, Comercial 3. . . . .	71
Figura 30 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 5001 a 10000 kWh, Comercial 4. . . . .	72
Figura 31 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 10000 kWh > maior, Comercial 5. . . . .	73
Figura 32 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 0 a 500 kWh, Indus- trial 1. . . . .	74
Figura 33 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 501 a 1000 kWh, Industrial 2. . . . .	75
Figura 34 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 1001 a 5000 kWh, Industrial 3. . . . .	75
Figura 35 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 5001 a 10000 kWh, Industrial 4. . . . .	76
Figura 36 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 10000 kWh > maior, Industrial 5. . . . .	77
Figura 37 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 0 a 200 kWh, Rural 1.	78
Figura 38 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 201 a 500 kWh, Rural 2.	79
Figura 39 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 501 a 1000 kWh, Rural 3. . . . .	80
Figura 40 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 1001 a 5000 kWh, Rural 4. . . . .	80
Figura 41 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 5000 kWh > maior, Rural 5. . . . .	82
Figura 42 – Nova Adaptação do Sistema de Distribuição IEEE 34 Barras. . . . .	83
Figura 43 – Sistema Teste IEEE 34 Barras Com Zonas de Consumo. . . . .	84
Figura 44 – Tensão nominal trifásica na saída do Transformador SubXF. . . . .	84
Figura 45 – Tensão nominal trifásica no final da Rede (nó 840). . . . .	85
Figura 46 – Potência ativa trifásica na saída do transformador da subestação. . . . .	85
Figura 47 – Potência reativa na saída do transformador da subestação. . . . .	86
Figura 48 – Tensão nominal trifásica na saída do Transformador SubXF com Acrés- cimo de GD. . . . .	87
Figura 49 – Tensão nominal trifásica no final da rede, afastado do transformador SubXF com acréscimo de GD. . . . .	87
Figura 50 – Potência ativa trifásica do transformador subXF após acréscimo das fontes de GD. . . . .	88

Figura 51 – Potência reativa trifásica do transformador subXF após acréscimo das fontes de GD. . . . .	88
--	----



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Modelo “Taxa Fixa” adotado no sistema francês. . . . .	28
Tabela 2 – Modelo “Taxa Dia e Noite” adotado no sistema francês. . . . .	28
Tabela 3 – Modelo “Taxa Tempo de Uso” adotado no sistema francês. . . . .	29
Tabela 4 – Modelo “Taxa Tempo de Uso” adotado no sistema francês. . . . .	29
Tabela 5 – Divisão dos dias durante o ano. . . . .	29
Tabela 6 – Taxas cobradas para cada faixa horária do TOU chinês. . . . .	31
Tabela 7 – Tempo de Uso para grandes cidades da China. . . . .	31
Tabela 8 – Subdivisões do Grupo A. . . . .	33
Tabela 9 – Subdivisões do Grupo B. . . . .	34
Tabela 10 – Preços dos custos por Bandeira Tarifária. . . . .	34
Tabela 11 – Tarifa Horária Para Um Período de 24 Horas. . . . .	37
Tabela 12 – Tarifa horária por período. . . . .	37
Tabela 13 – “Classes e Subclasses de Consumidores em BT” . . . . .	55
Tabela 14 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Residencial 1 . . . . .	66
Tabela 15 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Residencial 2.	67
Tabela 16 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Residencial 3. . . . .	67
Tabela 17 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Residencial 4.	69
Tabela 18 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Residencial 5. . . . .	69
Tabela 19 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Comercial 1.	71
Tabela 20 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Comercial 2. . . . .	71
Tabela 21 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Comercial 3.	72
Tabela 22 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Comercial 4. . . . .	72
Tabela 23 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 10000 kWh > maior, Comercial 5. . . . .	73
Tabela 24 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Industrial 1. . . . .	74
Tabela 25 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Residencial 2.	76
Tabela 26 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Residencial 3. . . . .	76
Tabela 27 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Industrial 4.	77

Tabela 28 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Industrial 5. . . . .	77
Tabela 29 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Rural 1. . . . .	79
Tabela 30 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Rural 2. . . . .	79
Tabela 31 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Rural 3. . . . .	81
Tabela 32 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Rural 4. . . . .	81
Tabela 33 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Rural 5. . . . .	81
Tabela 34 – Tensões Nominais Para Equipamentos da Rede de Distribuição IEEE 34 barras. . . . .	82
Tabela 35 – Comparação da Potência da Carga Versus Potência da Fonte de GD + 10% da Carga Total da Zona de Consumo. . . . .	89

# Sumário

	<b>Lista de tabelas</b>	<b>19</b>
	<b>Sumário</b>	<b>21</b>
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>23</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa</b>	<b>24</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos e Contribuições</b>	<b>25</b>
1.2.1	Objetivo Geral	25
1.2.2	Objetivos Específicos	25
<b>1.3</b>	<b>Estrutura do TCC</b>	<b>25</b>
<b>2</b>	<b>TARIFAS DIFERENCIADAS</b>	<b>27</b>
<b>2.1</b>	<b>Tarifas horárias a nível mundial</b>	<b>27</b>
2.1.1	Continente Europeu	27
2.1.2	Continente Asiático	30
2.1.3	Continente Americano e Oceania	32
<b>2.2</b>	<b>Tarifas horárias a nível nacional</b>	<b>33</b>
2.2.1	Estrutura Tarifária	33
2.2.1.1	Faturas de Energia	34
2.2.1.2	Tarifa Convencional	34
2.2.2	Tarifa Branca	36
<b>3</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>39</b>
<b>3.1</b>	<b>Geração Distribuída Em Baixa Tensão</b>	<b>39</b>
3.1.1	Geração Distribuída - Nível Mundial	39
3.1.2	Geração Distribuída – Nível Nacional	42
<b>3.2</b>	<b>Princípio de Funcionamento</b>	<b>44</b>
3.2.1	Energia Eólica	45
3.2.2	Energia Solar ou Fotovoltaica	47
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>	<b>53</b>
<b>4.1</b>	<b>Arquitetura Proposta</b>	<b>53</b>
<b>4.2</b>	<b>Caracterização das Curvas Típicas e Dados Ambientais de Geração</b>	<b>53</b>
4.2.1	Curvas de Cargas Para Consumidores de Baixa Tensão	53
4.2.2	Parâmetros Ambientais para Composição das Fontes de Geração	55
<b>4.3</b>	<b>Avaliação Técnica Econômica No Software HOMER</b>	<b>56</b>
4.3.1	Perfis de Carga e Geração	58

<b>4.4</b>	<b>Avaliação da Operação do Sistema</b>	<b>58</b>
4.4.1	Definição de Zonas de Consumo	59
4.4.2	Análise do Limite da Inserção da GD	60
4.4.2.1	Avaliação do Nível de Penetração da Geração	61
4.4.2.2	Alternativas Para Correção dos Problemas de Rede	62
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>63</b>
<b>5.1</b>	<b>Ferramentas Computacionais</b>	<b>63</b>
5.1.1	O Software HOMER	63
5.1.2	O Software DSSIM	64
<b>5.2</b>	<b>Etapa 1: Avaliação técnica econômica</b>	<b>64</b>
5.2.1	Resultados da Classe Residencial	64
5.2.1.1	Residencial – [0 a 100 kWh]	65
5.2.1.2	Residencial – [101 a 220 kWh] e [221 a 500 kWh]	66
5.2.1.3	Residencial [501 a 1000 kWh] e [1000 kWh > maior]	67
5.2.2	Resultados da Classe Comercial	69
5.2.2.1	Comercial – [0 a 500 kWh] e [501 a 1000 kWh]	69
5.2.2.2	Comercial – [1001 a 5000 kWh] e [5001 a 10000 kWh]	70
5.2.2.3	Comercial – [10000 kWh > maior]	72
5.2.3	Resultados da Classe Industrial	73
5.2.3.1	Industrial – [0 a 500 kWh]	74
5.2.3.2	Industrial – [501 a 1000 kWh] e [1001 a 5000 kWh]	74
5.2.3.3	Industrial – [5001 a 10000 kWh] e [10000 kWh > maior]	76
5.2.4	Resultados da Classe Rural	78
5.2.4.1	Rural – [0 a 200 kWh] e [201 a 500 kWh]	78
5.2.4.2	Rural – [501 a 1000 kWh] e [1001 a 5000 kWh]	79
5.2.4.3	Rural – [5000 kWh > maior]	81
<b>5.3</b>	<b>Etapa 2: Avaliação das condições de operação do sistema</b>	<b>82</b>
5.3.1	Análise nas Zonas de Consumo	83
5.3.2	Resultados da Análise Computacional	84
5.3.2.1	Primeiro Cenário de Simulação – Rede Sem GD	84
5.3.2.2	Segundo Cenário de Simulação – Rede Com GD	86
5.3.2.2.1	Simulação com 10% de Fontes de GD	86
5.3.3	Análise Geral do Desempenho do Sistema	89
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>91</b>
<b>6.1</b>	<b>Trabalhos Futuros</b>	<b>91</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>93</b>



# 1 Introdução

O setor elétrico é um sistema complexo que vem sofrendo diversas mudanças durante os últimos anos, conseqüentemente este fator fez com que diversos governos ao redor do mundo inclusive no Brasil direcionassem sua política de investimento para atender tecnologias promissoras de geração de energia, como: fontes alternativas, sistemas de armazenamento e compensação de energia, além de realizar uma atualização da infraestrutura de comunicação e controle principalmente nos setores de rede de distribuição de energia.

Devido ao surgimento de sistemas de distribuição mais inteligentes conhecidos como Rede Elétricas Inteligentes (REI), diversas características avançadas podem ser aplicadas aos sistemas visando impactar nos processos de gestão, operação e engenharia, além de permitirem ao consumidor um maior gerenciamento em seus hábitos de consumo de energia (BROWN, 2008; IPAKCHI; ALBUYEH, 2009; FIGUEIRO, 2013).

No cenário brasileiro, as REIs estão permitindo mudanças significativas no papel do consumidor comum no mercado de energia, exigindo do mesmo um empenho maior na contribuição da eficiência e melhora do sistema elétrico. Esta maior participação do consumidor se dará inicialmente com a inserção de uma nova modalidade tarifária alinhado a introdução de uma estrutura de medição que permitirá os clientes de baixa tensão utilizem a energia elétrica de forma consciente em função dos altos custos que são cobrados atualmente.

Como forma de reestruturar o sistema tarifário nacional, o governo com apoio das concessionárias e através da Agência Nacional de Energia (ANEEL), aperfeiçoou modelos testados ao longo dos últimos anos e criou a tarifa branca. Seguindo a padronização internacional de modelos similares, esta nova modalidade tarifária é o pontapé inicial para entrada do conceito de REIs no mercado brasileiro, permitindo assim incentivar a diminuição do consumo de energia elétrica no horário de maior pico da carga, ou horário de ponta do sistema.

Em paralelo ao surgimento deste modelo de tarifa diferenciada, o governo do Brasil aprovou algumas medidas importantes no que diz respeito a exploração das fontes alternativas na produção de energia, estabelecendo resoluções normativas a partir do ano de 2012 (resolução normativa 482 e 517) que visam reduzir as barreiras para instalação da Geração Distribuída (GD) de pequeno porte para consumidores de baixa tensão conectando-os a rede de distribuição e estabelecendo ao mesmo tempo as regras sobre o sistema de compensação de energia.

Tendo em vista este cenário os estudos relacionados a este trabalho visam explorar de uma forma integrada as características da tarifa branca e as fontes de GD para o grupo

de consumidores com tensão inferior a 2,3 kV, conhecido como grupo de baixa tensão (BT). O trabalho aborda ainda, a análise das condições de operação de um sistema de distribuição real frente a esta mudança de paradigma, que reflete uma maior participação da conexão de fontes de GD em sistemas de baixa tensão por parte de consumidores deste grupo.

## 1.1 Justificativa

De acordo com os dados da ANEEL, a tarifa branca estava cotada para entrar em vigor no ano de 2014, mas devido ao problema relacionado a quantidade insuficiente de medidores inteligentes alegado pelas concessionárias, a decisão sobre a implantação da tarifa foi adiada. Recentemente a ANEEL abriu um comunicado que a tarifa branca havia sido aprovada e estaria inicialmente disponível para uso em caráter opcional neste final de 2016, tornando-se obrigatória a partir de 2018 (ANEEL, 2016). Isto mostra o empenho do governo em investir numa nova opção tarifária, conseqüentemente abrindo espaço para utilização da tecnologia de micro e minigeração de energia elétrica.

O estudo sobre os efeitos da aplicação da tarifa branca se torna de suma importância quando tem o objetivo de auxiliar o consumidor comum a ter um maior controle de seus gastos com energia elétrica, além de possibilitar a redução destes gastos também por parte da concessionária dando uma maior estabilidade ao sistema elétrico de distribuição.

O trabalho visa dar uma importante ênfase não só ao impacto desta nova estrutura tarifária, mas também demonstrar os efeitos da aplicação dos projetos de GD nas instalações de consumidores de baixa tensão. Sabe-se que poucos trabalhos dão o foco ao assunto ou estende sua análise aos impactos do lado da demanda, apenas restringindo-se aos seus estudos de caso do lado da oferta ou abrangendo os grupos de média e alta tensões.

Desta forma propõe-se neste trabalho realizar uma análise englobando o estudo desde a caracterização das curvas de típicas e curvas de geração, avaliação econômica de implantação de projeto e influência da inserção de diferentes tipos de GD na rede avaliando até que ponto estes trazem benefícios ou prejuízo para o sistema elétrico.

A tarefa das concessionárias e do governo a partir do presente momento e visando um aumento da demanda, é avaliar o quão robusto e o quanto deve ser expandido o sistema elétrico para suportar a adição de novos equipamentos conectados à rede de distribuição. Portanto estudos como este se fazem ainda mais relevantes no intuito de facilitar este levantamento prevendo instabilidades detectados pelos índices de desempenho que podem resultar em custos com manutenção e trocas de equipamentos danificados devido a sobrecargas e alterações nos níveis de tensão.

A utilização de ferramentas computacionais e outros fatores específicos relacionados

a implantação de projetos de GD também serão abordados, o objetivo é que este trabalho complemente outros estudos relacionados ao assunto.

## 1.2 Objetivos e Contribuições

### 1.2.1 Objetivo Geral

Em um contexto mais amplo propõe-se analisar neste trabalho o impacto da utilização da tarifa branca e da crescente inclusão da geração distribuída (GD) nas redes de distribuição abrangendo todas as faixas da classe do grupo de baixa tensão (BT), analisando o comportamento do sistema e propondo alternativas para correção de possíveis problemas acarretados durante a implantação destes projetos.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar curvas típicas de diversas classes e subclasses, além dos parâmetros ambientais da região de estudo;
- Avaliar de forma técnica e econômica os sistemas de GD;
- Avaliar comportamento do sistema durante a inserção das fontes de GD;
- Avaliar o impacto em perdas de energia e níveis de tensão do sistema de distribuição;
- Propor alternativas que diminuam a instabilidade do sistema e amenizem os possíveis problemas na rede de distribuição.

## 1.3 Estrutura do TCC

Este trabalho está estruturado seguindo os seguintes capítulos: introdução, revisão bibliográfica, seguido pela metodologia proposta, apresentação dos resultados e as considerações finais sobre assunto abordado.

A introdução irá dar início a uma breve descrição ao assunto esclarecendo a necessidade de abordar o tema “Análise da Integração da Tarifa Branca e Geração Distribuída na Rede de Distribuição de Baixa Tensão” aproveitando o momento propício da descoberta de novas tecnologias e métodos que chegaram para mudar as perspectivas relacionados aos sistemas elétricos de energia a nível internacional e nacional.

A revisão bibliográfica visa esclarecer as possíveis dúvidas relacionadas especificamente as modalidades tarifárias conhecidas como “Tarifas Diferenciadas” à nível mundial e a nível nacional. Outro capítulo explicará de forma breve o funcionamento das fontes de

Geração Distribuída, quais países utilizam a tecnologia e qual é o status atual do Brasil em relação a utilização da tecnologia.

O capítulo da metodologia proposta tem como função descrever ponto a ponto as etapas do processo a ser aplicado através de diagrama especificando detalhes para utilizar as características da tarifa branca e das fontes de GD para beneficiar os consumidores de baixa tensão, avaliando os aspectos econômicos e técnicos da aplicação destes projetos através de um software computacional, além de uma abordagem que envolve a avaliação da conexão da GD na rede prevendo descobrir o comportamento desses sistemas na rede elétrica.

Os capítulos de resultados e considerações finais irão discutir a metodologia aplicada e os resultados obtidos através das ferramentas computacionais selecionada especificamente para este trabalho.

## 2 Tarifas Diferenciadas

Este capítulo aborda os diferentes tipos de sistemas relacionados à estrutura tarifária, a nível mundial e nacional, ressaltando os diversos modelos empregados em países do continente europeu, asiático, americano e a Oceania. A nível nacional destaca-se a tarifa branca para reestruturação e atualização do modelo tarifário brasileiro.

### 2.1 Tarifas horárias a nível mundial

O sistema de tarifas segue padrões de estruturas tarifárias diferentes em diversos países, algumas dessas estruturas se assemelham ao sistema convencional brasileiro. Outras se assemelham ao sistema de tarifa branca que será empregada no Brasil futuramente, esta por sinal tem sido usada em países dos continentes europeu, asiático, americano e da Oceania.

As chamadas tarifas diferenciais possuem uma estrutura que visa cobrar preços tarifários diferentes em diferentes períodos do dia. Mundialmente este sistema de tarifação é denominado “Time of Use” ou “Tempo de Uso” (TOU), que visa refletir situações típicas de fornecimento e demanda de energia em intervalos fixos (TOLEDO; GOUVEIA; RIELLA, 2012).

#### 2.1.1 Continente Europeu

O TOU é uma metodologia utilizada em diversos países, que visam implantar a tecnologia de forma a minimizar os picos de carga no período de ponta. Países como Reino Unido possuem estudos associados a esta questão, sendo o maior problema as dificuldades de mostrar o benefício deste tipo de estrutura tarifária aos consumidores. Entretanto, segundo uma pesquisa realizada com quase dois mil britânicos e publicada em março de 2015 em uma parceria com “Smart Energy GB” e a “UCL Energy Institute”, 30% dos entrevistados têm interesse em trocar o estilo de tarifa atual do país, pelo modelo “Static Time of Use Tariff” (“Tarifa Estática de Tempo de Uso”), mas apesar do interesse a maior parte dos entrevistados ainda não enxerga uma grande vantagem em aderir ao novo sistema (FELL; NICOLSON et al., 2015).

Em outros países da Europa como a Itália, o método de TOU é aplicado aos consumidores residenciais desde o ano de 2010 (ANEEL, 2010). A Espanha também possui programas de tarifas diferenciadas para seus consumidores, empresas como Iberdrola Distribución Eléctrica atendem o segmento de energia elétrica e possibilitam a seus clientes optarem por dois períodos horários diferentes, ou seja, estas tarifas são conhecidas como

binômias com contrato de demanda aplicado às modalidades tarifárias, sendo diferenciadas por faixa de demanda contratada (ANEEL, 2010).

O principal modelo tarifário utilizado pelos franceses é denominado tarifa de fornecimento regulamentado que são oferecidas por apenas um fornecedor de grande porte e pequenos fornecedores locais titulares. Este sistema se divide em três tipos diferentes, os quais são detalhados a seguir. Sistemas de taxa fixa, onde o consumidor paga de acordo com o nível de energia consumido, um valor fixo em Euros por cada quilowatt horas consumido durante o ano, como pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 – Modelo “Taxa Fixa” adotado no sistema francês.

Nível de Energia	Subscrição (Euros/Ano)	Preços (Euros/kWh)
3 kVA	52.11	0.1372
6 kVA	84.55	0.1372
9 kVA	111.95	0.1372
12 kVA	172.62	0.1372
15 kVA	198.04	0.1372

Fonte: (EDF, 2014)

O segundo o modelo é conhecido como “taxa dia e noite”, onde o consumidor possui oito horas diárias de consumo com preço mais baixo de energia que normalmente se dá entre 22:00 às 6:00 horas. Estas oito horas também podem ser distribuídas pelo operador da rede durante três períodos durante o dia, contanto que este horários não coincidam com os horários de pico nacional francês que estão situados entre 8:00 às 11:00 e 18:00 às 21:00 horas. Os detalhes deste modelo estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Modelo “Taxa Dia e Noite” adotado no sistema francês.

Nível de Energia	Subscrição (Euros/Ano)	Ponta (Euros/kWh)	Fora da Ponta (Euros/kWh)
6 kVA	90.98	0.1510	0.1044
9 kVA	121.90	0.1510	0.1044
12 kVA	197.78	0.1510	0.1044
15 kVA	229.23	0.1510	0.1044
18 kVA	257.91	0.1510	0.1044

Fonte: (EDF, 2014)

O terceiro modelo de tarifa é o TOU, compostos especialmente por seis taxas que são determinadas através de cores (azul, branco ou vermelho) para dias específicos em determinados períodos do ano, e o próprio tempo de uso (ponta e fora da ponta). O preço em kWh é mais caro nos dias vermelhos e brancos (o período diário é mais curto), que acontece normalmente no inverno, onde a demanda de eletricidade é consideravelmente alta. Por outro lado, fora deste período os consumidores pagam mais barato nos dias azuis

pelo resto do ano incluindo fim de semanas, como pode ser exemplificado na Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5 (EDF, 2014).

Tabela 3 – Modelo “Taxa Tempo de Uso” adotado no sistema francês.

Nível de Energia	Subscrição (Euros/Ano)	Ponta (Euros/kWh) - Azul	Fora da Ponta - Azul (Euros/kWh)
9 kVA	121.01	0.1003	0.0840
12 kVA	194.23	0.1003	0.0840
15 kVA	225.06	0.1003	0.0840
18 kVA	247.02	0.1003	0.0840

Fonte: (EDF, 2014)

Tabela 4 – Modelo “Taxa Tempo de Uso” adotado no sistema francês.

Nível de Energia	Subscrição (Euros/Ano)	Ponta - Branco (Euros/kWh)	Fora da Ponta - Branco (Euros/kWh)	Ponta - Vermelho (Euros/kWh)	Fora da Ponta - Vermelho (Euros/kWh)
9 kVA	121.01	0.1400	0.1175	0.5593	0.2142
12 kVA	194.23	0.1400	0.1175	0.5593	0.2142
15 kVA	225.06	0.1400	0.1175	0.5593	0.2142
18 kVA	247.02	0.1400	0.1175	0.5593	0.2142

Fonte: (EDF, 2014)

Tabela 5 – Divisão dos dias durante o ano.

Cor/Dia	Períodos do Ano
Vermelho	22 dias (Novembro a Março de segunda a sexta)
Branco	43 dias (espalhados durante o ano, principalmente entre Outubro e Maio de segunda a sábado)
Azul	300 dias (pelo resto do ano incluindo domingos)

Fonte: (EDF, 2014)

É importante ressaltar que os dias vermelhos são determinados pela concessionária ou pelo operador da rede de transmissão (EDF, 2014). Já em Portugal, outro país do continente europeu, utiliza-se a estrutura de tarifas tri-horárias (vazio, cheio e ponta), que se assemelham um pouco ao sistema TOU e variam de acordo com os dias da semana, períodos do dia e também período anual (inverno e verão). Existem outros países do continente europeu que utilizam o sistema de tarifas diversificadas, mas estes são similares aos sistemas mencionados anteriormente.

### 2.1.2 Continente Asiático

Assim como na Europa, países da Ásia estão começando a investir na pesquisa e no uso de tarifas diferenciais. A Índia, por exemplo, utiliza o sistema tarifário denominado “Time of Day” que inicialmente foi proposto para uso no setor industrial, e que agora está sendo introduzido aos poucos no setor comercial, de forma a reduzir o consumo na ponta e o custo com as faturas de energia em si. Os indianos também estão investindo em programas para ajudar o consumo de consumidores residenciais a através de uma reeducação em relação aos hábitos de consumo, também conhecido como DMS (“Demand Side Management” ou “Gerenciamento pelo lado da Demanda”), o programa oferece descontos para o consumidor que utiliza energia renovável, e propõem parceria entre as concessionárias e os consumidores no que diz respeito ao monitoramento de energia de forma a diminuí-las no período de maior carregamento do sistema (PAWASKAR; MORE, 2007).

A China é outro país que está passando por uma mudança acelerada no que diz respeito ao uso de tarifas diferenciais em suas províncias. O país até o ano de 2005 passava por uma grave crise no que diz respeito ao preço exorbitante de custos com energia que eram determinados por órgãos do governo chinês, sendo que os consumidores só poderiam comprar energia de fornecedores locais. Durante várias décadas desde 1985, o preço da energia estava crescendo de uma forma rápida e descontrolada chegando ao valor de 0.485 Yuan por kWh (o que equivale a US\$ 0.0781 dólares) em 2005, três mais do que o valor analisado nos anos 80 (KANG; JIA, 2011).

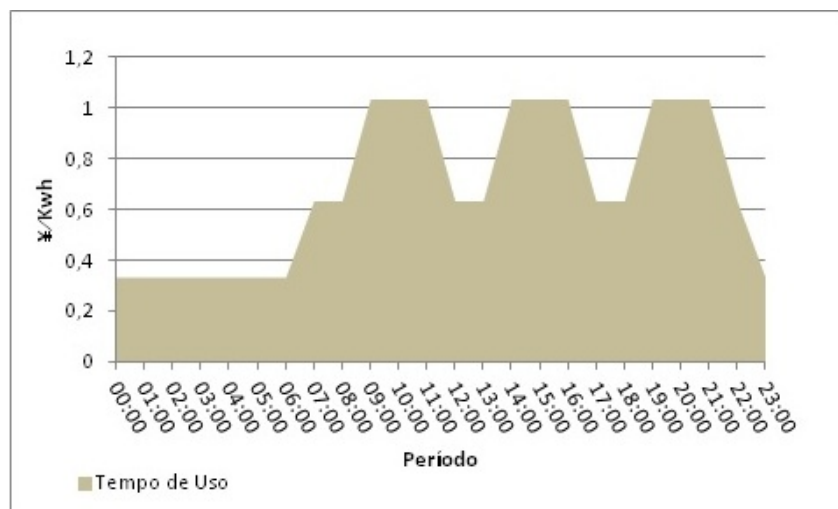
Esta estrutura de valor único de cobrança de energia foi substituída mais tarde por um novo modelo de sistema de cobrança, que englobou quatro componentes: custo aquisitivo de energia das corporações de geradores, custos variáveis de transmissão e distribuição, custos fixos de transmissão de distribuição e fundos relacionados ao governo. No período de 2005 a 2010 o governo chinês passou a olhar com mais atenção aos problemas com consumo investindo em progressivos desenvolvimentos em tecnologia como: smart grids, geração distribuída e micro-grid.

A estrutura adotada pela China para reestruturar seu sistema tarifário foi o TOU, que foi empregada em suas grandes províncias como Shanghai e Zhejiang, sendo que o setor industrial e o setor comercial (tensões maiores que 220 kV) assim como na Índia foram os primeiros a adotar este novo sistema, que especialmente na China é dividido em três horários diários e em três períodos específicos, como pode ser observado na Figura 2.1.2 e Tabela 6. (KANG; JIA, 2011).

A utilização do TOU gerou uma elevação da carga média diária de 77,4% para 80% (KANG; JIA, 2011). Este sistema também foi introduzido para consumidores residenciais, como pode ser visto na Tabela 6, ressaltando que os valores para estas unidades consumido-



Figura 1 – Gráfico Tarifário Cobrado Para As Classes Comercial e Industrial No Período de 24 Horas.



Fonte: (

KANG;JIA, 2011)

Tabela 6 – Taxas cobradas para cada faixa horária do TOU chinês.

Faixa Horária	Períodos	Valor Tarifário (Yuan/kWh)	Valor Tarifário (US\$)
Ponta	9:00 a 11:30, 14:00 a 16:30 e 19:00 a 21:00	1.03	0.1658
Intermediário	7:00 a 9:00, 11:30 a 14:00, 16:30 a 19:00 e 21:00 a 23:00	0.63	0.1014
Fora da Ponta	23:00 a 7:00	0.33	0.0531

Fonte: (KANG; JIA, 2011)

ras são as mesmas apresentadas na Tabela 7. Províncias com recursos hidráulicos utilizam o sistema TOU, por temporadas, variando entre período chuvosos, intermediários e secos, normalmente utilizado para consumidores que estão na faixa 1kV a 220 kV (KANG; JIA, 2011).

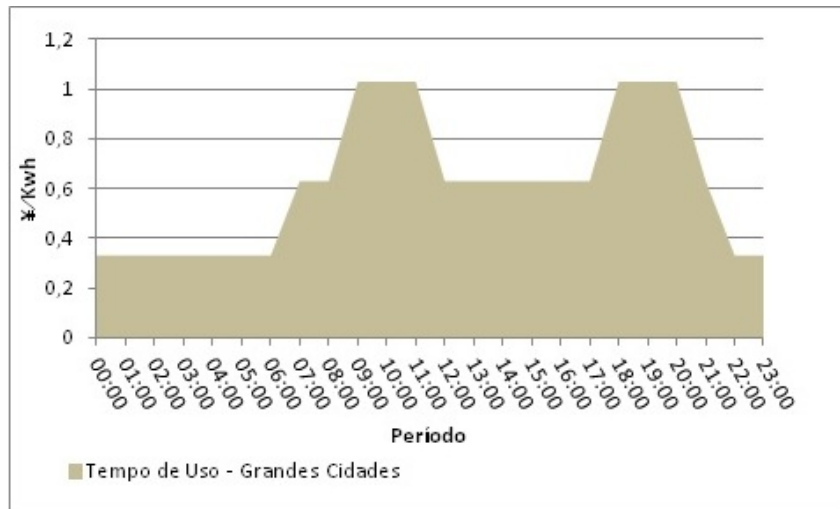
Tabela 7 – Tempo de Uso para grandes cidades da China.

Faixa Horária	Períodos
Ponta	8:00 a 11:00, 18:00 a 21:00
Intermediário	6:00 a 8:00, 11:00 a 18:00, 21:00 a 22:00
Fora da Ponta	22:00 a 6:00

Fonte: (KANG; JIA, 2011)

Outros sistemas tarifários adotados pela China ajudam o país oferecer mais opções de redução de consumo à população, como o “Mecanismo de Preço Progressivo” que foi proposto em novembro de 2010 e padroniza os preços para consumidores em uma

Figura 2 – Gráfico Tarifário Cobrado Nas Grandes Cidades Chinesas No Período de 24 Horas.



Fonte: (KANG; JIA, 2011)

determinada faixa de consumo, sendo que esta taxa é incrementada três vezes de forma progressiva de acordo com nível de consumo dos clientes. A política de “Gerenciamento pelo lado da Demanda” (DSM) também foi proposto neste mesmo período, assim como a “Previsão de carga considerando o preço da Distribuição e a Resposta de Demanda” (KANG; JIA, 2011).

### 2.1.3 Continente Americano e Oceania

Alguns países do continente americano e a Oceania, também utilizam o sistema de tarifas diversificadas. A Austrália, por exemplo, aplica uma estrutura tarifária semelhante aos países já mencionados, para clientes de baixa tensão, sendo que estes ficam sujeitos à cobrança em três faixas diferentes (ponta, intermediário e fora da ponta) durante o dia. Já na América, especificamente a latina, o Chile utiliza um sistema diferenciado, mas com foco também em clientes de baixa tensão, tendo sua tarifa dividida em quatro segmentos diferentes. As três primeiras tarifas denominadas BT1, BT2 e BT3 não possuem diferenciação horária, apenas a tarifa BT4 possui diferença horária na ponta e fora da ponta. Outro país que adotou o sistema de TOU foi o Canadá, que começou a aplicação em baixa escala em uma de suas províncias adotando uma meta de redução de energia entre os períodos de 2003 a 2007 visando o melhor gerenciamento da energia e a redução do consumo por parte dos consumidores residenciais. Esta prática foi tão bem sucedida que acabou sendo ampliada para metrópoles do país como Toronto que se utilizou de medidores inteligentes para aplicar de forma ainda mais eficaz o sistema de TOU, além de obter mais informações sobre o consumo populacional (TOLEDO; GOUVEIA; RIELLA, 2012).

O Brasil também possui um sistema semelhante aos mencionados nesta subseção. O governo brasileiro tem estudado diversas formas de aplicação de tarifas diferenciadas ao longo de anos como poderá ser visto no tópico a seguir.

## 2.2 Tarifas horárias a nível nacional

O sistema brasileiro é um modelo que em seu estado atual, necessita de uma atualização no que diz respeito à estrutura tarifária. Antes de mostrar como este problema poderá ser resolvido com o sistema de tarifas diferenciadas, primeiro é preciso entender como funciona o sistema tarifário nacional.

### 2.2.1 Estrutura Tarifária

De acordo com o nível de fornecimento, no Brasil existem dois tipos de grupos tarifários: grupo A e grupo B. O grupo A é composto pelos consumidores com fornecimento de energia em “Alta Tensão” (AT) acima de 2,3 kV, que é composto pelos subgrupos demonstrados na Tabela 8.

Tabela 8 – Subdivisões do Grupo A.

Subgrupo	Nível de Tensão
A1	230 kV ou mais
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2.3 kV a 25 kV
AS	Sistemas Subterrâneos

Fonte: Próprio Autor, 2016

O grupo B é composto pelos consumidores de “Baixa Tensão” (BT) abaixo da tensão de fornecimento de 2,3 kV ou até mesmo para alguns consumidores com tensões acima de 2,3 kV. Os subgrupos de B podem ser vistos com mais detalhes na Tabela 9. Segundo o PRODIST e de forma aplicar as tarifas de energia elétrica, este grupo em particular é dividido em classes e subclasses de consumo: residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público, consumo próprio, serviços e outras atividades.

Levando em conta o foco do trabalho em consumidores de baixa tensão, a seguir é dado ênfase a este grupo de consumidores, explorando suas faturas de energia, os custos das tarifas, além de um maior esclarecimento de como funciona a tarifa horária branca, demonstrada na subseção 2.2.2.

Tabela 9 – Subdivisões do Grupo B.

Subgrupo	Classes
B1	Residencial e residencial baixa renda
B2	Rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: Próprio Autor, 2016

### 2.2.1.1 Faturas de Energia

As faturas de energia são contas expedidas pelas concessionárias de energia elétrica que servem para que os clientes tenham conhecimento do quando deverão pagar pela energia elétrica consumida em suas respectivas residências.

Além de conter o valor mensal de consumo do cliente, as faturas também apresentam de forma detalhada os tributos e impostos cobrados em conjunto com a energia consumida. A fatura ainda possui um histórico de consumo dos últimos 12 meses da unidade consumidora, normalmente utilizada pelas concessionárias para traçar o perfil dos clientes de uma determinada região. Atualmente houve um acréscimo de tributo denominado sistema de bandeiras tarifárias que também aparecem nas faturas, detalhando o quanto de imposto foi cobrado para ajudar a cobrir os custos com a geração da energia e a faixa em que a mesma se encontra, variando entre verde (condição favorável sem acréscimo de imposto), amarela (condição menos favorável com acréscimo de imposto) e vermelha (condição crítica com acréscimo de imposto). Os custos considerados para cada bandeira e determinados pela ANEEL, estão especificados na Tabela 10 .

Tabela 10 – Preços dos custos por Bandeira Tarifária.

Bandeiras Tarifárias	Custos
Verde	Sem acréscimo na tarifa
Amarela	Sofre acréscimo na tarifa de R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumido
Vermelha	Sofre acréscimo na tarifa de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos

Fonte: ANEEL, 2014

### 2.2.1.2 Tarifa Convencional

Segundo (SANTOS et al., 2014) a tarifa no Brasil é cobrada de acordo com as leis estabelecidas pela ANEEL através das concessionárias de distribuição por meio de duas parcelas de custos.

- Custos não gerenciáveis: Esta primeira parcela esta relacionada ao custo da geração e transmissão de energia contratados pela distribuidora e ao pagamento de obrigações

setoriais. Estes custos correspondem a aproximadamente a 75% da receita das maiorias das concessionárias.

- Custos gerenciáveis: A segunda parcela esta relacionada diretamente aos serviços prestados diretamente a concessionária, que vão desde manutenções de rede, cobranças de contas, distribuição de energia, até chegar às centrais de atendimento. Esta parcela corresponde 25% da receita das distribuidoras.

Outros aspectos das revisões tarifárias se dão pelo fato das mesmas considerarem as características de cada área de concessão, como por exemplo, o número de consumidores, a densidade de mercado, dentre outras. Além da tarifa, os impostos e as taxas de iluminação pública variam de acordo com a região, municípios e estados, neste caso a ANEEL não tem obrigação de defini-las (SANTOS et al., 2014).

Os custos diretos da energia elétrica, aqueles pelo qual a tarifa é composta são divididos em: custo de energia elétrica para revenda (TE) e pelo uso da rede de distribuição (TUSD). O primeiro custo tem caráter nulo para consumidor final, já que para este é passado de forma direta através da tarifa TE. No caso da tarifa TUSD, custos com transporte de energia, remuneração da distribuidora e encargos são cobradas do consumidor, esta é uma forma das concessionárias serem restituídas dos custos e arcarem com seus próprios gastos e encargos que são repassos para os órgãos do governo (SANTOS et al., 2014).

Desta forma pode-se dizer que o consumidor paga pelos custos com geração de energia, os custos com transporte no que diz respeito à transmissão de energia, assim como os custos com a distribuição. Ainda são incluídos impostos e encargos com iluminação pública e setoriais, além dos tributos dos governos federais, estaduais e municipais que ainda pesam na conta final. Assim, a tarifa sem impostos pode ser definida pela equação 2.1:

$$TSI^* = TUSD + TE \quad (2.1)$$

Utilizando a relação em 2.1 na equação 2.2 com impostos tem-se:

$$TCI^{**} = \frac{TSI}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (2.2)$$

\*tarifa sem impostos

\*\*tarifa com impostos

### 2.2.2 Tarifa Branca

Como pode ser lida observado anteriormente, a estrutura tarifária atual é de certa forma burocrática e em comparação com outros países, bastante desatualizada. Desta forma visando reformular o sistema tarifário nacional, o governo federal através da ANEEL começou estudos a fim de definir um novo modelo que culminaria na chamada “Tarifa Branca”, um sistema de tarifa horária semelhante ao já conhecido “time of use”, onde a forma de cobrança das taxas de consumo seria de acordo com determinado período diário que teria preços distintos dependendo do horário.

Esta forma de cobrança não é nova no Brasil, segundo dados da ANEEL, os estudos de tarifas horárias têm acontecido desde a década de 80 de forma a procurar melhor reestruturação para o modelo tarifário brasileiro. Sabe-se que os consumidores de baixa tensão são responsáveis por sessenta por cento da ponta do sistema elétrico nacional, ou seja, período aonde o pico de consumo chega ao seu máximo. Neste sentido, espera-se que este modelo voltado para a utilização das tarifas horárias seja a solução para dar uma melhor estabilização na modulação da carga, principalmente em seu período mais crítico.

O mercado brasileiro já vinha trabalhando com conceito de tarifas horárias como mencionado anteriormente, mas somente no ano de 1998 projetos como a Tarifa Amarela (ANEEL, 2010), surgiram com mais força na tentativa de englobar os consumidores de baixa tensão nesta nova concepção tarifária (SANTOS et al., 2014).

A ANEEL, depois de diversas pesquisas chegou ao modelo que mais aperfeiçoado e condizente com perfil de suas unidades consumidoras, este sistema tarifário, como foi mencionado ficou conhecido como “Tarifa Branca”. A tarifa estava cotada para entrar em vigor em março de 2014, quando a Agência Reguladora Nacional estabeleceu através de suas audiências “públicas”, que os consumidores de eletricidade na faixa do grupo B (exceto os de baixa renda e iluminação pública): residenciais, comerciais e rurais que não excediam a voltagem de 2,3 kV poderiam optar a partir daquele momento pela modalidade tarifária branca (SANTOS et al., 2014).

O status atual da implantação da tarifa foi atualizada algumas semanas atrás através de um comunicado da ANEEL, a nova modalidade tarifária foi aprovada após a reunião pública da diretoria da empresa no dia 13 de setembro de 2016, como foi mencionado no parágrafo anterior, este decreto contempla as unidades consumidoras do grupo B. O decreto ainda afirma que inicialmente a tarifa estará disponível em caráter opcional no presente ano, se tornando obrigatória a partir de 2018 os pedidos de adesão à tarifa branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh por mês. Nos anos seguintes, serão acrescidas as unidades com consumo médio superior a 250 kWh por mês em 2019 e as para todas as unidades de baixa tensão até 2020, independente da faixa de consumo (ANEEL, 2016).

É importante ressaltar que a Tarifa Branca tem cunho opcional para os consumidores, que podem optar pela mesma ou continuar com mesmo sistema com a tarifa convencional. Esta foi uma forma da ANEEL conseguir facilitar a transição do modelo antigo para este novo modelo, além de inserir testes de forma adequar da melhor forma possível a aplicação dessa nova tarifa. Acredita-se que uma vez que o sistema funcione, sua aplicação efetiva dependerá da adequação dos medidores de energia e das regras comerciais, estendendo o sistema para todos os consumidores.

A Tarifa Horária Branca é uma tarifa monômnia subdividida em três períodos ao longo do dia, conhecidos como: ponta, intermediário e fora da ponta. De acordo com os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), o horário da ponta deve conter três horas consecutivas de maior demanda da distribuidora levando em conta toda área de concessão. No caso do segundo horário denominado intermediário, deve cobrir uma hora completa antes do horário da ponta e uma hora completa depois do mesmo. O horário fora da ponta é composto pelo restante das horas que não englobam os horários de ponta e intermediário (SOUSA et al 2014), como pode ser visto na Tabela 11 abaixo.

Tabela 11 – Tarifa Horária Para Um Período de 24 Horas.

Faixa Horária	Período
Branca - Ponta	19:00 a 21:59
Branca - Intermediária	18:00 a 18:59 e 22:00 a 22:59
Branca - Fora da Ponta	17:59 a 23:00

Fonte: Próprio Autor, 2016

Os preços para cada período em dias úteis (Figura 3) variam de acordo com as concessionárias, sendo que a tarifa mais cara será empregada para o horário da ponta, a tarifa intermediária terá um preço mais barato que a tarifa na ponta, mas ainda assim mais cara do que a tarifa fora da ponta, esta que por sua vez terá o preço mais barato dentre os três horários. A tarifa mais barata também será aplicada nos fim de semanas e feriados nacionais.

A exemplo da distribuidora AESul os preços da tarifa para cada horário estão relacionados na Tabela 12 abaixo (AESul, 2016).

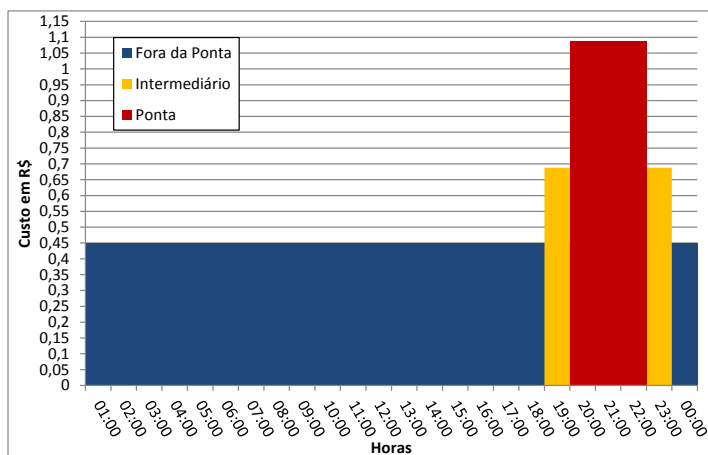
Tabela 12 – Tarifa horária por período.

Horário Ponta	Horário Intermediário	Horário Fora da Ponta
R\$ 1.089	R\$ 0.688	R\$ 0.448

Fonte: AESul, 2016

O objetivo principal da ANEEL ao colocar a Tarifa Branca em operação é proporcionar aos consumidores do grupo B opções diversificadas para os mesmos possam escolher a forma mais econômica de pagar pelo consumo. Com base nisto, e ainda como poderá ser

Figura 3 – Preços por Período.



Fonte: Próprio Autor, 2016

visto nos capítulos seguintes a entrada da tarifa horária irá proporcionar ao consumidor não só controlar seus hábitos de consumo, mas irá impactar em estudos por parte das concessionárias de forma utilizar tecnologias relacionadas a redes inteligentes e o uso da geração distribuída para serem utilizadas para suprir o horário de maior carregamento do sistema.

Este trabalho em especial tem foco nos estudos relacionados aos benefícios proporcionados pela tarifa branca em conjunto com a utilização da geração distribuída, utilizando esta tecnologia como uma forma de minimizar o impacto do horário de ponta no sistema elétrico brasileiro, como será demonstrado no próximo capítulo.



## 3 Geração Distribuída

Com o aumento das pesquisas e aplicações das tarifas diferenciais, abriu-se uma enorme gama de possibilidades relacionadas ao avanço de novas tecnologias no que diz respeito à medição e consumo de energia. Uma dessas inovações é denominada Geração Distribuída (GD), que pode ser definida como uma central geradora de pequeno porte, independente localizada próximo à carga, como por exemplo, um painel solar.

Este capítulo irá abordar especificamente a utilização da GD em baixa tensão a nível mundial e nacional, demonstrando os avanços relacionados à tecnologia em alguns países inclusive o Brasil. Esta seção irá abordar também o princípio de funcionamento da tecnologia, incluindo o modelo matemático característico para conversão de energia elétrica das GDs que serão consideradas no trabalho.

### 3.1 Geração Distribuída Em Baixa Tensão

As tecnologias associadas à GD em níveis mais baixos de tensão se destacam entre fontes alternativas de energia, fontes renováveis e co-geração como peças fundamentais para se produzir um sistema de compensação energia eficiente. Tendo vista este fator o contexto a seguir mostra uma visão mais geral sobre assunto.

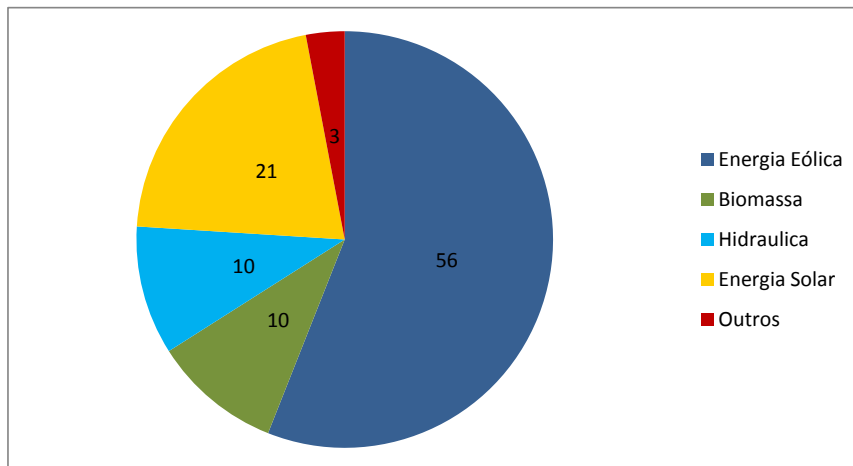
#### 3.1.1 Geração Distribuída - Nível Mundial

A tecnologia envolvendo o uso de geração distribuída é uma realidade em expansão no mundo. No continente europeu, por exemplo, fontes renováveis de GD estão sendo usadas atualmente para ajudar no processo de transição da matriz europeia antes baseada em uso prioritário de geração térmica por combustíveis fósseis e agora se focando em outras fontes alternativas de energia elétrica. Países como Alemanha e Espanha, são as principais referências quando se trata de sistema de utilização desses tipos de fontes.

Os alemães segundo a pesquisa realizada pela corporação (COMMISSION, 2011), possuem uma capacidade instalada de 35 GW no que diz respeito a energias renováveis, que estão divididas de acordo com o gráfico da Figura 4. O país realizou fortes investimentos na geração de energia solar e energia eólica, a primeira utilizando-se preferencialmente instalações menores montadas em telhados residenciais e conectadas á rede de baixa tensão. Já a segunda possui diversos projetos em larga escala envolvendo grandes fazendas eólicas que são conectadas á diferentes níveis de tensão.

Segundo (SANTOS et al., 2014) a Alemanha aprovou em 2009 a renovação para suas tarifas de forma remunerar a geração através de fontes renováveis a serem utilizadas

Figura 4 – Capacidade de geração renovável da Alemanha.



Fonte: (COMMISSION, 2011)

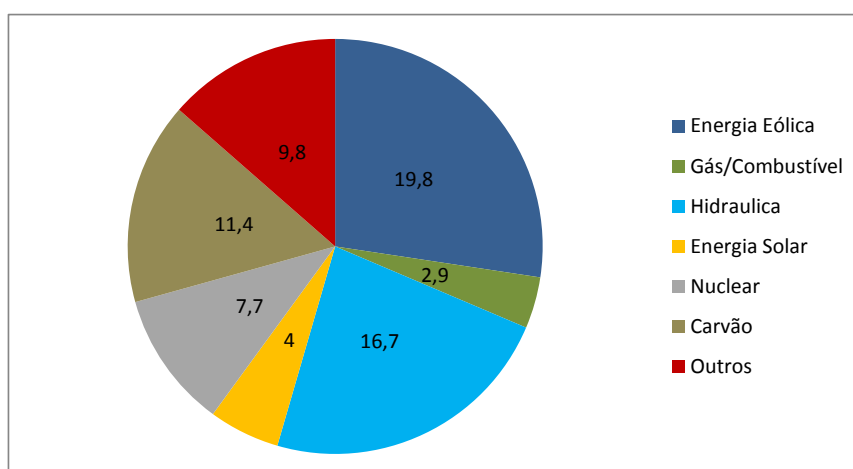
no país. O modelo feed-in de tarifas adotado pelos alemães depende principalmente da tecnologia de geração, da forma de instalação e dos níveis de potência.

A Espanha como mencionada anteriormente também está investindo no sistema de GD como pode ser observado na Figura 5. Em 2010 a capacidade instalada do país em energia elétrica produzida era de 97,5 GW, sendo que a capacidade instalada em energia solar e eólica correspondia deste total 23,8 GW (equivalente a 24% do total) até o final do mesmo ano. Os projetos relacionados à energia eólica não excedem 20 megawatts, normalmente são divididos e conectados respectivamente aos sistemas de distribuição e transmissão. Já os projetos envolvendo painéis fotovoltaicos normalmente estão conectados ao sistema de distribuição em 75% dos casos correspondendo a um total de 4 GW de potência (COMMISSION, 2011).

O sistema de regulamentação da GD na Espanha estabelece que a potência máxima dos sistemas fotovoltaicos seja até 10 kW e para outras fontes o limite máximo pode chegar a 100 kVA ou 50% da capacidade de saída da subestação para linha na qual o módulo de GD esteja conectado (SANTOS et al., 2014).

Outro país europeu que se destaca no investimento em GD é a Dinamarca, que até no final de 2012 possuía num total de 14,17 GW de capacidade de geração instalada, sendo que neste mesmo ano houve um crescimento de 26% em relação ao uso de fontes de energia renováveis no país. Em 2009 o sistema de GD correspondia a 43% do total de energia da Dinamarca, sendo que 50% deste total vêm da força dos ventos com a utilização das fontes de energia eólicas. Até 2013 a capacidade instalada de GD de acordo com empresa Energinet do país, chegava a 6,6 GW. Os painéis solares representam apenas 8,1% do total

Figura 5 – Capacidade Instalada da Espanha.



Fonte: (COMMISSION, 2011)

mencionado, mas a capacidade de GD solares está em um crescimento elevado segundo os últimos balanços energéticos realizados num período de quatro entre 2009 a 2013 (ANAYA; POLLITT, 2014).

Segundo (ANAYA; POLLITT, 2014) a Suécia também é outra potência que está investindo bastante em GD. O crescimento do uso de fontes renováveis no país aumentou de tal forma que em 2012 já era responsável por 51% da parcela final de energia consumida. Como indicado pela Agência de Energia da Suécia, a definição GD na Suécia é relacionada à micro geração normalmente associadas a plantas que possuem fusíveis de até 100 A, sua capacidade máxima chega a 40 kW. No país se destaca a utilização de painéis solares que até o fim de 2012 tinha uma capacidade instalada de 24,3 MW.

Apesar de o continente europeu ser referência no que diz respeito à regulamentação, aplicação e investimento de fontes de GD, outros países como Índia, China e Estados Unidos utilizam de diretrizes semelhantes ao modelo dos países europeus para desenvolverem seus próprios planos de pesquisa e investimento em fontes alternativas. A Índia segundo (BANERJEE, 2004) possuía até março de 2003 uma capacidade instalada de geração de 105.000 MW, sendo que deste valor 13.000 MW está voltado para GD (10.000 para diesel e 3.000 para fontes renováveis), correspondendo apenas 3% do total de geração do país.

O governo indiano visando estancar a crescente demanda de energia e as perdas com transmissão e distribuição que o país sofria em 2003 criou um plano de adicionar 100.000 MW na capacidade de geração de energia do país até 2012, desta forma no intuito de atingir a meta, as fontes renováveis foram bastante promovidas como solução para alcançar a meta. (PANDEY; BHADORIYA, 2013) afirmam que até 2010 a capacidade

geração do país atingiu a marca de 164.433 MW, sendo que as fontes renováveis de energia correspondem a 7,7% deste valor total. Em dezembro de 2011 segundo dados da agência de energia indiana, a capacidade instalada de tecnologias baseadas em fontes renováveis chegava a 22,4 GW, sendo que a meta do país é chegar a 30 GW de capacidade instalada de geração de energia até 2017.

A China é outro país asiático que surge no contexto de crescimento na utilização de GD. Ainda que os chineses, assim como a Índia apresentem baixos números em relação aos países europeus como Alemanha, a política de investimento do governo chinês se destaca por reduzir os custos com painéis fotovoltaicos, para incentivar o uso dos mesmos. A capacidade instalada de microgeração no país está em uma faixa que vai de 5 MW a 50 MW com tensões que variam entre 380 V e 10 kV de acordo com os dados da agência de energia chinesa (WANG, 2013).

Os Estados Unidos também é um dos países conhecidos por ser um dos grandes incentivadores de aplicação de políticas de regulamentação da GD, assim como investimento forte no que diz respeito a energias renováveis. A dependência de combustível fóssil do país serviu como alerta para o surgimento de novas fontes de geração de energia como turbinas eólicas, células combustíveis e turbinas de combustão a gás (BROWN; CILIBERTI-AYRES, 2012).

Em um contexto geral, pode-se notar que há um grande crescimento no interesse em relação às fontes alternativas por parte dos países desenvolvidos e em desenvolvimento ao redor do mundo. É importante destacar as diversas medidas tomadas pelos governos em forma de incentivar o uso das GD reduzindo custos e renovando as políticas de microgeração no intuito de atrair pequenos empresários para o campo de geração de energias renováveis. (JONES; IRWIN; IZADIAN, 2010) afirmam em suas conclusões que muitos países, estados e empresas que aderirem à energia renovável, proporcionarão em consequência uma menor preocupação com os recursos naturais que atualmente estão se tornando cada vez mais escassos.

### 3.1.2 Geração Distribuída – Nível Nacional

O incentivo à produção de energia elétrica em BT já é uma realidade cada vez mais abrangente no Brasil. O governo ao longo dos últimos cinco anos vem estabelecendo novas diretrizes e políticas no intuito de facilitar a adesão do consumidor comum a ter acesso às redes de distribuição seguindo um conjunto de regras e normas adequadas agregando conhecimento ao cliente de forma discipliná-lo sobre o assunto (SANTOS et al., 2014).

Seguindo este pensamento uma das políticas de incentivo estabelecidas pelo governo para atrair mais investimentos no campo da produção de energia e tendo como base a resolução normativa n 376 ano de 2009 da ANEEL, foi inserido no mercado econômico

dois ambientes, o Ambiente de Contração Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Ambas diretrizes visam beneficiar o consumidor final, sendo que com a ACR a venda de energia passou a ser realizado através de leilões para contratos há longo prazo, enquanto que a ACL comercializa-se a energia elétrica para atender aos consumidores livres através de contratos bilaterais (FILHO; AZEVEDO, 2013).

Dentro deste contexto, entrou em vigor a resolução normativa n 482 da ANEEL em 17 de Abril de 2012, posteriormente alterada pela resolução normativa n 517 de forma regulamentar a geração distribuída no Brasil. Esta resolução segundo dados da ANEEL visa reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte disponível na rede de distribuição, assim como a introdução do “net metering”, ou sistema de compensação de energia, além de estabelecer novas diretrizes para os Procedimentos de Distribuição (PRODIST). (FILHO; AZEVEDO, 2013) afirmam que este sistema de compensação funciona com o objetivo de tornar o consumidor cativo também em um produtor independente de energia, onde a energia gerada através da microgeração ou minigeração é injetada em uma distribuidora local e posteriormente compensada na mesma unidade consumidora através de sua fatura de energia.

A resolução normativa mencionada anteriormente estabelece que centrais geradoras de energias de microgeração possuam uma potência instalada menor ou igual a 100 kW, enquanto que as centrais geradoras de minigeração devem possuir uma potência instalada superior a 100 kW e menor igual a 1 MW de acordo com dados retirados da ANEEL.

As opções de micro e mini geração distribuída tem fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada dentre outras que são conectadas na rede de distribuição por meio de instalações das unidades consumidoras. No intuito de uma aplicação mais acessível, limpa e com mínimo impacto ambiental, a fonte solar fotovoltaica surge como uma solução renovável promissora para geração de pequeno porte. A GD com base em energia solar como foi mencionado na subseção 3.1.1, em conjunto com a energia eólica são as mais utilizadas pelas potências europeias atualmente.

A Nota Técnica DEA 19 da Empresa de Pesquisa Elétrica (EPE) publicada em Outubro de 2014 afirma que comparado aos países líderes em capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica urbana, o Brasil possui um grande potencial a ser explorado, isto se deve ao fato do país obter uma maior incidência solar anual e devido suas tarifas de energia elétrica possuir patamares semelhantes. De acordo com a resolução normativa ANEEL n 481 ano 2012, a fonte solar que normalmente é injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição, é menor ou igual a 30 MW, o desconto de 80% para os empreendimentos que entrarem em operação em dezembro de 2017, aplicável aos primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso TUST e TUSD com um desconto equivalente reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina.

Em relação ao consumidor, a nota técnica da (BROWN; CILIBERTI-AYRES,

2012) afirma que o Instituto Ideal vem promovendo através de ferramentas de informação ao consumidor o desenvolvimento da geração fotovoltaica no país. A ANEEL ainda complementa ressaltando que estes programas visam esclarecer as condições e dúvidas para o acesso aos micro e minigeradores, assim como demonstrar e exemplificar o mecanismo de compensação e faturamento da energia gerada.

Assim como as fontes solares, as GDs voltadas à geração de energia eólica vêm apresentando um crescimento considerável no Brasil ao longo dos anos. Segundo (BARROS, 2011) afirma que há numerosos empreendimentos de parques eólicos construídos em solo brasileiro, o que reforça o potencial do país em relação ao setor de energias renováveis. A autora também afirma que há projetos de instalação de turbinas eólicas em residências e comunidades conectadas a rede elétrica, este sistema ainda é pouco difundido no Brasil, mas possui grande potencial de expansão devido à acessibilidade que ela proporciona aos consumidores, lhes conferindo a escolha de decidir se produzirão em parte ou em totalidade a energia que irão consumir.

Seguindo a linha desses projetos de pequeno porte, a tecnologia de GD através de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) também surge como uma realidade no Brasil cada vez mais interessante a ser utilizada na faixa de baixa tensão. A resolução da ANEEL número 652 ano de 2003 determina que estas CGHs devam possuir uma potência instalada que seja inferior ou igual a 1 MW, faixa destinada aos consumidores independentes, autoprodutores ou produtores autônomos, que devem possuir uma área de reservatório igual ou inferior a 3 km quadrados (DOB, 2013).

Através deste contexto e analisando de uma forma geral, é possível afirmar que o crescimento do interesse brasileiro em relação à utilização de energias renováveis esta cada vez maior. O governo brasileiro possui planos ambiciosos de tornar a geração distribuída mais acessível aos consumidores de baixa tensão, reduzindo barreiras que facilitam o uso da micro e minigeração de energia, além de atrair investimentos e empreendedores para projetos utilizando esta tecnologia, bem como realizar descontos tarifários para aqueles que utilizam o sistema de compensação de energia.

A geração distribuída é um sistema que serve como alternativa para reforçar o sistema nacional brasileiro e torná-lo menos dependente das fontes não renováveis e da fonte hidráulica predominante no país.

## 3.2 Princípio de Funcionamento

A geração distribuída também chamada de geração descentralizada de acordo com (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005), é definida como uma fonte de geração conectada diretamente a rede distribuição ou ao consumidor. Como mencionado à potência instalada da GD no Brasil é limitada em 30 MW ou 50 MW, as fontes que servem de base para

gerar energia através deste sistema são: eólica, solar, CGH, células combustíveis e outras.

Os autores afirmam que investir nas GDs significa aplicação em pequena escala para consumidores isolados, que englobam segmentos industriais, comerciais e residenciais. Isto vai de encontro à tendência global do mercado para a utilização desta tecnologia de forma auxiliar reestruturar o setor energético, aumentar a capacidade do sistema e principalmente avançar a tecnologia relacionada aos acionadores primários.

Dentre os tipos de GD citadas, este trabalho em especial irá considerar seus estudos e análises para as fontes alternativas eólica e solar para consumidores de baixa tensão, demonstrando o funcionamento e o impacto de sua utilização na carga do sistema elétrico.

### 3.2.1 Energia Eólica

No campo das energias renováveis, uma das fontes que mais se destacam é a eólica, exatamente por conseguir aproveitar da força dos ventos para produzir energia limpa e com mínimo impacto ambiental. O vento por definição consiste em um descolamento de formações de ar partindo do ponto onde a pressão atmosférica é mais alta em direção ao ponto onde esta é mais baixa. Devido às desigualdades existentes superfície terrestre devido às diferentes pressões atmosféricas, as ocorrências de zonas térmicas são comuns, sendo assim durante o dia o ar terrestre aquece mais rapidamente do que o ar sobre água, por exemplo, desta forma o ar quente expande-se e sobe na atmosfera devido à diminuição da densidade, enquanto que o ar frio logo em seguida toma seu lugar criando assim o vento.

Segundo (SANTOS et al., 2014) a inversão das correntes de vento ocorre quando o ar terrestre esfria mais rapidamente do que ar sobre a água trocando seu sentido. Para aproveitar-se o potencial da energia que a força dos ventos pode oferecer é necessário que o fluxo dessas correntes seja o mais constante possível. A energia disponibilizada no vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento, como demonstrado na Equação 3.1 da fórmula geral para potência do vento.

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.1)$$

Onde:

$P_{disp}$  - potência do vento em W por  $m^2$ ;

$\rho$  - densidade do ar em kg por  $m^3$ ;

A - área do rotor em  $m^2$ ;

v - velocidade em m por s;

A equação 3.1 considera a potência disponível sem a presença da turbina, porém para convertê-la em potência mecânica, parti-se do pressuposto que o rendimento efetivo

da conversão em uma turbina eólica sempre irá depender da velocidade do vento e é representada pela Equação 3.2.

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \quad (3.2)$$

Onde:

$C_p$  - coeficiente de potência;

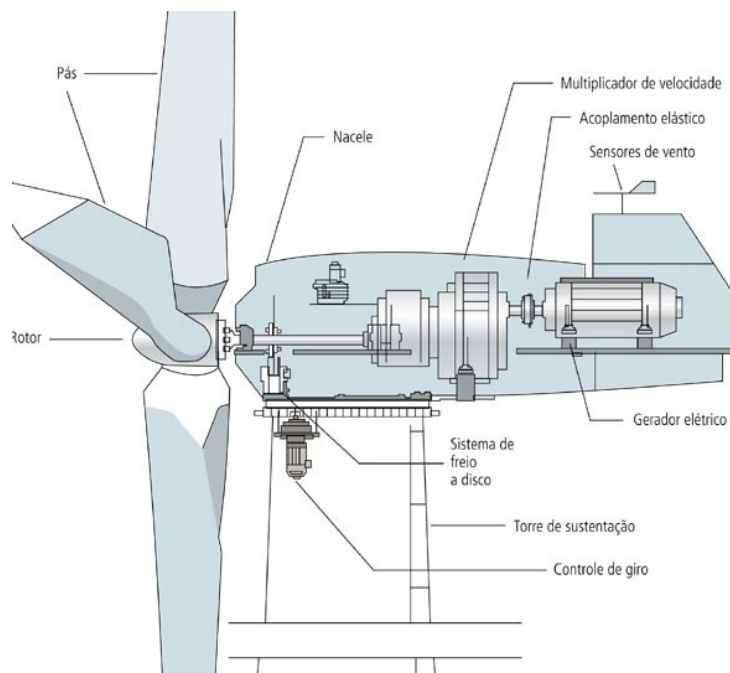
$P_{mec}$  - potência mecânica disponível;

Assim, pode-se reescrever a equação 3.1 de uma forma mais completa, como pode ser visto na Equação 3.3.

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (3.3)$$

A energia eólica nada mais é do que o processo de transformar a força do vento de forma gerar energia mecânica ou elétrica. As turbinas eólicas também chamadas de aerogeradores, através de suas pás conseguem transformar a energia cinética dos ventos em energia mecânica, esta energia por sua vez pode ser convertida em energia elétrica. A turbina é composta principalmente por três pás, um rotor, um gerador elétrico, um multiplicador de velocidade, um sensor de vento denominado anemômetro e uma torre de sustentação como pode ser visto na Figura 6.

Figura 6 – Turbina Eólica.



Fonte: ANEEL, 2016



De acordo com (PICOLO; BUHLER; RAMPINELLI, 2014) o aerogerador funciona quando o vento passa pelas três pás fazendo o rotor ligado as engrenagens internas da turbina girarem transformando a energia cinética do vento em energia mecânica. O multiplicador de velocidade, por sua vez é utilizado para aumentar a frequência produzida no rotor, para ser transmitida ao gerador elétrico. O gerador elétrico é responsável por transformar a energia mecânica produzida nas engrenagens em energia elétrica através do fenômeno denominado indução eletromagnética. Para uso residencial, (GONÇALVES, 2008) afirma que sistemas eólicos de pequeno porte são compostos por turbinas eólicas com uma capacidade inferior a 100 kW. O autor também afirma o tamanho dessas turbinas varia entre 2 a 8 metros. Os principais componentes para estes tipos de sistemas são compostos por:

- Turbina eólica: gera eletricidade através da energia dos ventos;
- Torre: responsável por dar suporte à turbina e coloca-lá em uma posição ideal para aproveitar o potencial máximo do vento;
- Bateria: acumula e armazena a energia gerada;
- Inversor serve para adequar as características da energia gerada com as características da rede elétrica convencional;
- Controlador de Carga: controla a carga e o consumo de energia das baterias;

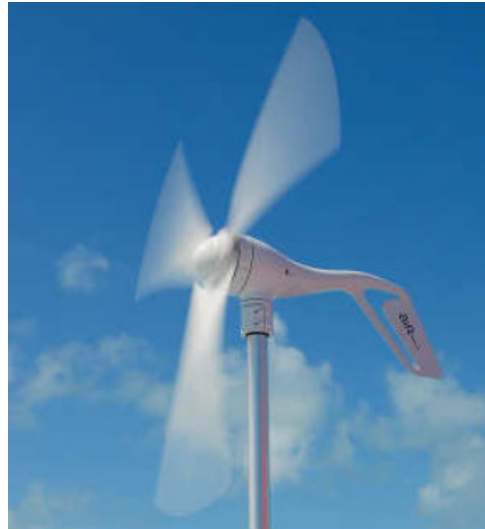
Para simulações no software HOMER será necessário dados técnicos e econômicos carregar o modelo de análise, para isto escolheu-se dois modelos de turbinas de pequeno porte para residências rurais de baixa tensão e pequenas indústrias, a primeira turbina é o “Aerogerador I-700” da marca Isla Breeze, esta possui uma potência de 800 W e tensão nominal de 24 V, seu preço comercial é R\$ 2.500,00, a segunda opção é o aerogerador eólico 2 kW, tensão nominal 48 V, seu preço comercial é R\$ 8.990,00. Ambas turbinas são semelhantes a Figura 7.

Além das simulações que visam realizar uma avaliação técnica econômica no software mencionado, estas fontes são importantes na segunda parte da metodologia que abrange uma análise do impacto das GDs no sistema de distribuição. Para isto será utilizado outra ferramenta computacional que irá avaliar se os aerogeradores extrapolam algum índice de desempenho que cause algum tipo de estabilidade na rede elétrica.

### 3.2.2 Energia Solar ou Fotovoltaica

No que diz respeito às fontes alternativas, a energia solar se destaca como uma das mais eficazes formas de gerar energia de forma limpa e renovável. Como o nome

Figura 7 – Exemplo de Aeroogerador.



Fonte: (EPOCA..., 2016)

diz a energia produzida é originada através da radiação solar, onde o calor absorvido através das chamadas placas ou células fotovoltaicas produz energia elétrica. Segundo (SEGUEL, 2009) os sistemas fotovoltaicos isolados caracterizam-se por ter como fonte primária apenas a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, este por sua vez não possui a capacidade de armazenar esta energia, assim bancos de baterias são utilizados para esta função, garantindo assim fornecimento de energia em períodos de pouca luminosidade e principalmente no período da noite. Os sistemas fotovoltaicos são geralmente compostos por:

- Módulos Fotovoltaicos;
- Um regulador de carga;
- Uma ou mais baterias;
- Em caso de operação com tensão alternada, um inversor e um conversor, são acrescentados no conjunto;
- Controlador de Carga;

O autor descreve que estes sistemas fotovoltaicos isolados podem ser aplicados utilizando as configurações série ou paralelas. A configuração em série não é muito vantajosa segundo (SEGUEL, 2009), pois com esta configuração tende a diminuir a vida útil do banco de baterias, além de que os sistemas fotovoltaicos residenciais necessitam de três estágios de conversão devido o arranjo de tensões dos painéis, banco de baterias e do barramento serem diferentes, afetando assim sua eficiência. A configuração paralela se mostra mais vantajosa

neste campo, pois permite um controle da carga do banco de baterias aumentando sua vida útil, além de proporcionar melhor dimensionamento entre a frequência de operação e os elementos semicondutores de acordo com a potência processada no conversor.

Os painéis solares são formados por um conjunto de células denominadas célula solar, também conhecida como célula fotovoltaica, que é responsável por transformar a radiação eletromagnética em energia elétrica e pode ser descrita como um dispositivo semicondutor produz uma corrente elétrica, quando exposta à luz (SEGUEL, 2009). Existem três tipos mais usuais de células solares:

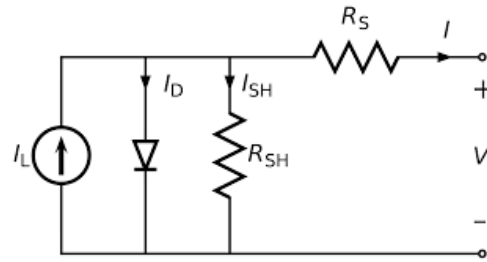
- Silício Monocristalino: é um dos melhores e mais eficientes dos sistemas fotovoltaicos e sua área de captação é menor do que a de outros sistemas semelhantes;
- Silício Policristalino: possui uma eficiência média e uma vida útil mais curta em relação ao monocristalino;
- Silício Policristalino: possui uma eficiência média e uma vida útil mais curta em relação ao monocristalino;
- Inversor: serve para adequar as características da energia gerada com as características da rede elétrica convencional;
- Silício Amorfo: possui baixa eficiência em relação ao monocristalino e o policristalino, além necessitar de uma área maior de captação solar;

De acordo com (SANTOS et al., 2014) para entendermos se comporta eletronicamente uma célula fotovoltaica é preciso saber como analisá-lo através de um modelo eletricamente equivalente. O circuito representado pela Figura 8 é a representação de uma célula fotovoltaica, sendo que a fonte de corrente possui um valor proporcional à radiação solar, o diodo se encontra em paralelo e representa a característica não linear da junção p-n do material semicondutor. As resistências  $R_S$  (representa a resistência de contato da base) e  $R_P$  (representa a corrente de fuga da junção semicondutora p-n) representam as não idealidades da célula.

Há outros três fatores que são de suma importância na representação da célula, o primeiro é a curva característica onde o produto de  $V \times I$  confere à célula a máxima potência de funcionamento  $P_M$ . O segundo é o parâmetro denominado Fator de Forma (FF) que se refere à qualidade da célula e o terceiro é a eficiência de operação ( $\eta$ ) que permite aferir o rendimento da célula, ambos dados respectivamente pelas Equações 3.4 e 3.5 .

$$FF = \frac{I_M V_M}{I_{SC} V_{OC}} \quad (3.4)$$

Figura 8 – Circuito Equivalente da Célula Fotovoltaica.



Fonte: (ELI5. . . , 2016)

$$n = \frac{FF I_S C V_{OC}}{P_L} \quad (3.5)$$

Sabe-se que a capacidade de produção de energia de uma única célula voltaica é de 1 a 2 W, que corresponde a uma tensão de 0,5 V e uma corrente de 2 a 4 A. Para atingir o nível de tensão desejado são necessárias várias células conectadas uma à outra através de uma associação, estas ligações podem ser série ou paralela (SEGUEL, 2009). Uma das principais características da associação em série, por exemplo, é fato da corrente que circula por uma célula ser a mesma que circula nas outras células associadas, enquanto que a soma das tensões de cada célula resulta na tensão total quando está em medida em seus extremos. A associação em paralela tem como característica a mesma tensão para todas as células, enquanto que a corrente é igual à soma de todas as correntes das células associadas em paralelo (HECKTHEUER, 2001).

Para saber a corrente fornecida por um módulo fotovoltaico normalmente composto por 33 a 36 células ligadas em série, (GOW; MANNING, 1999) propõem a expressão que descreve a Equação 3.6.

$$I = n_p \left[ I_L - I_S \left[ e^{q \left( \frac{V}{n_s} + \left( \frac{I R_S}{n_p} \right) \right) / nkT} - 1 \right] - \left( \frac{V}{n_s} + \left( \frac{I R_S}{n_p} \right) \right) / R_P \right] \quad (3.6)$$

Onde:

$n_s$  - número de células conectadas em série do painel fotovoltaico;

$n_p$  - número de células conectadas em paralelo do painel fotovoltaico;

As descrições anteriores são importantes para entender os princípios básicos da composição e funcionamento de um painel fotovoltaico, porém a parte fundamental para compreender seu sistema de conversão, esta ligado a potência fornecida à rede elétrica. De acordo com (FREITAS, 2015) a potência ativa injetada no ponto de interconexão entre a rede e o equipamento é denominada potência de saída. Esta potência nada mais é do que a relação entre à irradiação, temperatura, eficiência do inversor, tensão da rede e a potência

nominal do painel conhecido como  $P_{mp}$ , ou ponto de máxima potência. É importante perceber que a potência de saída é fornecida em um determinado intervalo de tempo ( $t_0$ ), como pode ser visto na Equação 3.7.

$$P(t_0) = P_{mp} \cdot Irradiação(t_0) \cdot IrradiaçãoBase \cdot Pmp(t_0) \quad (3.7)$$

Onde:

$P$  - Potência de Saída do Painel;

$P_{mp}(1kW/m)$  - Potência nominal do Ponto de Máxima Potência;

Irradiação (pu) - Valor da Irradiação em pu no instante  $t_0$ ;

Irradiação Base - Valor da Irradiação em seu ponto máximo no dia selecionado;

$P_{mp}$  (pu) - Fator de correção do  $P_{mp}$  no instante  $t_0$ ;en

A potência ativa fornecida pelo painel pode ser dada de uma forma alternativa como pode ser visto na Equação 3.8 a seguir, note que é possível determinar a potência de saída em função da eficiência do inversor.

$$P_{saída} = P(t) \cdot eff \quad (3.8)$$

Onde:

$eff P_{(saída)}$  - Eficiência do inversor para uma determinada potência de saída;

A potência reativa pode ser calculada separadamente da potência ativa através de duas abordagens diferentes: a primeira onde o valor do reativo pode ser fixo e a segunda fica em função do fator de potência fixo. No caso onde o valor da potência reativa é mantida constante pelo inversor, independe do valor da potência ativa. O outro caso o fator de potência é mantido constante pelo inversor alterando sua potência reativa. É importante ressaltar quando a potência aparente do inversor é excedida a potência reativa diminui, nesta operação do inversor a prioridade é dada a potência ativa.

Em determinadas ferramentas computacionais, é possível controlar externamente o fornecimento e a absorção da potência reativa. Portanto levando em conta as explicações anteriores estas funções de controle do painel são utilizados através do inversor pela funções modo Voltvar e a Curva XY.

A primeira etapa das simulações com os painéis se darão assim como mencionado no item sobre os aerogeradores, através do software HOMER, seguindo a proposta do trabalho, dois painéis fotovoltaicos foram escolhidos para simulações e análises das curvas de carga. O primeiro painel é o “Painel Fotovoltaico SunEdison 270 W” da marca SunEdison, que possui uma potência de 270 W, eficiência de 17,7%, uma produção média de energia próxima a

30 kWh por mês e vida útil de 25 anos com um custo de R\$ 1.100,00. O segundo painel é o “Painel Fotovoltaico KD250GH-4FB2” da marca Kyocera, que possui uma potência de 250 W, eficiência de 15,2%, uma produção média de energia de 31,25 kWh por mês e vida útil de 20 anos com um custo de R\$ 1099,00. Um exemplo de um sistema fotovoltaico correspondente pode ser visto na Figura 9 .

Figura 9 – Exemplo de um Painel Fotovoltaico.



Fonte: (SOROTHERM, 2016)

A segunda parte da análise visa simular e detectar o impacto da inserção dessas GDs numa rede de distribuição, analisando possíveis problemas técnicos que estes equipamentos podem causar á rede elétrica. A ferramenta à ser utilizada será o software DSSIM, assim como foi mencionado anteriormente na subseção dos geradores eólicos.

De uma forma geral este capítulo descreveu um pouco das vantagens da aplicação geração distribuída e limitou-se as explicações relevantes das fontes eólicas e solar que serão importantes para o desenvolvimento deste tema. Seguindo esta linha de raciocínio, informações pertinentes como caracterização das curvas típicas, avaliação técnica econômica das GDs, bem como a análise do sistema serão os próximos itens a serem discutidos no próximo tópico.

## 4 Metodologia Proposta

Neste capítulo será detalhada a metodologia desenvolvida para as análises deste trabalho. Inicialmente a arquitetura proposta será apresentada para melhor compreensão do assunto e os tópicos seguintes servirão como complementação a estrutura de estudo.

### 4.1 Arquitetura Proposta

A seguir pode-se observar o esquemático (Figura 10) da metodologia a detalhando todo o processo e análise a ser desenvolvida. A primeira etapa consiste na caracterização das curvas típicas das classes de baixa tensão, assim como a caracterização dos dados ambientais importantes para composição da análise das fontes de geração. Posteriormente será feita uma análise técnica e econômica utilizando o software HOMER, com o resultado desta análise será obtido os perfis de carga e geração. A segunda etapa da metodologia abrange uma análise operacional do sistema através do software DSSIM, para isto será utilizado o sistema IEEE 34 barras. Os testes serão realizados nas chamadas Zonas de Consumo, desta forma será avaliado o comportamento e as limitações do sistema quando uma fonte de GD é inserido na rede elétrica, na eminência de prováveis problemas com instabilidade de tensão e outros fatores, será sugerido alternativas para correção desses possíveis problemas.

### 4.2 Caracterização das Curvas Típicas e Dados Ambientais de Geração

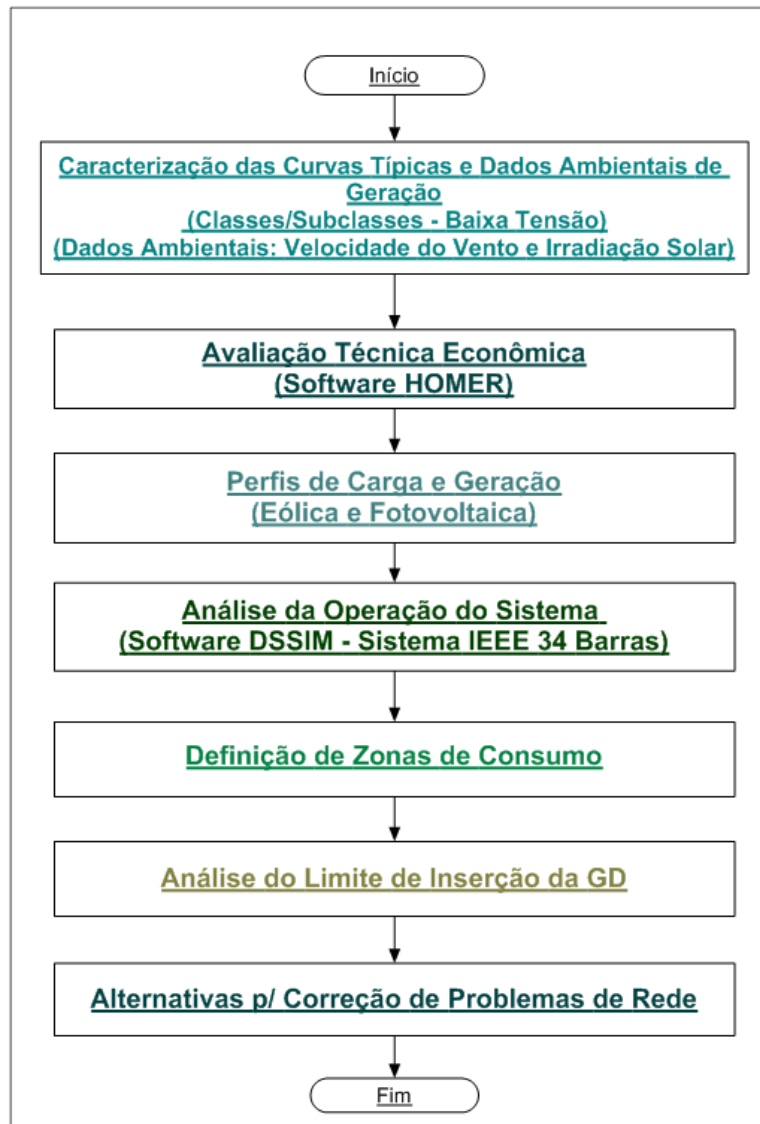
#### 4.2.1 Curvas de Cargas Para Consumidores de Baixa Tensão

A caracterização das curvas típicas que irão servir como dados de entrada para as análises posteriores que serão realizadas no software HOMER, baseiam-se em quatro classes de consumidores de baixa tensão (BT), compostos por cinco subclasses diferenciadas em valores distintos de potência, como pode se ver visto na Tabela 13.

Através das curvas de cargas dessas classes é possível determinar o perfil do consumidor de uma determinada área ou região. A seguir são demonstrados alguns perfis a serem adotados neste trabalho para caracterizar as curvas típicas de consumidores de baixa tensão.

Para classes residenciais, as características mais comuns em seus perfis são baixa demanda nas madrugadas, parte da manhã e parte da tarde, enquanto que as altas

Figura 10 – Estrutura da Metodologia.



Fonte: Próprio Autor, 2016

demandas são identificadas no começo da manhã, entre 12:00 e 13:00 e a partir das 17:00 horas da tarde até a 00:00, como pode ser visto no exemplo de curva de carga na Figura 11.

Os perfis de classe comercial (Figura 12), também possuem demanda inferiores no período da madrugada e altas demandas ao longo do dia, o perfil industrial (Figura 13) é semelhante ao anterior, porém com queda acentuada da carga após às 15:00 horas. O perfil rural (Figura 14) por sua vez possui demandas mais baixas ao longo do dia e mais altas durante a noite, sendo semelhante ao perfil residencial.

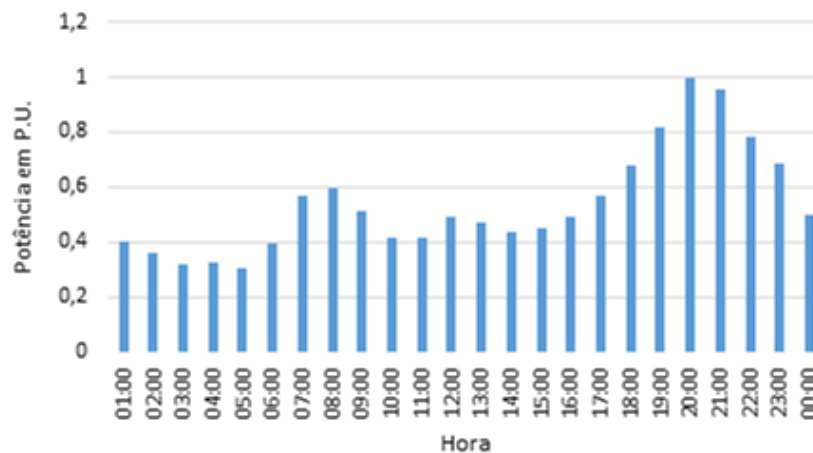


Tabela 13 – “Classes e Subclasses de Consumidores em BT“

	Residencial	Comercial	Industrial	Rural
Faixa 1	0 a 100 kWh	0 a 500 kWh	0 a 500 kWh	0 a 200 kWh
Faixa 2	101 a 220 kWh	501 a 1000 kWh	501 a 1000 kWh	201 a 500 kWh
Faixa 3	221 a 500 kWh	1001 a 5000 kWh	1001 a 5000 kWh	501 a 1000 kWh
Faixa 4	501 a 1000 kWh	5001 a 10000 kWh	5001 a 10000 kWh	1001 a 5000 kWh
Faixa 5	> 1000 kWh	> 10000 kWh	> 10000 kWh	> 5000 kWh

Fonte: Próprio Autor, 2016

Figura 11 – Exemplo de Perfil Residencial [Faixa - 0 a 100 kWh].



Fonte: AESUL, 2016

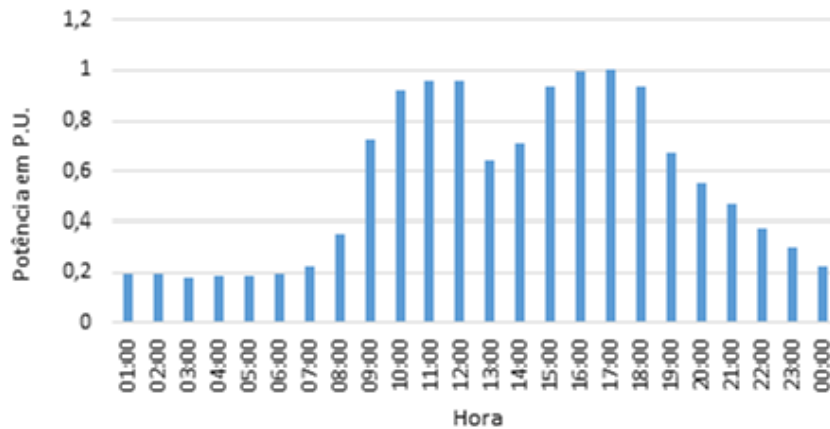
#### 4.2.2 Parâmetros Ambientais para Composição das Fontes de Geração

Como foi mencionado no capítulo 3, as fontes de geração distribuída eólica e solar foram selecionadas para aplicação neste trabalho, devido sua tendência de uso no sistema de distribuição. A energia gerada por essas fontes pode ser injetadas diretamente na rede elétrica, ou pode ser armazenada para ser utilizada conforme a necessidade do consumidor durante determinado período do dia. A segunda opção se tornaria mais vantajosa com a utilização de tarifas diferenciais que caracterizam se pela cobrança de preço em horários distintos ao longo do dia.

A curva de geração solar é caracterizada pela irradiação diária por hora anual de uma determinada região. Para este trabalho utilizou-se da curva de irradiação da região de Alegrete Rio Grande do Sul como pode ser visto na Figura 15, caracterizada por altas incidências de radiação nos meses de janeiro a março e nos período seco entre setembro e dezembro, comportamento de um clima subtropical bem definido com verões extremamente quentes e invernos bastante frios.

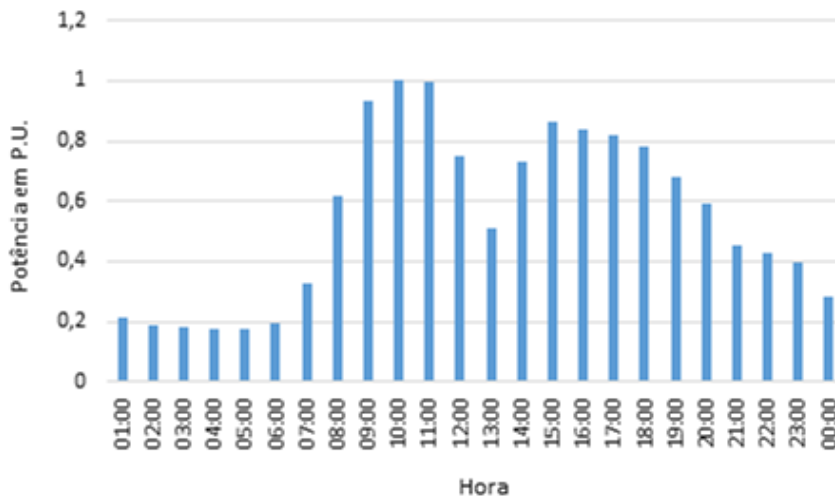
As curvas de geração eólica caracterizam-se pela medição da velocidade anual dos

Figura 12 – Exemplo de Perfil Comercial [Faixa - 0 a 500 kWh].



Fonte: AESUL, 2016.

Figura 13 – Exemplo de Perfil Industrial [Faixa - 0 a 500 kWh].



Fonte: AESUL, 2016

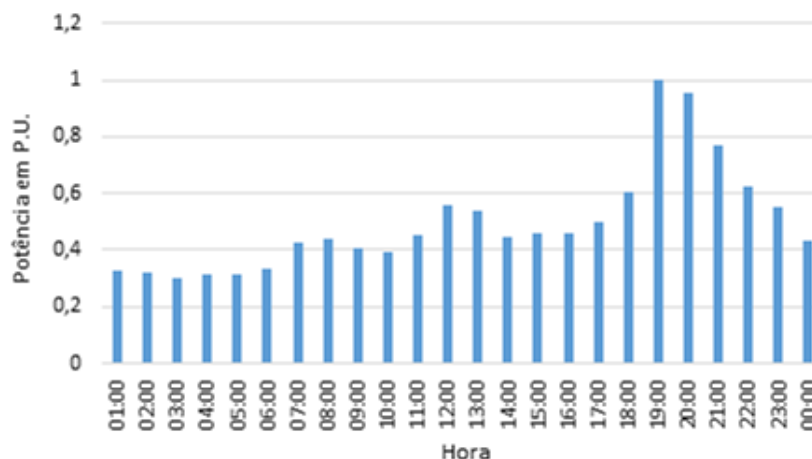
ventos recebida por determinada região. Os dados foram retirados da mesma região do Rio Grande do Sul mencionada anteriormente e está exemplificada na Figura 16.

### 4.3 Avaliação Técnica Econômica No Software HOMER

Nesta etapa as curvas de carga e os dados ambientais de geração são inseridos no software de otimização para que o mesmo simule inúmeros tipos de cenários para que cada classe e subclasse receba a melhor fonte de GD que consiga suprir sua demanda máxima no horário de ponta de forma amenizar os custos neste período.

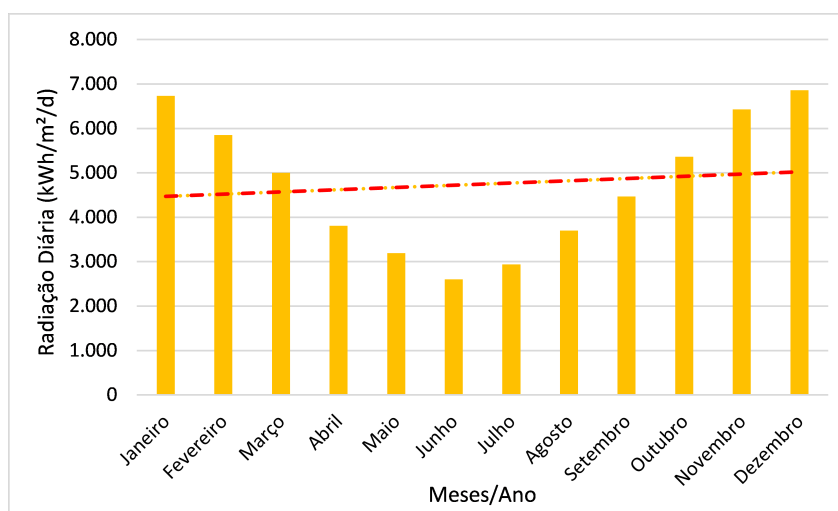
Os dados de entrada não resumem apenas na adição das curvas de carga e geração, características técnicas como tensão, potência, incidência de irradiação solar, incidência de vento, quantidade equipamentos, localização da região dentre outras informações

Figura 14 – Exemplo de Perfil Rural [Faixa - 0 a 200 kWh].



Fonte: AESUL, 2016.

Figura 15 – Gráfico de Irradiação Solar Anual.

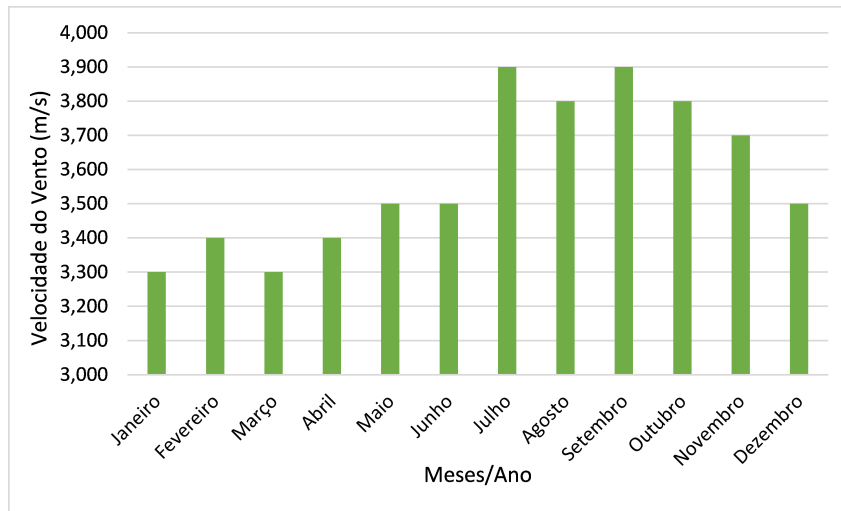


Fonte: NASA, 2016

são cruciais para os cálculos a serem realizados pelo software HOMER. Características econômicas como preço dos equipamentos e manutenção dos mesmos, também devem ser adicionados na ferramenta para que esta possa calcular o NPC, ou custo total em valor presente.

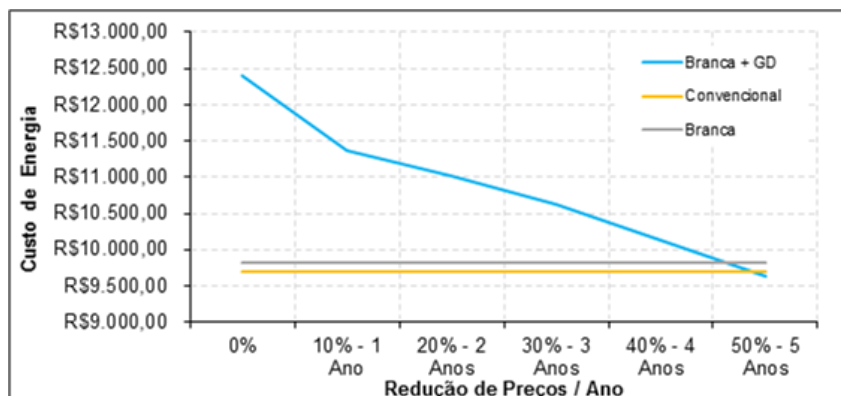
Na Figura 17 é exemplificado a análise tarifária comparando o custo da energia em relação ao custo de redução de equipamentos ao longo dos anos. Este estudo de caso será realizado para todas as classes e subclasses (tabela 13) para verificar não apenas até quantos anos a redução de custos com equipamentos se torna benéfica utilizando a tarifa branca, mas também qual fonte de GD selecionada mais se beneficia com esta diminuição dos preços.

Figura 16 – Gráfico Velocidade Anual de Incidência de Ventos na região de Alegrete.



Fonte: NASA, 2016.

Figura 17 – Custo de Energia Versus Redução de Custo de Equipamentos.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

#### 4.3.1 Perfis de Carga e Geração

A análise técnica econômica resulta na escolha do sistema de geração distribuída com melhor característica para perfil de curva de carga para todo o grupo consumidor de baixa tensão. Estes perfis são associados as cargas e aos equipamentos de GD no software DSSIM, onde será feita a análise das mesmas na rede elétrica, aplicação esta que irá ser discutida na próxima etapa.

### 4.4 Avaliação da Operação do Sistema

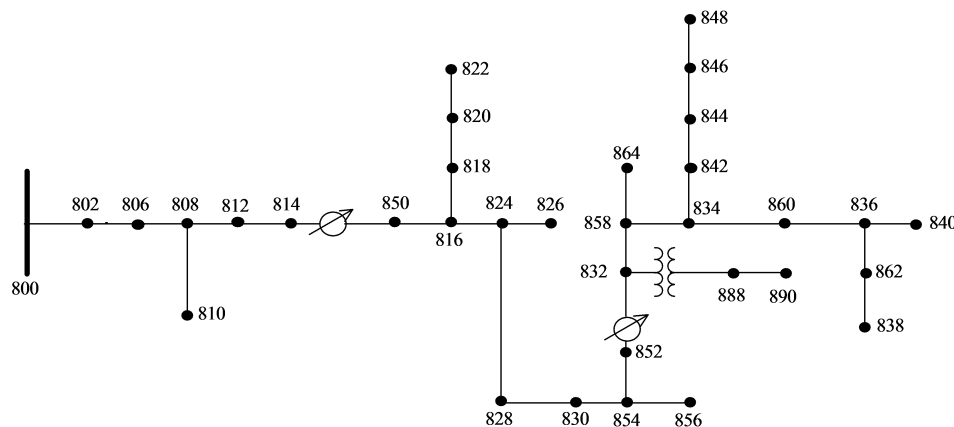
Para aplicação da segunda etapa da metodologia escolheu-se o sistema teste de distribuição IEEE 34 barras, disponível na literatura. Sabe-se que sistemas de distribuições possuem características radiais, ou seja, existe apenas um caminho para o fluxo de potência,

sendo unidirecional da subestação de distribuição até o consumidor.

Sistemas de distribuição caracterizam-se por serem compostos por equipamentos de controle de tensão como: reguladores, transformadores, bancos de capacitores, dentre outros elementos que compõe a rede causando grande influência e impacto na mesma.

O sistema teste IEEE 34 barras faz parte de uma rede de energia do Estado norte americano do Arizona nos EUA e seu diagrama unifilar pode ser visto na Figura 18.

Figura 18 – Sistema de Distribuição de 34 nós IEEE.



Fonte: (IEEE, 1991).

Por ter características de um sistema americano, tensão nominal do alimentador é de 24,9 kV e possui um transformador regulador de linha que reduz sua tensão até 4,16 kV. A seguir tem-se algumas informações importantes sobre a rede que serão imprescindíveis posteriormente:

- É um sistema grande e bastante pesado;
- Seu circuito possui dois transformadores reguladores de linha que tem como função manter equilibrado o nível de tensão;
- Alimenta cargas desequilibradas concentradas e distribuídas;

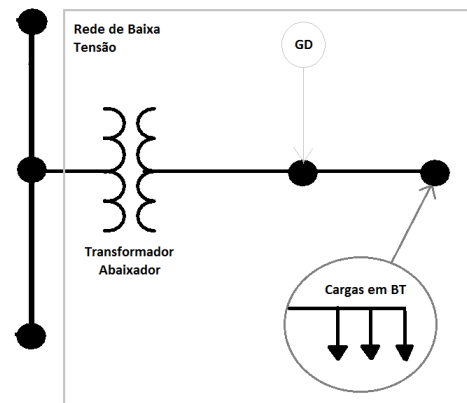
Tomando por base essas informações, este sistema teste pode ser visto em sua totalidade através do software DSSIM. Por ser uma rede de média tensão, o IEEE 34 barras necessita de algumas adaptações para análises em baixa tensão (BT), desta forma optou-se pela criação de novos trechos a partir da barra principal.

#### 4.4.1 Definição de Zonas de Consumo

Afim de servir aos propósitos do trabalho e para realização das simulações no software foram criadas novas ramificações para representar o lado de BT da rede elétrica

de distribuição. Estes novos caminhos dentro do circuito foram denominados, zonas de consumo. Cada conjunto de zona é composta por uma quantidade de cargas específicas, cuja as curvas de cargas oriundas dos resultados do HOMER foram associadas ao mesmos, como mencionado na subseção 4.3.1, além desses elementos, um transformador abaixador e uma fonte de geração distribuída também estão ligadas neste ramo como pode ser visto na Figura 19.

Figura 19 – Distribuição dos Elementos Na Zona de Consumo



Fonte: Próprio Autor, 2016.

As zonas de consumo foram expostas ao longo da rede de distribuição onde espera-se analisar diferentes tipos de comportamento relacionados a controle da tensão, além da influência proporcionada pelas potência ativa e reativa, e principalmente como a inserção da GD interfere no sistema como um todo.

#### 4.4.2 Análise do Limite da Inserção da GD

O ponto fundamental desta etapa da metodologia é a análise da rede elétrica através do software DSSIM. Com de rede de distribuição remodelada (com acréscimo das zonas de consumo) para servir os propósito de análise, somente os valores da média tensão (24,9 kV) da barra principal e os valores dos reguladores (4,16 kV) foram mantidas do modelo original, para as novas ramificações, os transformadores abaixadores (24,9 para 0,38 kV) serão responsáveis para diminuir a tensão de média para baixa. Os valores de potência das cargas no circuito variam de acordo com as classes de consumo de suas respectivas zonas. O estudo de caso que compreende a análise do sistema visando estabelecer um patamar de limitação para fontes de geração distribuída até o ponto onde a inserção se torna prejudicial a rede elétrica.

#### 4.4.2.1 Avaliação do Nível de Penetração da Geração

Esta parte do trabalho visa avaliar a Capacidade Máxima de Penetração (CMP) das redes de distribuição, estas que estão cada vez maiores e mais complexas devido ao aumento da demanda, desta forma a operação e planejamento do sistema elétrico precisa se adaptar para garantir o fornecimento sem alterar a qualidade e serviço estabelecido pelos órgãos do setor elétrico.

A análise da CMP tem como objetivo principal identificar possíveis problemas técnicos que podem afetar o desempenho da rede elétrica, desta forma diminui-se os custos com manutenções, ao mesmo tempo em que garante uma operação normal do sistema e estabelece um limite máximo de penetração que não seja prejudicial ao circuito.

Segundo (NOVA; FERNANDES; ALMEIDA, 2016) em determinadas circunstâncias do sistema de distribuição o nível máximo aceitável de penetração de um painel fotovoltaico pode ser definida como parâmetro denominada CMP fotovoltaica. O trabalho irá concentrar seu foco na rede de baixa tensão, sabe-se que é possível integrar unidades de geração de GD mantendo seu índice desempenho dentro dos limites técnicos, parâmetros esses que servem de base de análise, que vão desde a qualidade da energia até as características específicas das cargas.

Desta forma, uma vez que esses índices de desempenho ultrapassam os limites estabelecidos previamente, a capacidade máxima de penetração é excedida. Logo a seguir tem-se alguns parâmetros que de acordo com a literatura são comuns ao sistema e normalmente são usados como índices de desempenho:

- Regulação de Tensão;
- Limites Térmicos de cabos e transformadores;
- Sobrecargas de Transformadores;
- Níveis de desequilíbrio;

De todos os itens citados acima, a regulação de tensão servirá como um dos parâmetros de desempenho, aproveitando-se da configuração do sistema de IEEE 34 barras que possui dois transformadores reguladores em seu circuito, desta forma espera-se analisar prováveis flutuações de tensão que possam ocorrer fora dos padrões pré-estabelecidos. Outro índice de desempenho a ser considerado são as sobrecargas dos transformadores de média para baixa tensões, este responsáveis por ligar o resto da rede com as zonas de consumo em BT.

A aplicação da metodologia visa usar uma análise computacional através do software DSSIM que irá simular uma quantidade de possíveis cenários para uma determinada

amostra. Para calcular o porcentagem de penetração será considerado 10% a 100%, com intervalo de 10%.

Baseado em (NOVA; FERNANDES; ALMEIDA, 2016) considera-se neste trabalho uma hipótese para calcular o nível de penetração (%GD) que é definido como o número de clientes com fontes de geração distribuída (em porcentagem), como é mostrado na Equação 4.1.

$$\%GD = \left( \frac{\text{Número de clientes com sistema de GD}}{\text{Numero de clentes}} \right) 100\% \quad (4.1)$$

É importante ressaltar que é realizado uma simulação sem a presença de uma fonte de GD na rede, os dados desta primeira amostra servirá de comparação para os dados com a presença da GD. A detecção do problema na rede é a última etapa, onde espera-se que seja encontrado alterações na análise no índices de desempenho estabelecidos.

#### 4.4.2.2 Alternativas Para Correção dos Problemas de Rede

A partir da comparação entre amostras e a detecção do problema se torna indicação de que há um desequilíbrio de tensão, ou sobrecarga nos transformadores do sistema de distribuição, pode sugerir alternativas para diminuição ou até mesmo correção desses índices de desempenho.

Para resolver esta questão foi utilizada a técnica PV-Var absortion que visa atenuar o aumento de tensão e elevar a capacidade máxima de penetração sem alterar o status da rede, sendo possível apenas alterando o valor do reativo dos painéis fotovoltaicos, por exemplo. É importante destacar que geradores eólicos também podem ser usados para injetar potência na rede, assim como os PVs.

A outra sugestão agora relacionado aos transformadores, seria realizar um ajuste na posição do tap para alteração da tensão, compreendido dentro de uma faixa estabelecida, como pode ser visto na relação abaixo:

$$V_{tapm\acute{a}x} \geq V_{tap} \geq V_{tapmin} \quad (4.2)$$

É importante citar que a  $V_{tap}$  representa a tensão nas barras controladas, o  $V_{tapmin}$  é o menor tap permitido no transformador e regulador de tensão do circuito, o  $V_{tapm\acute{a}x}$  é o maior tap permitido no transformador e regulador de tensão do circuito. Os valores de tensão máxima e mínima são valores padrões para redes de distribuição de acordo com PRODIST. Outra alternativa para alterar os índices de desempenho seria a mudança da posição da subestação.



## 5 Resultados

Neste capítulo será realizado a análise de resultados da aplicação da metodologia proposta. O trabalho é dividido em duas etapas específicas: Avaliação técnica econômica e Avaliação das condições de operação do sistema.

A primeira etapa permite identificar a viabilidade econômica e técnica para implantação de um determinado projeto de geração distribuída conectada à rede na vigência de operação do sistema com a tarifa branca.

Já a segunda etapa permite analisar o impacto da inserção da GD na rede de distribuição avaliando o limite do sistema através da capacidade máxima de penetração (CMP) tomando como parâmetros comparação índices de desempenho.

### 5.1 Ferramentas Computacionais

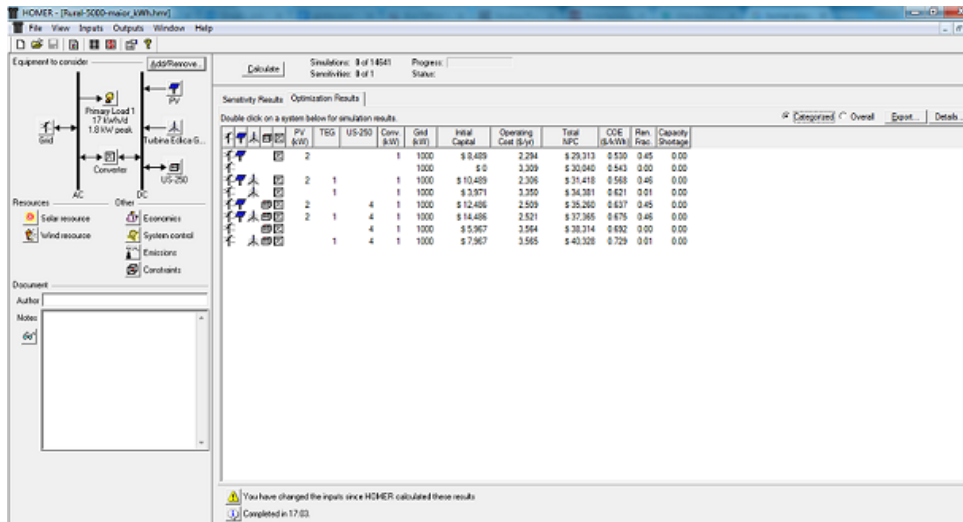
#### 5.1.1 O Software HOMER

Para a realização da primeira parte do estudo de caso optou-se pelo uso do software computacional Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER) que permite simular diferentes tipos de situações envolvendo curvas de carga típica de forma probabilística utilizando diversos tipos de fontes alternativas de energia.

O software HOMER é um sistema de otimização de sistemas híbridos de energia que tem como principal objetivo identificar um determinado sistema de menor custo capaz de suprir a demanda de energia de determinadas cargas.

De acordo com (SANTOS et al., 2014) e (GONÇALVES, 2008) a ferramenta foi desenvolvida com objetivo de prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando um grande número de alternativas na busca pela melhor solução. A principal vantagem do software é a capacidade de calcular o balanço energético para cada uma das 8760 horas do ano. Para cada hora, o HOMER compara a demanda de energia e a capacidade do sistema em fornecer energia naquela hora, decidindo como operar os elementos do sistema selecionado, por exemplo, potência de geradores, quantidade de sistemas de baterias e inversores de frequência necessários para o atendimento da carga selecionada. O sistema de cálculo do HOMER necessita que o usuário insira informações, como custos de investimentos, reposição dos equipamentos e combustível, além dos encargos com operação e manutenção. O software fornece informações importantes como o custo total em valor presente (NPC) e do custo específico de energia, como pode ser visto na Figura 20.

Figura 20 – Interface Gráfica do HOMER.



Fonte: Homer energy, 2013.

## 5.1.2 O Software DSSIM

Para executar as tarefas determinadas para segunda etapa do trabalho foi selecionada a ferramenta Electric Distribution System Simulator for PC (DSSIM-PC), capaz de simular o comportamento de uma rede de distribuição real. O DSSIM-PC, tem como objetivo simular diversos tipos de sistemas elétricos com diferentes características e dispõem de sistemas teste padrão IEEE. A ferramenta possibilita a obtenção de gráficos de um determinado sistema detalhando informações sobre linhas e nós através do fluxo de potência trifásico para sistemas de distribuição desequilibrados. Na Figura 21 é possível visualizar a interface gráfica do software.

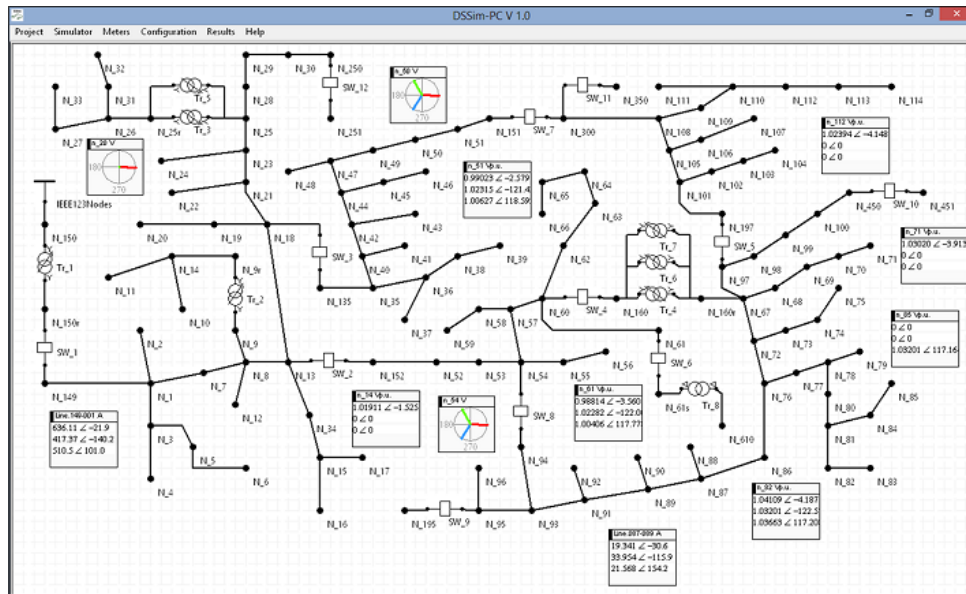
## 5.2 Etapa 1: Avaliação técnica econômica

A aplicação da metodologia baseou-se nas curvas e dados ambientais da região de Alegrete, Rio Grande do Sul caracterizados nas seções 4.2.1 e 4.2.2. Os valores da tarifa branca para os períodos do dia tiveram como base o valor da tarifa convencional em kWh do primeiro semestre do presente ano. Desta forma os valores da tabela 11 representam o valor da tarifa horária branca para o ano de 2016. Como foi mencionado o software HOMER irá analisar as curvas cargas de cada classe e subclasse e determinar qual fonte de GD será selecionada para suprir cada um desses sistemas. Após a realização das simulações, obteve-se os seguintes resultados para cargas do grupo em BT.

### 5.2.1 Resultados da Classe Residencial

As análises para as diferentes subclasses residenciais são descritas a seguir.

Figura 21 – Interface Gráfica do DSSIM-PC.

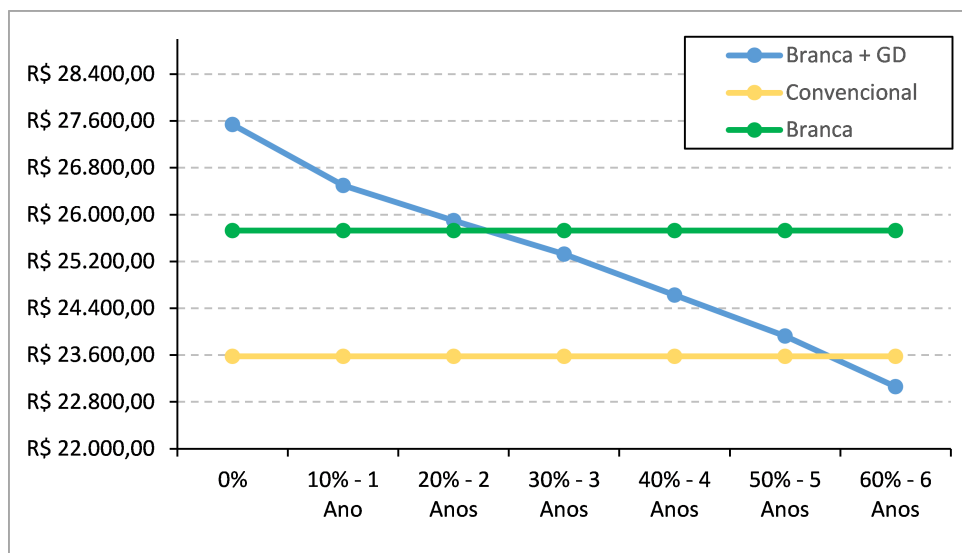


Fonte: DSSIM-PC, 2011

### 5.2.1.1 Residencial – [0 a 100 kWh]

A Figura 22 mostra a aplicação do horizonte de carga esperando-se um cenário mais otimista onde a tarifa branca + GD se torna mais acessível em um período de até 7 anos visando a redução de custos com equipamento a partir do ano de 2016.

Figura 22 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 0 a 100 kWh, Residencial 1.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Pode-se observar na Tabela 14 que a melhor escolha de GD para esta curva de carga típica é a aquisição de dois painéis fotovoltaicos e um conversor. É possível observar que a redução de custos torna o valor de custo total do projeto mais viável de ser implantado

num período de seis anos. O valor de R\$ 23.061,00 é inferior ao custo com energia sendo aplicado com a tarifa branca, também é possível perceber que estes custos também são inferiores se o projeto fosse aplicado em comparação com o custo da energia aplicando a tarifa convencional.

Tabela 14 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Residencial 1

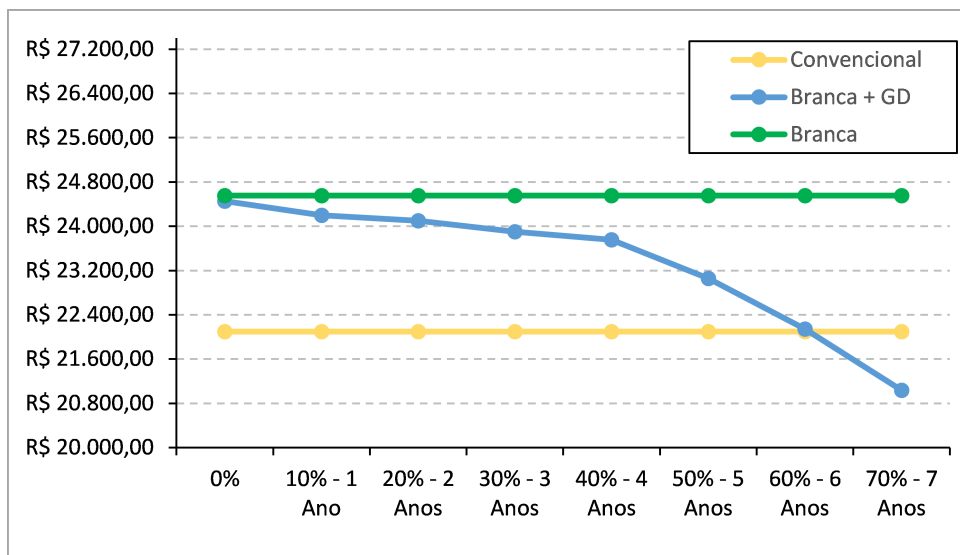
Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 25.726,00
F1 [0 a 100 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 4.245,00	R\$ 23.061,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

#### 5.2.1.2 Residencial – [101 a 220 kWh] e [221 a 500 kWh]

A metodologia é aplicado para as faixas de consumo 2 e 3 da classe residencial como pode ser visto nas Figuras 23 e 24.

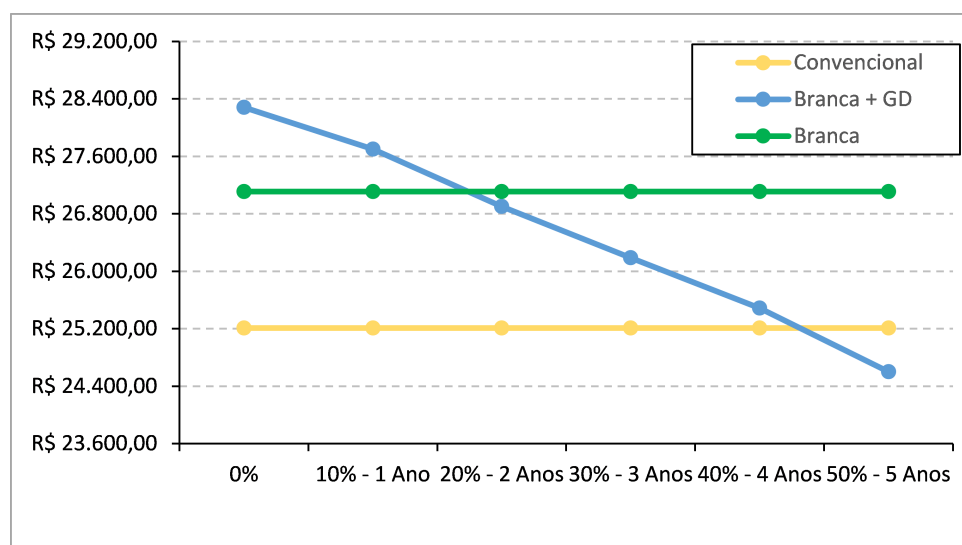
Figura 23 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 101 a 220 kWh, Residencial 2.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Pode-se observar nas Tabelas 15 e 16 que assim como na faixa de consumo 1, apresentam a mesma escolha de GD com dois painéis fotovoltaicos e um conversor para duas subclasses de consumo, ambas apresentam viabilidade no projeto após a aplicação da redução de custos, sendo que a curva típica situada na faixa entre 101 a 220 kWh apresenta um valor de custo de R\$ 21.038,00 num horizonte de sete anos, enquanto que

Figura 24 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 221 a 500 kWh, Residencial 3.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

a curva situada na faixa entre 221 a 500 kWh apresenta um valor de R\$ 24.602,00 para horizonte de cinco anos.

Tabela 15 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Residencial 2.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 24.557,00
F2 [101 a 220 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 3.183,00	R\$ 21.038,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

Tabela 16 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Residencial 3.

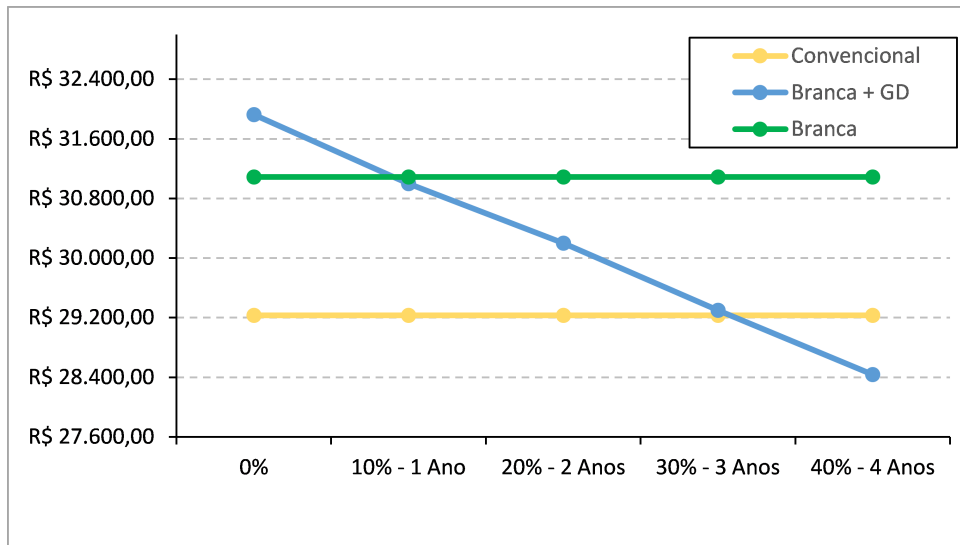
Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 27.108,00
F3 [221 a 500 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 5.106,00	R\$ 24.602,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

### 5.2.1.3 Residencial [501 a 1000 kWh] e [1000 kWh > maior]

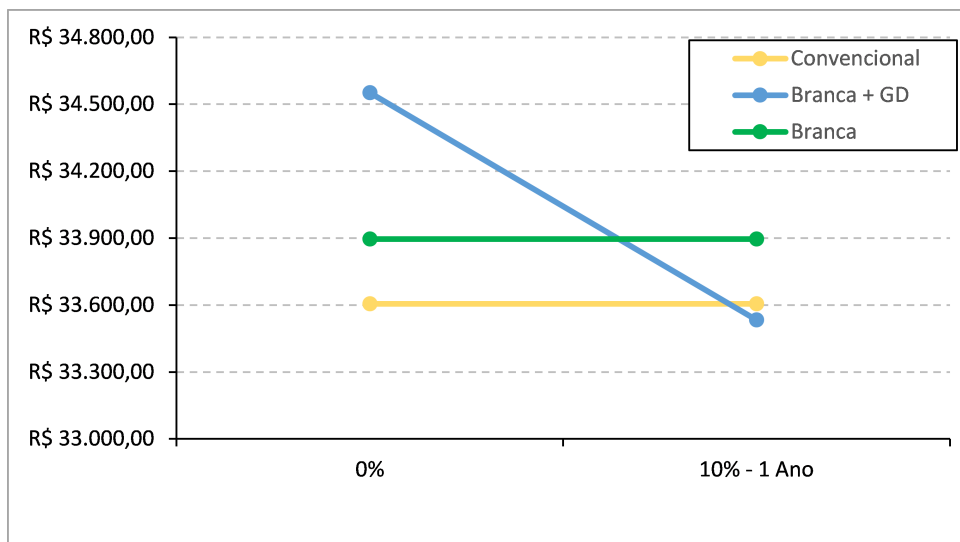
As faixas de consumo 4 e 5 da classe residencial estão sendo aplicadas também de acordo com a metodologia como pode ser visto nas Figuras 25 e 26.

Figura 25 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 101 a 220 kWh, Residencial 4.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Figura 26 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 221 a 500 kWh, Residencial 5.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

É possível observar nas Tabelas 17 e 18 que assim como nas faixas anteriores, apresentam a mesma escolha de GD com dois painéis fotovoltaicos e um conversor para duas subclasses de consumo, ambas apresentam viabilidade no projeto após a aplicação da redução de custos, sendo que a curva típica situada na faixa entre 500 a 1000 kWh apresenta um valor de custo de R\$ 28.437,00 em um horizonte de quatro anos, enquanto que a curva situada na faixa entre 1000 kWh > maior apresenta um valor de R\$ 33.533,00 em um horizonte de um ano. Ambos valores são viáveis em relação ao custo de energia com tarifa convencional.

Tabela 17 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Residencial 4.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 31.090,00
F4 [500 a 1000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 6.367,00	R\$ 28.437,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

Tabela 18 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Residencial 5.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 33.895,00
F5 [1000 kWh] > maior	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 9.550,00	R\$ 33.533,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

## 5.2.2 Resultados da Classe Comercial

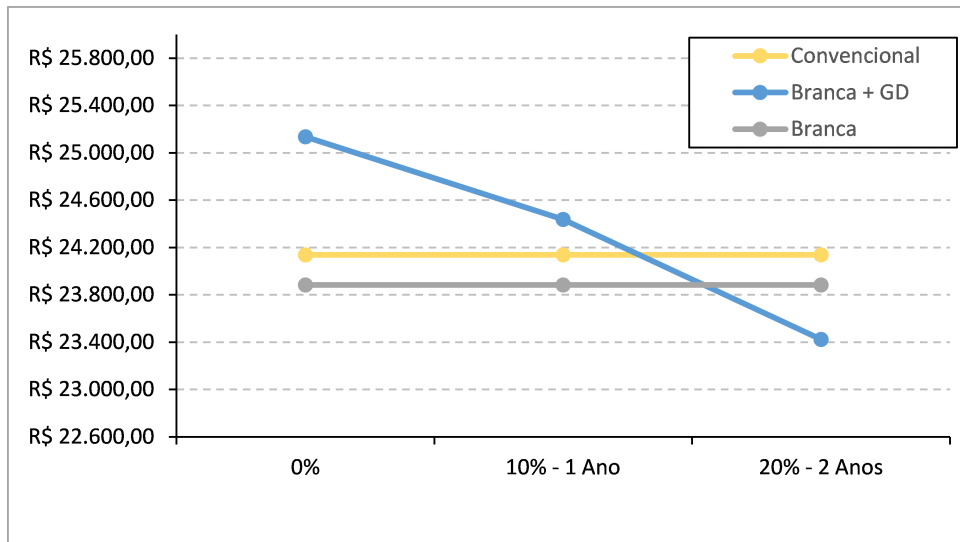
Seguindo as mesmas análises realizadas para classe residencial, tem-se os resultados para as subclasses comercial.

### 5.2.2.1 Comercial – [0 a 500 kWh] e [501 a 1000 kWh]

A metodologia é aplicado para as faixas de consumo 1 e 2 da classe comercial como pode ser visto nas Figuras 27 e 28.

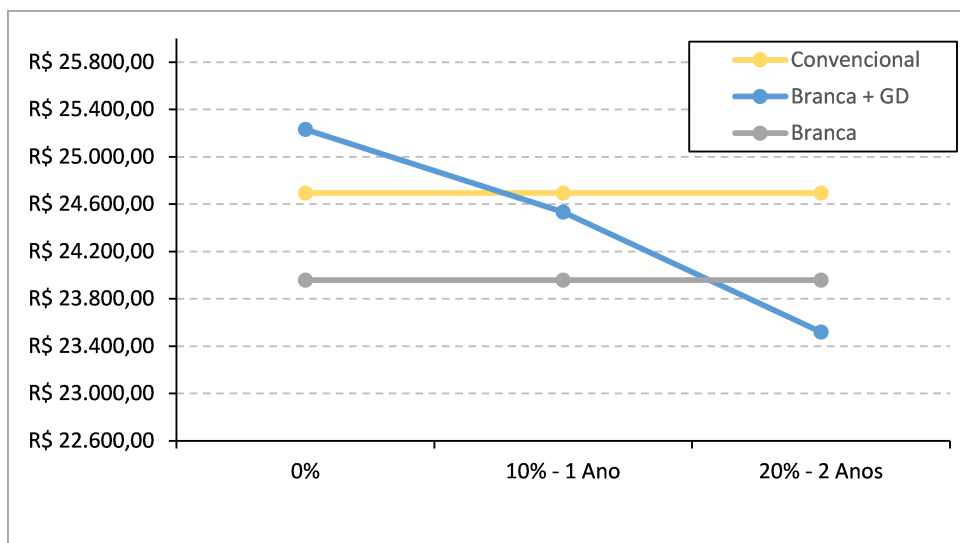
É possível observar através dos estudos realizados que após a aplicação da redução de custos, a viabilidade para aplicação da GD para as cargas que se encontram entre as faixas 0 a 500 kWh e 501 a 1000 kWh, adquirindo assim dois painéis fotovoltaicos e um conversor cada em um período de dois anos. É importante ressaltar que o horizonte de carga adotado é menor que a maioria das cargas da classe residencial. Para carga comercial na faixa de 0 a 500 kWh o custo total foi de R\$ 23.424,00 e a carga comercial na faixa 501 a 1000 kWh o custo foi de R\$ 23.519,00, sendo menores que custo de energia com tarifa branca e custo de energia com tarifa convencional como pode ser observado nas Tabelas 19 e 20

Figura 27 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 0 a 500 kWh, Comercial 1.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Figura 28 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 501 a 1000 kWh, Comercial 2.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

#### 5.2.2.2 Comercial – [1001 a 5000 kWh] e [5001 a 10000 kWh]

Aplicação nesta subseção se estende as faixas de consumo 3 e 4 da classe comercial como pode ser visto nas Figuras 29 e 30.

Assim como observado nas faixas anteriores, os resultados se repetem para as curvas da faixa 3 e faixa 4, com a aquisição dos dois painéis fotovoltaicos mais o conversor após a redução gradativa dos custos em um período de dois anos. A curva da faixa situada entre 1001 a 5000 kWh obteve o valor de R\$ 24.768,00, abaixo do custo de energia pela tarifa branca (R\$ 25.420,00). A curva de carga situada entre 5001 a 10000 kWh obteve um custo



Tabela 19 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Comercial 1.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 23.883,00
F1 [0 a 500 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 23.424,00

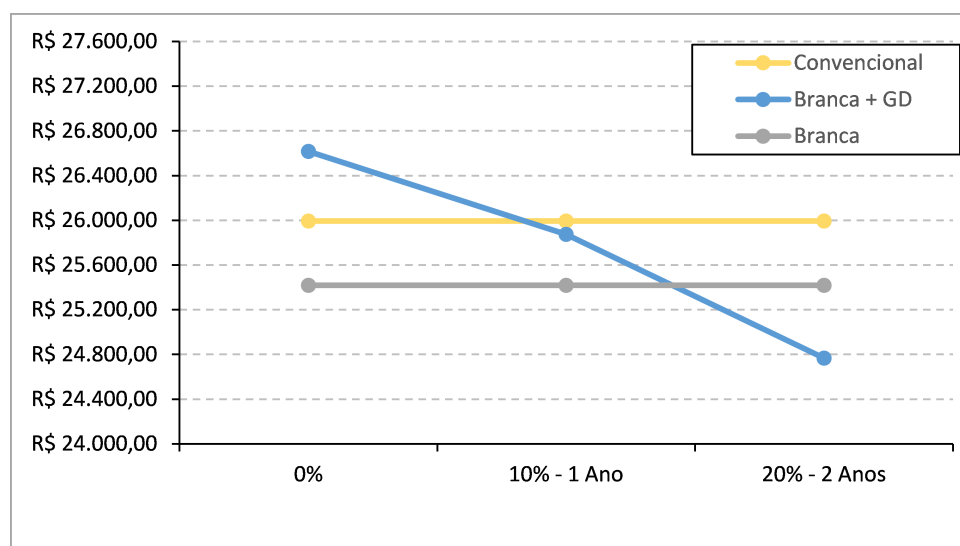
Fonte: Próprio Autor, 2016.

Tabela 20 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Comercial 2.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 23.959,00
F2 [501 a 1000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 23.519,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

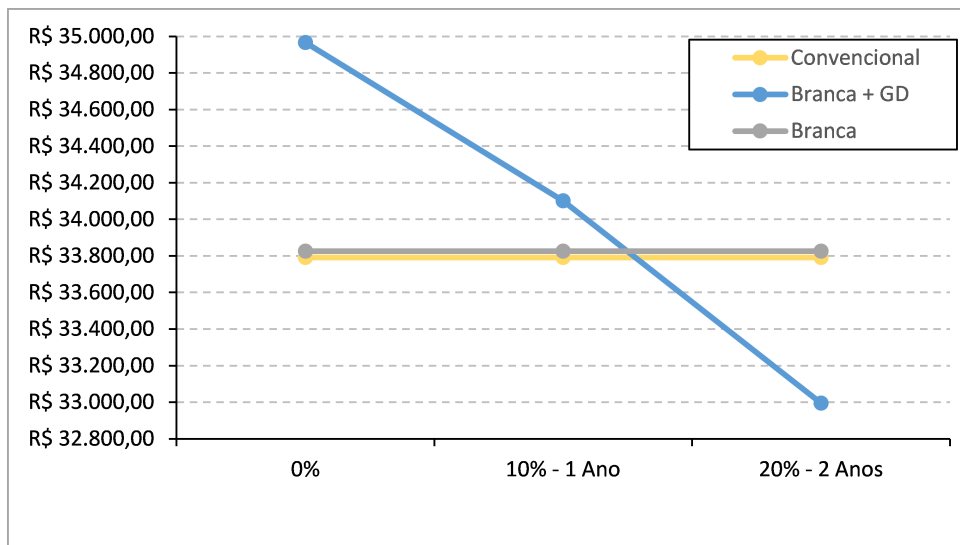
Figura 29 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 1001 a 5000 kWh, Comercial 3.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

de R\$ 32.995,00, valor inferior se comparado ao custo de R\$ 33.826,00 do custo de energia pela tarifa branca. A comparação entre a tarifa branca, convencional e tarifa branca mais GD, pode ser visto nas Tabelas 21 e 22.

Figura 30 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 5001 a 10000 kWh, Comercial 4.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Tabela 21 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Comercial 3.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 25.420,00
F3 [1001 a 5000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 24.768,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

Tabela 22 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Comercial 4.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 33.826,00
F4 [5001 a 10000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 32.995,00

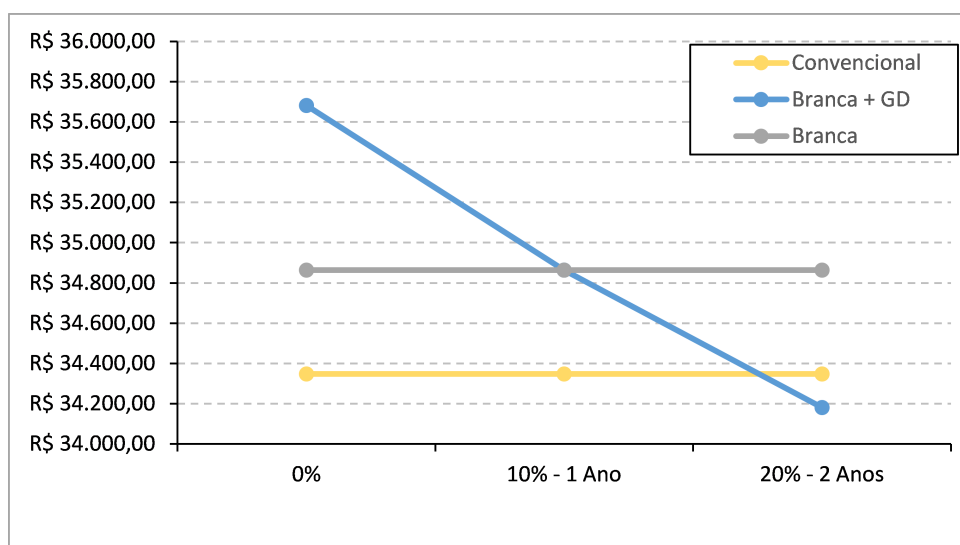
Fonte: Próprio Autor, 2016.

### 5.2.2.3 Comercial – [10000 kWh > maior]

A aplicação nesta subseção se estende a última faixa da classe comercial e pode ser visto na Figura 31.

A última faixa de consumo se assemelha as anteriores, com uma redução de custos de até dois anos, a carga da faixa situada entre 10000 kWh > maior possui um valor

Figura 31 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 10000 kWh > maior, Comercial 5.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

de R\$ 34.181,00, inferior aos valores de custo de energia da tarifa branca (R\$ 34.864) e convencional (R\$ 34.348,00). Esta comparação pode ser vista também na Tabela 23.

Tabela 23 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 10000 kWh > maior, Comercial 5.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 34.864,00
F5 [10000 kWh > maior]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 34.181,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

É possível notar que a faixa comercial comporta-se de forma diferente da classe residencial, com uma redução de custo tornando a viabilidade do projeto mais rápido em um período de dois anos. Em alguns casos pode-se notar que o custo da tarifa branca chegou a ser menor que o custo da tarifa convencional, desta forma mesmo sem a aplicação da metodologia, ainda assim seria interessante o uso da tarifa branca sem GD pelo consumidor devido seu baixo custo.

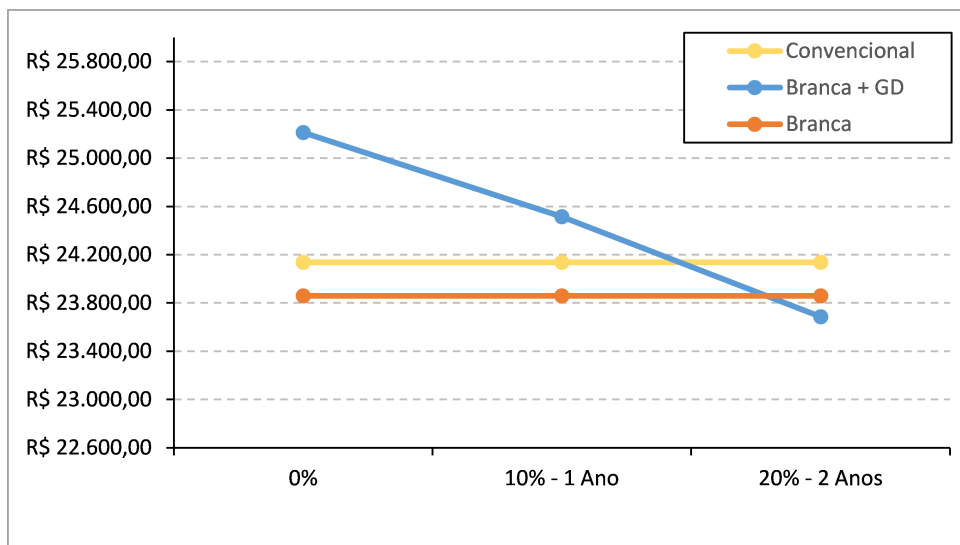
### 5.2.3 Resultados da Classe Industrial

Análise nesta seção será realizada para todas as subclasses avaliando o resultado das simulações no software.

### 5.2.3.1 Industrial – [0 a 500 kWh]

A Figura 32 mostra o resultado da simulação no software Homer, baseando-se na aplicação da metodologia proposta.

Figura 32 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 0 a 500 kWh, Industrial 1.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Pode-se observar na Tabela 24 após a simulação e aplicando o horizonte de carga reduzindo os equipamentos, foi escolhido para dois painéis e um conversor para curva de carga típica situada entre a faixa de consumo 0 a 500 kWh. O valor de custo total para aplicação do projeto é de R\$ 23.685,00 inferior ao custo com energia utilizando a tarifa branca (R\$ 23.858,00). No gráfico abaixo pode-se perceber também que após dois anos de redução se torna vantajoso também em relação a custo com energia utilizando a tarifa convencional.

Tabela 24 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Industrial 1.

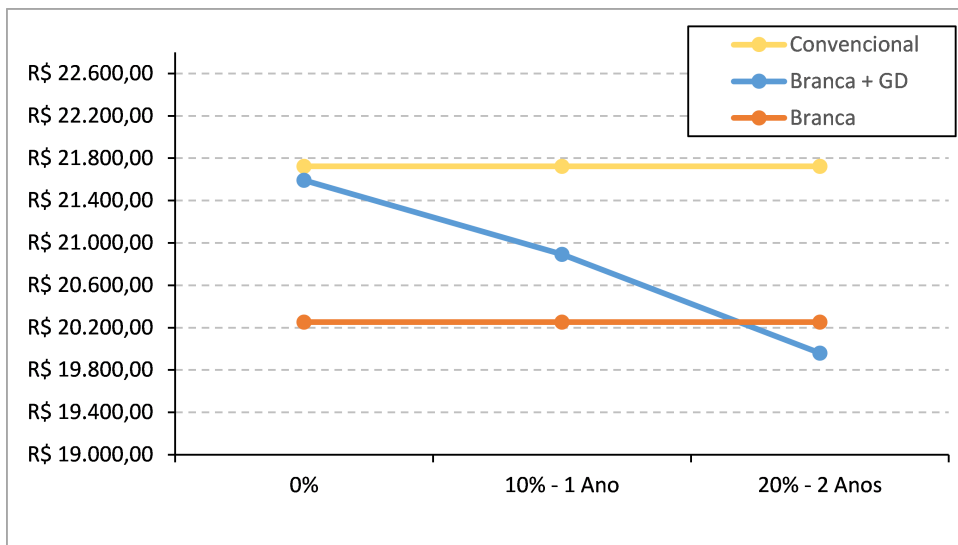
Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 23.858,00
Faixa 1 [0 a 500 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 23.685,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

### 5.2.3.2 Industrial – [501 a 1000 kWh] e [1001 a 5000 kWh]

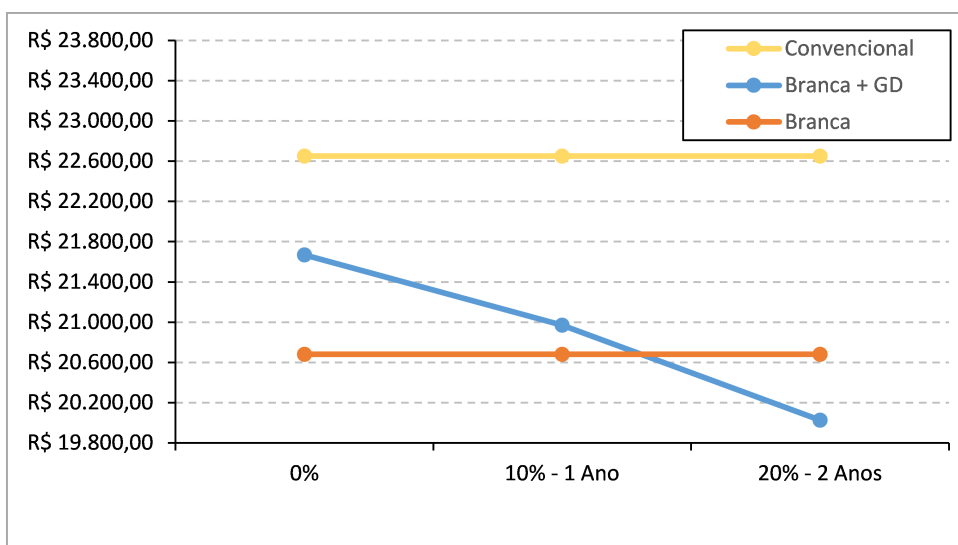
Aplicação nesta subseção se estende as faixas de consumo 2 e 3 da classe industrial como pode ser visto nas Figuras 33 e 34.

Figura 33 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 501 a 1000 kWh, Industrial 2.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Figura 34 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 1001 a 5000 kWh, Industrial 3.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Pode-se observar nas Tabelas 25 e 26 que as faixas 501 a 1000 kWh e 1001 a 5000 kWh se assemelham a análise realizada para faixa 0 a 500 kWh, com a seleção de dois painéis fotovoltaicos e um conversor. O horizonte de redução de custos se dá também no período de dois anos e os valores de custo respectivamente (R\$ 19.960,00 e R\$ 20.027,00) são viáveis de serem implantadas quando comparadas ao custo da energia utilizando a tarifa branca (R\$ 20.252,00 e R\$ 20.027,00).

Tabela 25 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Residencial 2.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 20.252,00
F2 [501 a 1000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 19.960,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

Tabela 26 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Residencial 3.

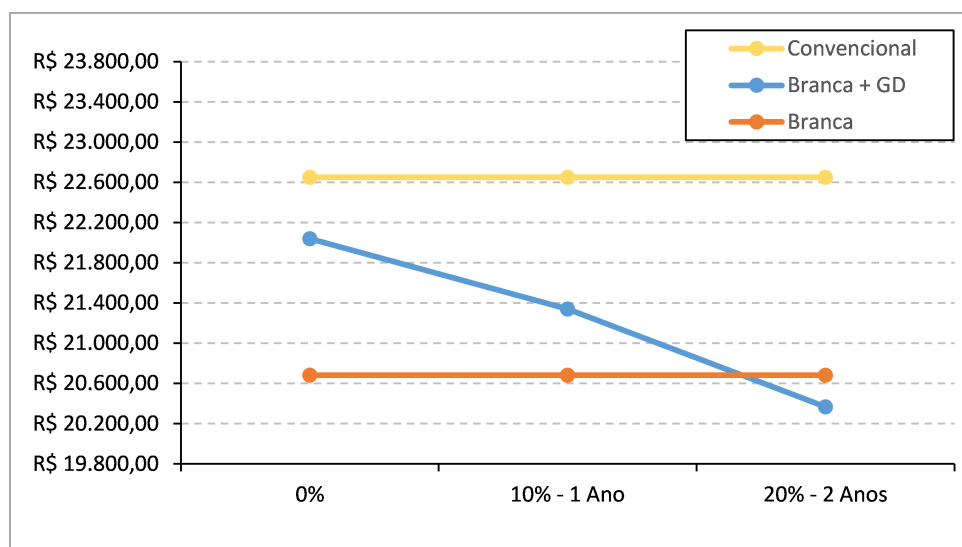
Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 20.681,00
F3 [1001 a 5000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 20.027,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

### 5.2.3.3 Industrial – [5001 a 10000 kWh] e [10000 kWh > maior]

A aplicação foi realizada nas faixas de consumo 4 e 5 da classe industrial como pode ser visto nas Figuras 35 e 36.

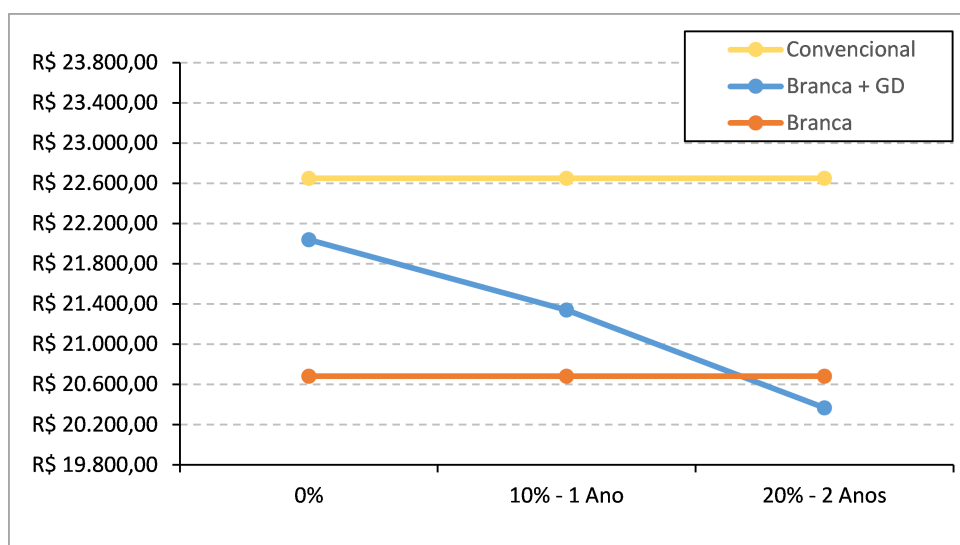
Figura 35 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 5001 a 10000 kWh, Industrial 4.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

É possível observar nas Tabelas 27 e 28 que as faixas 5001 a 10000 kWh e 10000 kWh > maior se assemelham a análise realizadas anteriormente, com a seleção de dois

Figura 36 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 10000 kWh &gt; maior, Industrial 5.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

painéis fotovoltaicos e um conversor. O horizonte de redução de custos resultam nos valores de custo respectivamente (R\$ 20.367,00 e R\$ 25.929,00) viáveis para a implantação quando comparadas ao custo da energia utilizando a tarifa branca (R\$ 20.683,00 e R\$ 26.971,00).

Tabela 27 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Industrial 4.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 20.683,00
F4 [5001 a 10000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 20.367,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

Tabela 28 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Industrial 5.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 25.929,00
F5 [10000 kWh > maior]]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 26.971,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

É importante ressaltar que apesar dos resultados serem semelhantes a classe comercial, a classe industrial traz uma particularidade importante que é a viabilidade do

uso da tarifa branca em relação a tarifa convencional. Desta forma mesmo se a metodologia dos horizontes de redução de custos não forem aplicados, a utilização apenas da tarifa branca é vantajosa para essas cargas típicas.

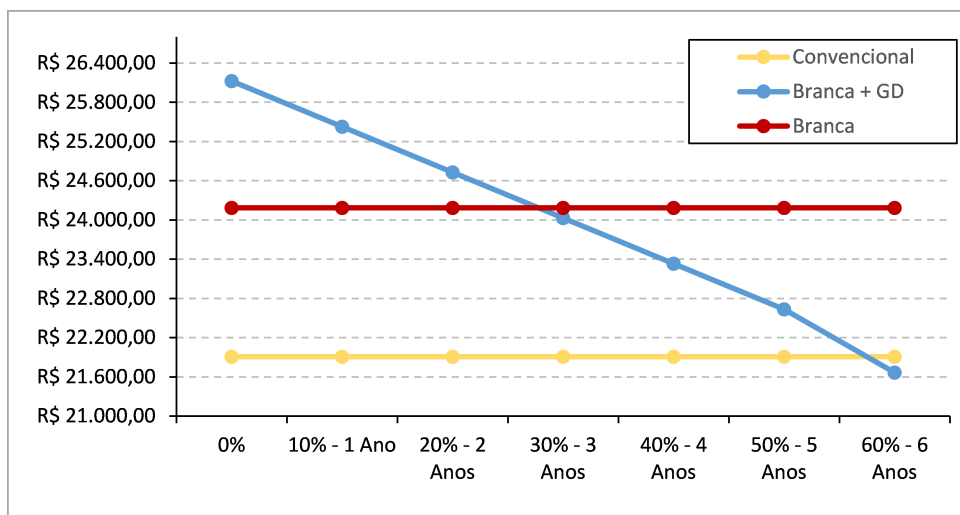
## 5.2.4 Resultados da Classe Rural

Baseado nos valores obtidos e seguindo as mesmas análises realizadas anteriormente, tem-se os resultados para as subclasses rural.

### 5.2.4.1 Rural – [0 a 200 kWh] e [201 a 500 kWh]

A metodologia é aplicada para as faixas de consumo 1 e 2 da classe rural como pode ser visto nas Figuras 37 e 38.

Figura 37 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 0 a 200 kWh, Rural 1.



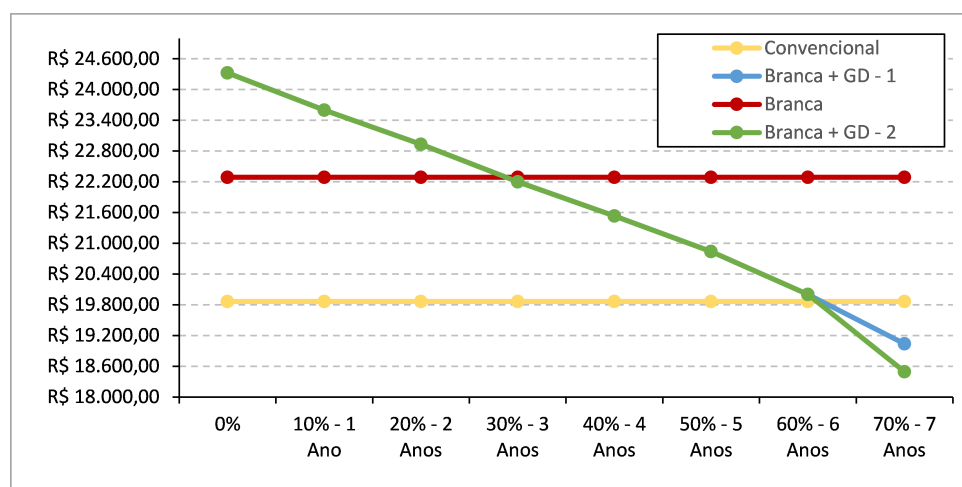
Fonte: Próprio Autor, 2016.

Pode-se observar que após a simulação no software aplicando o horizonte de redução de custos num período de sete anos, a carga situada na faixa 0 a 200 kWh apresentou valor de R\$ 21.665,00, inferior ao valor de custo com energia utilizando a tarifa branca (R\$ 24.188,00).

A curva de carga situada na faixa 201 a 500 kWh apresenta algumas diferenças em relação a todas que foram analisadas até agora, a seleção de dois projetos utilizando GD para um horizonte de sete anos. O primeiro projeto selecionou dois painéis fotovoltaicos mais um conversor (assim como a carga da faixa 0 a 200 kWh), seu custo foi de R\$ 19.040,00. O segundo projeto selecionou um painel fotovoltaico, quatro turbinas eólicas e um conversor, com um custo de R\$ 18.496,00. Ambos resultados são inferiores ao custo de energia utilizando tarifa branca (R\$ 22.289,00).



Figura 38 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 201 a 500 kWh, Rural 2.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

As comparações entre GD mais tarifa branca, tarifa convencional e tarifa branca podem ser vista nas Tabelas 29 e 30.

Tabela 29 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Rural 1.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 24.188,00
F1 [0 a 200 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 4.245,00	R\$ 21.665,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

Tabela 30 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Rural 2.

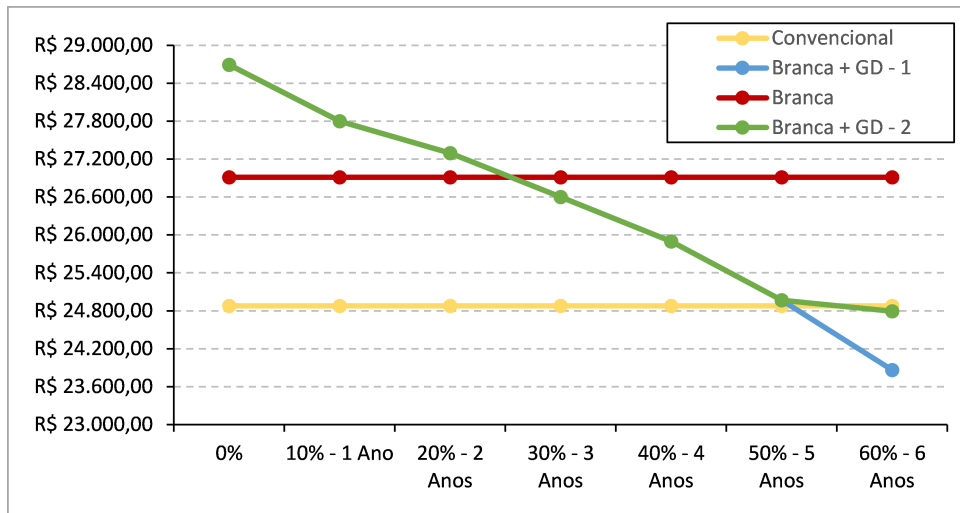
Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 22.289,00
F2 [201 a 500 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 3.183,00	R\$ 19.040,00
F2 [201 a 500 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 1 Pannel Fotovoltaico (GD) + 4 Turbinas Eólicas + Conversor	R\$ 4.245,00	R\$ 18.496,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

#### 5.2.4.2 Rural – [501 a 1000 kWh] e [1001 a 5000 kWh]

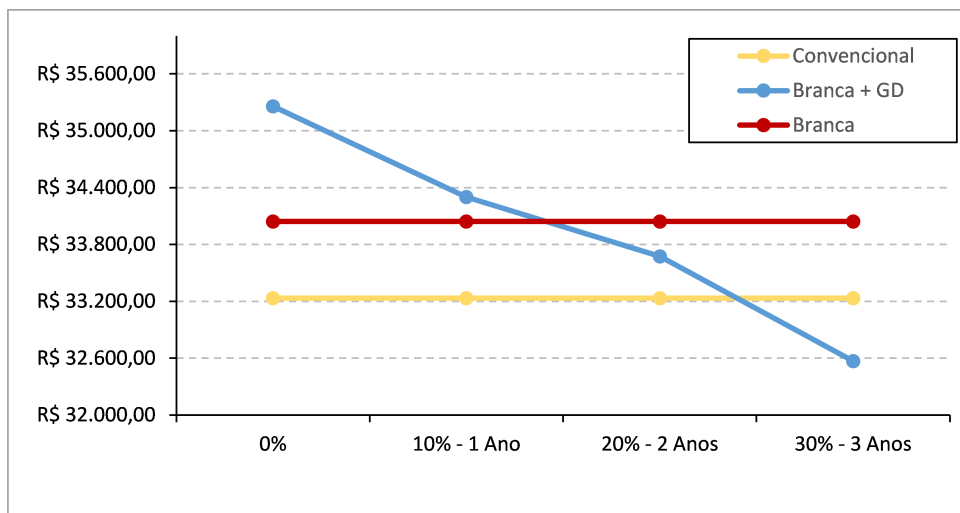
A metodologia é aplicada para as faixas de consumo 3 e 4 da classe rural como pode ser visto nas Figuras 39 e 40.

Figura 39 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 501 a 1000 kWh, Rural 3.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Figura 40 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 1001 a 5000 kWh, Rural 4.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Pode-se observar a curva de carga situada entre 501 a 1000 kWh assim como a curva de carga da faixa de consumo analisada anteriormente apresenta a seleção de dois projetos utilizando GD, agora para um horizonte de seis anos. O primeiro projeto selecionou um painel fotovoltaico, uma turbina eólica e um conversor, com um custo de R\$ 24.792,00. O segundo projeto selecionou dois painéis fotovoltaicos mais um conversor, seu custo foi de R\$ 23.863,00. Ambos resultados são inferiores ao custo de energia utilizando tarifa branca (R\$ 26.911,00). A curva situada na faixa entre 1001 a 5000 kWh, após a simulação no software aplicando o horizonte de redução de custos em um período de três anos, selecionou dois painéis fotovoltaico mais conversor em um valor de R\$ 21.665,00, inferior ao valor de custo com energia utilizando a tarifa branca (R\$ 24.188,00).

As comparações entre GD mais tarifa branca, tarifa convencional e tarifa branca podem ser observadas nas Tabelas 31 e 32.

Tabela 31 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Faixa Rural 3.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 26.911,00
F3 [501 a 1000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 5.245,00	R\$ 24.792,00
F3 [501 a 1000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 4.245,00	R\$ 23.863,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

Tabela 32 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Rural 4.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 34.044,00
F4 [1001 a 5000 kWh]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 4.245,00	R\$ 32.570,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

#### 5.2.4.3 Rural – [5000 kWh > maior]

Aplicação nesta subseção se estende a última faixa da classe rural e pode ser na Figura 41.

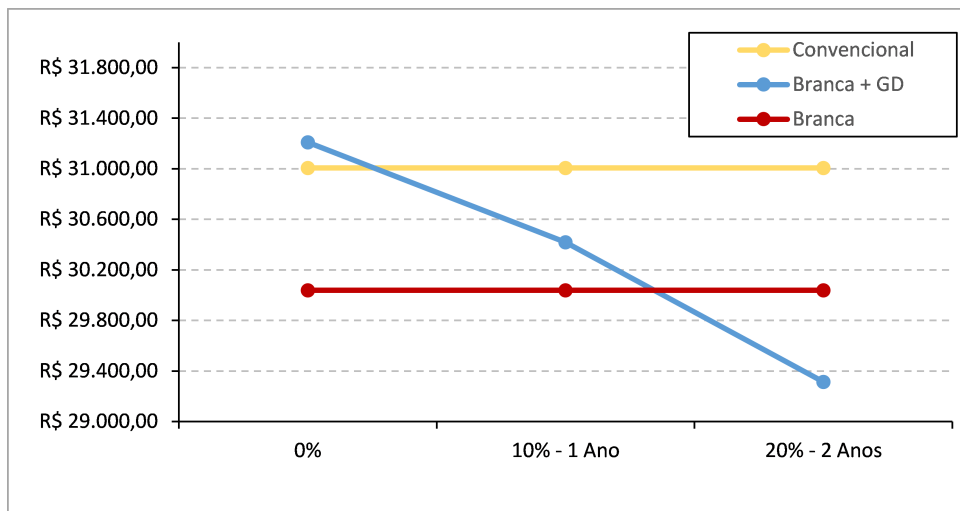
A última faixa de consumo aplicada a metodologia com uma redução de custos de até dois anos, a carga da faixa situada entre 5000 kWh > maior possui um valor de R\$ 29.313,00, inferior ao valor de custo de energia da tarifa branca (R\$ 30.040,00). Esta comparação junto com o custo da tarifa convencional pode ser vista também na Tabela 33.

Tabela 33 – GD selecionada após aplicação a Redução de Custos Anuais Rural 5.

Faixa de Consumo	Fonte	Capital Inicial	Custo Total Em Valor Presente
-	Rede Elétrica (Tarifa Branca)	R\$ 0,00	R\$ 30.040,00
F5 [5000 kWh > maior]	Rede Elétrica (Tarifa Branca) + Aquisição de 2 Painéis Fotovoltaico (GD) + Conversor	R\$ 8.489,00	R\$ 29.313,00

Fonte: Próprio Autor, 2016.

Figura 41 – Custo da Energia x Redução de Custos para faixa 5000 kWh > maior, Rural 5.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

### 5.3 Etapa 2: Avaliação das condições de operação do sistema

Nesta etapa analisa-se o comportamento das condições de operação do sistema após a inserção de geradores distribuídos na rede de BT. O sistema de 34 barras IEEE originalmente Norte Americano foi modificado para servir aos propósitos do trabalho no padrão de rede brasileiro. Os dados técnicos como tensão nominal dos transformadores de alta, média e de baixa (Tabela 34), assim como outras grandezas tiveram seus valores reajustados para algo mais próximo ao utilizado no sistema brasileiro.

Tabela 34 – Tensões Nominais Para Equipamentos da Rede de Distribuição IEEE 34 barras.

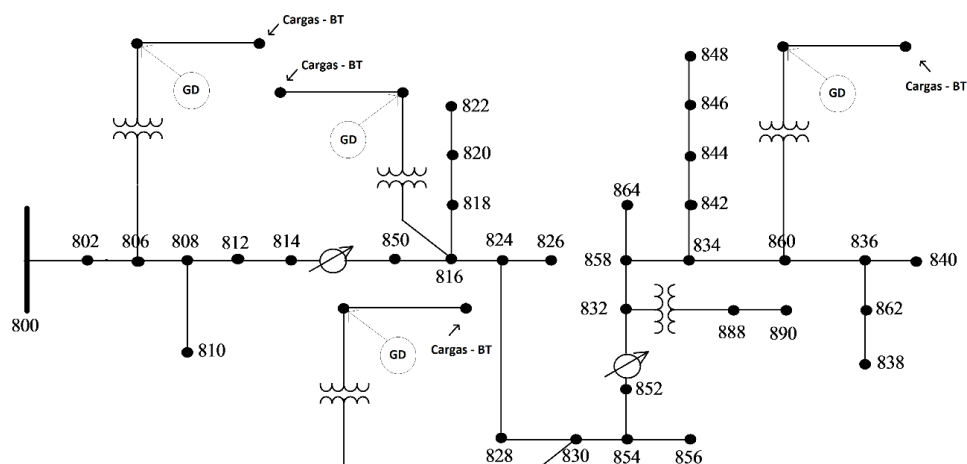
Equipamento	Tensão Nominal (kV)
Transformador SubXF	13,8-0,38
Transformador Tr-11 (Zona Residencial)	13,8-0,38
Transformador Tr-12 (Zona Comercial)	13,8-0,38
Transformador Tr-09 (Zona Industrial)	13,8-0,38
Transformador Tr-10 (Zona Rural)	13,8-0,38
Transformador Regulador [1a 1b 1c]	7,967
Transformador Regulador [2a 2b 2c]	7,967

Fonte: Próprio Autor, 2016.

As alterações não se estendem apenas aos dados técnicos, nesta nova configuração (Figura 42) foi acrescentado novas ramificações na rede original, respectivamente nas barras 806, 816, 830 e 860. O conjunto representa a ramificação em baixa tensão (BT), descrito mais detalhadamente na seção 4.4.1 sobre zonas de consumo.

É importante ressaltar que o DSSIM possui a facilidade de associar perfis de curva

Figura 42 – Nova Adaptação do Sistema de Distribuição IEEE 34 Barras.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

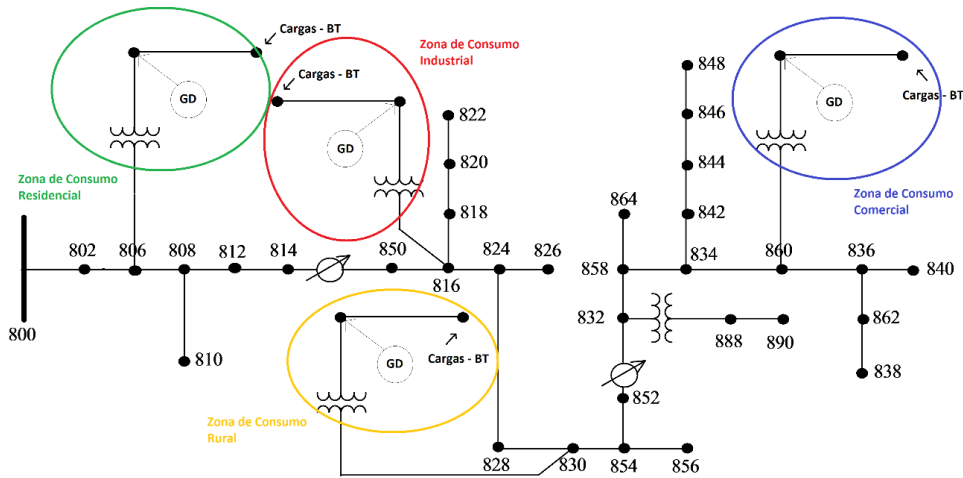
de carga a seus elementos. Sendo assim as curvas de cargas da região de Alegrete utilizadas para realização das simulações do HOMER, estão associadas as curvas de carga na rede da Figura 42. As curvas de geração distribuída também podem ser associadas as fontes de GD desta rede. Desta forma os resultados obtidos no software de otimização, são de suma importância para complementar a análise neste ponto do estudo de caso.

### 5.3.1 Análise nas Zonas de Consumo

As áreas especificadas na (Figura 43) são compostas de cargas específicas oriundas de rede de média e baixa tensão, as cargas representam as unidades consumidoras. Desta forma é possível verificar o comportamento de um determinado local composto por diferentes perfis. A proposta é analisar o impacto da injeção de uma fonte alternativa para uma determinada região e verificar até onde há benefícios e prejuízos para o cliente e para a rede.

Nota-se na Figura 43 a importância da distribuição das zonas de consumo de forma bem homogênea e ao longo da rede. A zona de consumo residencial foi conectada próximo a subestação de distribuição, as zonas de consumo industrial e rural foram distribuídas entre os reguladores de tensão e mais distantes da subestação. Por fim, a zona de consumo comercial foi planejada ao final do circuito e será importante para análise de perdas das fontes de GD mais afastadas da subestação.

Figura 43 – Sistema Teste IEEE 34 Barras Com Zonas de Consumo.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

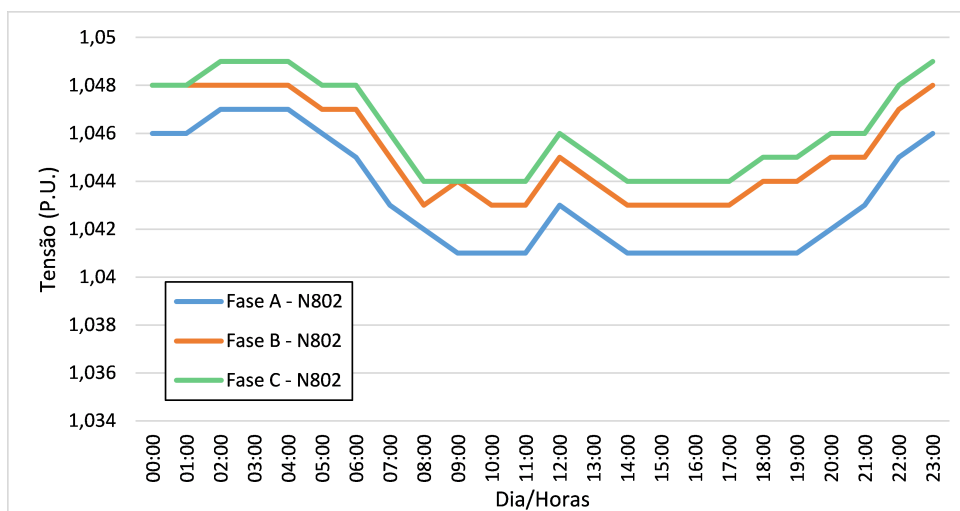
## 5.3.2 Resultados da Análise Computacional

### 5.3.2.1 Primeiro Cenário de Simulação – Rede Sem GD

Inicialmente considerou-se a análise do sistema de distribuição sem a presença das fontes de GD, em um período de 24 horas. Foram verificados, fluxo de potência do sistema, as tensões trifásicas na saída do transformador da subestação (Transformador SubXF) e no ponto mais distante da subestação (nó 840). Também foram analisados os valores da potência ativa e reativa nos seus respectivos nós.

A Figura 44 mostra o comportamento do perfil de tensão na saída do alimentador.

Figura 44 – Tensão nominal trifásica na saída do Transformador SubXF.

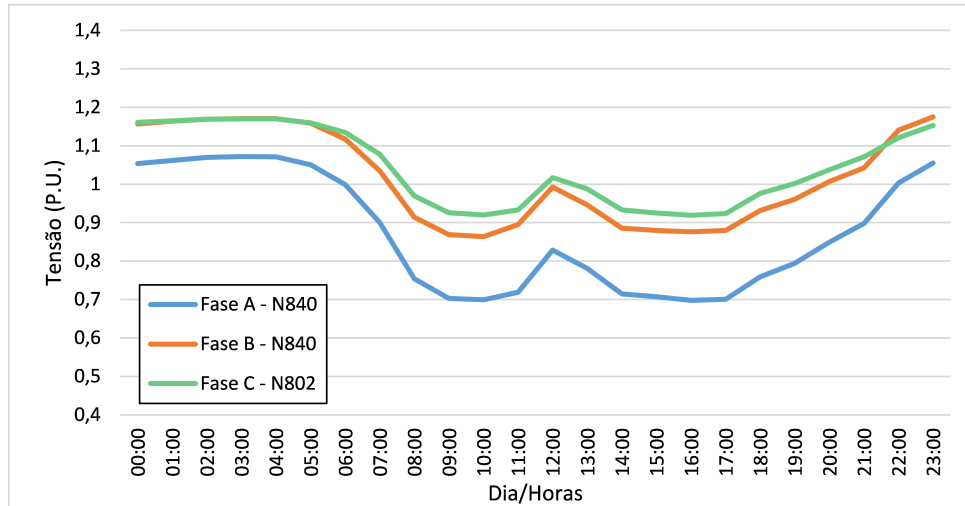


Fonte: Próprio Autor, 2016.

Pode-se observar pequenas oscilações no perfil de tensão entre as três fases. A fase B e fase C apresentam praticamente o mesmo comportamento no período analisado.

A (Figura 45) mostra o comportamento do perfil de tensão no ponto mais distante da subestação (nó 840).

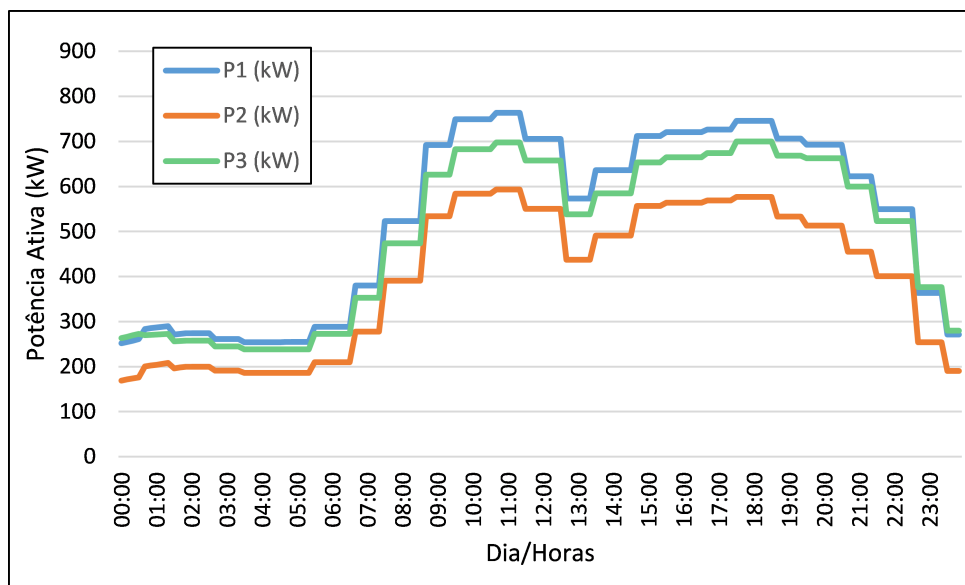
Figura 45 – Tensão nominal trifásica no final da Rede (nó 840).



Fonte: Próprio Autor, 2016.

No final da rede (nó 840) existe uma flutuação de tensão com valor elevado entre as fases, assumindo valores na faixa considerada crítica do PRODIST, o que não é desejado. O comportamento da potência ativa e reativa na saída do alimentador são apresentadas nas Figuras (46 e 47), respectivamente.

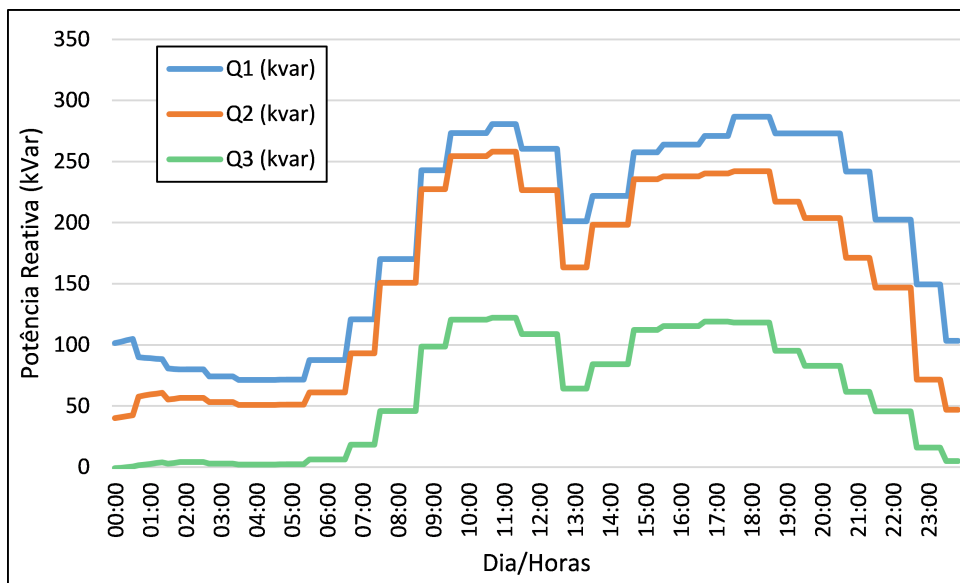
Figura 46 – Potência ativa trifásica na saída do transformador da subestação.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Pode-se observar que a potência ativa e reativa se comportam de forma semelhante aos perfis de curvas de carga comercial e industrial, uma vez que para os perfis industrial e comercial foram atribuídos maiores valores em relação aos clientes residenciais e rurais.

Figura 47 – Potência reativa na saída do transformador da subestação.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

### 5.3.2.2 Segundo Cenário de Simulação – Rede Com GD

Neste cenário, inseriu-se nas zonas residencial e comercial painéis fotovoltaicos e nas zonas de consumo industrial e rural aero geradores.

Foi realizada a análise com um acréscimo gradativo do número de fontes de GDs nestas zonas de consumo. Como descrito na seção 4.4.2.1 o cálculo do nível de penetração de GD leva em consideração o número total de clientes em cada zona de consumo.

Desta forma a rede possui 40 unidades consumidoras nas zonas de consumo, dez para cada classe. A cada percentual é acrescido uma quantidade de potência em kW aos aero geradores e painéis fotovoltaicos.

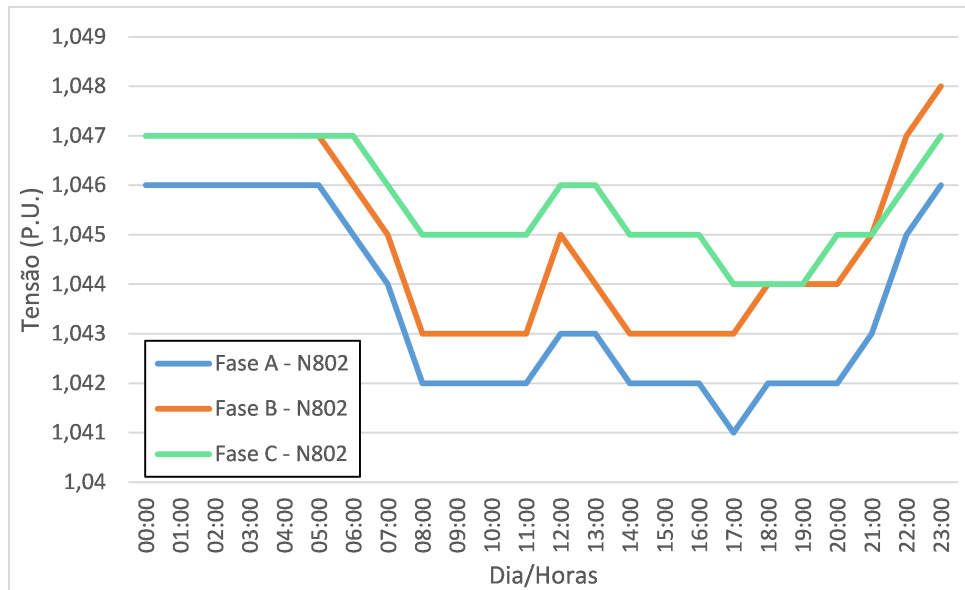
#### 5.3.2.2.1 Simulação com 10% de Fontes de GD

Para este estudo, foram acrescidos 10% do valor da carga total em cada uma das fontes de GD das zonas de consumo, sendo para a classe residencial (35,7 kW), rural (35,7 kW), industrial (80 kW) e comercial (64 kW). As Figuras 48 e 49 mostram o comportamento do perfil de tensão na saída do alimentador e no nó 840.

Observa-se com a adição das fontes de GD que o comportamento da tensão saída da subestação apresenta um maior desequilíbrio entre fases em relação ao sistema original sem GD. A tensão no final da rede nó 840 mostra um maior desequilíbrio das oscilações entre as fases A e B. Em relação a potência ativa e reativa, observa-se como esperado nas Figuras (50 e 51) que com o acréscimo das GDs ocorre, um leve aumento das potência ativa em função da geração ativa. No caso da potência reativa, houve um acréscimo em relação

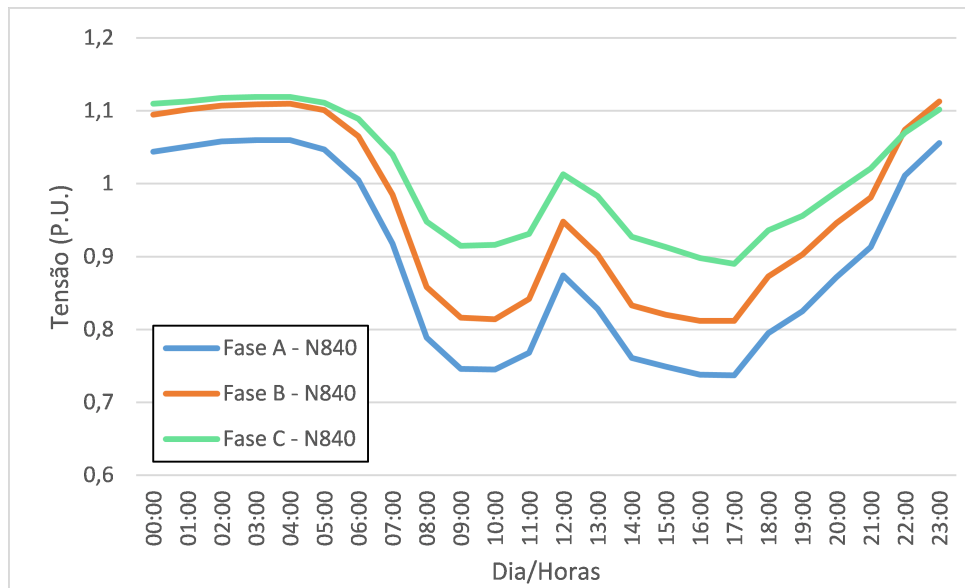


Figura 48 – Tensão nominal trifásica na saída do Transformador SubXF com Acréscimo de GD.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Figura 49 – Tensão nominal trifásica no final da rede, afastado do transformador SubXF com acréscimo de GD.

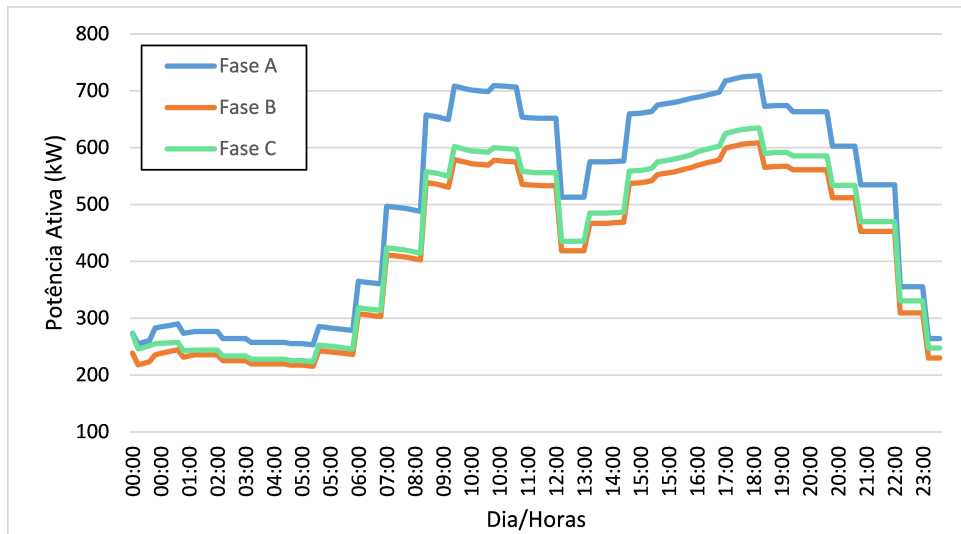


Fonte: Próprio Autor, 2016.

ao primeiro cenário, impactando no desequilíbrio das tensões mostradas anteriormente que refletem o comportamento da rede de distribuição.

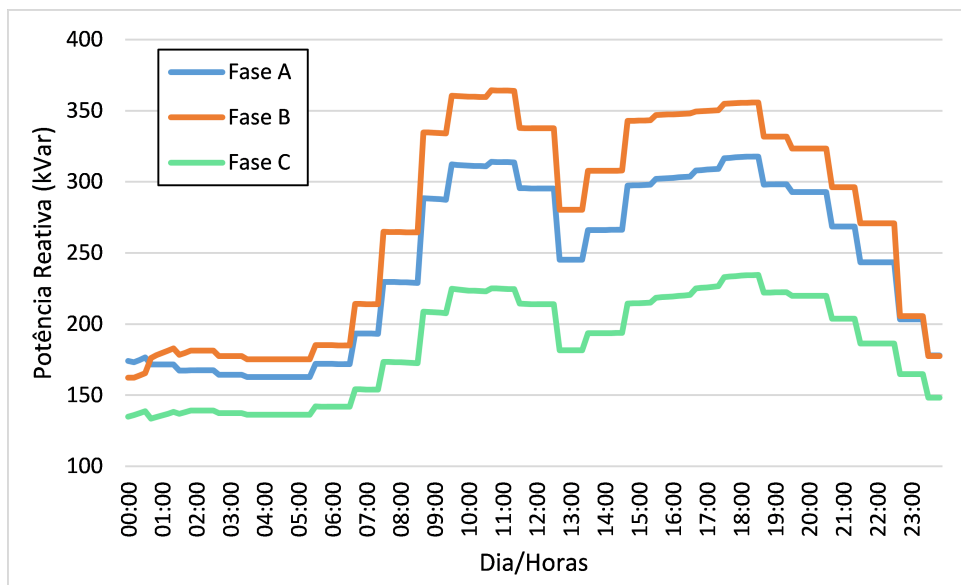
É possível observar que a presença das GDs na rede contribuem para agravar os índices de tensão e potência (neste caso a potência reativa em especial se eleva bastante), piorando a qualidade de toda a rede de distribuição. Além disso, pode-se constatar que as

Figura 50 – Potência ativa trifásica do transformador subXF após acréscimo das fontes de GD.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

Figura 51 – Potência reativa trifásica do transformador subXF após acréscimo das fontes de GD.



Fonte: Próprio Autor, 2016.

flutuações de tensão também são um problema para o cliente, uma vez que os índices de tensão infringem normas técnicas e podem resultar na queima e avarias de equipamentos.

A Resolução Normativa número 206-2005 trata da aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída, cujo o montante total não poderá exceder 10% de sua respectiva carga (ANEEL, 2005). Neste sentido é possível afirmar através das análises realizadas que aumentos superiores a este limite caracterizam alterações significativas nos índices de desempenho mencionados, impactando em possíveis problemas

irreversíveis no sistema.

A Tabela 35 mostra um quadro resumo em relação a comparação da potência da carga versus potência das fontes de GD.

Tabela 35 – Comparação da Potência da Carga Versus Potência da Fonte de GD + 10% da Carga Total da Zona de Consumo.

Zona de Consumo (ZC)	1 - Potência da Carga	2 - Potência da Carga (Limite de 10%)	3 - Potência da fonte de GD + 10% de ZC	4 - Extrapolar os Limites de Tensão
Cliente Residencial	30 kW	+3 kW	35,95 kW	Sim
Cliente Comercial	65 kW	+6,5 kW	64,25 kW	Não
Cliente Industrial	80 kW	+8 kW	81,2 kW	Não
Cliente Rural	30 kW	+3 kW	37,2 kW	Sim

Fonte: Próprio Autor, 2016.

A Tabela 35 mostra o método de comparação, o valor da potência da fonte de GD mais 10% de ZC, determina o valor da potência que será inserido pela fonte alternativa na zona de consumo. Desta forma é sempre comparado o valor de um cliente com uma carga próxima deste valor (item 1), que seria considerado ideal para receber esta quantidade de potência gerada, depois compara-se o índice 3 com a soma dos índices 1 e 2, se o valor da diferença entre esses índices for negativo, extrapola a norma estabelecida pela ANEEL e não é possível inserir a GD para este cliente, caso contrário, o índice for positivo, então é possível que o cliente receba a GD, pois atende os requisitos estabelecidos.

### 5.3.3 Análise Geral do Desempenho do Sistema

Após aplicar o método de análise estabelecido, pode-se perceber nos resultados que a abordagem adotada detecta alterações nos índices de desempenho no segundo cenário de simulação, com o nível de penetração (%GD) de apenas 10% que equivale a uma quantidade de 4 clientes utilizando GDs conectados à rede de distribuição com um fator de potência unitário fixo para todos. Os níveis de tensão e o fluxo de potência nas linhas do circuito tanto em MT, quanto em BT para este cenário simulado são considerados críticos e extrapolam os limites estabelecidos pelos órgãos responsáveis pelas redes de distribuição brasileiras.



## 6 Considerações Finais

A integração da tarifa branca e da fontes de GD conectadas a rede é uma realidade presente no sistema elétrico brasileiro. Como demonstrado no trabalho este fato pode ocasionar a operação indesejada do sistema de distribuição em relação aos níveis de tensão e potência reativa. Por sua vez, é de interesse do consumidor buscar novas fontes para o atendimento de suas necessidades sem depender exclusivamente do fornecimento de energia perante a concessionária local.

Através dos estudos realizados no software HOMER em relação as simulações, pode-se concluir que se as taxas horárias diferenciadas fossem aplicadas no presente ano, a tarifa branca mais GD não seria algo viável, porém analisando os possíveis cenários para horizontes de redução de custos de equipamentos de forma anual para as cargas de BT e utilizando como parâmetro a modalidade tarifária branca para avaliação econômica de um projeto de GD, pode-se notar que o conjunto tarifa branca mais GD se tornará nos próximos anos gradativamente mais atrativa para aquisição do consumidor.

Entretanto é importante ressaltar que outros parâmetros externos podem influenciar nesta avaliação, como a redução ou não de taxas cobradas pelo governo baseado nos índices de inflação anual, a variação do valor da tarifa branca dependendo da concessionária, além de custos com manutenção e outros fatores que podem sofrer mudanças ao longo desde período.

Em relação a avaliação de desempenho do sistema de distribuição IEEE 34 barras com fontes de GD, existe o aumento significativo dos índices de desempenho, bem como existe a limitação em relação ao uso destes sistemas de GD no sistema atual, sendo necessário a concessionária determinar alternativas para que mais clientes possam fazer uso destes sistemas sem prejuízos aos demais clientes.

Desta forma, foi sugerido como alternativa, a utilização de inversores de frequência ligados aos painéis fotovoltaicos, para realizar um controle da potência reativa (absorvida ou injetada) à medida que se deseja controlar a tensão no sistema de distribuição, porém não se pode afirmar o quão eficaz esta aplicação pode ser, necessitando de um estudo mais aprofundado.

### 6.1 Trabalhos Futuros

Como desenvolvimento futuro deste trabalho propõe-se o estudo de novas abordagens para análise econômica, envolvendo novas variáveis, como: atualização das revisões das tarifas de energia das concessionárias, possibilidade de financiamento e taxas na aquisição

de sistemas de GD por parte do consumidor, entre outros.

Também, sugere-se a investigação de técnicas de controle de tensão e potência reativa por meio do inversor de conexão da GD, afim de que possa contribuir para aumentar a capacidade de penetração de fontes de GD em sistemas de distribuição.

## Referências

- ANAYA, K. L.; POLLITT, M. G. Integrating distributed generation: Regulation and trends in three leading countries. 2014. Citado na página 41.
- ANEEL. *Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica - Sinal econômico para a baixa tensão*. ANEEL. [S.l.], 2010. Nota Técnica nº 362/2010. Citado 3 vezes nas páginas 27, 28 e 36.
- ANEEL, A. D. I. *ANEEL aprova tarifa branca, nova opção para os consumidores a partir de 2018*. 2016. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false)>. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 36.
- ANEEL, A. N. de E. E. . *Resolução Normativa ANEEL n 206 de 22/12/2005*. [S.l.], 2005. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=102406>>. Citado na página 88.
- BANERJEE, R. Comparison of options for distributed generation in india. 2004. Citado na página 41.
- BARROS, M. C. B. L. de. Geração distribuída de energia elétrica a partir da fonte eólica no brasil. 2011. Citado na página 44.
- BROWN, A.; CILIBERTI-AYRES, F. *Development of Distributed Generation in the United States*. [S.l.], 2012. With the Generous Support of the Embassy of the United Kingdom in Brazil. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 44.
- BROWN, R. E. Impact of smart grid on distribution system design. In: *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–4. ISSN 1932-5517. Nenhuma citação no texto.
- COMMISSION, C. E. *European Renewable Distributed Generation Infrastructure Study – Lessons Learned From Electricity Markets In Germany And Spain*. [S.l.], 2011. Citado 3 vezes nas páginas 39, 40 e 41.
- DIAS, M. V. X.; BOROTNI, E. da C.; HADDAD, J. Geração distribuída no brasil: oportunidades e barreiras. 2005. Citado na página 44.
- DOB, D. de O. B. *Central Geradora Hidrelétrica (CGH)*. [S.l.], 2013. Disponível em: <[www.eucomvoce.com.br](http://www.eucomvoce.com.br)>. Citado na página 44.
- EDF. *IEA HPP Annex 42: Heat Pumps In Smart Grids, Task 1: Market Overview France*. [S.l.], 2014. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.
- ELI5 Células FFotovoltaica. 2016. Disponível em: <[https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/c/c4/Solar\\_cell\\_equivalent\\_circuit.svg/2000px-Solar\\_cell\\_equivalent\\_circuit.svg.png](https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/c/c4/Solar_cell_equivalent_circuit.svg/2000px-Solar_cell_equivalent_circuit.svg.png)>. Citado na página 50.

- EPOCA Negócios. 2016. Disponível em: <<http://epocanegocios.globo.com/Revista/Epocanegocios2/foto/0,,48238623,00.jpg>>. Citado na página 48.
- FELL, M. J.; NICOLSON, M. et al. *Is it time. Consumers and time of use tariffs*. [S.l.], 2015. Citado na página 27.
- FIGUEIRO, I. C. *A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das Redes Elétricas Inteligentes – REI*. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013. Nenhuma citação no texto.
- FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. de. Geração distribuída: Vantagens e desvantagens. 2013. II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia. Citado na página 43.
- FREITAS, P. R. R. de. *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS*. Dissertação (Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2015. Citado na página 50.
- GLD. 2016. Disponível em: <<http://gridlab-d.sourceforge.net/wiki/index.php/Inverter>>. Nenhuma citação no texto.
- GONÇALVES, F. F. *Energia Eólica Distribuída – Estudo Da Tecnologia e Avaliação de Viabilidade TÉCNICA NO ESTADO DA BAHIA*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal da Bahia – UFBA, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 63.
- GOW, J. A.; MANNING, C. D. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, v. 146, n. 2, p. 193–200, Mar 1999. ISSN 1350-2352. Citado na página 50.
- HECKTHEUER, L. A. *Análises de Associações de Módulos Fotovoltaicos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2001. Citado na página 50.
- IEEE. 1991. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/profile/Bashir\\_Bakhshideh\\_Zad/publication/268801834/figure/fig7/AS:295506589831179@1447465670011/Fig-8-IEEE-34-bus-distribution-test-system.png](https://www.researchgate.net/profile/Bashir_Bakhshideh_Zad/publication/268801834/figure/fig7/AS:295506589831179@1447465670011/Fig-8-IEEE-34-bus-distribution-test-system.png)>. Citado na página 59.
- IPAKCHI, A.; ALBUYEH, F. Grid of the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 7, n. 2, p. 52–62, March 2009. ISSN 1540-7977. Nenhuma citação no texto.
- JONES, A. E.; IRWIN, M.; IZADIAN, A. Incentives for microgeneration development in the u.s. and europe. In: *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 3018–3021. ISSN 1553-572X. Citado na página 42.
- KANG, C.; JIA, W. Transition of tariff structure and distribution pricing in china. 2011. Citado 3 vezes nas páginas 30, 31 e 32.
- NOVA, D. A. S.; FERNANDES, T. R.; ALMEIDA, M. C. de. Uso de oltc e absorção de potência reativa no aumento da capacidade de acomodação de painéis fotovoltaicos residenciais. 2016. Disponível em: <[http://www.dca.ufrn.br/eventos/AnaisSBSE2016/PDF/SBSE2016-0187\\_033380.pdf](http://www.dca.ufrn.br/eventos/AnaisSBSE2016/PDF/SBSE2016-0187_033380.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 61 e 62.
- PANDEY, D.; BHADORIYA, J. S. Renewable energy resources and distributed generation in india. 2013. Citado na página 41.



- PAWASKAR, O. S.; MORE, P. M. S. S. Time of day tariff structure. 2007. Citado na página 30.
- PICOLO, A. P.; BUHLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A. Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. 2014. Citado na página 47.
- SANTOS, A. B. de S. et al. Tarifa branca - um estudo da estrutura tarifária do grupo b do setor elétrico - parte 1: Regulação. 2014. Citado 9 vezes nas páginas 34, 35, 36, 39, 40, 42, 45, 49 e 63.
- SEGUEL, J. I. L. *Projeto de um Sistema Fotovoltaico Autônomo de Suprimento de Energia Usando Técnica MPPT e Controle Digital*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2009. Citado 3 vezes nas páginas 48, 49 e 50.
- SOROTHERM. 2016. Disponível em: <[http://sorotherm.com.br/wp-content/uploads/2013/11/painel-de-\\_1355413024345.jpg](http://sorotherm.com.br/wp-content/uploads/2013/11/painel-de-_1355413024345.jpg)>. Citado na página 52.
- TOLEDO, F. de O.; GOUVEIA, F. P. de; RIELLA, R. J. *Desvendando As Redes Elétricas Inteligentes*. [S.l.]: Brasport, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 32.
- WANG, P. C. *Development of Distributed Generation and Microgrids in China*. 2013. Workshop on Smart Grid on the School of Electrical Engineering and Automation Tianjin University, Tianjin, China. Citado na página 42.