



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDRÉ RIBEIRO DA COSTA

**MECANISMOS DE INCENTIVOS TARIFÁRIOS PARA MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA POR MEIO DO GERENCIAMENTO DE CARGA PELO LADO DA
DEMANDA**

FORTALEZA
2022

ANDRÉ RIBEIRO DA COSTA

MECANISMOS DE INCENTIVOS TARIFÁRIOS PARA MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA POR MEIO DO GERENCIAMENTO DE CARGA PELO LADO DA
DEMANDA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Universidade Federal do Ceará

Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- C87m Costa, André Ribeiro da.
Mecanismos de Incentivos Tarifários para Microgeração Fotovoltaica por Meio do Gerenciamento de Carga pelo Lado da Demanda / André Ribeiro da Costa. – 2022.
111 f. : il.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
1. Geração Fotovoltaica. 2. Incentivos Tarifários. 3. Geração Distribuída. 4. Tarifa Branca. 5. Armazenamento de Energia. I. Título.

CDD 621.3

ANDRÉ RIBEIRO DA COSTA

MECANISMOS DE INCENTIVOS TARIFÁRIOS PARA MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA POR MEIO DO GERENCIAMENTO DE CARGA PELO LADO DA
DEMANDA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias Renováveis.

Aprovada em: 29/06/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Manuel Rangel Borges Neto
Instituto Federal Sertão Pernambucano (IFSERTÃO - PE)

A Deus.

Aos meus pais, Antônio Ferreira da Costa (*in memoriam*) e Verônica Ribeiro da Costa pelos incentivos e oportunidades de vida a mim proporcionada.

A minha esposa Orkívia Matos que sempre me incentivou e aconselhou a realizar e superar todos os desafios pessoais e profissionais

As minhas filhas Giovanna Matos e Isabella Matos que me inspiraram a forma diferente de vivenciar o novo e o amor paterno.

Eu dedico este trabalho

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus, que me iluminou ao longo desta caminhada.

Ao Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela excelente orientação.

Aos professores participantes da banca examinadora Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima, Dr. Giovanni Cordeiro Barroso e Dr. Manuel Rangel Borges Neto pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

A minha esposa Orkivia pela paciência e sugestões por meio de sua experiência de ensino.

Aos colegas da turma de mestrado, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas.

*“Só se pode alcançar um grande êxito quando
nos mantemos fiéis a nós mesmos”*

Friedrich Nietzsche

RESUMO

O crescimento da inserção de microgeração fotovoltaica (FV) nas redes de distribuição tem sido alavancada por importantes mudanças na regulamentação e incentivos na expansão dessa modalidade no setor elétrico. Contudo, com o maior uso das instalações de geração FV, surge a preocupação sobre o impacto nos sistemas de distribuição e transmissão de energia no que se refere à divergência entre os períodos de geração e os períodos de pico de demanda. O uso do gerenciamento de carga pelo lado da demanda (GLD), associado às políticas de incentivos tarifários, tende a favorecer financeiramente a fatura de energia do consumidor e auxiliar na mitigação do pico de demanda de energia. A partir desta motivação, a presente dissertação tem como objetivo propor uma metodologia para a análise da viabilidade financeira na fatura de energia utilizando as tarifas de energia elétrica vigentes no Brasil, combinando o sistema de geração FV com armazenamento de energia. São avaliados 3 consumidores com características particulares no que diz respeito à demanda das instalações, agrupamento de consumidores, tipos de ligações e com inclusão ou não de geração FV. São considerados os equipamentos compatíveis atualmente no mercado brasileiro em conjunto com uma análise de recursos e potenciais energéticos locais através do *software HOMER Pro Energy*. No âmbito da viabilidade financeira, é considerado o modelo de tarifação da distribuidora de energia elétrica local a fim de estimar os possíveis cenários pertinentes ao sistema. São simulados 18 cenários em diferentes topologias e tarifas em 25 anos de projeto, sendo que em somente em um dos casos a utilização da Tarifa Branca em conjunto com o sistema FV e armazenamento se tornou economicamente viável. As topologias simuladas para este consumidor apresentaram resultados com menor Valor Presente Líquido (VPL) referente ao custo presente do projeto em R\$ 1.030.530,00 e com Custo Médio de Energia (CME), representado pelo custo por kWh consumido, no valor de 0,304 R\$/kWh, obtendo-se uma redução percentual em 9,44% e 44,32%, respectivamente, em relação ao pior resultado da simulação quando o consumidor utiliza somente a energia da concessionária. O método proposto contempla base de dados reais de demanda de energia e geração, sugerindo que outras unidades de geração semelhantes possam se beneficiar da mesma análise e auxiliar na tomada de decisão; adicionalmente, podem utilizar a análise como forma de direcionar o incentivo à expansão dessa modalidade com base na escolha de tarifas diferenciadas.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica, incentivos tarifários, geração distribuída, tarifa branca

ABSTRACT

The growth in the insertion of photovoltaic (PV) micro generation in distribution grids has been leveraged by important changes in regulation and incentives in the expansion of this modality in the electricity sector. However, with the increased use of PV generation facilities comes the concern about the impact on the distribution and transmission systems regarding the divergence between generation periods and peak demand periods. The use of demand-side load management (DSM), associated with tariff incentive policies, tends to financially favor the consumer's energy bill and assist in the mitigation of peak energy demand. From this motivation, the present work aims to propose a methodology for the analysis of the financial feasibility in the energy bill using the electricity tariffs in force in Brazil, combining the PV generation system with energy storage. Three consumers with particular characteristics regarding the demand of the installations, grouping of consumers, types of connections and with inclusion or not of PV generation are evaluated. The compatible equipment currently on the Brazilian market is considered together with an analysis of local energy resources and potentials using the *HOMER Pro Energy software*. In the context of financial viability, the tariff model of the local electricity distributor is considered in order to estimate the possible scenarios pertinent to the system. Eighteen scenarios are simulated in different topologies and tariffs over 25 years of design, and in only one of the cases did the use of the White Tariff in conjunction with the PV system and storage become economically viable. The topologies simulated for this consumer presented results with the lowest Net Present Value (NPV) relative to the present cost of the project at R\$ 1,030,530.00 and with an Average Energy Cost (AEC), represented by the cost per kWh consumed, amounting to 0.304 R\$/kWh, obtaining a percentage reduction of 9.44% and 44.32%, respectively, in relation to the worst simulation result when the consumer uses only the energy from the utility. The proposed method includes a real energy demand and generation database, suggesting that other similar generation units can benefit from the same analysis and assist in decision making; additionally, they can use the analysis as a way to direct the incentive to expand this modality based on the choice of differentiated tariffs.

Keywords: Photovoltaic generation, tariff incentives, distributed generation, white tariff.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de GD e Geração centralizada.	20
Figura 2 - Relação entre a irradiação na camada superior da atmosfera e a irradiação na superfície terrestre para cada comprimento de onda.	23
Figura 3 - Evolução da potência instalada FV no mundo.	25
Figura 4 - Evolução da potência instalada FV no Brasil.	26
Figura 5 - Participação por tipo de fonte a nível nacional.	27
Figura 6 - Sistema FV Isolado.	28
Figura 7 - Sistema FV conectado à rede.	29
Figura 8 - Sistema FV Híbridos on-grid.	31
Figura 9 - Exemplo do uso de serviço de arbitragem.	36
Figura 10 - Sistema FV conectado à rede.	37
Figura 11 - Evolução da GD e potência instalada anual no Brasil.	52
Figura 12 - Percentual de UC's conectadas e percentual de potência instalada por tipo de conexão.	53
Figura 13 - Percentual de Usinas Instaladas na modalidade GD por Tipos de Fontes.	53
Figura 14 - Percentual da Potência instalada na modalidade GD por Tipos de Fontes.	54
Figura 15- Divisão dos Postos Tarifários.	59
Figura 16- Metodologia Proposta.	69
Figura 17 - Exemplo de modelagem no <i>HOMER Pro Energy</i>	73
Figura 18 - Conexão do equipamento IMS modelo PowerNET P-600 G4.	76
Figura 19 - Conexão do equipamento Embrasul modelo RE6000.	76
Figura 20 - Perfil de curva de carga em dias úteis – Consumidor A.	78
Figura 21 - Perfil de curva de carga nos finais de semana – Consumidor A.	78
Figura 22 - Perfil de curva de carga em dias úteis – Consumidor B.	79
Figura 23 - Perfil típico diário de geração de FV para dias uteis – Consumidor B.	79
Figura 24 - Perfil diário nos dias úteis em relação ao consumo de energia e geração – Consumidor B.	80
Figura 25 - Perfil diário da demanda de energia sem o sistema FV – Consumidor B.	81
Figura 26 - Perfil de curva de carga nos finais de semana – Consumidor B.	81
Figura 27 - Perfil de curva de carga em dias úteis – Consumidor C.	82
Figura 28 – Média Mensal da Irradiação Global Horizontal Diária.	83
Figura 29 - Representação dos cenários propostos.	88

Figura 30 - Topologia utilizada para o consumidor “A”	91
Figura 31 - Resultados categorizados do Consumidor “A” – Tarifa Branca	91
Figura 32 - Resultados categorizados do Consumidor “A” – Tarifa Convencional.	91
Figura 33 - Topologia utilizada para o consumidor “B”	93
Figura 34 - Resultados categorizados do Consumidor “B” – Tarifa Branca.	93
Figura 35 - Resultados categorizados do Consumidor “B” – Tarifa Convencional.	94
Figura 36 - Topologia utilizada para o consumidor “C”	95
Figura 37 - Resultados categorizados do Consumidor “C” – Tarifa Branca.	96
Figura 38 - Resultados categorizados do Consumidor “C” – Tarifa Convencional.	96
Figura 39 - Redução máxima do VPL dos consumidores avaliados.	98
Figura 40 - Redução do VPL no sistema FV com a adição de armazenamento.	98
Figura 41 - Melhoria do VPL – Percentual de Energia Armazenada X Ganho no VPL.	99
Figura 42 - Comportamento do sistema simulado – Consumidor “A”.	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classes de consumo envolvendo GD instalada no Brasil.	20
Tabela 2 – Modalidades de incentivos utilizadas atualmente no mundo.....	41
Tabela 3 - Grupos tarifários e suas subdivisões.....	56
Tabela 4 - Modalidades tarifárias dos grupos.	56
Tabela 5 - Postos Tarifários.	58
Tabela 6 - Resumo dos trabalhos pesquisados sobre tipo de avaliação, tarifas e forma de gerenciamento da demanda e sistema utilizado.....	67
Tabela 7 - Tarifas convencional e branca.	74
Tabela 8 - Características técnicas dos consumidores.	75
Tabela 9 - Características do módulo FV modelo JAP72S01-330.	84
Tabela 10 - Características da bateria modelo SSIG12170.	84
Tabela 11 - Características do inversor modelo GW5000-EH.	85
Tabela 12 - Características do inversor modelo GW10K-ET.	86
Tabela 13 - Dados financeiros dos equipamentos envolvidos.....	87
Tabela 14 – Simulação do consumidor A.	92
Tabela 15 - Simulação do consumidor B.....	94
Tabela 16 - Simulação do consumidor C.....	96
Tabela 17 - Dados de Energia anual dos consumidores.	99

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
AES	Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAEE	Custo Anualizado da Energia Economizada
CAEG	Custo Anualizado da Energia Gerada
CC	Corrente Contínua
CERS	Certificados de Energia Renovável Solar
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CME	Custo Médio de Energia
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DoE	<i>Department of Energy</i>
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>
EPA	<i>Energy Policy Act</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FIT	<i>Feed-in tariff</i>
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GLD	Gerenciamento de Energia pela Lado da Demanda
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
IPTU	Imposto Predial e Territorial Urbano
ITC	<i>Investment Tax Credit</i>
MTC	<i>Advanced Energy Manufacturing Tax Credit</i>
NPC	<i>Net Present Cost</i>
NREL	Laboratório de Energia Renovável dos Estados Unidos
O&M	Operação e Manutenção

ONU	Organização das Nações Unidas
P&D	Pesquisa & Desenvolvimento
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PCH-COM	Programa Para a Comercialização e Desenvolvimento das Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIS	Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PPA	<i>Power Purchase Agreements</i>
PPS	<i>Purchasing Scheme for Solar PV Electricity</i>
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSS	Purchasing Scheme for Solar PV Electricity
PTC	<i>Production Tax Credit</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
REN	Resolução Normativa
RPS	<i>Renewable Portfolio Standard</i>
RPVD	<i>Residential PV Dissemination Program</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas da Distribuição
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas da Transmissão
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	19
2.1 Potencial de Energia Solar	22
2.2 Geração FV	24
2.2.1 Cenário Mundial	24
2.2.2 Cenário Nacional	26
2.3 Sistemas de Geração FV	27
2.3.1 Sistemas Isolados	28
2.3.2 Sistemas Conectados à Rede	29
2.3.3 Sistema FV Híbrido	30
2.4 Sistemas de Armazenamento	32
2.4.1 Sistemas de armazenamento aplicado ao GLD	35
2.4.1.1 Uso do serviço de arbitragem	36
2.4.1.2 Uso do serviço de corte de pico	36
3 MECANISMOS DE INCENTIVOS A GDFV	38
3.1 Modalidades de Incentivos a GDFV	38
3.1.1 Feed-in tariff (FIT) ou tarifa prêmio	38
3.1.2 Net metering ou “sistema de compensação de energia”	39
3.1.3 Certificados Verdes de Energia Renovável	39
3.1.4 Sistema de Quotas com Certificados Verdes de Energia Renovável	39
3.1.5 Tender System ou Licitações	40
3.1.6. Demais formas de incentivo à GDFV	40
3.2 Panorama Mundial de Incentivos a GDFV	42
3.2.1 China	42
3.2.2 Estados Unidos (EUA)	44
3.2.3 Japão	45
3.2.4 Alemanha	47
3.3 Panorama Nacional	48
3.3.1 Breve Histórico	48
3.3.2 Resolução Normativa 482 e 687	50
4 ESTRUTURA TARIFÁRIA BRASILEIRA	55

4.1 Tarifa Convencional Monômia	57
4.2 Tarifa Horária Branca	58
4.2.1 Estado da arte sobre estudos de viabilidade técnica e financeira utilizando a tarifa branca com geração FV	61
5 METODOLOGIA PROPOSTA	68
5.1 <i>Software</i> de Simulação computacional <i>HOMER Pro Energy</i>	70
5.2 Tarifas de energia elétrica	74
5.3 Curvas de cargas	75
5.3.1 <i>Consumidor A</i>	77
5.3.2 <i>Consumidor B</i>	78
5.3.3 <i>Consumidor C</i>	82
5.4 Recursos Renováveis	82
5.5 Tecnologias de Geração FV e Armazenamento	83
5.5.1 <i>Módulo Fotovoltaico</i>	83
5.5.2 <i>Sistema de Armazenamento</i>	84
5.5.3 <i>Inversor</i>	85
5.5.4 <i>Dados Financeiros dos Equipamentos</i>	86
6 ANÁLISE DE RESULTADOS	88
6.1 Parâmetros da simulação computacional	88
6.2 Análise de viabilidade financeira na utilização da tarifa Branca em conjunto com geração FV e armazenamento.	89
6.2.1 <i>Simulações do Consumidor A</i>	90
6.2.2 <i>Simulações do Consumidor B</i>	93
6.2.3 <i>Simulações do Consumidor C</i>	95
7 CONCLUSÕES	102
7.1 Trabalhos futuros	104
7.2 Trabalhos publicados	105
REFERÊNCIAS	106

1 INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira possui em sua base a energia hidráulica. De acordo com IRENA (2022), as hidrelétricas contribuem com 56,94% da geração elétrica no Brasil considerando dados levantados ao final de 2021. O crescente uso das fontes alternativas de energia no país, notadamente eólica e solar, é uma opção ao uso das fontes tradicionais, consideradas pouco ou não poluentes, inesgotáveis e com baixa emissão de gases de efeito estufa (COSTA, 2017).

Conforme citado em Aneel (2018), a instalação de microgeração próxima à unidade de consumo apresenta vantagens sobre a geração centralizada, como a adiamento de investimentos em relação à expansão dos sistemas de distribuição e transmissão; a melhoria do nível de tensão da rede, especialmente nos momentos de maior demanda; pouco impacto ambiental e a diversificação da matriz energética. De acordo com Jannuzzi, Gomes e Varella (2009), no modelo tradicional, a geração de energia elétrica é realizada por usinas centralizadas, consideravelmente distantes dos centros de consumo. Isso acarreta aumento dos custos com manutenção e expansão envolvendo as redes de transmissão e distribuição, embora existam ganhos de escala importantes nessa estratégia.

Nos últimos anos, o país tem sofrido as consequências devido à forte dependência deste tipo de fonte de energia. O racionamento energético e o aumento da tarifa de energia elétrica são decorrências do longo período de estiagem sobre as importantes bacias hidrográficas do país. A energia solar, por ser uma fonte de energia inesgotável e ter uma característica complementar à geração via hidroelétricas, é considerada uma das mais importantes fontes energéticas do futuro (BARRETO e CARVALHO, 2018). A avaliação do potencial de geração fotovoltaica (FV) do Brasil possui uma abrangência invejável dada a localização estratégica do país. Conforme dados obtidos em Solargis (2020), as regiões Nordeste e Centro-Oeste apresentam os maiores potenciais de geração, ambas regiões com média anual típica de 1570 kWh/kWp e diárias em torno de 4,3 kWh/kWp. Em específico o estado do Ceará, tem-se uma média anual típica de 1460 kWh/kWp e diárias em torno de 4 kWh/kWp, conforme Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará (AES, 2020). Além disso, outro destaque é a irradiação solar global anual e diária no Brasil, com valores médios na ordem de 1899 kWh/m² e 5,2 kWh/m². Uma comparação a nível mundial mostra que a região mais favorecida da Alemanha, em termos de irradiação solar, apresenta aproximadamente 19,1% menos irradiação do que a região menos ensolarada do Brasil. Apesar disso, a Alemanha possui 58,4GW de capacidade FV instalada no final de 2021, representado

aproximadamente 4,47 vezes a capacidade instalada do Brasil no mesmo período.

Assim, o território brasileiro possui um enorme potencial solar inexplorado, mesmo adotando a geração FV na matriz de fontes renováveis nos últimos anos. Jantsch (2018) confirma que o Brasil ainda apresenta um baixo nível de geração FV, mesmo apresentando características favoráveis em relação aos maiores produtores mundiais deste tipo de fonte. Assim, se faz necessária a discussão de políticas de incentivos, desenvolvimento tecnológico, pesquisas e regulamentações que possibilitem um melhor aproveitamento do amplo potencial solar disponível em todo o país.

Devido aos impactos benéficos aos sistemas de distribuição de energia, no que se referem aos aspectos ambientais, sociais e técnico-econômicos, diversos países têm intensificado o incentivo à propagação da geração FV através de políticas públicas, promovendo a redução de barreiras e/ou a diminuição de externalidades (VIEIRA, 2016). Diversos programas de incentivos regulatórios e tarifários têm sido utilizados em vários países no sentido de impulsionar a indústria de microgeração a obter a escala necessária para competir com outras fontes de energia elétrica, buscando a independência tecnológica e a diminuição das emissões de gases do efeito estufa no planeta (VEIGA, 2015). As tarifas *Feed-in tariff (FIT)* ou tarifa prêmio foram e continuam sendo o mecanismo principal de incentivo utilizado mundialmente, no qual consiste no estabelecimento de um preço fixo (tarifa mínima) pelo governo sobre a energia renovável gerada, como forma de estímulo. Neste sistema, existe a obrigatoriedade da concessionária de distribuição de energia elétrica local de receber a eletricidade gerada pelo produtor e pagar a tarifa mínima estabelecida. O tipo de tecnologia de geração, a localização do sistema de geração e o porte do sistema são fatores que determinam a fixação de preços diferenciados, dessa forma, abrangendo o estímulo para o pequeno e grande produtor (AFONSO, 2012).

Outro modelo de incentivo muito utilizado no mundo e predominante no Brasil é o *net-metering* ou “sistema de compensação de energia”, o qual a energia ativa é injetada na rede elétrica de distribuição, atuando como um sistema de armazenamento. Dessa forma, tal geração é cedida à distribuidora local, por meio de empréstimo gratuito, sendo posteriormente compensado ao consumidor na fatura de energia elétrica (ANEEL, 2012). Nesta configuração, é necessária a instalação de um medidor que seja capaz de medir o consumo e geração da instalação (consumo líquido bidirecional). O excedente injetado na rede é revertido em forma de créditos na fatura de energia do mês seguinte, sem limites (ABINEE, 2012). O crescimento da geração FV no Brasil está sendo incentivado pela regulamentação da Resolução Normativa N° 482/2012 (ANEEL, 2012) e N° 687/2015 (ANEEL, 2015), implementada pela Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabelece as condições gerais para a conexão de unidades de micro e minigeração distribuída (GD) no sistema de distribuição brasileiro através das unidades consumidoras (UC's) e define o sistema de compensação a ser adotado pelos clientes.

A GD no Brasil iniciou de fato a expansão no final de 2015, apresentando um crescimento acelerado a partir de então. O principal impulsor desse crescimento foi a atualização da REN 482/12 pela REN 687/15, possibilitando a inclusão de novas modalidades de conexão ao sistema de distribuição utilizando o sistema de compensação de energia como principal mecanismo de incentivo tarifário (ANEEL, 2022a).

A priori, a tarifa envolvida na compensação do excedente de eletricidade gerada geralmente é aplicada na modalidade convencional, por um valor fixo, sem levar em consideração a utilização em diferentes horas do dia. Com o propósito inicial de centralizar seu consumo no período fora de ponta foi criada uma nova modalidade tarifária diferenciada chamada de Tarifa Branca, aplicada ao consumidor conectado à rede de baixa tensão, definido como grupo B. Conforme ANEEL (2020a), este tipo de tarifa incentiva o consumidor a centralizar seu consumo no período fora de ponta, a partir da variação do valor da energia elétrica conforme o horário do consumo e dia (úteis e finais de semana), assim reduzindo seus gastos com energia elétrica e também contribuindo na melhoria do fator de utilização das redes.

Contudo, em sistemas de geração FV, a aplicabilidade para este tipo de tarifa exige o emprego de sistemas de armazenamento para a possibilidade de armazenar energia em períodos nos quais a tarifa é reduzida e injetar em momentos em que a tarifa é mais elevada e ao mesmo tempo contribuir para a redução da demanda exigida da geração centralizada. Para que não haja impacto nas formas de consumo de eletricidade por partes dos consumidores com geração FV e a possibilidade de otimização da fatura de energia destes, Santos (2018) menciona que o armazenamento de energia é planejado conforme a situação da oferta; contudo, diversos estudos propõem caminhos para que nesse plano seja inserido também o uso da tecnologia de armazenamento através do gerenciamento de carga pelo lado da demanda (GLD). Segundo Hausmann (2014), tarifas flexíveis favorecem o suporte ao mercado de armazenamento de energia, de modo que o excesso de geração FV possa ser consumido localmente ou injetado na rede de distribuição nos momentos de pico de demanda.

A partir desta motivação, a presente dissertação apresenta uma metodologia de análise de viabilidade financeira em instalações de microgeração FV, combinando módulos FV e armazenamento de energia, considerando a utilização de tarifas diferenciadas e

modalidade de incentivo tarifário à geração FV por meio de simulação de cenários. Até o momento, a maioria dos estudos realizados apresentaram avaliações com dados de consumo e geração hipotéticos; na presente dissertação são utilizados dados reais de consumidores com microgeração FV já conectados à rede e desenvolvidas estimativas para novos micros geradores a partir de suas curvas de cargas e dados de irradiação solar. Adicionalmente, a dissertação revisa os mecanismos de incentivo à geração FV a nível nacional e mundial, tarifas utilizadas e o GLD.

Para alcançar os objetivos, a presente dissertação divide-se em 7 capítulos e o introdutório.

O capítulo 2 compreende uma contextualização sobre a GD no Brasil e no mundo, onde se apresentam os países com maior capacidade instalada de geração FV além da evolução anual da capacidade instalada a nível mundial e nacional. São abordados também os sistemas FV utilizados nos sistemas de distribuição de energia elétrica, abordando a tecnologia envolvida, os componentes e o funcionamento dos mesmos. Neste capítulo são apresentados os sistemas de armazenamento com geração FV utilizando o GLD, caracterizando as técnicas adotadas para o controle de demanda e gestão do uso de tarifas diferenciadas no horário de ponta do sistema.

Já o capítulo 3 aborda os mecanismos de incentivo a geração FV, detalhando as principais modalidades, expondo o panorama dos países pioneiros na adoção de práticas de incentivo no mundo. Além dessa abordagem, é apresentado o panorama a nível nacional relatando um breve histórico dos incentivos realizados no Brasil, onde também se apresenta a regulamentação vigente da GD.

O capítulo 4 expõe a nova modalidade tarifária (Tarifa Horária Branca) para consumidores de baixa tensão apresentando a caracterização detalhada deste tipo de tarifa em comparação com a tarifa monômnia e a estrutura tarifária brasileira, associando os grupos e as modalidades tarifárias existentes. Neste capítulo, também é abordado os diversos trabalhos sobre viabilidade financeira de instalação de geração FV em UC's sob a opção de faturamento na Tarifa Branca, tomando por base diversos aspectos em âmbito econômico, local, regulatório e tecnológico sobre o tema.

Já o capítulo 5 apresenta a metodologia utilizada nesta dissertação, dividido em 5 tópicos principais: a determinação das curvas de cargas dos estudos de casos, tarifas de energia elétrica, recursos renováveis, tecnologias de geração FV e armazenamento e aplicação do *Software HOMER Pro Energy*. A metodologia proposta é utilizada para avaliar a influência da Tarifa Branca em conjunto com a inserção de geração FV em consumidores residenciais e

comerciais, mantendo os hábitos de consumo.

O capítulo 6 apresenta os resultados por meios de cenários considerando UC com e sem geração FV instalada, associando sistemas de armazenamento e as tarifas de energia elétrica existentes.

Por fim, o capítulo 7 apresenta as considerações e conclusões.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro e mundial vem atuando em importantes mudanças no que se refere diretamente a forma como a energia elétrica é distribuída aos consumidores, devido ao aumento e descentralização da geração distribuída. Tais mudanças envolvem o desenvolvimento de novas tecnologias e incentivos para a promoção da expansão das fontes de energia renováveis na matriz energética.

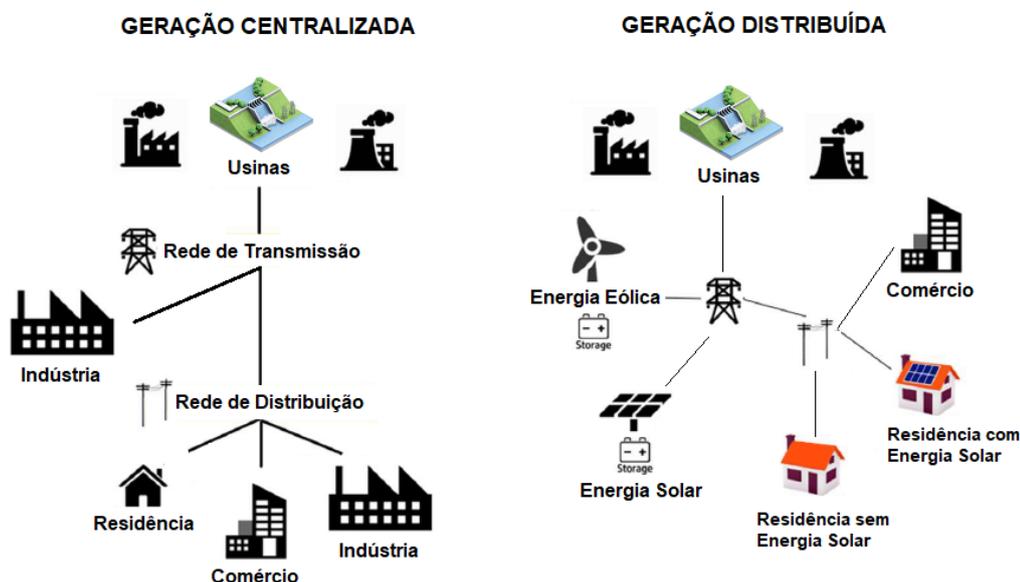
A GD caracteriza-se pela instalação de geradores de pequeno porte, geralmente composta por fontes renováveis independente da potência e tecnologia utilizada, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. Conforme citado em ANEEL (2018), a instalação de pequenos geradores próximos as unidades de consumo apresentam vantagens sobre a geração centralizada, como o adiamento de investimentos em relação à expansão dos sistemas de distribuição e transmissão; a melhoria do nível de tensão da rede, especialmente nos momentos de maior demanda; pouco impacto ambiental e a diversificação da matriz energética.

De acordo com Jannuzzi, Gomes e Varella (2009), no modelo tradicional, a geração de energia elétrica é realizada por usinas centralizadas, consideravelmente distantes dos centros de consumo. Isso acarreta o aumento dos custos com manutenção e expansão envolvendo as redes de transmissão e distribuição, embora existam ganhos de escala importantes nessa estratégia. Atualmente, com o desenvolvimento de políticas de incentivo e tecnologias a nível mundial e nacional, a GD já surge como complementação a este modelo centralizado.

Diversas fontes de energia e tecnologias podem ser inseridas no sistema elétrico, sejam as mesmas renováveis ou não. Fontes como a eólica, solar FV e biomassa são exemplos típicos de fontes renováveis utilizadas, contudo, as microturbinas e motogeradores a gás natural e motores a diesel são os principais exemplos para fontes não renováveis de energia em geradores descentralizados (ESTEVES, 2018).

A Figura 1 mostra um comparativo de um cenário de geração centralizada e um cenário com GD.

Figura 1 - Exemplo de GD e Geração centralizada.



Fonte: Adaptado (ESTEVES, 2018)

Conforme a Tabela 1, o Brasil possui regulamentadas 826.776 usinas geradoras de energia classificadas como GD até final de dezembro de 2021, com uma potência total instalada de 9.029,7 MW. A classe de consumo residencial representa 76,88%, ou seja, um número de 635.596 residências com geração própria de eletricidade.

Tabela 1 – Classes de consumo envolvendo GD instalada no Brasil.

Classe de Consumo	Clientes instalados		Potência Instalada (MW)	
	Total	Percentual	Total	Percentual
Residencial	635.596	76,88%	3.982,1	44,10%
Comercial	108.958	13,18%	3.015,3	33,39%
Rural	62.488	7,56%	1.221,2	13,52%
Industrial	16.990	2,05%	698,3	7,73%
Poder Público	2.486	0,30%	99,1	1,10%
Serviço Público	212	0,03%	12,4	0,14%
Iluminação pública	46	0,01%	1,3	0,01%
Total Geral	826.776	100,00%	9.029,7	100,00%

Fonte: (ANEEL, 2022)

Do total de usinas do levantamento, 923.798 são do tipo geração FV, representando um percentual de 99,94% (ANEEL, 2022).

Conforme ABGD (2022), em 2021 o Brasil conquistou um marco histórico atingindo 9 GW de potência instalada em sistemas de geração própria de energia. Destaca também que estas envolvem projetos de diversos tamanhos e com fontes diversificadas como FV, hidráulica, biomassa, biogás, eólica etc.

Como será mostrado mais adiante, em maiores detalhes, essa modalidade de geração de eletricidade permite a complementação do consumo pela compra de energia da rede ou pela venda da energia excedente para a distribuidora de energia local. Em alguns sistemas, como a exemplo da Alemanha, é realizada a venda de toda a energia gerada e não somente do excedente, ou seja, existe a obrigatoriedade da distribuidora em receber a energia elétrica gerada pelo produtor e a pagar a tarifa mínima estabelecida. Já no caso do Brasil, o excedente de energia gerado é acumulado em forma de créditos para utilização posterior, caso o consumo supere a geração em determinado mês de faturamento.

Devido ao considerável aumento nos últimos anos da geração FV no setor elétrico brasileiro, proporcionado pelo favorecimento de incidências de raios solares, principalmente na região Nordeste do país e políticas de incentivos inseridas neste contexto, essa forma de GD tornou-se foco da presente dissertação que será avaliada em detalhes na revisão de literatura nas seções futuras.

Segundo Jannuzzi, Gomes e Varella (2019), inicialmente a geração FV era utilizada para aplicações somente em satélites, devido ao seu alto custo de investimento em tecnologia para painéis FV. Atualmente, tais painéis são amplamente utilizados na geração de energia em áreas urbanas em sistemas conectados à rede o que diminui gastos com transmissão e geralmente requer poucos gastos com instalação de infraestrutura necessária. Um aspecto importante que se pode observar nestes sistemas, é a facilidade de adaptação da tecnologia em áreas já construídas, como coberturas de estacionamentos, casas e edifícios.

De acordo com estudo de Carvalho et al (2004) a tecnologia de geração FV pode também ser utilizada em regiões semiáridas onde sequer existe energia elétrica em benefício ao abastecimento de água para comunidades nestas regiões, propondo um processo de dessalinização acionadas por painéis FV sem baterias.

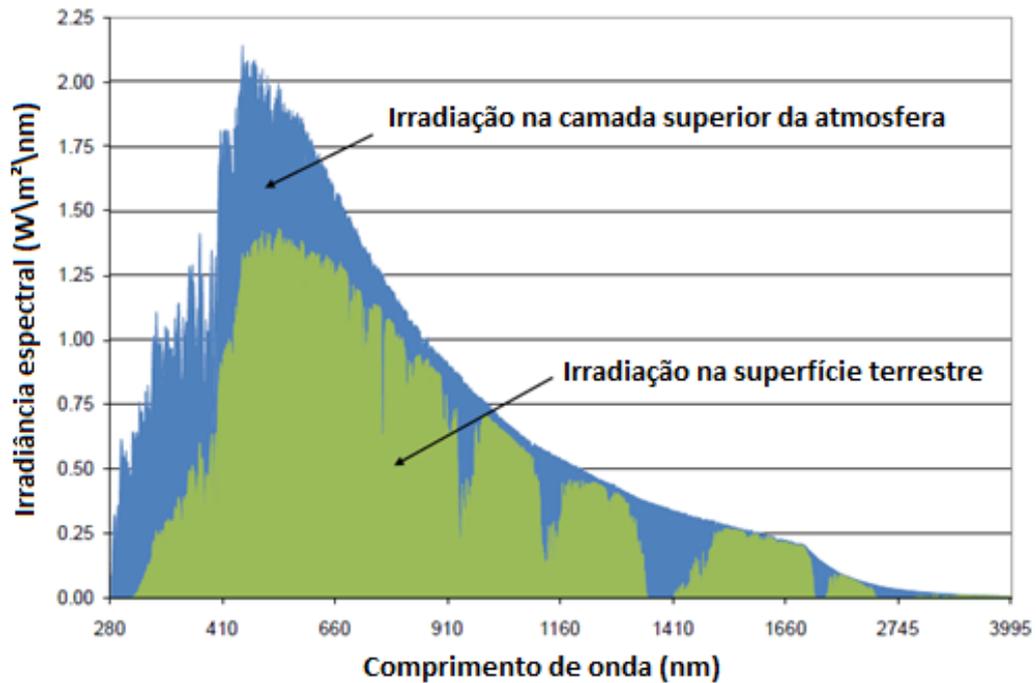
2.1 Potencial de Energia Solar

A energia solar atinge a terra na forma de calor e energia luminosa. De acordo com a levantamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a irradiação anual na superfície da Terra é suficiente para atender milhares de vezes o consumo anual de energia no mundo. No entanto, essa irradiação não atinge toda a crosta terrestre de maneira uniforme, pois depende da latitude, estação do ano, condições atmosféricas, nebulosidade e umidade relativa do ar (ANEEL, 2009).

Ao passar pela atmosfera, a maior parte da energia solar se manifesta na forma de luz visível, infravermelha e ultravioleta, sendo a mesma capturada e convertida em calor ou eletricidade. Assim, pode ser empregada diretamente como fonte de energia térmica, a qual tem sua aplicação no aquecimento de fluidos, ambientes, geração de potência mecânica e elétrica, podendo ainda ser convertida diretamente em energia elétrica através de materiais termoelétricos e FV (ANEEL, 2009). Apenas 0,01% da irradiação solar é suficiente para atender às necessidades de energia de todo o mundo, destacando que uma hora de energia solar incidente no planeta é igual ao consumo anual global de energia, mesmo que parte dessa energia não atinja a superfície terrestre (ABINEE, 2012).

É importante mensurar o quanto a irradiação solar atinge a superfície terrestre associando a irradiância espectral com o comprimento de onda. Na Figura 2, é mostrada a relação para cada comprimento de onda de radiação, assumindo que o sol esteja no zênite, ponto mais alto da esfera celeste que se situa na vertical, acima do observador, e que não haja a presença de nuvens (ABINEE, 2012).

Figura 2 - Relação entre a irradiação na camada superior da atmosfera e a irradiação na superfície terrestre para cada comprimento de onda.



Fonte: (ABINEE, 2018)

A radiação solar ocupa a faixa espectral de 100 nm a 3 000 nm, tendo uma máxima densidade espectral em torno dos 550 nm. O espectro visível é associado a uma faixa de comprimentos de onda compreendido entre 380 nm e 740 nm, com base em um observador padrão (SBF, 2007). Observa-se que cerca de metade da radiação está na faixa de comprimento de onda na luz visível

Segundo Melo (2014), a energia total que chega à atmosfera por unidade de área é de 1360 W/m², conhecida como constante solar ou fluxo de radiação solar. O percentual de irradiação que atinge a superfície terrestre equivale à 73% da energia do espectro que chega à parte superior da atmosfera. Multiplicando-se a constante solar por este percentual chega-se a um valor aproximado de 1000 W/m², valor padrão utilizado para realização de testes de células FV.

A geração FV tem sido vista como uma tecnologia de geração de energia elétrica amplamente sustentável, pois é uma fonte renovável abundante e amplamente distribuída no planeta. A conversão direta da luz solar em eletricidade ocorre sem partes móveis e sem poluição ambiental durante a geração, sendo a eficácia dos sistemas FV comprovada, pois são utilizados a mais de 50 anos em diferentes aplicações práticas (SWANSON, 2009).

2.2 Geração FV

Nesta seção é abordada a evolução da geração FV a nível mundial e nacional, expondo os países pioneiros em capacidade mundial instalada em confronto com o panorama atual brasileiro.

2.2.1 *Cenário Mundial*

A capacidade mundial instalada de geração FV tem apresentado um significativo crescimento nos últimos anos. Para ilustrar este aumento, algumas informações são apresentadas de acordo com a base de dados de IRENA (2022). Durante o ano de 2021 foram instalados em torno de 133 GW de geração FV no mundo, um aumento de 280% se comparado com o crescimento de 47,5 GW em 2015. Esse montante foi responsável para que se atingisse a marca de 843,8 GW de potência instalada ao final do ano de 2021 (IRENA, 2022).

No atual cenário, a China se consolida como a grande potência, chegando a mais de 36% de toda capacidade instalada mundial, seguida dos Estados Unidos e Japão, com 11% e 9% respectivamente.

Impulsionado pelo progresso tecnológico e pela melhoria da escala de produção, o custo da geração FV tem reduzido de forma constante desde a fabricação das primeiras células solares, mantendo-se num nível comercial pré-competitivo em relação à produção da energia elétrica convencional. Em muitos países existem incentivos econômico-financeiros para promover a geração de energia limpa, como a geração FV, como será visto mais adiante neste trabalho.

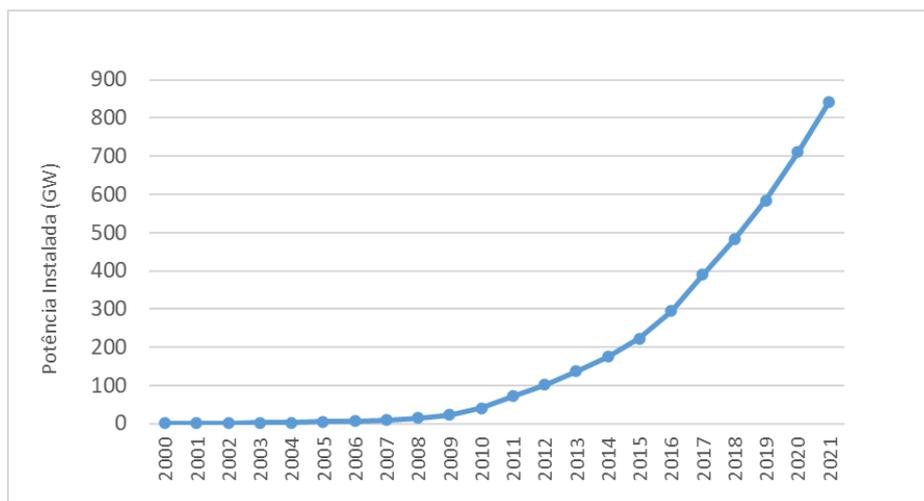
A geração FV representa 27,52% da energia renovável em termos de capacidade instalada a nível mundial, classificando-se como a segunda maior fonte de energia, atrás apenas da energia hidrelétrica com 38,41%. Já a geração eólicoelétrica representa 26,92% da capacidade mundial instalada, classificando-se em terceiro lugar ao final de 2021.

Conforme dados de SOLARGIS (2020) são apresentadas as informações relativas ao potencial de geração FV no mundo em kWh/m². Nela se observa que a China apresenta um potencial aproximado de 900 a 2200 kWh/m²/ano, Alemanha com um potencial de 900 a 1300 kWh/m²/ano e o Brasil de 1500 a 2300 kWh/m²/ano, o qual representa um elevado potencial.

Segundo IRENA (2022), os sistemas FV continuaram a ser a tecnologia de geração com maior crescimento no mundo, conforme a Figura 3. O acréscimo de potência

atual instalada, na transição de 2020 para o final de 2021, representou um aumento de 18,69% neste tipo de fonte, passando de 710,28 GW para 843,08 GW instalados. O levantamento abrange todas as UC's conectadas à rede ou não.

Figura 3 - Evolução da potência instalada FV no mundo.



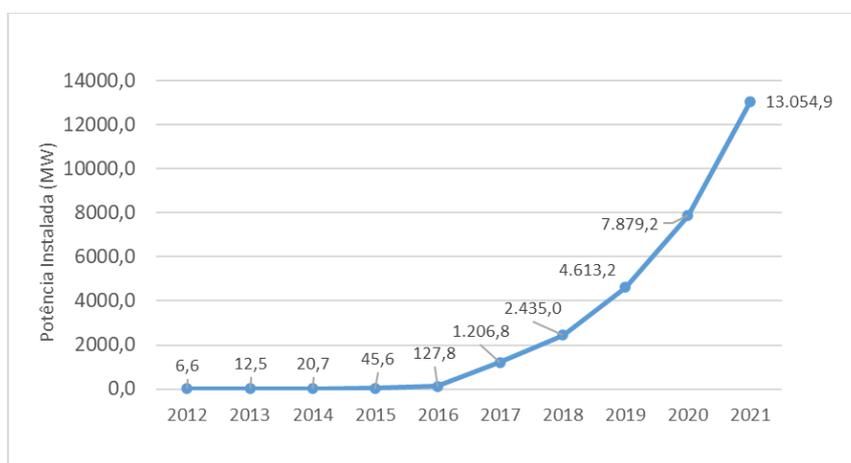
Fonte: Elaborado pelo autor a partir de IRENA, 2022

Esse aumento foi corroborado pela difusão tecnológica, melhoria da viabilidade econômica na aquisição de equipamentos e motivado pelos benefícios e incentivos governamentais para a diversificação da matriz energética de forma sustentável. Dentro deste contexto de pleno desenvolvimento, os fabricantes ampliaram sua capacidade produtiva de forma a atender as crescentes demandas do mercado, alguns de forma bastante intensa. O surgimento de novas fábricas neste período de crescimento e os elevados investimentos em mão-de-obra qualificada e equipamentos para a ampliação de novas linhas de produção ficaram submetidas a um grande risco quando da crise econômica mundial em 2012. Conseqüentemente, o preço global do investimento da planta, acompanhou a queda, tornando a tecnologia cada vez mais viável economicamente, favorecendo a paridade tarifária (LANDEIRA, 2013).

2.2.2 Cenário Nacional

No que diz respeito ao Brasil, a matriz elétrica brasileira, incluindo Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) - Micro e Minigeração e grandes usinas FV centralizadas, registrou uma capacidade instalada de aproximadamente 6,6 MW em 2012 e 127,8 MW em 2016, representado um expressivo aumento da ordem de 121,2 MW. Contudo, ao final de 2021, essa potência chegou a um patamar relativamente expressivo em relação aos anos anteriores, totalizando uma potência instalada de 13.054,9 MW. (IRENA, 2022). Essa evolução é observada na Figura 4.

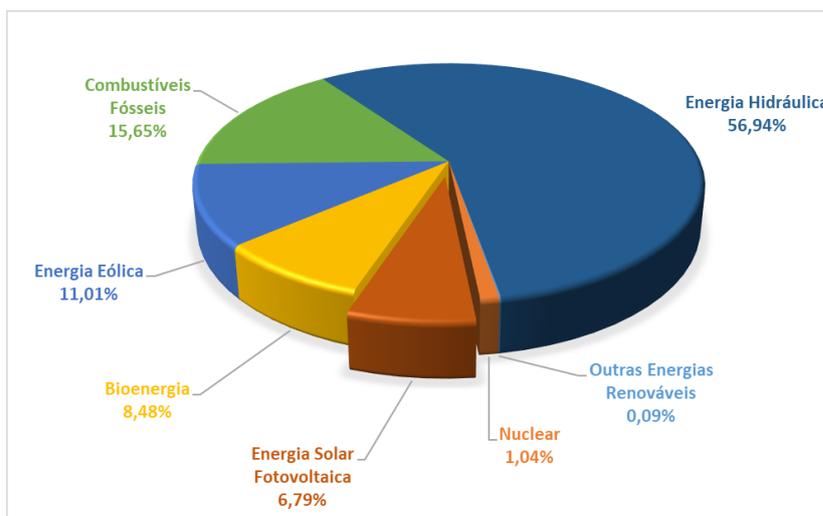
Figura 4 - Evolução da potência instalada FV no Brasil.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de IRENA, 2022

Apesar dessa elevação, a contribuição na matriz elétrica é ainda de apenas 6,79%, como pode-se ver na Figura 5. Assim, a geração FV tem muito a crescer no Brasil. Vale ressaltar que, mais adiante, serão apresentados os incentivos às energias renováveis responsáveis para impulsionar o setor FV no país.

Figura 5 - Participação por tipo de fonte a nível nacional.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de IRENA, 2022

A avaliação em termos de potencial solar de geração no Brasil possui uma abrangência invejável dada a sua posição estratégica em relação ao sol, conforme demonstram inúmeros estudos.

Pode-se concluir, que o território brasileiro possui um enorme potencial energético inexplorado, mesmo adotando a geração FV na matriz de fontes renováveis nos últimos anos. De acordo com os dados levantados, a partir do potencial territorial e às condições favoráveis de irradiação solar que o Brasil apresenta e em comparação com os índices de crescimento da energia FV no país, é possível perceber claramente a subutilização desse potencial.

De acordo com Jantsch 2018, o Brasil ainda apresenta um baixo nível de geração FV, mesmo apresentando características favoráveis em relação aos maiores produtores mundiais deste tipo de fonte. Assim, se fazem necessários incentivos para um desenvolvimento tecnológico, pesquisas, regulamentações e que possibilite um melhor aproveitamento do amplo potencial disponível em todo o país.

2.3 Sistemas de Geração FV

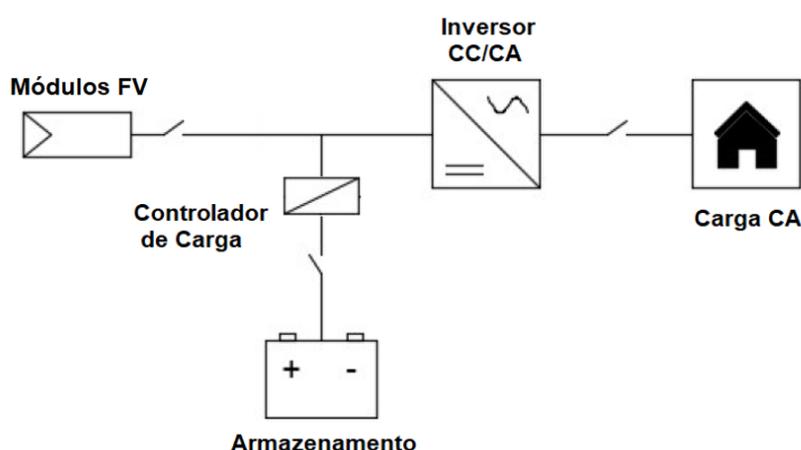
Os sistemas FV são formados por um conjunto de equipamentos que torna possível a conversão da energia solar em corrente elétrica de forma limpa e que não causa impactos ao meio ambiente. Dessa forma, é composto por módulos FV, responsáveis pela conversão da irradiação solar em energia elétrica; as estruturas de fixação e o inversor, que converte a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada (JANTSCH, 2018).

Estes são formados por sistemas conectados à rede (*on-grid*), isolados (*off-grid*) e híbridos. No que diz respeito aos sistemas isolados, estes são formados pelos sistemas autônomos, e no caso dos sistemas conectados à rede elétrica, compreendem o sistema distribuído ou centralizado. Já os sistemas híbridos têm-se a possibilidade de conectar à rede ou operar de forma isolada. A principal diferença entre ambos é que os sistemas isolados normalmente utilizam armazenamento de energia, enquanto os sistemas conectados injetam a energia gerada na rede elétrica (JANTSCH, 2018; ESTEVES, 2018).

2.3.1 Sistemas Isolados

Os sistemas isolados, ou *off-grid*, são caracterizados por não estarem interligados eletricamente à rede de distribuição da concessionária, geralmente são utilizados em regiões remotas, onde não é possível interligação à rede elétrica. Consistem basicamente em módulos FV, controladores de carga (a depender do modelo do inversor já pode estar integrado ao equipamento) e, em muitas vezes, armazenadores de energia (Baterias). Ocasionalmente se faz necessário também a utilização de inversores de tensão (ESTEVES, 2018). O esquema de ligação de um sistema *off-grid* é ilustrado pela Figura 6.

Figura 6 - Sistema FV Isolado.



Fonte: Adaptado de ESTEVES, 2018

Adicionalmente pode-se classificá-lo em dois tipos de sistemas, sendo representados pelos sistemas híbridos, quando há a conexão de duas ou mais fontes de energia elétrica ao sistema de geração, e os sistemas autônomos, os quais possuem somente uma fonte

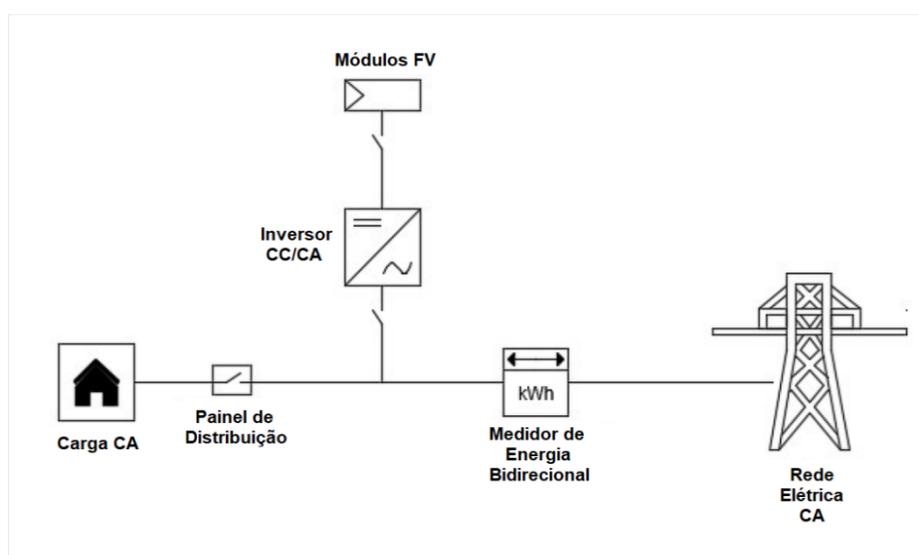
de energia elétrica associada, ambos podem ser usados sistemas de armazenamento de energia (FARIAS, 2018).

O armazenamento de energia é de fundamental importância para boa parte dos sistemas FV isolados, devido às flutuações na geração de energia, ocasionadas pela interferência da variação da irradiação solar devido a passagens de nuvens, mudanças climáticas e pela ausência da irradiação solar nos períodos noturnos. O dimensionamento do armazenamento de energia é capaz de suprir a demanda, calculado em projeto, de acordo com os estudos dos dados meteorológicos da região de interesse e conforme o perfil de demanda do consumidor (ESTEVES, 2018).

2.3.2 Sistemas Conectados à Rede

Os sistemas conectados à rede, conhecidos também como sistemas *on grid* ou *on grid-tie*, são sistemas em que a energia gerada ocorre paralelamente à rede de distribuição da concessionária de energia local, ou seja, o sistema é conectado diretamente à rede elétrica onde parte ou toda a energia gerada pelos módulos FV é injetada no ponto de conexão da rede de distribuição. Dessa forma, não é necessário a utilização de armazenamento de energia e controladores de carga, neste caso, consistem basicamente em módulos FV e inversores (ESTEVES, 2018). A Figura 7 ilustra os componentes usuais de um sistema *on-grid*.

Figura 7 - Sistema FV conectado à rede.



Fonte: Adaptado de ESTEVES, 2018

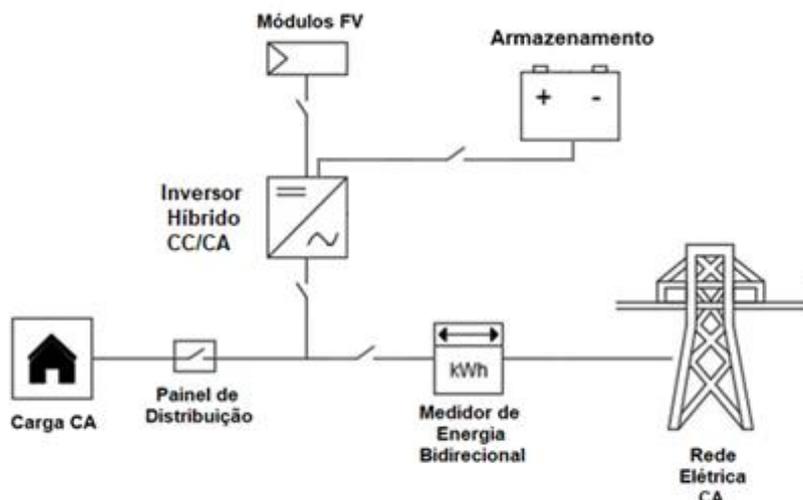
Neste sistema, tanto os módulos FV quanto a rede de distribuição fornecem energia à carga sem uso de baterias, propiciando um custo menor em relação aos sistemas autônomos. É importante destacar que este sistema depende de regulamentação e legislação favorável para instalação, pois utiliza a rede da concessionária para armazenar o excedente de geração (FARIAS, 2018).

No Brasil, a Resolução Normativa nº 687/2015, especifica a necessidade e obrigatoriedade de se obter certificados de homologação, comprovando que os inversores utilizados em sistemas FV conectados à rede sejam ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou internacionais, dependendo do modelo do inversor utilizado em questão. Isso garante segurança do sistema de geração e da linha de distribuição em caso de falhas elétricas (ESTEVES, 2018).

2.3.3 Sistema FV Híbrido

Os sistemas FV híbridos *on-grid*, em termos gerais, caracterizam-se pela integração dos sistemas FV conectados à rede e os sistemas FV isolados, associados a uma central de gerenciamento de demanda e energia. Esses sistemas compreendem a carga da unidade com geração, armazenadores de energia, um inversor de tensão híbrido com controlador de carga integrado e fontes de energia CA e CC. Geralmente, os tipos de fontes que são conectadas aos sistemas, é a própria rede de distribuição ou geradores CA e, em relação às fontes CC, compreendem os módulos FV, como é mostrado na Figura 8. Assim, tem-se a possibilidade de trabalhar tanto conectado à rede, quanto de forma isolada (ESTEVES, 2018; FARIAS, 2018).

Figura 8 - Sistema FV Híbridos *on-grid*.



Fonte: Adaptado de ESTEVES, 2018

O tipo de inversor apresentado na figura 8 tem a função de realizar todo o gerenciamento da energia gerada pelos módulos FV de maneira que o prossumidor utilize a geração local (autoconsumo) e, caso haja excesso de geração, tal excedente é armazenado em bancos de baterias ou injetado na rede de distribuição da concessionária, dessa forma, funcionando tanto em modo *on-grid* ou em *off-grid*. Assim, o sistema pode ser empregado na gestão da demanda e custos de energia do prossumidor, possibilitando um melhor uso das tarifas da concessionária, quando se armazena nos momentos em que a energia tem custo reduzido e em seguida utilizar tal energia nos horários de pico, período em que o preço é mais elevado. Além disso, possibilita-se a continuidade do fornecimento de energia por um determinado período, dependendo do projeto, em caso de falta de energia da concessionária (GOODWE, 2021a).

O principal componente do sistema é o inversor híbrido com a função de controlar e gerenciar todo o fluxo de energia originada das diferentes fontes do sistema. Esse tipo de inversor é capaz de operar em diversos tipos de configurações conforme a unidade de geração necessite, envolvendo modos de operação das fontes de modo automática ou manual (ESTEVES, 2018).

Atualmente, no Brasil, a portaria 004/2011 do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO), que diz respeito aos inversores FV para conexão à rede da concessionária, não contempla ainda os inversores híbridos homologados para conexão ao sistema. A implantação é uma evolução natural do mercado de energia FV e trarão novas oportunidades de negócios para os fabricantes e para as empresas de projetos e

instalação, além de muitos benefícios para os consumidores, que poderão contar com funções avançadas de gerenciamento de energia e backup, o qual já é utilizado e homologado em diversos países do mundo (CANAL SOLAR, 2021).

Dessa forma, o sistema somente poderá ser utilizado no modo *off-grid* e, por segurança, é adicionada na figura 8 uma chave seccionadora de transferência antes do medidor de energia bidirecional, sendo assim conectado somente após a homologação do equipamento e aprovação de acesso da concessionária.

Existem também os sistemas híbridos *off-grid*, os quais não têm a função de injetar o excedente de energia gerado na rede de distribuição, como apresentado no sistema *on-grid*. Vale salientar, que a rede da concessionária é conectada ao inversor, contudo é utilizada somente como fonte de suprimento nos momentos em que o sistema não está produzindo e não possui energia armazenada para o consumo local (GOODWE, 2021a).

2.4 Sistemas de Armazenamento

Os sistemas de armazenamento de energia vêm assumindo um espaço cada vez mais complexo e desafiador no que diz respeito à sua importância de utilização no setor elétrico. Alguns fatores e benefícios podem ser elencados como, por exemplo, a garantia de ininterruptão do sistema elétrico, a melhoria da qualidade da energia elétrica, a possibilidade de integração com geradores através de fontes renováveis de energia e o gerenciamento de projetos de demanda de energia.

Em sistema de energia FV, o armazenamento da energia solar é tradicionalmente realizado por meio de baterias, principalmente em sistema *off-grid*, para atendimento da demanda devido às flutuações originadas da fonte FV. Já no caso dos sistemas *on-grid* torna-se importante seu uso para agregar maior confiabilidade ao sistema, em caso de indisponibilidade de energia da rede elétrica, e para aplicar métodos de gerenciamento de demanda e redução de custo com faturamento (ESTEVES, 2018).

Especificamente, a utilização de baterias nos sistemas FV, armazenam o excedente da energia FV gerada na forma eletroquímica. A grande maioria das baterias de chumbo ácido usadas nestes sistemas, chamadas de baterias estacionárias, apresentam as mesmas reações eletroquímicas que as baterias de chumbo-ácido utilizadas em automóveis. Existem diferentes tecnologias no mercado, contudo, as baterias que apresentam um melhor custo e mais utilizadas em sistemas FV, são as estacionárias seladas de Chumbo Ácido com Eletrólito Líquido por Válvula, comumente disponibilizadas livre de manutenção, projetadas

especificamente para descargas mais lentas e profundas, as quais apresentam placas mais grossas que as baterias automotivas e possuem uma liga que chega a 95% ou mais de pureza. Em termos de segurança, caracterizam-se por possuir um filtro que impede a emissão de vapor da solução ácida, deixando passar apenas o hidrogênio que não é nocivo à saúde. Portanto, é possível utilizá-la no mesmo ambiente de trabalho com pessoas, apesar de ser recomendável o mínimo de ventilação (MOURA, 2021; FLETCHER, 2014).

Neste caso, é uma tecnologia já consolidada e com menor custo de implementação em comparação com outras tecnologias existentes. As baterias de Níquel-Cádmio (NiCd), de íon de Lítio (Li-íon), e Níquel-hidreto metálico (NiMH) apresentam maior vida útil e eficiência, contudo, ainda não apresentam viabilidade financeira para utilização em sistemas FV residenciais (ESTEVES, 2018). Atualmente, a exemplo da utilização das baterias de íon de Lítio (Li-íon) em sistemas FV, apresentam no mercado um custo em torno de 20 vezes maior em relação as baterias estacionárias de chumbo-ácido, conforme pesquisa de custo de tais equipamentos.

Segundo Souza (2018) existem alguns fatores que entram a utilização de sistemas de armazenamento em GD como também pontos positivos e medidas de incentivos especificados a seguir:

Custo do sistema: A viabilidade na aquisição dos componentes de armazenamento, baixa vida útil e a necessidade de reposições são fatores que comprometem os custos.

Limitações tecnológicas: Em termos tecnológicos, ainda se necessita do contínuo avanço para promover o incentivo em maior escala, como aumento da vida útil em relação ao tempo utilizado, aumento do número de ciclos de carga e descarga e em relação ao nível de descarga, pois descargas profundas ou muito repentinas podem reduzir consideravelmente a vida útil das baterias.

Fatores técnicos e ambientais. Os fatores técnicos estão associados ao processo de descarte dos elementos, manuseio e logística das baterias. Os locais de instalação e o manuseio necessitam de cuidados especiais, requerendo mão de obra especializada, pois existe risco de acidentes, tanto do ponto de vista químico quanto elétrico, a depender do tipo de bateria a ser utilizada. Além disso, existe a necessidade de ocupação adequada e planejada, afastadas de temperaturas elevadas e locais de grande circulação de pessoas. Adicionalmente, o descarte de forma inadequada pode causar problemas graves ambientais, levando em consideração a toxicidade de seus componentes.

Além dessas considerações expostas, existem fatores positivos que estimulam o uso da GD com armazenamento de energia, sendo:

Suprimento de energia elétrica durante falta da rede da concessionária: No caso do sistema de GD *on-grid* com armazenamento, proporciona a utilização da energia armazenada pela unidade prosumidora durante uma falta de energia da concessionária, aumentando assim o tempo de disponibilidade de fornecimento, permitindo o sistema operar de maneira ilhada, ou seja, desconectada da rede de distribuição.

Gerenciamento da demanda de energia: O prosumidor pode gerir e controlar a demanda de energia elétrica de forma autônoma aderindo às tarifas diferenciadas que favoreçam a fatura de energia, além de gerar um alívio da demanda para o sistema, dentre outros fatores. A contribuição do armazenamento para isso é possibilitar armazenar a energia gerada pela GD ao invés de a injetar na rede da concessionária, quando a houver geração excedente, e buscar períodos de ponta do sistema para injeção de energia ou consumo local.

Atenuação da rampa de demanda: Uma das formas empregadas para atenuar a curva de carga tem sido utilizar tarifa diferenciadas correspondentes aos horários de ponta e fora de ponta do sistema, já que existem períodos de maior demanda de energia elétrica, principalmente em relação a alguns setores específicos como o comercial e industrial. O armazenamento de energia possibilita a atenuação da curva de demanda, pois o prosumidor pode desconectar da rede no momento de maior demanda ou até mesmo injetar energia nesse período, dependendo da disponibilidade do recurso de geração.

Serviços ancilares prestados à rede: A utilização do sistema de armazenamento com GD possibilita um aumento do fornecimento adicional de potência elétrica ao sistema, possibilitando também a contribuição na estabilização da frequência da rede e correção de fator de potência.

Algumas medidas de incentivos a GD com armazenamento são relacionadas para aumento da utilização desse sistema:

Mudança do sistema de tarifação: A mudança no sistema de tarifação de energia faz referência à possibilidade de adesão dos prosumidores ligados em baixa tensão à tarifa branca. Como será visto em detalhes mais adiante neste trabalho, este modo de cobrança estabelece postos horários, com horário de ponta, intermediário e fora de ponta, com diferença tarifária no decorrer do dia. Vale salientar a importância do estudo de viabilidade financeira para o emprego, já que são associados diversos fatores para a decisão, como perfil de curva de cargas, irradiação solar, valores de tarifas, horários dos postos tarifários etc.

Incentivo a prossumidores: A importância referente ao incentivo econômico em diversos aspectos como custos do sistema, redução de impostos e usos de tarifas diferenciadas, podem favorecer a uma maior aderência de novos prossumidores de forma a aumentar a penetração desta forma de geração.

Melhoria na qualidade da energia da rede: A utilização da GD com armazenamento possibilita o fornecimento de energia sem interrupções durante a ocorrência de possíveis transitórios na rede associados a quedas de tensão e frequência, garantindo maior confiabilidade para os prossumidores e para própria rede de distribuição.

Neste sentido, a melhoria da capacidade operacional da rede de distribuição proporciona o reflexo na redução de custos, adiamento de investimentos, atualização de infraestruturas de redes e confiabilidade, os quais tornam-se um papel muito importante para o desempenho e melhorias aos desafios a serem alcançados na área de armazenamento. Além disso, como será visto mais adiante, a aplicação de técnicas de GLD proporcionará a otimização dos custos com faturamento de energia conforme a tarifa de energia da concessionária local.

2.4.1 Sistemas de armazenamento aplicado ao GLD

O segmento da gestão da demanda de energia elétrica constitui a base para um planejamento energético mais integrado em conjunto com a oferta de energia tradicional. De uma forma geral, o GLD engloba um conjunto de ações relacionadas ao estímulo de alteração de comportamentos nos consumidores, assim objetivando uma mudança na característica da curva de carga destes, como por exemplo, uma redução ou deslocamento do pico de consumo característico (REBECHI, 2008).

Para que não haja impacto nas formas de consumo de eletricidade por partes dos consumidores com geração FV e a possibilidade de otimização da fatura de energia destes, Santos (2018), menciona que o armazenamento de energia é planejado conforme a situação da oferta, contudo, diversos estudos realizados, propõem caminhos para que nesse plano seja inserido também uso da tecnologia armazenamento no lado da demanda. Nesse sentido, a efetividade da implantação de programas de gestão pode ser impulsionada a partir da criação de políticas de incentivos tarifários para o estímulo e aderência de consumidores, evitando impactos negativos na qualidade de energia da rede elétrica. Segundo Hausmann (2014), tarifas flexíveis favoreceriam o suporte ao mercado de armazenamento de energia, de modo

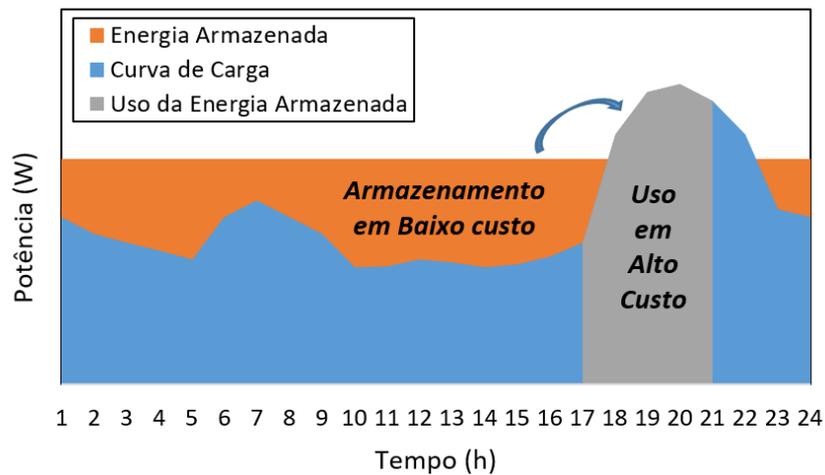
que o excesso de geração FV pudesse ser consumida localmente ou injetado na rede de distribuição nos momentos de pico de demanda.

De forma a aplicar tecnicamente o uso de sistema de armazenamento em sistemas FV a seguir são exemplificados 2 tipos de serviços mais comuns que auxiliam no controle de demanda bem como na gestão do uso da tarifa horária para redução de custos com faturamento, conhecidos como serviço de corte de pico e arbitragem.

2.4.1.1 *Uso do serviço de arbitragem*

Conforme disposto em Albuquerque e Rosas (2020), o serviço de arbitragem é uma forma de obter vantagem na diferença entre os preços da energia elétrica nos horários de ponta e fora de ponta. Armazena-se a energia gerada pelo sistema FV no horário fora de ponta, cujo custo da energia é mais baixo, para utilização no horário de ponta evitando a compra da energia da distribuidora por um valor mais caro. Na Figura 9 é exemplificado esse tipo de serviço.

Figura 9 - Exemplo do uso de serviço de arbitragem.



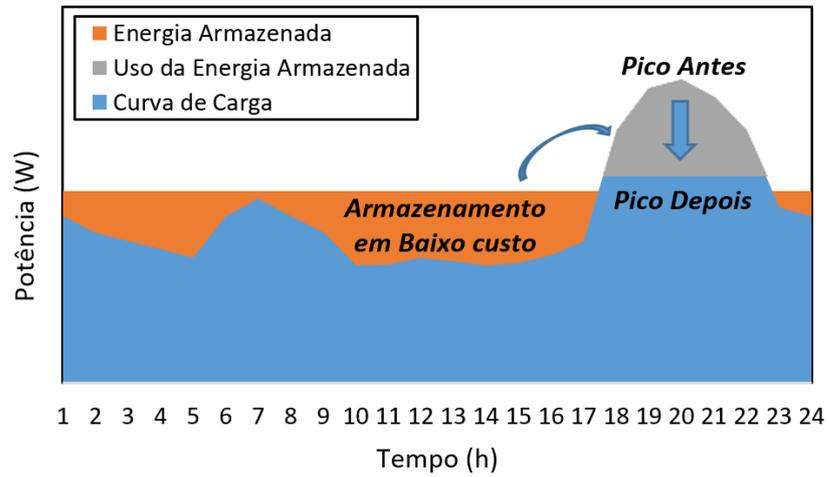
Fonte: Elaborado pelo autor

2.4.1.2 *Uso do serviço de corte de pico*

De acordo com WEC 2016, o corte do pico de demanda é descrito como a forma de utilizar o sistema de armazenamento para atrasar ou deslocar o uso da demanda por

energia, com o propósito a reduzir o pico de carga, assim a capacidade de geração requerida do sistema é reduzida. Na Figura 10 é exemplificado esse tipo de serviço.

Figura 10 - Sistema FV conectado à rede.



Fonte: Elaborado pelo autor

3 MECANISMOS DE INCENTIVOS A GDFV

Os benefícios aos sistemas de distribuição na inclusão de GDFV favorecem na melhoria dos aspectos ambientais, sociais e técnico-econômicos, dessa forma, diversos países têm planejado a intensificação de incentivos à expansão da GDFV através de políticas públicas, promovendo a diminuição de barreiras ou redução de influências externas do mercado (VIEIRA, 2016).

Diversos programas de incentivos têm sido utilizados em vários países do mundo no sentido de impulsionar a indústria de microgeração a obter a escala necessária para competir com outras fontes de energia elétrica, buscando a independência tecnológica e a diminuição das emissões de gases do efeito estufa no planeta (VEIGA, 2016).

3.1 Modalidades de Incentivos a GDFV

Na presente seção são apresentadas as principais características de incentivos regulatórios a GDFV mais utilizadas no mundo realizando as considerações específicas de cada uma delas, limitando-se aos aspectos da microgeração FV.

3.1.1 *Feed-in tariff (FIT) ou tarifa prêmio*

Sistema de preços que consiste no estabelecimento de um preço fixo (tarifa mínima) pelo governo sobre a energia renovável gerada, como forma de estímulo, conhecida como *feed-in tariff (FIT)* ou tarifa prêmio conforme AFONSO (2012).

Neste sistema, existe a obrigatoriedade da concessionária de distribuição de energia elétrica local de receber a energia elétrica gerada pelo produtor e a pagar a tarifa mínima estabelecida. O tipo de tecnologia, a localização e o porte do sistema de geração são fatores que determinam a fixação de preços diferenciados, dessa forma, abrangendo o estímulo para o pequeno e o grande produtor.

Nesta modalidade, o preço fixado inicialmente é reduzido a cada ano para produtores antigos e, para novos produtores, os reajustes são feitos a cada dois anos. Isso assegura a competitividade industrial referente aos equipamentos e componentes FV, estimulando a melhoria dos processos produtivos e o desenvolvimento de novas tecnologias. Além disso, o preço relativamente atrativo no início do programa, tem o propósito de estimular o ingresso de um maior número de produtores.

3.1.2 *Net metering* ou “sistema de compensação de energia”

O *net metering* é considerado um meio de incentivo à geração de forma que o excesso da energia gerada é injetado na rede de distribuição, usualmente através de créditos em kWh adquiridos pelo prosumidor. A utilização destes créditos tem o propósito de compensar o consumo de energia nos momentos em que a unidade consumidora (UC) não está gerando. É necessário a instalação de um medidor que seja capaz de medir o consumo e a geração da instalação (consumo líquido bidirecional). O excedente injetado na rede é revertido em forma de créditos na fatura de energia do mês seguinte, sem limites (ABINEE, 2012).

No final da década de 70, nos EUA, houve outra variante desse sistema, chamada de *dual metering*, na qual eram utilizados dois medidores de energia elétrica unidirecionais, um com a função de registrar a energia consumida e outro para registrar a energia injetada na rede de distribuição pelo prosumidor. A distribuidora local era obrigada a comprar o excedente injetado e não consumido pelo prosumidor, pagando o equivalente aos seus custos da tarifa vigente (RODRIGUEZ, 2002).

3.1.3 *Certificados Verdes de Energia Renovável*

É um instrumento utilizado para garantir que os consumidores utilizem a energia elétrica com a certificação de que esta foi produzida através de fontes renováveis e, ao mesmo tempo, monitorar a quantidade de energia que está sendo produzida a partir desse tipo de fonte. Tais certificados são geralmente usados em sistemas de quotas, havendo a possibilidade de aplicação de multas aos produtores que não cumprirem as metas estabelecidas pelo governo (VEIGA, 2015).

3.1.4 *Sistema de Quotas com Certificados Verdes de Energia Renovável*

Este sistema tem como objetivo incentivar a geração de energia renovável e aumentar a demanda por esse tipo de fonte. É estabelecido pelo governo local uma quota mínima obrigatória de energia a ser gerada, sendo conhecido como *Renewable Portfolio Standard* (RPS) ou Meta de Energia Renovável (*Renewable Energy Targets*). Caso o prosumidor não cumpra a obrigação (não atingimento da quota) normalmente é penalizado pela aplicação de multas (VEIGA, 2015). Assim, abre-se ao produtor a possibilidade de optar

entre cumprir a meta definida ou pagar a multa, conforme lhe seja mais favorável economicamente, além de optar por sair do negócio ao final do período definido pelo Governo (AFONSO, 2012). Uma vez definida a quantidade de quotas, é estabelecido um mercado paralelo de certificados verdes de energia renovável, conforme as condições de demanda e geração, os quais podem ser comercializados ou vendidos no mercado. A operação de venda dos certificados verdes garante um valor adicional em relação ao valor da venda da energia elétrica no mercado aos produtores. Os certificados também podem ser comercializáveis entre as distribuidoras de energia elétrica caso alguma delas não consiga atingir a meta estabelecida pelo governo (VEIGA, 2015).

3.1.5 *Tender System* ou Licitações

Conforme Afonso (2012) de modo a estimular o incentivo a diversas fontes de energia, o governo pode abrir licitações para formas variadas de produção de energia renovável. É estabelecido pelo governo a meta (quota) e o preço máximo da energia renovável a ser gerada por meio de editais. Dessa forma, os licitantes apresentam as suas ofertas para cumprimento da meta de geração estipulada com o propósito de vencer o contrato chamado de *Power Purchase Agreements* (PPA). É realizado um ranking das melhores propostas em ordem crescente de preço ofertado, sendo em seguida firmados os contratos com os licitantes vencedores até que seja atingida a quota inicialmente proposta. Caso haja diferença entre o preço de referência do mercado e a proposta vencedora, tal diferença é subsidiada pelo governo.

Podem existir leilões independentes por tipos de tecnologias, conhecidos como “bandas tecnológicas” onde as empresas de energia são obrigadas normalmente a comprar a energia elétrica pelo preço proposto pelo ganhador do contrato, por vezes, apoiado por um fundo governamental (VEIGA, 2015).

3.1.6. *Demais formas de incentivo à GDFV*

Conforme WWF (2015), a geração FV possui baixos custos com manutenção, diferente das outras formas de geração; contudo, o investimento inicial ainda é elevado, representando ainda um obstáculo para a rentabilidade do investimento. Para estimular a expansão desse tipo de geração, alguns países concedem ou concederam a redução desse custo inicial, tornando o investimento mais atrativo. Um dos mecanismos de suporte é à

redução de impostos como forma de diminuir o custo inicial de novas instalações. Podem ser aplicados a isenção/redução de tributos no investimento ou sobre a compra/produção de tecnologias de energias renováveis.

A expansão da GD também pode ser beneficiada por meio de incentivos tributários diretos, como deduções no imposto de renda para pessoas físicas ou jurídicas que instalarem sistemas FV, inclusive com a aplicação de descontos em impostos municipais, tais como o ISS, IPTU dentre outros. Além disso, propostas de financiamento para o desenvolvimento de energias renováveis visa estimular a pesquisa, a aquisição e produção dessas tecnologias e destinação de capital na implantação de projetos de geração. Diversos países destinaram linhas de financiamento ou programas de empréstimos em conjunto com as metas de implantação de sistemas FV, a exemplo da Alemanha e da Itália. Os mecanismos apresentados dependem dos interesses e metas do governo local e possuem a influência do ambiente político e econômico.

Na Tabela 2 é apresentado um resumo dos países pioneiros no mundo e o caso do Brasil, que adotam as políticas de incentivo a GDFV, incluindo a associação das modalidades correspondentes

Tabela 2 – Modalidades de incentivos utilizadas atualmente no mundo.

País	<i>Feed in tariff</i>	<i>Net Metering</i>	Certificados Verdes de Energia Renovável	Sistema de Quotas	Licitações	Demais incentivos
China	X			X	X	X
Estados Unidos	X	X	X	X	X	X
Japão	X	X	X	X		X
Alemanha	X	X				X
Índia	X	X		X	X	X
Itália	X	X	X	X		X
Austrália	X		X	X		X
Reino Unido	X		X	X		X
Korea		X	X	X		X
França	X		X		X	X
Brasil		X				X

Nos Estados Unidos, nem todos os estados utilizam as modalidades de incentivos em relação a GDFV. Observa-se que todos os países com as maiores capacidades instaladas de geração FV possuem incentivos em termos de investimentos financeiros e fiscais.

3.2 Panorama Mundial de Incentivos a GDFV

Nesta seção será exposto o panorama e as estratégias de incentivos a GDFV adotadas por esses países, em especial China, Estados Unidos da América, Japão e Alemanha, destacando as regulamentações criadas para dar suporte a esses incentivos, tomando como base as normas implantadas pelos governos internacionais, estes com um papel fundamental assumido para implantação e desenvolvimento da geração FV nesses países. O caminho percorrido por países que implantaram as políticas de incentivo para este tipo de fonte pode ser usado como referência para o Brasil, no intuito de enfrentar os novos desafios do setor elétrico nacional.

Conforme REN21 (2019), a modalidade de incentivo *FIT* é a mais amplamente utilizada para impulsionar a utilização das fontes renováveis no mundo e inclusive a adoção de políticas similares ao *Net Metering*. As políticas tributárias, incluindo subsídios, empréstimos e incentivos fiscais ainda são importantes meios de promover a implementação de novos projetos e o uso avançado de tecnologias de energia renovável.

3.2.1 China

A China foi eficiente na implementação de uma estratégia de desenvolvimento sustentável no país, logo após a realização da conferência da Organização das Nações Unidas (ONU) sobre Desenvolvimento e Meio Ambiente Global realizada no Rio de Janeiro em 1992. Nesta conferência, foi publicado um documento programático chamado de “Agenda da China do Século 21”, onde evidenciou-se que a energia renovável é a base do futuro padrão energético. A política governamental foi nitidamente direcionada para um maior desenvolvimento em termos da tecnologia e aplicação FV (YANG et al., 2003).

No início da expansão da geração FV, o Ministério das Finanças chinês iniciou no ano 2000 dois programas nacionais de subsídios para apoio e expansão da geração FV. Tais programas envolveram a construção dos sistemas em edifícios com concessão de 50% do preço e construção com o sistema conectado ou não na rede, sendo 50% para sistemas *on-grid* e 70% para sistemas *off-grid* em áreas rurais (IRENA, 2014).

A China também planejava desenvolver uma lei de energia renovável e criar um fundo específico para esse fim, iniciando por meio de dois programas descentralizados, com o envolvimento de pequenas hidroelétricas e usinas FV de pequena escala, proposta anunciada em 2004 na conferência "*Renewables 2004*" em Bonn, na Alemanha. Neste sentido, foi estabelecida uma quota de mercado obrigatória para as energias renováveis divididas por setor e tecnologia, propondo 1% até 2010 e 3% até 2020 da eletricidade a partir de fontes renováveis em regiões com redes centralizadas, desconsiderando as usinas hidroelétricas (DALVI, 2017).

Em 2009, dois programas de subsídios chamados *The Rooftop Subsidy Program* e o *Golden Sun Program* foram criados para apoiar o crescimento da geração FV, de forma a incentivar o desenvolvimento da indústria chinesa, sendo que o primeiro programa englobava a eficiência de geração e o segundo, o consumo no local dos sistemas em rede (ZHAO; WAN; YANG, 2015).

As principais medidas tarifárias utilizadas para incentivo à expansão das energias renováveis são o uso da tarifa *FIT* e fundos especiais para energia renovável. Desde a implantação, a tarifa vem sendo ajustada e introduzidos incentivos financeiros para aumentar o autoconsumo da energia gerada. No caso de autoconsumo, o excesso de energia produzida pode ser adquirido pela concessionária de energia local e o bônus pode ser pago acima da tarifa utilizada pelos consumidores (WWF, 2015). Foi implementada a categorização de cada fonte renovável conectada à rede, considerando a tecnologia utilizada, localização geográfica e disponibilidade de recursos energéticos. A taxa de ajuste está em constante evolução, mas conforme o custo de implementação diminui, a taxa também diminui (IRENA, 2014).

Apesar das políticas já adotadas, houve uma desaceleração do ritmo de aprovação de novos projetos na China, após um aumento recorde da capacidade total em 53 GW em 2017. Na época, o governo chinês preocupava-se com a falta de capacidade da rede para conexão de novas usinas e com atrasos no pagamento de incentivos à fonte. Apesar do número de novos projetos solares domésticos ter caído, a produção de equipamentos de geração FV na China cresceu 26% no primeiro semestre de 2019, segundo a Associação da Indústria Fotovoltaica da China, sendo a maior parte da produção exportada (PORTAL SOLAR, 2019).

3.2.2 Estados Unidos (EUA)

Os EUA são um dos maiores mercados FV no mundo e possuem diversos programas de incentivos para crescimento da geração FV. Em 2008, o *Department of Energy* (DoE) anunciou o projeto chamado *Solar America Initiative* com um investimento na ordem de US\$ 17,6 milhões, envolvendo seis companhias de eletricidade dos EUA. O objetivo do programa foi promover o desenvolvimento tecnológico e assim tornar a geração FV competitiva no mercado até 2015 (ABINEE, 2012).

Diversas políticas de incentivos impulsionaram o setor de geração FV no país. No início, foram criados vários créditos fiscais federais como o *Production Tax Credit* (PTC), promulgado pela Lei Federal *Energy Policy Act* (EPA) de 1992 que beneficia os proprietários de projetos de energia renovável com a redução do imposto de renda. Além disso o DoE apoiou os investidores de projetos de energia renovável, concedendo um financiamento de até 80% do custo do projeto chamado de *Investment Tax Credit* (ITC) criado pela EPA em 2005. Outro projeto foi o *Advanced Energy Manufacturing Tax Credit* (MTC), que concede créditos fiscais às instalações novas ou em expansão (SUEYOSHI; GOTO, 2014).

Atualmente, existem políticas distintas no setor de energia do país, devido a regulação aplicada ser caracterizada a nível estadual ou regional. Muitos estados americanos têm implementado políticas diferentes nos últimos anos com o objetivo de promover o crescimento de energia renovável, sendo a mais comum a RPS, que trata de um regulamento que exige que toda a energia fornecida por empresas de eletricidade tenha uma parcela da geração advinda de energia renovável (BURNS; KANG, 2012).

A Califórnia é um dos estados pioneiros em termos de eficiência energética, o qual, em 2002, aderiu ao RPS, com o objetivo de aumentar o percentual de energia renovável em 20% até 2017. Em 2004, recomendou aumentar a meta para 33% até 2020. A participação na geração de energias renováveis no estado foi de 30% em 2013, incluindo a hidrelétrica. As hidrelétricas representaram quase metade de toda a geração renovável. Vale destacar também, o estado de Massachusetts, que se tornou um dos primeiros líderes em pesquisa, inovação e implantação de energia renovável, em parte devido a sua experiência científica e força de trabalho altamente qualificada. Sendo o primeiro estado a aderir ao RPS em 1998, este conseguiu atingir seu padrão mínimo de geração de energia renovável com previsto de 15% em 2020 (IRENA, 2015).

Para verificar o cumprimento da norma, criaram-se os Certificados de Energia Renovável Solar (CERS), que oferecem aos geradores certificados para cada unidade de

eletricidade produzida, sendo cada unidade equivalente a 1 MWh. Estes então são vendidos em conjunto com a energia para as empresas fornecedoras (BURNS; KANG, 2012). Os certificados são fiscalizados e aprovados por agências reguladoras locais, onde a demanda é determinada pelo próprio estado, tipicamente através da definição de um percentual de participação da fonte fotovoltaica na matriz elétrica estadual. A oferta de CERS é estabelecida pelo número de sistemas FV instalados e aptos a produzir os certificados (ABINEE, 2012).

De acordo com (BURNS; KANG, 2012), outra modalidade tarifária utilizada é a *FIT*. Segundo analistas de mercado, essa modalidade resulta em maior competição, eficiência e inovação no setor através de uma maior oferta de preços entre diferentes tipos de energia renovável. Atualmente, aliado a isso, os programas de incentivo ao mercado FV nos EUA seguem basicamente a linha de condições especiais de financiamento ou incentivos tributários, que se destacam:

a) Créditos fiscais ou Crédito Fiscal Residencial de Energia Renovável: benefício que abrange o âmbito federal o qual concede crédito de 30% do custo de um sistema FV e não reembolsável. Este subsídio inclui o equipamento, preparação do local, montagem, custos de mão de obra e toda fiação necessária.

b) Descontos em dinheiro: aplicado em diversos estados do país, esse tipo de incentivo leva em consideração a capacidade de energia solar FV instalada para conceder abatimentos na fatura.

c) *Net Metering*: conforme já descrito neste capítulo, refere-se à modalidade de medição da energia que é gerada e a consumida pelos consumidores residenciais, sendo a geração descontada da fatura mensal e acumulada como saldo caso a energia produzida seja maior que o consumo. Existe a diferenciação de tarifas entre os estados americanos que aderem a essa modalidade.

3.2.3 Japão

O acidente na usina nuclear de Fukushima em 2011 teve um impacto relevante na política energética do Japão, pois o desastre expôs a fraqueza na política praticada e evidenciou a necessidade de mudanças nas estratégias ambientais e energética do país. Portanto, foi justificável a necessidade de expandir a participação de energias renováveis no suprimento de energia (SUEYOSHI; GOTO, 2015).

Os primeiros programas relevantes para expansão, especificamente na geração FV, foram criados já na década de 1990. Dessa forma, os três principais programas implementados no Japão são o *Japan's Residential PV Dissemination Program* (RPVD), que iniciou em 1994; o sistema RPS criado em 2003; e o *Purchasing Scheme for Solar PV Electricity* (PSS) que foi implementado em 2009, e consiste em uma forma de mecanismo de incentivo via *FIT* (CASTRO; DANTAS, 2018).

O RPVD consistiu em um tipo de subsídio voltado aos consumidores residenciais que previa o reembolso de um terço do custo de instalação do sistema FV residencial de até 4 kW pico, no valor máximo de 340.000 Yen / kW (KUROKAWA, K.; IKKI, 2001). Entre o período de 1994 e 2005, o programa estimulou a instalação de 250.000 sistemas FV, totalizando uma capacidade superior a 930 MW. Após o término do programa, verificou-se nos anos seguintes, uma considerável desaceleração no ritmo de instalações de sistemas FV no segmento residencial, evidenciando a expressiva importância desse incentivo (CHOWDHURY, 2014).

Com o objetivo de promover a energia renovável no Japão, as concessionárias de eletricidade adquiriram voluntariamente a eletricidade gerada a partir de energia renovável, enquanto o governo nacional adotou o sistema RPS com a concessão de subsídios. Nesse sistema, foram aplicadas metas anuais de participação das fontes renováveis na oferta de energia, com um percentual definido de 1,35% de participação a ser atingido até 2010, por meio de compra de energia renovável gerada por terceiros; geração renovável própria e compra de certificados de energias renováveis. Neste contexto, o Japão já ostentou a maior produção FV do mundo. No entanto, estudos indicam que o programa não foi bem-sucedido, devido em grande parte à falta de incentivos públicos e à interrupção do programa japonês para a disseminação da geração FV residencial. A produção FV do Japão foi superada pela Alemanha e outros países (JFS, 2011 e CHOWDHURY, 2014).

Desta forma, a partir de 2009, houve um aumento do ritmo de instalações de sistemas FV com a retomada do RPVD e do programa de compra do excedente de energia, uma espécie de sistema *feed-in*, válida por um período de 10 anos, mas que previa apenas a compra do excedente de eletricidade gerado em sistemas FV com capacidade instalada de até 500 kW (MYOJO; OHASHI, 2014).

Em julho de 2012, uma reforma do mecanismo de incentivo via *FIT*, substituindo o sistema RPS, encerrado em 2012, promoveu a reestruturação de diversos critérios e aspectos relacionados ao programa de compra de excedentes de energia. O sistema de incentivo incluiu a compra de energia gerada em hidroelétricas, plantas geotérmicas, energia à biomassa,

sistemas FV e eólicos, tendo como foco central, ao contrário do programa de compra de excedentes, o desenvolvimento dos sistemas não residenciais.

Atualmente, a *FIT* é a principal política que visa promover a geração elétrica a partir de fontes renováveis no Japão (JFS, 2011).

3.2.4 Alemanha

A Alemanha é pioneira no uso da geração FV e um dos países com a maior penetração solar FV do mundo atualmente, onde regulamentação da inserção da energia gerada por fontes renováveis se baseou em um sistema *FIT*. O acréscimo na conta do consumidor para subsidiar a tarifa prêmio era um percentual pequeno, atingindo valores máximos na ordem de 5% (AFONSO, 2012). O mercado FV alemão alcançou um acréscimo anual de potência FV instalada de 4,8 GW em 2020 e 4,7 GW em 2021 (IRENA, 2022).

O país chegou ao patamar de liderança devido ao estímulo dado pelo governo alemão por preocupações de segurança no fornecimento energético durante sua evolução. Conforme Fulton, Capalino e Auer (2012), o sistema *FIT* alemão, apresenta-se em sua 3ª fase, abrangido pela Lei de Energia Renováveis chamada de *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG). O principal objetivo da EEG era substituir a fonte de energia advinda do carvão e não convencionais, como a nuclear.

A primeira fase compreende os anos de 2000 a 2009, período concentrado na geração de energia elétrica fornecida por fontes de energia renováveis residenciais. Devido aos altos custos da tecnologia e a baixa competitividade, o incentivo *FIT* proporcionou confiança e transparência aos investidores. Durante esta etapa, as reduções das taxas foram baixas e os reajustes ocorreram regularmente ao longo dos anos. Neste período, foram implementados diversos programas como o “*1000 Solar Roof Program*” que concedia descontos de 70% dos custos do sistema para instalações residenciais com potência compreendia entre de 1 a 5 kW e o apoio às instalações maiores que 1 kW, com a concessão de empréstimos com taxas de juros de 4,5% e financiamento de até 100% dos equipamentos. Ao final de 2005, o programa concluiu a instalação de mais de 100.000 sistemas conectados à rede elétrica (FULTON; CAPALINO; AUER, 2012; AVRIL et al., 2012). Contudo, na segunda etapa, período de 2009 a 2011, foi marcada pela rápida redução dos custos dos módulos FV, contribuindo na elevação da capacidade total instalada de geração FV do país.

Dessa forma, foi necessário o país realizar ajustes mais intensivos, revisando a política de conexão de geração FV com mais frequência e a gestão da quantidade de instalações de sistemas FV anual do programa.

A redução contínua nos custos de sistemas eólicos, FV e biomassa, envolve a terceira fase do programa desde 2012 à atualidade, tornando essas fontes cada vez mais competitivas com o modelo tradicional não renovável de geração de energia elétrica.

3.3 Panorama Nacional

Nesta seção é exposto o panorama de evolução da GD a nível nacional apresentando inicialmente um breve histórico dos incentivos realizados em prol da expansão do setor, tomando como base os programas e resoluções regulamentares implantados pelo governo, participação fundamental para a expansão e desenvolvimento do setor no Brasil. Em seguida, é apresentada a regulamentação vigente que incentiva a inserção de GD e, especificamente, a geração FV na matriz elétrica brasileira, acompanhado dos dados evolutivos obtidos no site da ANEEL.

3.3.1 Breve Histórico

Desde o início das implementações dos primeiros programas ao desenvolvimento do setor de energia renovável do Brasil, os diversos incentivos procuravam proporcionar a expansão, produção, comercialização e distribuição da energia renovável como um todo, buscando melhorar a participação dessas fontes na matriz elétrica e aumentar a segurança energética do país. A regulamentação governamental é o ponto primordial, acompanhada de alterações significativas nos últimos anos, para favorecer o uso e expansão da energia renovável.

O primeiro sistema FV conectado à rede elétrica operou pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), entre 1986 e 1991, na cidade de Natal (RN), com uma potência de 11 kWp. Em 1995, foi transferido para a cidade de Recife (PE) onde foi conectado à rede elétrica, operando até 2001, quando foi desativado por degradação dos módulos e problemas técnicos dos inversores (ZILLES, 2012).

Em 1994 foi criado o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM) com o propósito de promover a instalação de sistemas FV em

comunidades rurais isoladas, onde foram instalados o equivalente a 5 MWp em aproximadamente 7.000 comunidades. Posteriormente este foi incorporado ao “Programa Luz para Todos” com o objetivo de atender as localidades remotas não eletrificadas no território nacional (ABINEE, 2012).

Influenciado pela crise de energia elétrica de 2001 foi criado o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) que vigorou entre os anos de 2001 e 2004 no sentido de conduzir um plano de racionamento de energia no país. Paralelamente, entre os anos de 2001 e 2003, também entrou em vigência o Programa Para a Comercialização e Desenvolvimento das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH-COM) promovido pela ELETROBRÁS. Tanto o PROEÓLICA quanto o PCH-COM, pouco depois foram absorvidos pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) (RUIZ, 2007). Criado em 2004, o PROINFA, teve como objetivo aumentar a participação da energia eólica, a biomassa e a energia gerada em pequenas centrais hidrelétricas (PCH) por meio de projetos conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Naquele momento, a geração FV não foi inserida no programa devido ao seu custo de produção ser consideravelmente superior às demais (ABINEE, 2012).

Segundo a WWF (2015), nos últimos anos, o Brasil iniciou o processo de inclusão da geração FV em sua matriz elétrica. Através da Chamada Pública de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) N° 13 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de agosto de 2011, foi proposto um projeto que estimulava universidades, institutos de pesquisa e especialistas a nível internacional a se associarem com agentes difusores de conhecimento do setor. O objetivo principal era avaliar as melhores tecnologias existentes no mercado, identificando os impactos técnicos na rede elétrica e a necessidade de ajustes em termos fiscais e financeiros para a inserção dessa fonte na matriz elétrica. Dessa forma, a ação inicial foi promover a instalação de usinas FV de 0,5 a 3 MWp e de estações solarimétricas para a análise do desempenho técnico-econômico dos projetos.

Em 2012, através da Resolução Normativa ANEEL 481/2012 foi determinado que projetos FV de até 30 MW tivessem desconto de 80% nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição (TUST e TUSD) para os empreendimentos que entrassem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, dessa forma, isso permitia reduzir o preço final da energia gerada. Neste mesmo ano, foi publicada pela ANEEL a REN N° 482/2012 com o intuito de regulamentar e facilitar a inserção da GD no país a qual foi posteriormente revisada pela REN N° 687/2015, que serão apresentadas em detalhadas na seção 3.3.2. Os resultados da evolução da GD e geração FV após a implantação das referidas resoluções já

podem ser constatados por meio das bases consolidadas sobre UC's com Geração, apresentados pela ANEEL e disponíveis em seu sítio eletrônico.

Segundo Junior (2018), além das ações de regulamentação e implementação de programas do setor, é também importante destacar que as políticas fiscais são extremamente relevantes para atrair investimentos, viabilizar a implementação de usinas FV e na aquisição de equipamentos. Os tipos mais comuns desses incentivos, destacam-se os financiamentos, a isenção parcial ou total de impostos e os subsídios de capital, a exemplo da isenção do ICMS concedida a alguns estados sobre a comercialização e produção de painéis FV.

Em termos gerais, a geração FV no Brasil tem crescido de forma exponencial nos últimos anos através dos devidos incentivos e regulamentações da GD no país. Em 2012, a potência total instalada de sistemas FV era de 6,6 MW, passando para 9,3 GW no final de 2021 (IRENA, 2022). Portanto, a inserção de sistemas de GD é uma realidade para as unidades consumidoras, promovendo o crescimento acelerado após as ações de regulamentação aplicadas ao setor, inferindo-se a uma maior viabilidade financeira da geração FV em micro e mini sistemas.

3.3.2 Resolução Normativa 482 e 687

Atualmente, o cenário brasileiro no que se refere à GD e em particular, a crescente expansão dos sistemas FV, vem se destacando como uma opção importante por se tratar de uma solução eficiente no uso de recursos energéticos, econômicos e ambientais como forma de agregar a gestão do planejamento na expansão do sistema elétrico.

Visando reduzir as barreiras à GD de pequeno porte para a instalação e conexão ao sistema de distribuição e, ao mesmo tempo, estabelecer regras de compensação de energia, em 2012, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012, atualizada pela REN nº 687/2015, estabeleceu regras e regulamentou a inserção da GD que utilizam fontes renováveis de energia, incluindo a cogeração qualificada, a injetarem o montante de energia elétrica gerada ao sistema de distribuição da concessionária de energia local na forma de compensação de créditos (*Net Metering*) (ANEEL, 2012).

O sistema de compensação de energia elétrica apresentado pelas referidas resoluções permite que seja injetada na rede elétrica de distribuição a energia ativa gerada, atuando como um sistema de armazenamento. Dessa forma, a energia gerada é cedida à distribuidora local, por meio de empréstimo gratuito, sendo posteriormente compensado ao consumidor na fatura de energia elétrica. Ou seja, a UC obtém um crédito de energia ativa

com prazo de 60 (sessenta) meses para a utilização. O excedente de energia, que gerará o crédito, é definido como a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida (ANEEL, 2012).

A REN nº 687/2015 foi estabelecida visando reduzir o tempo de conexão, os custos e estender a abrangência da geração distribuída aos consumidores nas modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada, definido como:

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. (...)” (ANEEL, 2015).

Além disso, também alterou os valores de potência que definem a microgeração (para até 75 kW) e minigeração (entre 75 kW e 5 MW), caracterizando-os como:

I – “microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

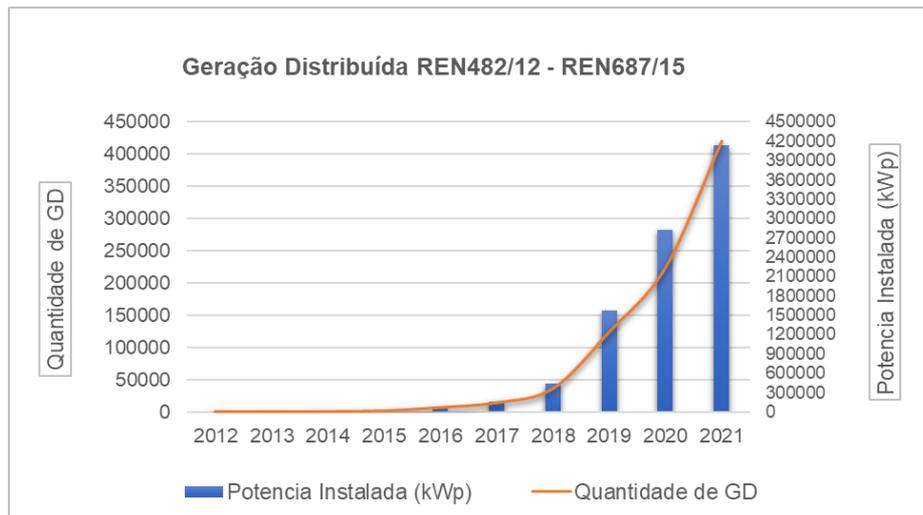
II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (...)” (ANEEL, 2015).

Também possibilitou a instalação de GD em condomínios com múltiplas unidades de consumo, de forma que a energia gerada pode ser compartilhada com um percentual de participação definidos pelos próprios consumidores. Em complementação aos benefícios de acessibilidade à instalação, foi reduzido o prazo total para que a distribuidora conecte as usinas com potência instalada de até 75kW, de 82 para 34 dias, e ampliou o prazo de validade dos créditos de geração de 36 para 60 meses.

Mesmo logo após a publicação da REN 482/12, a expansão da GD no país aconteceu de forma lenta e gradual devido principalmente aos custos elevados de implementação do sistema e pela falta de conhecimento técnico das tecnologias existentes.

A GD no Brasil iniciou de fato a expansão no final de 2015, conforme é apresentada na Figura 11, apresentando um crescimento acelerado a partir de então. O principal impulsionador desse crescimento foi a atualização da REN 482/12 pela REN 687/15, possibilitando a inclusão de novas modalidades de conexão ao sistema de distribuição.

Figura 11 - Evolução da GD e potência instalada anual no Brasil.

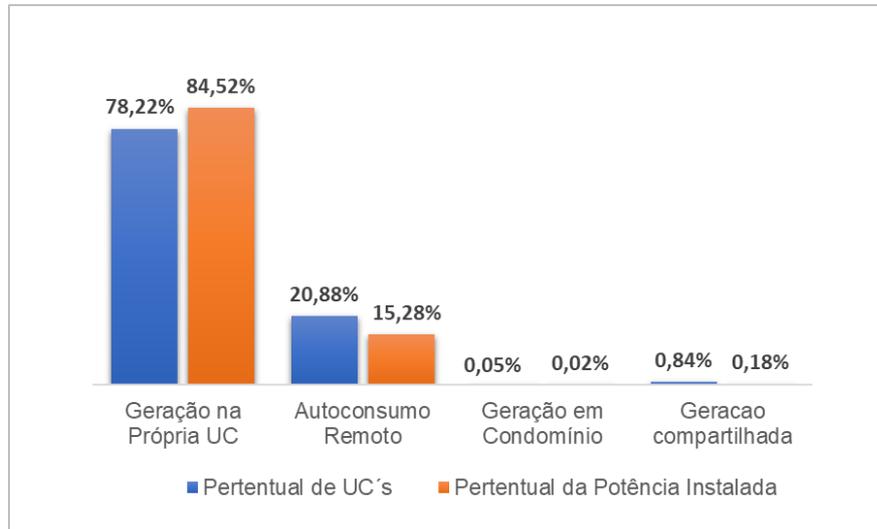


Fonte: (ANEEL, 2022)

O número de novas UC's com GD fechou 2021 com 420.542 usinas instaladas nesta modalidade, resultando em uma potência instalada neste ano em 4.138 MWp, conforme base de cadastro no sistema da ANEEL. Esse resultado anual equivale a um aumento de mais de 280 vezes quando comparado com o montante de usinas instaladas na época da implementação da REN 687/15, o qual contava com 1.458 usinas. Dessa forma, a capacidade acumulada no final de 2021 era 9.232 MW com um total de 827.320 unidades.

A principal mudança com a publicação da REN 687/15 foi a implementação da modalidade de Geração Compartilhada e de Autoconsumo Remoto. De acordo com a ANEEL, até o final de 2021, cerca de 15,28% da potência instalada no país e 20,88% dos consumidores em GD foram conectados através dessas novas modalidades, conforme são apresentados na Figura 12. A maior parcela das instalações engloba a geração na própria UC, 78,22% dos consumidores, com um percentual de potência instalada de 84,52%.

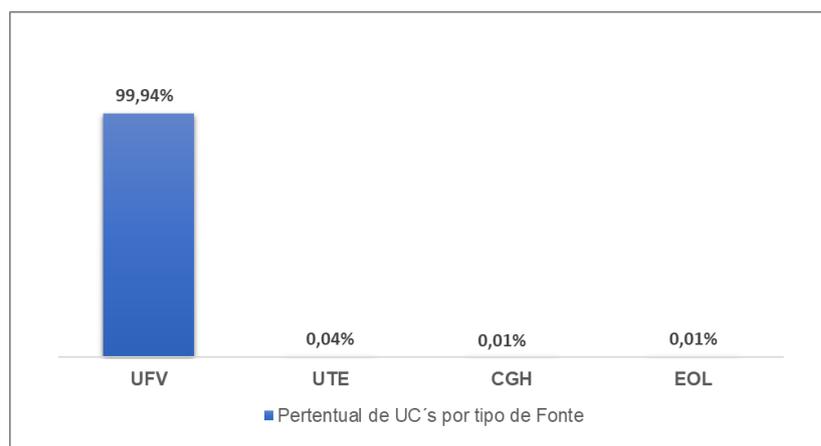
Figura 12 - Percentual de UC's conectadas e percentual de potência instalada por tipo de conexão.



Fonte: (ANEEL, 2022)

Como exposto, a regulamentação brasileira possibilita a instalação de usinas de geração de energia proveniente de fontes específicas como a FV, biomassa, eólica, pequenas usinas hidrelétricas e a cogeração qualificada. Devido à grande dimensão do território brasileiro e a irradiação solar abundante em todo o país, a FV se tornou a principal geração da GD, representando 99,94% das usinas instaladas no país, conforme é apresentada na Figura 13.

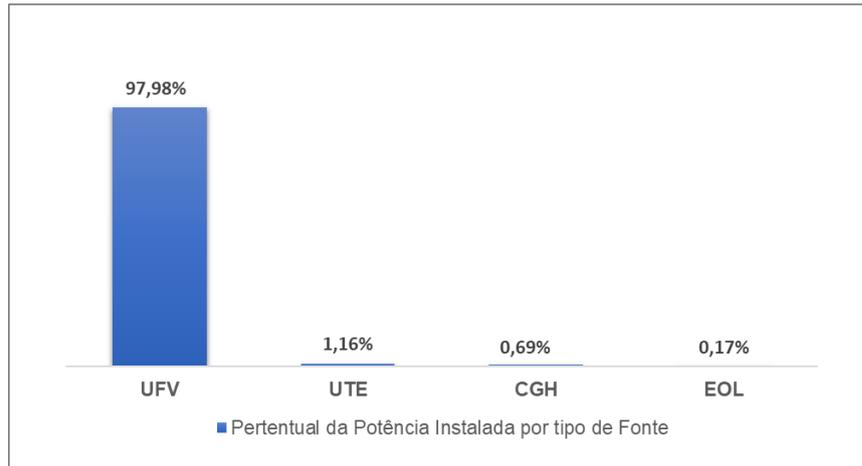
Figura 13 - Percentual de Usinas Instaladas na modalidade GD por Tipos de Fontes.



Fonte: (ANEEL, 2022)

Avaliando em termos de potência instalada, as usinas FV representam atualmente 97,98% da potência instalada em GD, conforme a Figura 14. Tal fato decorre da instalação de usinas de grande porte, com capacidades superiores a 1 MW de potência, ou seja, classificadas como minigeração distribuídas.

Figura 14 - Percentual da Potência instalada na modalidade GD por Tipos de Fontes.



Fonte: (ANEEL, 2022)

Apesar da alteração para uma matriz de energia elétrica mais sustentável, o fato é que fontes renováveis não convencionais, como a solar, apresentam desafios associados com características específicas, no entanto, apesar das tentativas das diversas políticas públicas para esta fonte no Brasil, algumas são ineficientes para incentivar este tipo de fonte no país. A ausência de tecnologia produzida a nível nacional continua sendo um dos principais problemas ao desenvolvimento da geração FV (GARCEZ, 2017).

4 ESTRUTURA TARIFÁRIA BRASILEIRA

A prestação de serviço de energia elétrica é essencial no dia a dia da sociedade, seja nas residências ou nos segmentos econômicos dos setores primário, secundário e terciário. A aplicação de tarifas é de fundamental importância para o uso desse bem para a remuneração adequada do serviço prestado, assegurando cobrir custos operacionais na manutenção e expansão da capacidade do sistema de distribuição e fornecer serviços com qualidade e eficiência desejada. Com base nessas premissas, o órgão regulador ANEEL desenvolveu metodologias para o cálculo de tarifas de energia elétrica para os segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização), levando em consideração fatores como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, bem como incentivos econômicos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado (ANEEL, 2016).

No final dos anos 70, a criação do Decreto N° 62.724 tratou da estrutura tarifária pela primeira vez, criando divisões pelos níveis de tensão de fornecimento e atividade característica exercida pelo consumidor. Dessa forma, são aplicados meios de classificação dos consumidores no sentido de atribuir o cálculo adequado das tarifas com um valor que represente adequadamente os custos de seu consumo (ANEEL, 2016).

Desde então, o modelo de classificação dos consumidores de energia elétrica está dividido em dois grupos: Alta Tensão (Grupo A) e Baixa Tensão (Grupo B). Atualmente o Grupo A abrange os consumidores atendidos com tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou através de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária. Neste caso, é empregada a tarifa binômica que considera o faturamento do consumo de energia elétrica (energia ativa) e a demanda de potência elétrica do consumidor. As UC's com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV abrangem o Grupo B, caracterizados pela utilização da tarifa monômica que considera somente o consumo de energia elétrica (ANEEL, 2010). Vale salientar que tal classificação não apresentou alterações ou inclusões por meio de outras resoluções até o presente momento desde a criação da Resolução Normativa N° 414/2010 a qual foi revogada e substituída pela Resolução Normativa N° 1000 de 07 de dezembro de 2021.

As subdivisões dos grupos especificados são verificadas na Tabela 3, onde cada um dos grupos possui sua própria modalidade tarifária característica.

Tabela 3 - Grupos tarifários e suas subdivisões.

Grupo	Nível de Tensão do Grupo	Subgrupo	Nível de Tensão do Subgrupo
A	Alta Tensão – 88 kV ou mais	A1	230 kV ou superior
		A2	Entre 88 kV e 138 kV
	Média Tensão – 2,3 kV até 69 Kv	A3	69 kV
		A3a	Entre 30 kV a 44 kV
		A4	2,3 kV a 25 kV
		AS	Inferior a 2,3 kV (sistema subterrâneo)
B	Baixa Tensão – Inferior a 2,3 Kv	B1	Residencial
		B2	Rural
		B3	Comercial
		B4	Iluminação Pública

Fonte: Adaptado de (PRORET – Módulo 7)

O faturamento do grupo A é realizado com a aplicação de uma tarifa binômia considerando o consumo de energia elétrica, em kWh e a demanda de potência em kW. Dessa forma, foram definidos dois modelos tarifários neste grupo, sendo a horosazonal e convencional binômia, sendo esta extinta a partir da publicação da Resolução Normativa nº 479/2012, permanecendo em vigor somente em contratos antigos. No caso do grupo B, o faturamento é realizado com base no consumo (kWh) num determinado intervalo de tempo, apresentando duas modalidades tarifárias: convencional monômia e horária branca (ANEEL, 2017). As características detalhadas dos grupos podem ser verificadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Modalidades tarifárias dos grupos.

Grupo	Modalidade Tarifária		Característica
A	Convencional binômia		Tarifas de consumo e demanda de potência, independente das horas de utilização do dia
	Horosazonal	Azul	Tarifas diferenciadas de consumo e demanda, de acordo com as horas de utilização do dia
		Verde	Tarifas diferenciadas de consumo, de acordo com as horas de utilização do dia e uma única tarifa de demanda de potência.
B	Convencional monômia		Tarifa de consumo, independente das horas de utilização do dia
	Horária branca		Tarifas diferenciadas de consumo de acordo com o horário do consumo e dia.

Fonte: Adaptado de (PRORET – Submódulo 7.1)

A estrutura tarifária atual, aplicada ao consumidor da classe residencial, é dividida por duas parcelas tarifárias, sendo representada pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), composto pelo valor monetário unitário, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para a realização do faturamento mensal dos consumidores pelo uso do sistema de distribuição e a Tarifa de Energia (TE), caracterizado pelo valor monetário unitário, em R\$/MWh, para realizar o cálculo do faturamento mensal pela concessionária dos consumidores pelo consumo de energia ativa (ANEEL, 2017).

O cálculo da tarifa depende dos custos da empresa no que se referem à geração da energia, transmissão e distribuição às UC's e os encargos setoriais envolvidos. As tarifas homologadas não incluem tributos como Taxa de Iluminação Pública, Encargo de Capacidade Emergencial, expressas em R\$/kWh. Dessa forma, além da tarifa de energia, são cobrados pelos Governos Federal, Estadual e Municipal impostos referentes ao PIS/COFINS, ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública. Assim, a tarifa de energia é composta por três parcelas (ANEEL, 2016):

- Parcela A: Compra de energia, transmissão e encargos setoriais,
- Parcela B: Distribuição de energia,
- Tributos: PIS/COFINS, ICMS

A Parcela A refere-se aos custos não gerenciáveis pela distribuidora, enquanto a parcela B engloba os custos gerenciáveis, representados pela remuneração da prestação dos serviços, composto pelas despesas operacionais e de capital (ANEEL, 2016).

Sendo o foco da presente pesquisa os consumidores que se enquadram no Grupo B dos subgrupos B1 e B2 com tensão inferior a 2,3kV, definidos como cativos, ou seja, restritos à compra de energia elétrica da concessionária de energia local, serão detalhadas a seguir as modalidades tarifárias relacionadas.

4.1 Tarifa Convencional Monômnia

Conforme PRORET (2021) é uma modalidade tarifária constituída pela aplicação da tarifa de consumo de energia elétrica às UC's do Grupo B sem considerar as horas de utilização do dia. O valor da fatura do consumo (F_c), em R\$, é definido pelo produto da Tarifa Convencional de Energia Elétrica (T_c), em R\$/kWh, pelo Consumo de Energia Elétrica (C_e), em kWh, conforme é apresentada em (1).

$$F_c = T_c \times C_e. \quad (1)$$

Entretanto, de acordo com estudos realizados nesses últimos anos, o setor de energia elétrica brasileiro avaliou a necessidade da implementação de uma tarifa horosazonal diferenciada para os clientes do Grupo B de acordo com o horário de consumo. O principal objetivo deste tipo de tarifa é promover o incentivo aos consumidores de baixa tensão a realizarem mudanças nos hábitos de consumo no sentido de centralizar o consumo nos períodos fora de ponta, com tarifa reduzida, evitando assim a expansão da capacidade instalada das usinas geradoras para suprir os picos de demanda em determinados momentos do dia e proporcionar economia de energia por parte do consumidor (ANEEL, 2020a).

4.2 Tarifa Horária Branca

A Tarifa Branca é uma nova opção tarifária para UC's atendidas em baixa tensão (Grupo B) de forma a incentivar a possibilidade de o consumidor centralizar seu consumo no período fora de ponta, a partir da variação do valor da energia elétrica conforme o horário do consumo e dia (úteis e finais de semana), assim reduzindo seus gastos com energia elétrica e contribuindo na melhoria do fator de utilização das redes. Neste tipo de tarifa, caso o consumidor promova a alteração nos hábitos de consumo e priorize a utilização da energia fora do período de ponta, a opção pela Tarifa Branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida comparada com a Tarifa Convencional (ANEEL, 2020a).

Conforme PRORET (2021) são definidos 3 postos tarifários para a Tarifa Branca, conforme mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 - Postos Tarifários.

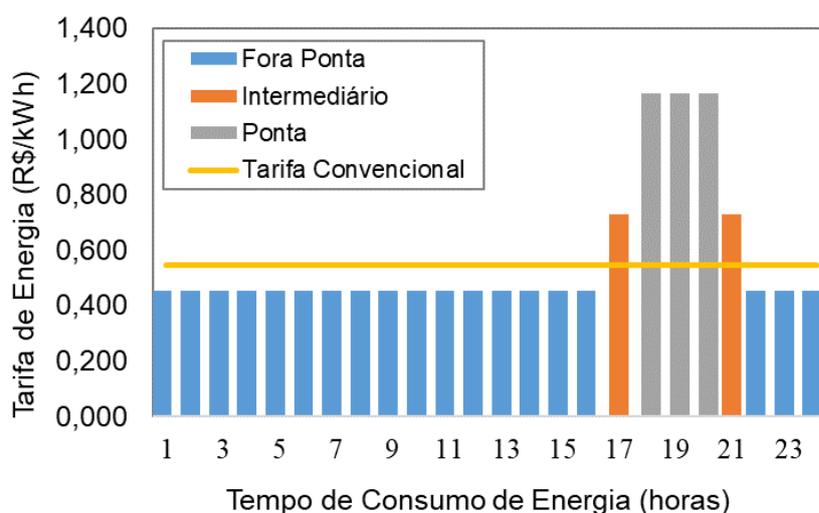
Posto Tarifário	Característica
Ponta (P)	Período composto por três horas diárias consecutivas exceto para fins de semana e os feriados definidos.
Intermediário (I)	Período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta.
Fora Ponta (FP)	Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

Fonte: Adaptado de (PRORET – Submódulo 7.1)

Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor da tarifa é considerado o posto tarifário FP. No que se referem aos postos tarifários I e P, os períodos de consumo e os valores das tarifas podem alterar conforme a concessionária local. Essa divisão permite a diferenciação de contratação e o faturamento da energia ao longo do dia, conforme as diversas modalidades tarifárias.

Na Figura 15 são mostradas detalhadamente tais divisões no que referem aos períodos dos postos tarifários, onde observa-se que (P) compreende o horário das 17:30h às 20:30h, (I) é referente a dois intervalos sendo de 16:30h às 17:29h\ 20:31h às 21:30h e (FP) o período de 21:31h às 16:29h. Adicionalmente, para efeito comparativo, incluiu-se a referência da tarifa convencional (reta do gráfico) na referida figura. O exemplo considera as características tarifárias da concessionária local.

Figura 15- Divisão dos Postos Tarifários



Fonte: Elaborado pelo autor

O valor da tarifa branca nos dias úteis, é diferente em três períodos do dia de acordo com os postos tarifários. O valor da tarifa é mais elevado no horário de ponta e intermediário, enquanto, no horário fora de ponta, incluindo os finais de semana e feriados, é mais barata em relação à tarifa convencional. Os valores das tarifas são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias de cada distribuidora, que ocorrem em média a cada quatro anos.

A forma de cálculo da fatura de consumo de energia elétrica para o consumidor que opte pela tarifa branca é representada em (5), onde a composição envolve as parcelas

referente a cada posto tarifário. O valor da parcela de ponta (Pp), em R\$, é representado pelo produto do consumo na ponta (Cp), em kWh, pela tarifa na ponta (Tp), em R\$/kWh, conforme (2).

$$Pp = Cp \times Tp. \quad (2)$$

O valor da parcela intermediária (Pi), em R\$, é representado pelo produto do consumo no período intermediário (Ci), em kWh, pela tarifa no período intermediário (Ti), em R\$/kWh, conforme (3).

$$Pi = Ci \times Ti. \quad (3)$$

Da mesma maneira das outras parcelas, o valor da parcela fora ponta (Pf), em R\$, é representado pelo produto do consumo fora da ponta (Cf), em kWh, pela tarifa (Tf), em R\$/kWh, conforme (4).

$$Pf = Cf \times Tf, \quad (4)$$

$$Fatura_Branca = Pp + Pi + Pf \quad (5)$$

Além das tarifas apresentadas, a partir do ano de 2015, entrou em vigor o sistema de bandeiras tarifárias, objetivando sinalizar as condições de geração de energia elétrica no SIN através de cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia e equilibrar a parcela de custos variáveis relativos à aquisição de energia elétrica, cuja flutuação é gerenciada por variáveis operativas do SIN. A indicação é por meio das bandeiras nas cores verde, amarela e vermelha. A bandeira verde representa condições favoráveis à geração de energia elétrica, sem adicionais à TE, enquanto a bandeira amarela, indica condições menos favoráveis e críticas de geração de energia, resultando em adicionais à TE. O impacto mais severo na TE ocorre quando for sinalizada a bandeira vermelha, indicando o aumento elevado no custo da energia elétrica com o acionamento de termelétricas. A utilização de determinada bandeira depende da comparação do valor vigente com um valor de referência estabelecido pela ANEEL (ANEEL, 2020b).

O cálculo do valor final da tarifa para as UC's é realizado pela soma das parcelas de consumo de energia de cada posto tarifário, conforme (5), e do acréscimo sobre o consumo total, referente às Bandeiras Tarifárias e os tributos sobre o valor final.

4.2.1 Estado da arte sobre estudos de viabilidade técnica e financeira utilizando a tarifa branca com geração FV

Alguns trabalhos sobre viabilidade financeira de instalação de geração FV em UC's sob a opção de faturamento na Tarifa Branca têm sido publicados após a criação da Resolução Normativa 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), publicada em 17 de abril de 2012 e, em especial, a partir da regulamentação da Tarifa Branca através da Resolução Normativa nº 733/2016 em vigor desde 1º de janeiro de 2018. Portanto, é um tema recente e amplo às propostas para aplicação de novas metodologias de análises e padronização mais consistentes, considerando diversos aspectos em âmbito econômico, local, regulatório e tecnológico para a sustentação ao incentivo de crescimento de novas conexões em microgeração FV.

Ferreira et al. (2017) avaliam o retorno dos investimentos em faturamento considerando a instalação de geração FV em consumidores no estado de São Paulo sem (Opção A) e com (Opção B) a inclusão de sistemas de armazenamento de energia utilizando o *software PVSystem*. O estudo considera que a energia ativa gerada é armazenada e injetada durante o período de pico de carga. Dessa forma, obteve-se um retorno financeiro em cerca de 10 anos para a Opção A, enquanto para a Opção B é atingido em 12,5 anos, logo representa 25% a mais do tempo para captação do retorno financeiro. Com relação ao lucro obtido em 15 anos, se implantado a opção A, poderá economizar cerca de R\$ 84.206,00 e a Opção B deverá economizar R\$ 162.417,00, portanto este último, 192,88% superior com relação à opção sem armazenamento. De acordo com os resultados obtidos, verificou-se que a solução com a instalação de baterias pode ser mais lucrativa, considerando o custo do equipamento e da tarifa de energia elétrica, mesmo que a planta sem armazenamento apresente custo inferior.

Rolim (2018) analisa cenários evolutivos referentes à competitividade da Geração Distribuída (GD) no Brasil considerando: a adoção da tarifa branca para consumidores residenciais, a utilização de tarifas *feed-in* como alternativa ao mecanismo de compensação e o uso de baterias de lítio acopladas a sistemas de geração FV em consumidores de baixa tensão residencial como forma de armazenamento de energia. Os cenários incluem a análise

do dimensionamento dos sistemas FV e das capacidades mínimas livres das baterias para os três consumidores típicos analisados sendo, (1) Tarifa Branca e *feed-in*, (2) Tarifa Convencional e *feed-in* e (3) Tarifa Branca e *net-metering*. A partir da análise de um dos prosumidores do estudo, no cenário 1, verificou-se que se a tarifa *feed-in* tivesse um incentivo da ordem de 25%, os ganhos representam 20%. No Cenário 2, um incentivo maior da tarifa *feed-in*, com 25% em relação ao componente de energia no horário de ponta, o mesmo prosumidor tem a possibilidade de economizar 20%, em relação à conta de energia no cenário referencial. De acordo com os resultados do estudo, mostrou-se viável financeiramente a aplicação da tarifa *feed-in* como forma de remuneração aos prosumidores adeptos à tarifação horária e do armazenamento. Contudo, em comparação à tarifação convencional, constatou-se um cenário mais atraente na adoção da tarifa *feed-in*. No caso do mecanismo de compensação, foram verificados os efeitos da vinculação do custo de conexão a um consumo mínimo atribuído à UC, o que torna a combinação do mecanismo de compensação com a Tarifa Branca pouco atraente para investimentos com armazenamento.

Braida, Farret e Santos (2019) apresentam um estudo de viabilidade financeira no que diz respeito à adoção da tarifa branca em faturas de consumidores de localidades rurais em regiões brasileiras, considerando a GD formada por energia solar e biomassa. Para a simulação dos diferentes perfis de carga foi utilizado o *software HOMER Pro Energy*, ferramenta importante para aplicação de tarifas diferenciadas associadas aos diversos perfis de carga. Foram analisadas a cidade de Fortaleza- CE e o município de Catuípe - RS, englobando consumidores urbanos e rurais, respectivamente, em diferentes faixas de consumo com a utilização da mesma metodologia. O Melhor resultado foi para Fortaleza considerando a faixa de consumo acima de 1000 kWh com GD. Com a aplicação das tarifas obteve-se um custo líquido na fatura na tarifa convencional de US\$ 3.594,00, enquanto na tarifa branca, um custo de US\$ 3.683,00 (2,4% superior a tarifa convencional). Este último, com a mudança nos hábitos de consumo, o custo reduz-se para US\$ 2.923,00 (18,67% inferior à tarifa convencional). Os resultados evidenciaram que a Tarifa Branca pode ser mais vantajosa quando utilizada por meio de técnicas de gestão de demanda de energia, de forma que o consumidor gerencia a forma de consumo nos horários de pico e fora do horário de pico obtendo-se um menor custo na utilização da Tarifa Branca.

Silva et al. (2018) avaliam os efeitos na tarifa de energia elétrica nos consumidores residenciais que aderirem à Tarifa Branca com e sem geração FV instalada em unidades localizadas na região Sudeste do Brasil. Foram estudadas duas alternativas para a

redução na tarifa de energia elétrica: a adesão à Tarifa Branca e o uso de sistema FV conectado à rede. Foi verificado que a adesão à Tarifa Branca gera uma redução na tarifa em 3,7%, associado a uma mudança nos hábitos de consumo de energia, diretamente relacionado à redução da demanda nos horários de pico. Já as residências com geração FV instalado, aplicando a mesma metodologia, constatou-se um menor acúmulo de créditos entre 86 e 100% sem a redução na tarifa de energia elétrica. Foi demonstrado que a tarifa convencional ainda é mais vantajosa às unidades com geração FV pelo motivo de haver à diferença no posto tarifário vigente (tarifa horária) e o pico de incidência solar.

Abraão, Paschoareli e Silva (2017) analisam a viabilidade financeira para instalação de geração FV em consumidores residenciais de baixa tensão, avaliando financeiramente o uso da tarifa convencional e Tarifa Branca nos modelos regulatórios adotados no Brasil. Foi calculado, para um dado consumidor, o Valor Presente Líquido (VPL), considerando uma taxa de desconto de 8,36% e um período de análise de 25 anos, que é a vida útil dos painéis fotovoltaicos e um investimento inicial de US\$ 5.382,00. Caso seja utilizada a tarifa convencional, o tempo de retorno do investimento é de 16 anos, quando o VPL se torna positivo. O VPL da tarifa convencional foi calculado em US\$ 1.249,00 no final dos 25 anos, com Taxa Interna de Retorno (TIR) de 11,03%. Para a tarifa branca, com alteração de hábitos de consumo, o tempo de retorno do investimento foi de 15 anos, portanto, o VPL da tarifa branca foi de US \$ 1.407,50 com TIR de 11,35%. Neste caso, o VPL calculado na tarifa branca foi superior em 12,69%. Conforme resultados obtidos, com base na mudança de hábitos de consumo, a tarifa branca torna-se mais vantajosa em relação à tarifa convencional com a consideração do uso da energia nos horários fora de ponta, impactando positivamente na redução do tempo de retorno do investimento e na fatura de energia elétrica.

Na cidade de São Paulo, Finotti, Almeida e Zilles (2018) investigam se a utilização de baterias em UC's com geração FV já instalada, seria vantajosa caso aderisse à tarifa branca, considerando a alocação do consumo de energia armazenada no horário de pico, onde o custo da tarifa é maior. Para obtenção dos resultados foram considerados dois indicadores: o Custo Anualizado da Energia Economizada (CAEE), que indica o valor economizado, por kWh, e o Custo Anualizado da Energia Gerada, (CAEG) que indica o valor da energia gerada pelo sistema FV. Foram avaliados o CAEE e CAEG com o sistema FV e utilização da tarifa convencional sem armazenamento, onde os resultados obtidos foram de 1,061 R\$/kWh e 0,524 R\$/kWh, respectivamente. Adotando o armazenamento e Tarifa Branca, os valores de CAEE e CAEG sobem para 1,316 R\$/kWh e 1,783 R\$/kWh, respectivamente. Conforme estudo, com base no alto custo de investimento da instalação do

banco de baterias, mesmo aderindo à tarifa branca, o uso do armazenamento ainda não é vantajoso, considerando a situação atual e cidade avaliada. Levanta-se que, com a redução de preço no futuro, as baterias serão mais acessíveis financeiramente e contribuirão para a complementação da GD, tornando um item indispensável em relação ao armazenamento de energia e à prestação de serviços ancilares.

No estado de Goiás, Souto et al. (2018) utilizam simulações computacionais, através do *software HOMER Pro Energy* para auxiliar a análise técnica-econômica-ambiental, em unidades de consumo residenciais, considerando o uso de sistema FV e de aquecimento solar de acordo com o perfil de carga e diferentes tipos de tarifação vigentes. Conforme resultados, houve uma redução em cerca de 24% no consumo de energia no horário de ponta considerando a mudança de hábitos de consumo com uma diminuição anual de 7.675 kWh para 5.978 kWh. Demonstrou-se também que a opção pela tarifa branca, considerando a curva de carga da UC adotada nos estudos, foi vantajosa em relação à tarifa convencional para ausência de geração FV, sendo apresentado em um dos casos estudados um custo médio da energia de 0,767 kWh/ano na tarifa convencional e 0,707 kWh/ano na tarifa branca. Nos casos de tarifa branca com geração FV, a tarifa convencional mostrou-se financeiramente interessante ao consumidor, devido ao fato do sistema FV injetar energia na rede no período com maior preço nesse tipo de tarifação. Em um dos casos estudados, o custo médio da energia na tarifa convencional praticamente zerou enquanto na tarifa branca apresentou valor de 0,107 kWh/ano.

Santos et al. (2013) analisam o impacto da Tarifa Branca e GD nos consumidores residenciais no estado do Rio Grande do Sul, estudando a viabilidade técnica e financeira através do *software HOMER Pro Energy*. O custo de energia, considerando a tarifa convencional sem GD, foi de US\$ 6.800,00 e tarifa branca no valor de US\$ 7.380,00, elevação de 8,52%. Já avaliando a utilização da tarifa branca e aerogerador o custo da energia foi de US\$ 9.904,00, aumento de 34,2% em relação à tarifa branca sem GD. Mantendo a tarifa e considerando uma redução de 45% nos custos de instalação e GD, os custos representaram em US\$ 6.466,00. Verificou-se que os valores da fatura de energia ainda são elevados, considerando os preços das tecnologias utilizadas na época do estudo com a utilização da GD e Tarifa Branca. Tendo em vista o crescimento de fontes renováveis ao longo dos anos, o custo tende a reduzir, dessa forma, foram simulados cenários com esta sinalização. Conforme estudo, o emprego de GD e Tarifa Branca só se torna viável com uma redução de 45% nos custos atuais das fontes de energia eólica, alternativa mais econômica.

Esteves (2018) analisa a viabilidade técnica e financeira de um sistema de geração FV instalado em uma residência de médio porte, na cidade de Campinas (SP), com a integração de um sistema de gerenciamento de demanda e armazenamento de energia. Foi considerado o modelo de tarifação de energia elétrica da concessionária local de forma a estimar a viabilidade financeira do sistema para os diversos cenários definidos. A viabilidade técnica considerou os conjuntos de equipamentos existentes no mercado e os recursos naturais e potenciais energéticos disponíveis na região com o auxílio do *software PVSystem*. De acordo com o estudo, considerando a utilização da tarifa convencional sem geração FV, o gasto com faturamento anual foi de US\$ 1.155,00 e o caso com a tarifa branca sem geração FV foi de US\$ 1.188,00, portanto, 2,85% maior nesta modalidade, desconsiderando o gerenciamento da demanda. Já os resultados com geração FV e a adoção da tarifa branca com gerenciamento de demanda obteve-se um gasto anual de US\$ 197, uma economia na fatura de 503,04%. Conforme resultados obtidos, foi possível observar que a opção pela tarifa branca, sem alteração dos hábitos de consumo, tornou-se desvantajosa diante da tarifa convencional. Caso seja implantado um sistema de GD integrado ao armazenamento de carga, na tarifa branca, tornar-se-á vantajoso devido à redução do faturamento de energia elétrica do consumidor.

Santos (2014) apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para avaliar o impacto da Tarifa Branca nos consumidores residenciais de baixa tensão considerando a inserção de GD com a presença de aerogeradores, painéis FV, baterias e conversores utilizando o *software HOMER Pro Energy*. Foram avaliadas as cidades de Santa Maria (RS), Campo Grande (MT) e Fortaleza (CE) a partir de cinco faixas de consumo de energia elétrica com somente com a presença de aerogeradores, obtendo-se quinze resultados. Em apenas quatro destes, a utilização da Tarifa Branca em conjunto com a GD, tornou-se economicamente viável. Fortaleza apresentou melhor resultado nas simulações ao utilizar um aerogerador conectado à rede elétrica considerando a tarifa branca, apresentando um custo total de R\$ 19.525,00 enquanto na tarifa convencional em conjunto com a GD foi de R\$20.144,00, portanto, 3,17% superior ao custo da tarifa branca.

Nascimento (2019) analisa o levantamento técnico e financeiro em um novo modelo de custo nivelado de energia comparando alternativas de investimento para instalação de sistemas FV e armazenamento de energia em redes inteligentes no Brasil considerando a Tarifa Branca através do *software PVSystem*. A análise foi realizada através da simulação interativa entre sistemas de armazenamento, geração FV e demanda energética residencial. A partir da análise de sensibilidade com a inclusão de sistemas de armazenamento, um aumento

de 20% no valor da Tarifa Branca em horário de ponta eleva a rentabilidade de sistemas de armazenamento em até 25%. Dessa forma, pequenas diferenças entre tarifas de ponta e fora de ponta tornam o retorno do capital investido inviável economicamente para sistema somente com armazenamento. O uso da metodologia evidenciou a necessidade de adequar mecanismos de incentivo através do incremento da diferença de postos tarifários, bem como a proposta de minimização de custos dos sistemas estudados, pois, na atualidade, não existe retorno financeiro com a implantação. Foi possível verificar a dependência da GD na rentabilidade de sistemas híbridos quando se compara entre as alternativas de investimento.

Na cidade de Curitiba, Pimenta (2015) avalia a viabilidade financeira de sistemas de armazenamento de energia com o auxílio do *software HOMER Pro Energy* nos seguintes cenários: o caso de consumidor residencial isolado da rede, utilizando geração FV com a opção de armazenamento de energia em baterias; utilização da tarifa branca para o caso de um consumidor residencial; finalmente, o caso de um consumidor comercial/industrial com tarifação verde A4 e azul A4. Para a simulação somente na Tarifa Branca com geração FV, verificou-se necessário um desconto de 74% nos componentes dos sistemas para que se tornasse viável economicamente. No caso do sistema de armazenamento de energia sem geração FV, utilizando a Tarifa Branca, as simulações mostraram que nesta configuração é necessário um desconto aproximado de 36% nos custos para se tornar viável economicamente em 20 anos de operação ou a necessidade de elevar o valor da energia no período de ponta em 360%, aproximadamente. Foi apresentada também a simulação utilizando baterias e painéis FV considerando durabilidade das baterias em 5 anos (2,638 R\$/kWh) e 11 meses (5,393 R\$/kWh), sendo que os custos são muitos superiores ao da tarifa convencional vigente na época do estudo (0,491 R\$/kWh). De todos os casos analisados, a operação no regime tarifário Verde A4 com deslocamento da demanda é o que apresentou o menor prejuízo em comparação com o custo da energia da rede elétrica convencional. Observou uma redução de 9,2% no custo da geração FV.

Na Tabela 6 são mostrados os principais trabalhos pesquisados sobre a viabilidade financeira utilizando a tarifas de faturamento vigentes no Brasil com a geração FV. As principais características dos trabalhos são: tipos de avaliação, tarifas utilizadas, forma de gerenciamento da demanda e sistema de simulação utilizado.

Tabela 6 - Resumo dos trabalhos pesquisados sobre tipo de avaliação, tarifas e forma de gerenciamento da demanda e sistema utilizado.

Artigos	Tipo de Avaliação	Tarifas utilizadas	Forma de Gerenciamento da demanda	Sistema para simulações
(Ferreira et al, 2017)	Faturamento de Energia	Convencional	Armazenamento	<i>PV Syst</i>
(Rolim, 2018)	Faturamento de Energia	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	-
(Braidá; Farret e Santos, 2019)	Viabilidade financeira	Tarifa Branca e Convencional	Hábitos de Consumo	<i>HOMER Pro Energy</i>
(Silva et al ,2018)	Faturamento de Energia	Tarifa Branca e Convencional	Hábitos de Consumo	-
(Abraão; Paschoareli e Silva, 2017)	Viabilidade financeira e Faturamento de Energia	Tarifa Branca e Convencional	Hábitos de Consumo	-
(Finotti; Almeida e Zilles, 2018)	Faturamento de Energia	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	-
(Souto et al, 2018)	Viabilidade Técnica, financeira e Ambiental	Tarifa Branca e Convencional	Hábitos de Consumo	<i>HOMER Pro Energy</i>
(Santos et al, 2013)	Viabilidade Técnica e Financeira	Tarifa Branca e Convencional	-	<i>HOMER Pro Energy</i>
(Esteves, 2018)	Viabilidade Técnica e Financeira	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	<i>PV Syst</i>
(Santos, 2014)	Viabilidade financeira	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	<i>HOMER Pro Energy</i>
(Nascimento, 2019)	Viabilidade Técnica e Financeira	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	<i>PV Syst</i>
(Pimenta, 2015)	Viabilidade financeira	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	<i>HOMER Pro Energy</i>

Fonte: elaborada pelo autor.

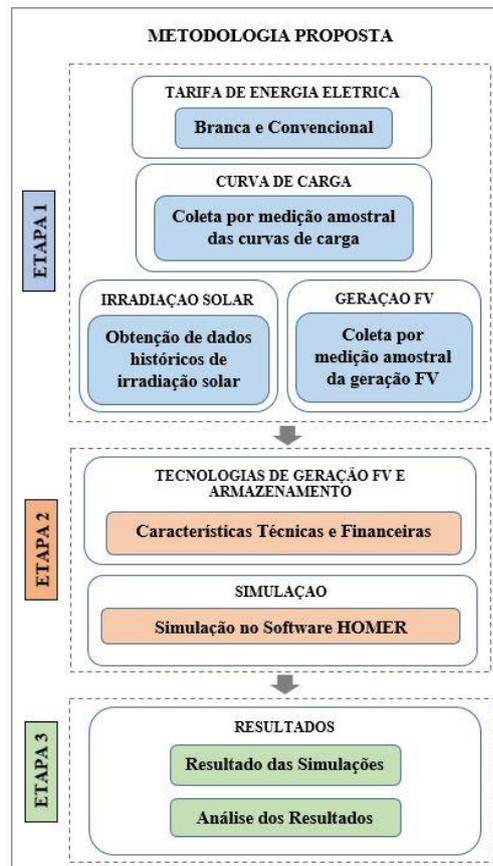
5 METODOLOGIA PROPOSTA

O propósito da presente pesquisa é avaliar a viabilidade financeira de sistemas de microgeração FV em consumidores comerciais e residenciais de baixa tensão utilizando tarifas diferenciadas, armazenamento de energia e incentivos regulatórios predominante no Brasil, propondo o gerenciamento e controle da geração em função da demanda das instalações, além de avaliar a redução de custos de energia em horários de ponta em função das tarifas vigentes. A análise envolve três estudos de casos: Uma UC comercial escolar com geração FV instalada e dois casos sem sistema FV instalado, destes uma UC com múltiplas unidades de consumo da classe residencial e a terceira também comercial, mas que exerce atividades de escritório de prestação de serviços de eletricidade. Em todas as avaliações propõem-se manter os hábitos de consumo, a utilização de tarifas diferenciadas (tarifa branca) e a inclusão de armazenamento de energia, além de estudar através de simulações, a melhor proposta de instalação FV para os casos sem o sistema.

Dessa forma, as unidades apresentam características de consumo distintas pela própria natureza da atividade, sendo um aspecto relevante de comparação entre os estudos envolvidos, ou seja, além de diagnosticar a viabilidade técnica e financeira de cada projeto independente, será possível avaliar qual dos casos característicos envolvidos terá uma melhor proposta de implementação para escolha de novos projetos baseados em características semelhantes.

A metodologia proposta é apresentada na Figura 16 sendo caracterizada por três etapas. A etapa 1 corresponde aos valores de entrada representados pelas curvas de cargas reais, valores das tarifas convencional e branca da concessionária local e dados históricos de irradiação solar para estimativa da geração FV do consumidor. No estudo de um micro gerador existente, são considerados os dados reais de geração FV descartando a necessidade de estimativas. A etapa 2 corresponde aos requisitos técnicos e características financeiras relacionadas à geração FV; a etapa 3 se refere aos resultados obtidos no estudo.

Figura 16- Metodologia Proposta.



Fonte: Elaborado pelo autor

A implementação das etapas da Figura 16 proporcionará a avaliação de viabilidade financeira de se instalar sistemas de geração FV, armazenamento de energia e/ou migrar para uma nova modalidade tarifária por meio da avaliação dos dados de produção, irradiação e consumo de energia.

A priori, o estudo de simulação contempla exclusivamente a componente tarifária como forma de incentivo e avaliação no impacto da viabilidade financeira do projeto, sendo desconsiderado na análise o excedente gerado pelo sistema FV em forma de créditos de geração, pois assim a avaliação do VPL será em específico sobre o emprego do armazenamento no sistema associando as tarifas vigentes.

Os resultados simulados serão obtidos por meio do *software HOMER Pro Energy* possibilitando a avaliação financeira a partir dos dados coletados e a forma de incentivo regulatório aplicado, incluindo a decisão de escolha da adesão à Tarifa Branca em conjunto com armazenamento e geração FV.

5.1 *Software* de Simulação computacional *HOMER Pro Energy*

Segundo Pimenta (2015) a utilização de simulação computacional é uma ferramenta que ajuda na tomada de decisão e auxilia não somente em relação aos melhores desempenhos das propostas de soluções empregadas no projeto, como também reduz possíveis custos com ações corretivas futuras, por meios de avaliação prévia de cenários escolhidos. Por meio da modelagem do sistema e da simulação de cenários diferentes é possível avaliar o comportamento do sistema e desenvolvem-se soluções para otimizar o seu desempenho.

Na presente dissertação foi utilizado o *software HOMER Pro Energy* desenvolvido pelo Laboratório de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL) disponível no site <https://www.homerenergy.com>, licenciado por custo de assinatura mensal e anual nas versões padrão, acadêmica e estudante, inclui também a versão *free 21-day trial* para testes e avaliação. O programa é um modelo de otimização de sistemas híbridos de energia, criado com o propósito de prever a configuração da GD, avaliando diversas alternativas, na busca pela melhor solução no que diz respeito na identificação da configuração do sistema com menor custo capaz de suprir a demanda de energia (*HOMER Pro Energy*, 2021). A proposta é identificar o sistema de menor custo que seja capaz de suprir a demanda de energia elétrica do sistema em estudo.

O conceito de simulação do *software* proposto consiste especificamente em realizar simulações em diferentes sistemas simultaneamente associando diversos tamanhos, distintas tarifas de energia, fontes etc. A otimização é realizada através da classificação em ordem decrescente de menor custo econômico indicando os melhores cenários em primeiro lugar. A sensibilidade é feita analisando o impacto no custo total do projeto utilizando a variação do preço em relação ao sistema FV e banco de baterias, chamados de variáveis de escala, além das variáveis de sensibilidade que englobam a irradiação solar em função da posição geográfica e tempo de vida do projeto (PIMENTA, 2015).

O *software* realiza o balanço energético para cada hora do período a ser simulado comparando a demanda de energia do sistema e a capacidade de fornecimento de energia gerada à rede, tomando a decisão em relação ao momento em que o banco de baterias e o sistema de geração irão operar com base no custo da tarifa a ser adotada. Além dos custos tarifários, o sistema engloba os gastos com investimento, operação, manutenção e reposição de equipamentos (ALMEIDA, 2008).

Dentre as variáveis de resultados principais do *HOMER Pro Energy* é referente ao Custo Total Presente Líquido ou *Total Net Present Cost (NPC)*, que consiste no total de custos do projeto menos as receitas, sendo o valor resultante trazido ao presente (início do projeto) descontado inflação e juros, possibilitando a comparação de cenários, todos no valor voltado ao presente. O menor valor de *NPC* indica que o cenário é mais viável economicamente (PIMENTA, 2015).

Portanto para que o sistema seja de fato viável é necessário que o valor do *NPC* (sistema) seja menor que o *NPC* (rede), sendo que os custos totais de implementação do sistema somados aos custos totais de operação e manutenção trazidos ao valor atual devem ser inferiores (ou iguais), do que se comprar a energia diretamente da distribuidora de energia. O *NPC* (rede) engloba o montante total dos valores de compra de energia durante todo projeto, desconsiderando o investimento em manutenção e infraestrutura da rede elétrica de distribuição, pois tais custos já estão incluídos no preço de venda da energia praticados pela concessionária.

Dessa forma, Rodrigues (2006) define *NPC* conforme é apresentada em (6):

$$NPC = \frac{C_{ano,tot}}{FRC(i, R_{proj})}. \quad (6)$$

Onde *NPC* representa o valor total em valor presente, calculado pela divisão entre o custo anual do investimento ($C_{ano,tot}$) e o fator de recuperação do capital ($FRC(i, R_{proj})$), este composto pela taxa de desconto (i), em %, e o tempo de vida do projeto (R_{proj}), em anos.

A representação do $FRC(i, R_{proj})$ é mostrada em (7), sendo:

$$FRC(i, R_{proj}) = i(1 + i)^n. \quad (7)$$

O custo anual é estimado conforme (8).

$$C_{ano,tot} = C_{ano,inv} + C_{ano,rep} + C_{ano,O\&M}. \quad (8)$$

Sendo $C_{ano,tot}$ calculado pelo somatório do custo anual do investimento inicial ($C_{ano,inv}$), custo anual de reposição de equipamentos ($C_{ano,rep}$) e o custo anual de operação e manutenção ($C_{ano,O\&M}$).

Assim, o $C_{ano,inv}$ é calculado pelo produto entre o custo do investimento (C_{inv}) e o FRC conforme (9).

$$C_{ano,inv} = C_{inv} * FRC. \quad (9)$$

Logo, a representação geral do NPC é dada por (10)

$$NPC = \frac{C_{inv} * i(1+i)^n + C_{ano,rep} + C_{ano,O\&M}}{i(1+i)^n}. \quad (10)$$

O custo unitário da energia (COE_{unit}), também denominado de índice de custo/benefício é calculado pela divisão entre o ($C_{ano,tot}$) e a energia anual gerada (EG_{ano}), em kWh, conforme (11).

$$COE_{unit} = \frac{C_{ano,tot}}{EG_{ano}}. \quad (11)$$

Esta variável tem como objetivo de realizar a comparação entre os preços dos sistemas com a tarifa de energia faturada diretamente da concessionária local.

Sendo EG_{ano} , calculada pelo produto entre a potência instalada (PI), em kW, o fator de capacidade (FC), fator de disponibilidade (DI), e a quantidade de horas do ano conforme (12).

$$EG_{ano} = PI * FC * DI * 8760. \quad (12)$$

Logo, a representação geral do COE_{unit} é dada conforme (13)

$$COE_{unit} = \frac{(C_{inv} * i(1+i)^n + C_{ano,rep} + C_{ano,O\&M})}{PI * FC * DI * 8760}. \quad (13)$$

A forma de despacho de energia adotada ou a aplicação do GLD no presente estudo foi a operação de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia (Baterias)

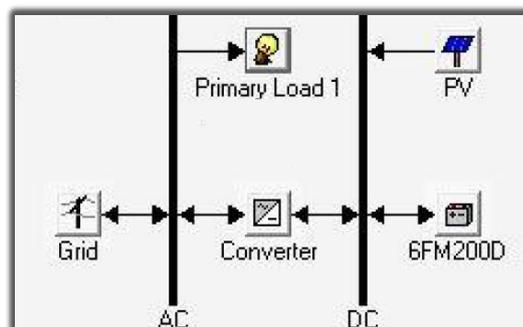
que, no *software* utilizado, é denominado de *Cycle Charging*, função que define a priorização do carregamento e descarregamento do banco de baterias em determinados horários no período de simulação. Vale salientar, que o dimensionamento do banco é realizado pelo *software* considerando a quantidade de energia elétrica necessária ao armazenamento a ser utilizada somente em autoconsumo no horário de ponta e intermediário do sistema, não havendo a condição de injetar a energia das baterias na rede de distribuição ou consumo no horário fora ponta.

Conforme Esteves (2018) e Souto (2018), uma das variáveis de entrada importante no *software* é o valor da potência de pico de cada estudo de caso a ser avaliado. Portanto, para dimensionar a capacidade máxima do sistema fotovoltaico (P_{pico}), obtém-se o quociente entre a Energia Consumida Diariamente (E_d), em kWh/d e o produto da Taxa de Desempenho do Pannel (TD), em %, e a Irradiação Solar Disponível diariamente (I_d), em kWh/m²/dia, conforme (14), considerando a irradiância padrão de 1.000 W/m².

$$P_{pico} = \frac{E_d}{TD * I_d} * 1000 \text{ W/m}^2. \quad (14)$$

Na Figura 17 é apresentado um exemplo de modelagem no *HOMER Pro Energy*, que mostra os componentes de um sistema como bateria, inversor, carga primária, rede, módulos FV e a carga.

Figura 17 - Exemplo de modelagem no *HOMER Pro Energy*.



Fonte: Adaptado de Braida; Farret e Santos, 2019

Conforme a identificação dos componentes do sistema o *software* contempla 5 variáveis de entradas considerando:

- Tarifas de energia elétrica
- Curvas de carga
- Recursos renováveis
- Tecnologias e características técnicas de geração FV (Painéis FV, Inversor e Armazenamento)
- Dados econômicos

A seguir, serão apresentados em detalhes os valores das variáveis de entrada para cada um dos componentes envolvidos e tarifas de energia na simulação.

5.2 Tarifas de energia elétrica

As simulações da metodologia apresentada serão realizadas na cidade de Fortaleza (CE). As tarifas de energia elétrica consideradas são as aplicadas pela Enel Distribuição Ceará, envolvendo a tarifa convencional e a tarifa branca do grupo B, residencial B1 - Normal, bandeira verde, vigentes em abril de 2021, apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Tarifas convencional e branca.

Tarifas		Preço (R\$/kWh)	Período
Convencional		0,546	00:00h à 23:59h
Branca	Horário de Ponta	1,166	17:30h às 20:30h (Dias úteis)
	Horário Intermediário	0,728	16:30h às 17:29h\ 20:31h às 21:30h (Dias úteis)
	Horário Fora de Ponta	0,456	21:31h às 16:29h (Dias úteis e fins de semana)

Fonte: ANEEL, 2021a

Verificando a Tabela 7, calcula-se que a Tarifa Branca no horário de ponta e intermediário representam respectivamente 113% e 33% maior do que a tarifa convencional, constatando a possibilidade de uma redução dos custos com a fatura de energia elétrica, sendo necessário utilizar a energia gerada pelo sistema FV no horário de ponta e intermediário, enquanto o horário fora de ponta o consumidor utilizará a rede de distribuição local.

5.3 Curvas de cargas

Para o levantamento em específico dos perfis das curvas de cargas dos consumidores envolvidos no estudo foram considerados dados reais coletados a partir de companhia de medição no período de 3 semanas (12/11/2020 a 02/12/2020). A partir dos dados medidos, foi estabelecida a média horária da demanda de energia para a composição do perfil diário referente aos dias úteis e finais de semana. Vale salientar que, em termos de perfil de demanda de energia, considerou-se que os casos apresentaram as mesmas cargas e hábitos de consumo durante o todo período de simulação não sendo influenciado o efeito da sazonalidade nesta situação.

Foram avaliados 3 estudos de caso de consumidores reais, com características de consumos e atividades distintas, sendo um deles com sistema FV já instalado e duas unidades sem o sistema; para estas é proposta a instalação de um sistema FV por meio de simulações, dessa forma compondo os cenários de estudos para avaliação de viabilidade financeira proposta na presente dissertação, conforme a Figura 16. As características técnicas dos consumidores avaliados são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 - Características técnicas dos consumidores.

Características	Consumidor A	Consumidor B	Consumidor C
Número de Consumidores	28	1	1
Tipo de Medição	Agrupada	Individual	Individual
Tipo de consumidor	Residencial	Comercial	Comercial
Tipo de ligação	Trifásica	Monofásica	Trifásica
Tarifa Utilizada (R\$)	Convencional	Convencional	Convencional
Sistema FV	Não	Sim	Não
Potência do Sistema FV (kWp)	-	5,2	-
Consumo médio mensal (kWh)	6847,14	801,98	514,83

Fonte: Elaborado pelo autor

O consumidor “A” representa múltiplas unidades de consumo do grupo B conectadas em ligação trifásica, compostas por um condomínio residencial com 28 UC’s instaladas. No entanto, os consumidores “B” e “C” são unidades com atividade comercial do grupo B, sendo caracterizadas por ligação monofásica com sistema FV instalado e um consumidor trifásico sem o sistema FV, respectivamente.

Foi realizada campanha de medições de demanda de energia nas unidades escolhidas durante o mesmo período. Utilizou-se o equipamento de medição de marca IMS modelo PowerNET P-600 G4 conectado no ponto de entrega da concessionária nos consumidores “A” e “B”. Na Figura 18 é mostrada a conexão do equipamento na rede de distribuição no ponto em que se atende somente as cargas do consumidor “A”. A coleta da base de dados das leituras foi realizada remotamente através de endereço específico de acesso via fabricante do equipamento.

Figura 18 - Conexão do equipamento IMS modelo PowerNET P-600 G4.



Fonte: Elaborado pelo autor

Para as medições do consumidor “C” foi utilizado outro equipamento de marca Embrasul modelo RE6000, conforme é mostrada na Figura 19, já que neste caso optou-se pela medição interna ao consumidor, com equipamento disponibilizado por este, já que não havia outro equipamento disponível de mesmo modelo utilizado nos consumidores “A” e “B” durante o período de medição em campanha.

Figura 19 - Conexão do equipamento Embrasul modelo RE6000.



Fonte: Elaborado pelo autor

A coleta da base de dados das leituras das medições foi realizada localmente por meio da interface de dados do equipamento.

Vale salientar que a obtenção dos dados de demanda dos consumidores “A” e “B” foi realizada em conjunto com a concessionária local com apoio e autorização da área competente, por meio dos recursos técnicos existentes e procedimentos operacionais e de segurança associados para instalação dos equipamentos no período informado. Os dados medidos apresentados neste trabalho somente possuem origem identificada a nível de classe de consumo e atividade exercida pelos consumidores, tratando-os como hipotéticos sem identificação e referência. Além disso, os dados obtidos tiveram origem a partir de equipamentos calibrados e certificados, indicados para aplicação na metodologia deste trabalho apresentados anteriormente.

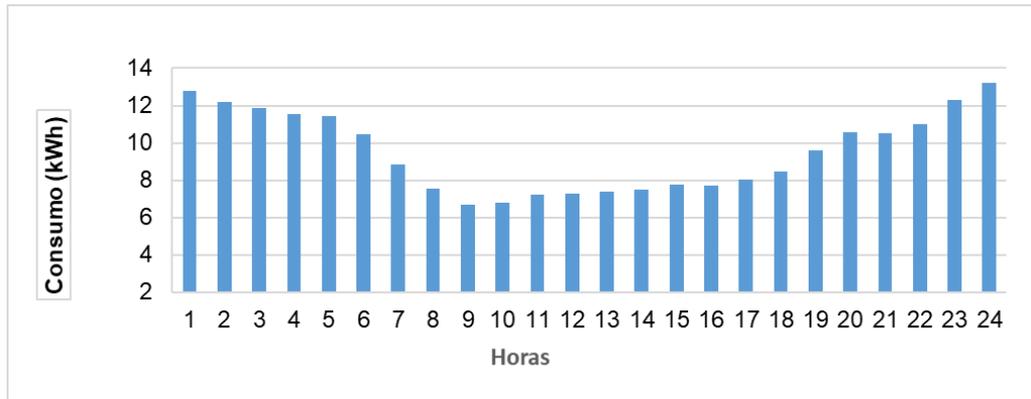
Os valores de consumo médio mensal apresentados na Tabela 8 foram obtidos a partir do somatório da demanda de energia média diária para ambas UC's conforme detalhes nas seções seguintes. Adicionalmente, não houve impacto nos resultados das simulações, já que a obtenção da curva típica é realizada estabelecendo a média horária das medições de demanda para ambos os equipamentos.

A seguir serão apresentadas as curvas de cargas obtidas para o perfil diário, considerando a média horária das demandas de energia medidas no período considerado.

5.3.1 Consumidor A

Conforme dados coletados durante os dias úteis, a curva de carga é representada por 15 amostras reais que resultam no perfil típico de consumo médio de energia horária de um consumidor com proposta de instalação de geração FV, apresentada na Figura 20. O consumidor apresenta 30,8% do consumo no período das 16h às 22h, momento este compreendido entre o período intermediário (I) e de pico do sistema (P), conforme comparação realizada da divisão dos horários nos postos tarifários na Figura 15.

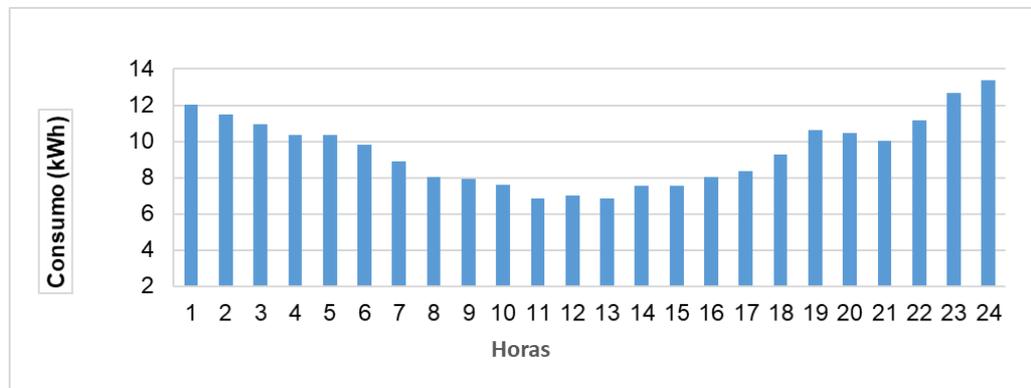
Figura 20 - Perfil de curva de carga em dias úteis – Consumidor A.



Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme dados coletados nos finais de semana, a curva de carga é representada por 6 amostras reais que resultam no perfil típico de consumo médio de energia horária de um consumidor com proposta de instalação de geração FV, apresentada na Figura 21. O consumidor apresenta 31,97% do consumo no período das 16h às 22h, momento este compreendido entre o período intermediário (I) e de pico (P) do sistema.

Figura 21 - Perfil de curva de carga nos finais de semana – Consumidor A.



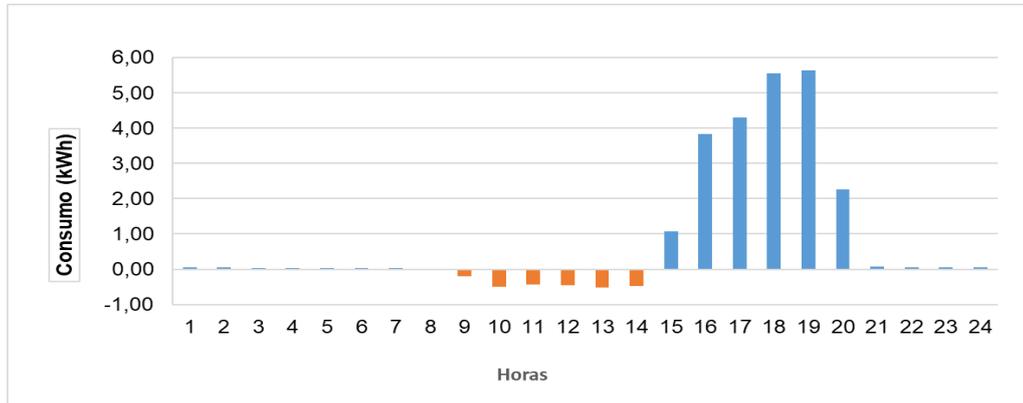
Fonte: Elaborado pelo autor

5.3.2 Consumidor B

Para a obtenção da curva de carga do micro gerador FV sem interrupção da geração do sistema, inicialmente foi realizada a campanha de medição no ponto de entrega da unidade, obtendo-se a curva de carga típica com o sistema de geração envolvido.

Conforme dados coletados, a curva de carga é representada por 15 amostras reais que resultam no perfil típico de consumo médio de energia horária para dias úteis de um consumidor com sistema FV existente, é apresentada conforme a Figura 22.

Figura 22 - Perfil de curva de carga em dias úteis – Consumidor B.

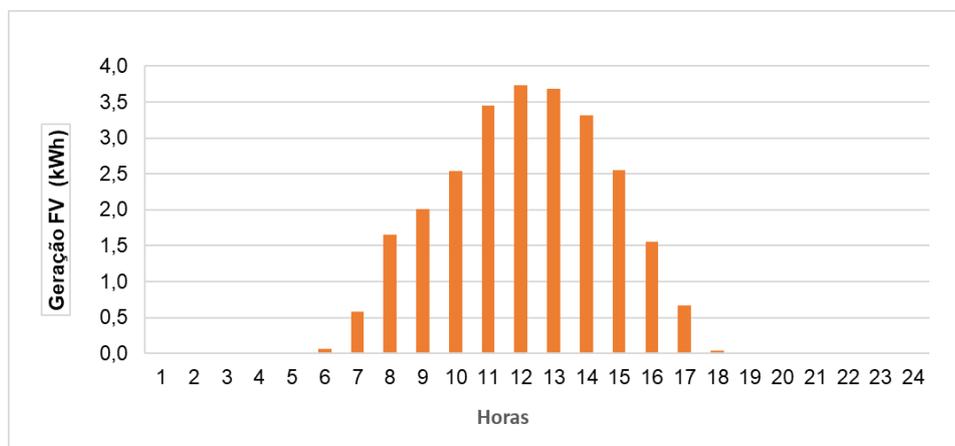


Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se na Figura 22 que a UC concentra a utilização diária de energia da concessionária no período de 15h até 20h, representando um total de 22,65 kWh. No intervalo das 09h às 14h é injetado na rede cerca de 2,9 kWh. Nos períodos restantes o consumo médio é muito baixo com valor de 0,53kWh, representando 2,33% em relação ao consumo total.

A curva de carga típica de geração FV é representada por 15 amostras reais, coletadas a partir da memória de massa do inversor, que resultam no perfil típico diário de geração de energia horária para dias uteis conforme a Figura 23:

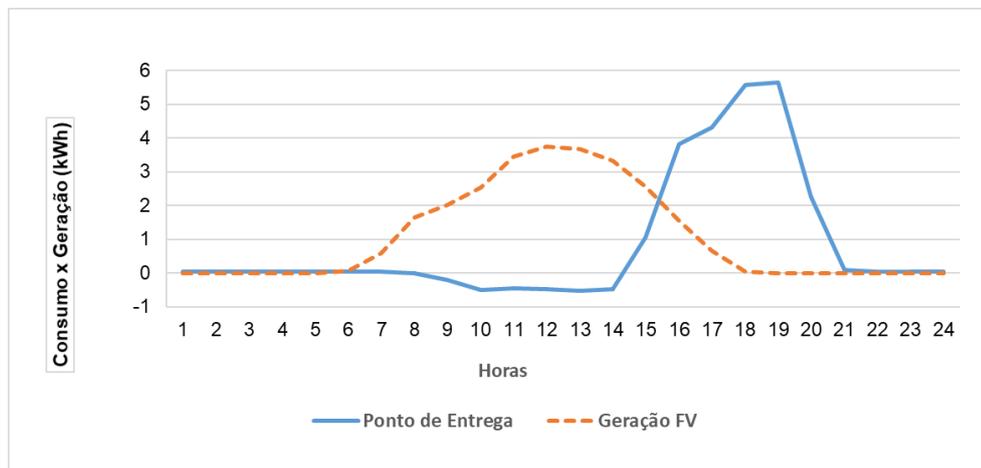
Figura 23 - Perfil típico diário de geração de FV para dias uteis – Consumidor B.



Fonte: Elaborado pelo autor

Vale salientar que a obtenção da curva de geração FV do inversor, neste caso, apresentou o propósito de se traçar a curva de carga da UC, já que durante as medições existia o autoconsumo não registrado no ponto de entrega medido. Nesta situação, o período de medição não é influenciado pela sazonalidade da irradiação solar, já que a curva de carga obtida faz parte do perfil de consumo típico da UC. Sendo assim, através da Figura 24 verifica-se a junção gráfica comparativa das Figuras 22 e 23, possibilitando visualizar o perfil diário nos dias úteis em relação ao consumo de energia da concessionária, a produção do sistema FV e o período que se fornece energia para rede.

Figura 24 - Perfil diário nos dias úteis em relação ao consumo de energia e geração – Consumidor B.



Fonte: Elaborado pelo autor

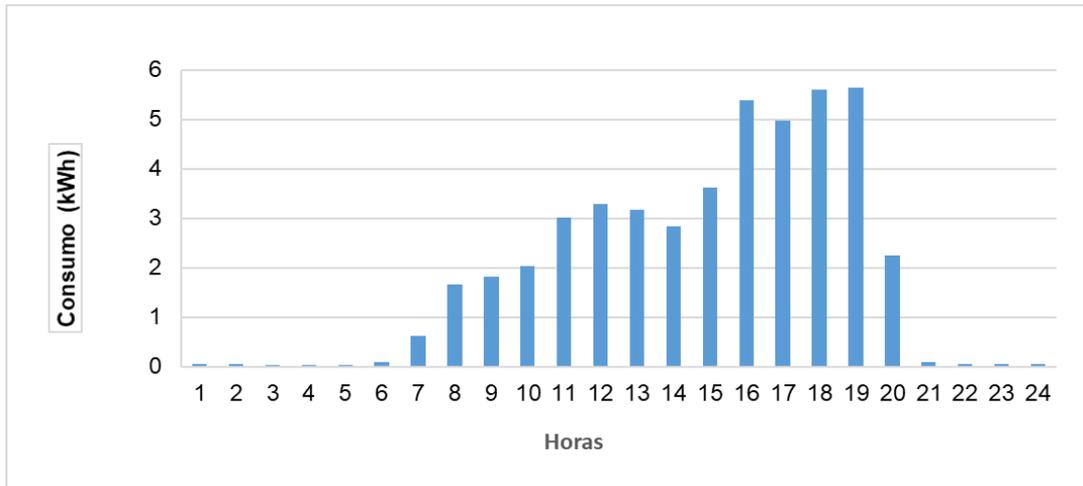
A demanda de energia da unidade é 100% suprida pela geração no período de 06h às 15h, caracterizando consumo local. Considerando todo o período, 44,34% da demanda de energia da instalação é atendida pela geração FV. Além disso, verifica-se que a maior concentração da energia elétrica fornecida pela concessionária acontece no período de 16h às 21h, compreendendo o período intermediário (I) de pico (P) do sistema.

De posse dos dados do perfil típico de demanda média de energia para os dias úteis ($D_{energia,tip}$) conforme a Figura 23 e Geração FV ($D_{Geração,pv}$) da Figura 24, ambos em (kWh), obtém-se a curva de carga da instalação sem o sistema FV por meio de (15).

$$D_{curva,carga} = D_{energia,tip} - D_{Geração,pv}. \quad (15)$$

Logo, o resultado do perfil diário, em dias úteis, da demanda de energia do consumidor sem o sistema FV é apresentado na Figura 25.

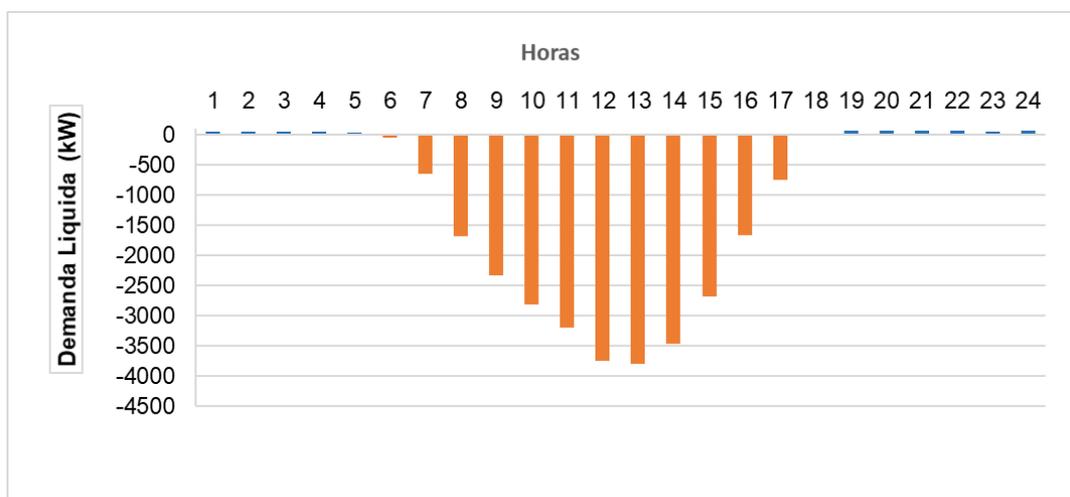
Figura 25 - Perfil diário da demanda de energia sem o sistema FV – Consumidor B.



Fonte: Elaborado pelo autor

O consumidor apresenta 46,49% do consumo no período de 16h às 19h, momento este compreendido entre o período intermediário e de pico do sistema. Durante os finais de semana consideramos a demanda de energia desprezível em relação aos dias úteis, já que a relação entre o consumo médio diário de energia entre os dois períodos da semana é 2,7%. Dessa forma, praticamente toda a energia produzida pela geração FV é injetada na rede da concessionária. A curva de carga típica de geração FV injetada nos finais de semana é representada por 6 amostras reais que resultam no perfil típico diário de geração de energia horária conforme a Figura 26. Observa-se, no período de 18h às 06h do dia seguinte, o baixo consumo advindo da concessionária, característica típica de um consumidor comercial.

Figura 26 - Perfil de curva de carga nos finais de semana – Consumidor B.

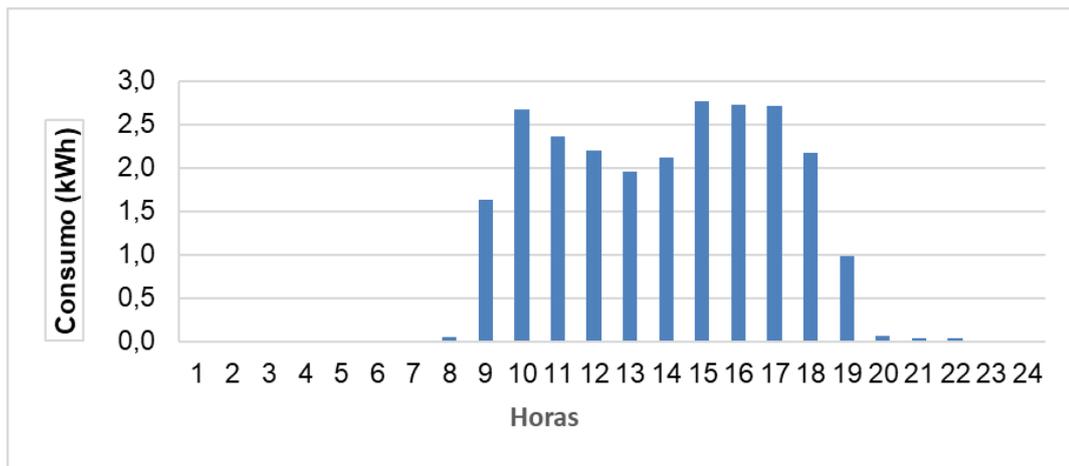


Fonte: Elaborado pelo autor

5.3.3 Consumidor C

Conforme dados coletados, a curva de carga é representada por 15 amostras reais que resultam no perfil típico de consumo médio de energia horária para os dias úteis de um consumidor com proposta de instalação de geração FV, apresentada na Figura 27.

Figura 27 - Perfil de curva de carga em dias úteis – Consumidor C.



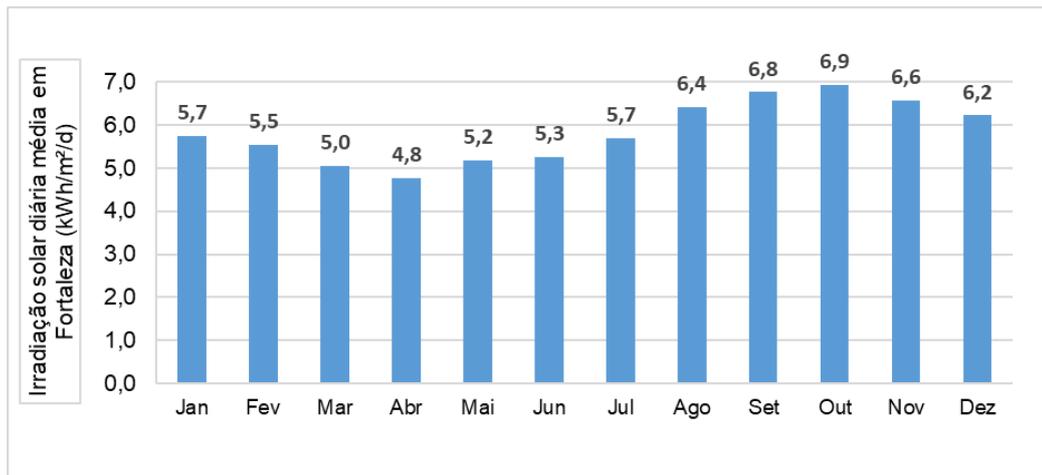
Fonte: Elaborado pelo autor

A partir do perfil obtido na Figura 27, observa-se que o consumidor apresenta 24,21% do consumo no período das 16h às 19h, momento este compreendido entre o período intermediário (I) e de pico (P) do sistema. Durante os finais de semana considerou-se a demanda desprezível em relação aos dias úteis, já que a relação entre o consumo médio diário entre os dois períodos da semana é 0,51%. Em relação aos consumidores “B” e “C” com atividade comercial avaliados até o momento, verifica-se que, durante os finais de semana, há um relativo consumo baixo de energia e dessa forma a energia gerada nesse período possui alto potencial de armazenamento e utilização posterior nos períodos com valor da tarifa mais elevada.

5.4 Recursos Renováveis

Os dados de irradiação Global Horizontal Mensal foram obtidos através dados históricos no *HOMER Pro* considerando o ponto de obtenção as coordenadas geográficas de Fortaleza abrangendo as características mensal/sazonal da irradiação solar para compor as simulações durante todo o período em estudo (25 anos de projeto). As informações obtidas são apresentadas na Figura 28.

Figura 28 – Média Mensal da Irradiação Global Horizontal Diária.



Fonte: HOMER Pro, 2020.

Tais informações foram utilizadas pelo *software* de simulação para compor a estimativa de dimensionamento do sistema FV envolvidos nos estudos de casos.

5.5 Tecnologias de Geração FV e Armazenamento

A seguir são apresentadas as características técnicas e econômicas dos equipamentos como módulos FV, sistema de armazenamento e inversor os quais foram utilizados na simulação.

5.5.1 Módulo Fotovoltaico

As características técnicas e operacionais específicas do módulo FV, em relação à UC com sistema FV (Consumidor B), são apresentadas conforme a Tabela 9. Dessa forma, o módulo instalado possui célula policristalina de marca Ja Solar, modelo JAP72S01-330, considerando a escolha das especificações e marca conforme consulta do equipamento instalado no prosumidor.

Tabela 9 - Características do módulo FV modelo JAP72S01-330.

Características	Valores
Célula Policristalino	JAP72S01-330
Potência máxima (Wp)	330
Tensão nominal (V)	37,38
Corrente nominal (A)	8,83
Tensão circuito aberto (Voc)	42,68
Corrente de curto circuito (A)	9,42
Número de células	72
Dimensão (mm)	1960 x 991 x 40
Tensão máxima de operação (V)	1000
Eficiência do painel (%)	17
Vida útil (anos)	30

Fonte: Adaptado de VESA, 2020

Dessa forma, foram utilizadas as mesmas características técnicas dos módulos FV nas simulações nos consumidores “A” e “C” com o propósito de comparação.

5.5.2 Sistema de Armazenamento

O sistema de armazenamento utilizado na presente dissertação foi por baterias estacionárias de 12V, livre de manutenção, marca Trojan, modelo SSIG12170 e capacidade de 170Ah, conforme escolha, referência e características da aplicação no próprio *software* de simulação. As características técnicas e operacionais específicas da bateria são mostradas na Tabela 10.

Tabela 10 - Características da bateria modelo SSIG12170.

Características	Valores
Corrente máxima de carga (A)	30
Tensão de carga (V)	14,7
Corrente máxima de descarga (A)	170
Limite de tensão de descarga (V)	11.51
Tensão média de descarga (V)	12,15
Vida útil em flutuação (anos)	7
Profundidade de Descarga	20%

Fonte: Adaptado de Moura, 2020

O *software* simulou a modelagem adequada da bateria por meio de suas características técnicas e operacionais propondo a quantidade máxima a ser instalada.

5.5.3 Inversor

As características técnicas e operacionais específicas do inversor, em relação à UC com sistema FV, são apresentadas conforme a Tabela 11. Dessa forma, o inversor indicado é da marca GOODWE, modelo GW5000-EH. A marca escolhida representa uns dos maiores fabricantes globais de inversores híbridos, conforme Canal Solar (2020).

Tabela 11 - Características do inversor modelo GW5000-EH.

Características	Valores
Potência Nominal (W)	5000
Eficiência (%)	97,6
Capacidade de inversão (%)	100
Vida útil (anos)	15

Fonte: Adaptado de GOODWE, 2021b.

Em relação à escolha do inversor, para os consumidores “A” e “C”, sem sistema FV, foi necessário aplicar conforme (14) para determinar a capacidade máxima do sistema. Para ambos os casos são considerados o valor de $(TD)=0,75$ e $(I_d)=5,84$ kWh/m²/dia, obtido na base de dados do *HOMER Pro*, bem como os valores de (Ed) , após incluir no programa as informações de demanda dos consumidores. Em relação ao consumidor “A” o valor de $(Ed)=228,4$ kWh/dia, logo:

$$P_{picoA} = \frac{228,4 \text{ kWh/dia}}{0,75 * 5,84 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}} * 1000 \text{ W/m}^2$$

$$P_{picoA} = 52,14 \text{ kWp}$$

Dessa forma, foi escolhido o inversor de marca GOODWE, modelo GW10K-ET, trifásico, sendo suas características técnicas e operacionais específicas apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 - Características do inversor modelo GW10K-ET.

Características	Valores
Potência (kW)	10
Eficiência (%)	98,2
Capacidade de inversão (%)	100
Vida útil (anos)	15

Fonte: Adaptado de GOODWE, 2021b.

O *software* simulou a modelagem adequada do inversor por meio de suas características técnicas e operacionais conforme a definição da quantidade máxima de inversores a serem alocados no sistema.

Em relação ao consumidor “C” o valor de $(Ed)=17,58$ kWh/dia, logo:

$$P_{picoB} = \frac{17,58 \text{ kWh/dia}}{0,75 * 5,84 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}} * 1000 \text{ W/m}^2$$

$$P_{picoB} = 4,01 \text{ kWp}$$

Dessa forma, foi utilizado o mesmo inversor do consumidor “B”, sendo as características técnicas e operacionais específicas apresentadas na Tabela 11.

5.5.4 Dados Financeiros dos Equipamentos

Para a realização das simulações foi considerada uma taxa anual de juros de 8% prevista para o ano de 2021 conforme dados do Banco Central do Brasil (BCB, 2021), previsões consultadas na quinzena de setembro/2021, com cenário econômico referenciado a dezembro de 2021 para composição das simulações deste trabalho. Para uma garantia mínima de retorno do investimento, que compense a taxa anual de juros referenciado, foi também considerada uma taxa de desconto no valor de 8% para o mesmo ano. Os valores dos componentes envolvidos como baterias, inversor e painéis FV foram obtidos através de pesquisa de mercado com valores médios praticados na atualidade, bem como os custos com reposição, operação e manutenção do sistema, conforme podem ser verificados na Tabela 13. A duração do projeto considerada é de 25 anos.

Tabela 13 - Dados financeiros dos equipamentos envolvidos.

Variável Econômica	Trojan SSIG 12 170	Módulo FV	Inversor	
		Ja Solar JAP72S01-330	GOODWE GW5000-EH	GOODWE, GW10K-ET
Custo com equipamento (R\$)	1.392,81	810,17	9348,15	11.233,47
Custo com instalação (R\$)	417,84	243,05	2.804,43	3.370,04
Custos com Reposição (R\$)	1.392,81	-	9.348,15	11.233,47
Custos com Operação Manutenção (R\$)	-	8,11	-	-

Fonte: Fabricantes

Em relação aos custos de reposição dos equipamentos (Bateria e Inversor), considerou-se o valor praticado atualmente conforme a associação da vida útil dos mesmos, com exceção dos módulos FV, pois estima-se que estes serão utilizados durante toda vida útil do projeto, salvo por substituição por defeito, situação a ser desconsiderado nas simulações. No que diz respeito aos custos com manutenção, somente os módulos FV farão parte da estimativa, devido a necessidade de mão de obra semestral para realização de limpeza, onde considerou-se esse custo em 1% do valor dos módulos no ano.

O custo de instalação do sistema representará 30,2% do custo total, conforme levantamento realizado dos valores médio dos equipamentos e de instalação, com preços praticados em junho/20 para um sistema de 4kWp (GREENER, 2020).

Em específico, no que diz respeito aos custos dos inversores híbridos *on-grid* no mercado internacional, até o momento dessa pesquisa, apresentam-se similares aos custos de se empregar os inversores *on-grid* já utilizados no mercado brasileiro, inclusive com a aplicação dos impostos de importação em torno de 14% sobre o preço do equipamento (FORBES, 2021; SOLARYOURS, 2021). A seguir são apresentados os parâmetros das simulações e avaliação de resultados com base nas variáveis de entradas apresentadas no capítulo 6.

6 ANÁLISE DE RESULTADOS

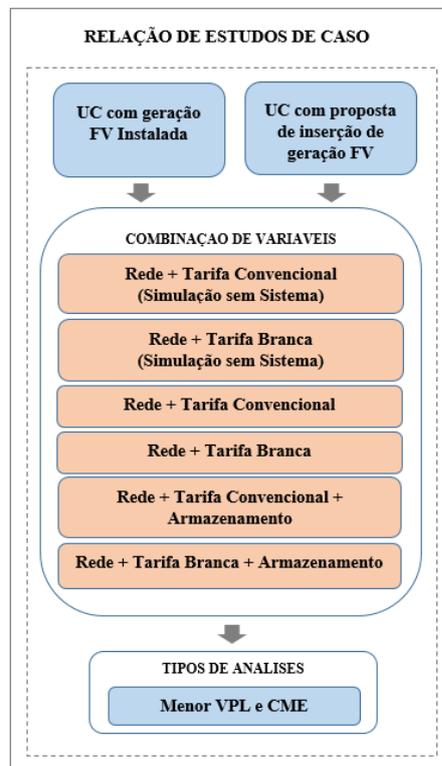
A seguir são apresentados os parâmetros das simulações e avaliação de resultados com base nas variáveis de entradas apresentadas no capítulo 5. A proposta é avaliar se existe viabilidade financeira no uso da Tarifa Branca em conjunto com a geração FV e armazenamento de energia por meio do uso do GLD para os 3 estudos de casos apresentados.

6.1 Parâmetros da simulação computacional

Para a execução de diferentes formas de associação dos recursos renováveis com as instalações do micro gerador são analisados 18 cenários diferentes, incluindo na simulação os parâmetros econômicos referentes a vida útil do projeto, custos de manutenção e capital investido; e características tecnológicas dos equipamentos utilizados na geração FV referentes aos painéis fotovoltaicos, bateria e inversor.

Na Figura 29, é apresentado a relação dos cenários de simulação para os dois estudos de casos propostos.

Figura 29 - Representação dos cenários propostos.



Fonte: Elaborado pelo autor

Após a finalização do processo de simulação, o programa classifica os resultados por meio do custo médio de energia ($CME = COE_{unit}$) de forma a representar a média do custo por kWh consumido, seja este gerado pelo sistema FV ou consumido da rede da distribuidora local. Além disso, é classificado o valor presente líquido ($VPL = NPC$) como forma de análise de viabilidade financeira do projeto de geração FV com ou sem armazenamento. Neste caso, o valor do investimento é projetado para o valor presente tornando as comparações dos cenários na mesma base de análise.

Em relação aos consumidores envolvidos no estudo de caso, foram simulados e avaliados conforme a estrutura apresentada na Figura 29 e discriminados a seguir:

a) Consumidor “A” e “C” com proposta de instalação de geração FV

- Utilizando a tarifa branca e convencional

Associação 1: Rede (Sem geração FV)

Associação 2: Rede + Geração FV Proposta

Associação 3: Rede + Armazenamento + Geração FV Proposta

b) Consumidor “B” com geração FV instalada

- Utilizando a tarifa branca e convencional

Associação 4: Rede (Sem geração FV)

Associação 5: Rede + Geração FV instalada

Associação 6: Rede + Armazenamento + Geração FV instalada

6.2 Análise de viabilidade financeira na utilização da tarifa Branca em conjunto com geração FV e armazenamento.

Para análise de custos da utilização da tarifa branca em conjunto com a geração FV e armazenamento foram realizadas 18 simulações a partir dos 3 consumidores analisados. As curvas de cargas inseridas no programa são apresentadas no item 5.3, o recurso solar no item 5.4, as tecnologias de Geração FV e Armazenamento e dados financeiros dos equipamentos no item 5.5. Todos os dados foram associados com a representação dos cenários conforme a Figura 29.

A análise financeira é realizada de tal forma que o principal fator analisado seja o VPL, pois este parâmetro é uma variável que indica a viabilidade financeira do projeto de

geração FV com ou sem armazenamento, capaz de ponderar a viabilidade da instalação, já que sistemas mais baratos proporcionam um menor tempo de retorno de investimento do projeto e conseqüentemente maior lucro por parte do consumidor.

O custo médio da energia elétrica é outro fator capaz de avaliar a instalação, pois este parâmetro é uma variável que indica quanto o custo do kWh será reduzido, em média, com os investimentos realizado no projeto, ou seja, o investimento em geração FV gera um sistema compensativo capaz de reduzir o custo da energia de acordo com a produção.

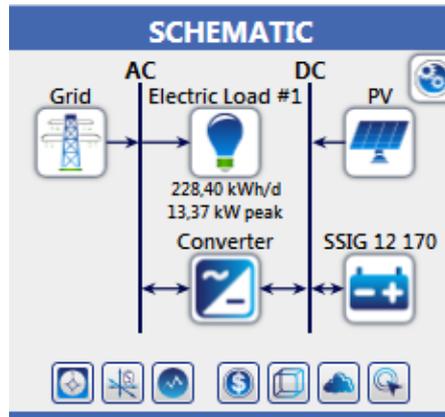
Em todas as simulações, as ilustrações referentes à topologia utilizada contêm os componentes do sistema avaliado, representados pela rede elétrica da concessionária (*Grid*), a representação da carga utilizada (*Electric Load*), o inversor do sistema FV (*Converter*), o Módulo FV utilizado (*PV*) e o banco de baterias de referência (*SSIG 12 170*). No que diz respeito aos resultados categorizados apresentados nas figuras das simulações, tem-se os componentes da arquitetura envolvida (*Architecture*) composto pelos mesmos elementos da topologia utilizada. Além disso, são apresentadas as variáveis de análises de custo (*Cost*) envolvendo o VPL (*NPC*) e o CME (*COE*), o capital inicial do projeto (*Initial Capital*) e o custo operacional (*Operating Cost*), este último considera os custos de energia utilizada da concessionária e de manutenção do sistema.

O principal objetivo da simulação é verificar a viabilidade financeira da realização do deslocamento de carga, ou seja, o armazenamento (compra) e utilização (venda) de energia da rede em horários favoráveis economicamente, a fim de se obter o melhor VPL do sistema.

6.2.1 Simulações do Consumidor A

Para as simulações do consumidor “A”(Múltiplas UC's sem geração FV) foi utilizada a curva de carga para dias úteis conforme a Figura 20, e a curva de carga para sábados, domingos e feriados, de acordo com a Figura 21. O consumidor possui um perfil de carga de 228,40 kWh/dia conectado à rede elétrica de distribuição local. Após inserir as tecnologias de GD, o preço e a quantidade de cada um, se calcula a melhor alternativa. Na Figura 30 pode ser visualizada a topologia utilizada nas simulações.

Figura 30 - Topologia utilizada para o consumidor “A”.



Fonte: Software HOMER Pro

Dessa forma, nas Figuras 31 e 32, são apresentados os resultados categorizados nas simulações no *HOMER Pro*, para a tarifa branca e convencional, respectivamente.

Figura 31 - Resultados categorizados do Consumidor “A” – Tarifa Branca.

Architecture							Cost				
⚠	🏠	🔋	☀️	🔄	PV (kW)	SSIG 12 170	Converter (kW)	COE (R\$)	NPC (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
					54,5	26	60,0	R\$ 0,304	R\$ 1,03M	R\$ 28.882	R\$ 308.479
								R\$ 0,530	R\$ 1,10M	R\$ 44.144	R\$ 0,00
					54,5		60,0	R\$ 0,305	R\$ 1,11M	R\$ 33.857	R\$ 261.402
						26	60,0	R\$ 0,599	R\$ 1,25M	R\$ 44.586	R\$ 134.698

Fonte: Software HOMER Pro

Figura 32 - Resultados categorizados do Consumidor “A” – Tarifa Convencional.

Architecture							Cost				
⚠	🏠	🔋	☀️	🔄	PV (kW)	SSIG 12 170	Converter (kW)	COE (R\$)	NPC (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
					54,5		60,0	R\$ 0,301	R\$ 1,09M	R\$ 33.259	R\$ 261.402
					54,5	26	60,0	R\$ 0,302	R\$ 1,09M	R\$ 31.423	R\$ 308.479
								R\$ 0,546	R\$ 1,14M	R\$ 45.518	R\$ 0,00
						26	60,0	R\$ 0,617	R\$ 1,29M	R\$ 46.018	R\$ 134.698

Fonte: Software HOMER Pro

Na Tabela 14 são apresentados o resumo e classificação geral das simulações com as configurações do sistema utilizando a Tarifa Branca e Convencional, de forma a facilitar a visualização dos resultados e análises.

Tabela 14 – Simulação do consumidor A.

Tipo de configuração	Tarifa	VPL	CME
Rede + Armazenamento + Geração FV Proposta	Branca	R\$1.030.530,00	0,304
Rede + Geração FV Proposta	Convencional	R\$1.092.876,00	0,301
Rede + Armazenamento + Geração FV Proposta	Convencional	R\$1.094.053,00	0,301
Rede (Sem geração FV)	Branca	R\$1.103.604,00	0,529
Rede + Geração FV Proposta	Branca	R\$1.107.837,00	0,305
Rede (Sem geração FV)	Convencional	R\$1.137.946,00	0,546

O *HOMER Pro* realiza as simulações para todas as quantidades de equipamentos e apresenta os melhores resultados do VPL e CME. Pela análise das informações da Tabela 14, classificadas em ordem de maior viabilidade financeira, a melhor configuração apresentada é referente à Rede + Armazenamento + Geração FV Proposta, utilizando tarifa branca, pois é a que apresenta o menor VPL (R\$ 1.030.530,00) e com CME (0,304 R\$/kWh) dentre todas as opções simuladas relativos aos 25 anos de projeto. A configuração Rede + Geração FV Proposta, utilizando a tarifa convencional, possui o segundo melhor resultado com VPL (R\$1.092.876,00) e CME (0,301 R\$/kWh). O pior resultado utiliza somente a rede da concessionária, considerado a base de comparação geral de todas as simulações, onde apresenta um VPL (R\$1.137.946,00) e CME (0,546 R\$/kWh).

Dessa forma, constata-se que caso seja acrescentado armazenamento em um sistema de geração FV sob tarifa branca, o VPL e o CME reduzem-se em 6,98% e 0,33%, respectivamente, em relação à configuração Rede + Geração FV Proposta, este último sem armazenamento, sob o mesmo regime tarifário. Comparando com o pior resultado, temos uma redução do VPL e o CME em 9,44% e 44,32%. Dessa forma, tal configuração em que se acrescenta armazenamento em conjunto com a geração FV, regime de tarifa branca, torna-se vantajosa para este consumidor avaliado.

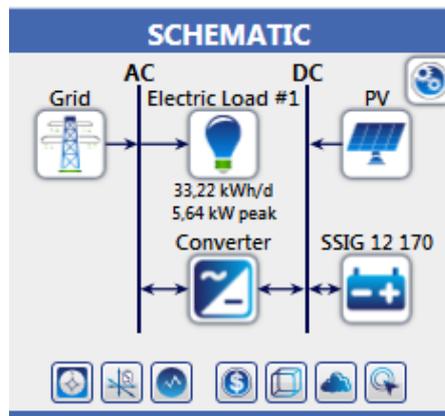
Um dos pontos de interesse nesta simulação e nos casos seguintes é a possibilidade de avaliar economicamente, dentre todas as opções existentes, o uso do armazenamento, de forma a possibilitar a compra de energia no período fora da ponta com preço de 0,456 R\$/kWh e armazenar essa energia no banco de baterias para consumir no período de ponta onde preço é de 1,166 R\$/kWh. Assim, o propósito é utilizar essa configuração de forma a comprar energia da concessionária na baixa e vender a energia gerada na alta, reduzindo VPL e CME. É importante salientar novamente que os investimentos para aquisição do sistema somados aos custos de operação e manutenção

devem ser amortizados conforme a taxa anual considerada (juro real) durante todo tempo do projeto, que nesta simulação é de 25 anos.

6.2.2 Simulações do Consumidor B

Para as simulações do consumidor “B” (UC com geração FV) foi utilizada a curva de carga para dias úteis conforme a Figura 25; a curva de carga para sábados, domingos e feriados não foi considerada devido à característica de baixo consumo nesses períodos. O consumidor possui um perfil de carga de 33,22 kWh/dia conectado à rede elétrica da distribuidora local. Após inserir as tecnologias de GD, o preço e a quantidade de cada um, se calcula a melhor alternativa. Na Figura 33 pode ser visualizada a topologia utilizada nas simulações.

Figura 33 - Topologia utilizada para o consumidor “B”.



Fonte: Software HOMER Pro

Dessa forma, nas das Figuras 34 e 35, são apresentados os resultados categorizados nas simulações no HOMER Pro, para a tarifa branca e convencional, respectivamente.

Figura 34 - Resultados categorizados do Consumidor “B” – Tarifa Branca.

Architecture							Cost			
	PV (kW)	SSIG 12 170	Grid (kW)	Converter (kW)	COE (R\$)	NPC (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)		
	5,28	26	100	5,00	R\$ 0,579	R\$ 186.547	R\$ 4.419	R\$ 76.081		
	5,28		100	5,00	R\$ 0,508	R\$ 209.196	R\$ 7.208	R\$ 29.004		
			100		R\$ 0,749	R\$ 226.908	R\$ 9.076	R\$ 0,00		
		26	100	5,00	R\$ 0,814	R\$ 246.862	R\$ 7.505	R\$ 59.229		

Fonte: Software HOMER Pro

Figura 35 - Resultados categorizados do Consumidor “B” – Tarifa Convencional.

Architecture						Cost				
	PV (kW)	SSIG 12 170	Grid (kW)	Converter (kW)	COE (R\$)	NPC (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)		
	5,28		100	5,00	R\$ 0,350	R\$ 140.260	R\$ 4.450	R\$ 29.004		
	5,28	26	100	5,00	R\$ 0,353	R\$ 141.437	R\$ 2.614	R\$ 76.081		
			100		R\$ 0,546	R\$ 165.510	R\$ 6.620	R\$ 0,00		
		26	100	5,00	R\$ 0,617	R\$ 186.942	R\$ 5.108	R\$ 59.229		

Fonte: Software HOMER Pro

Na Tabela 15 são apresentados o resumo e classificação geral das simulações com as configurações do sistema utilizando a Tarifa Branca e Convencional, de forma a facilitar a visualização dos resultados e análises.

Tabela 15 - Simulação do consumidor B.

Tipo de configuração	Tarifa	VPL	CME
Rede + Geração FV Instalada	Convencional	R\$140.260,30	0,350
Rede + Armazenamento + Geração FV Instalada	Convencional	R\$141.437,20	0,353
Rede (Sem geração FV)	Convencional	R\$165.510,30	0,546
Rede + Armazenamento + Geração FV Instalada	Branca	R\$186.547,40	0,579
Rede + Geração FV Instalada	Branca	R\$209.196,20	0,508
Rede (Sem geração FV)	Branca	R\$226.907,70	0,749

O *HOMER Pro* realiza as simulações para todas as quantidades de equipamentos e apresenta os melhores resultados do VPL e CME. Pela análise das informações apresentada na Tabela 15, classificadas em ordem de maior viabilidade financeira, a melhor configuração apresentada é referente à Rede + Geração FV Instalada, utilizando a tarifa convencional, pois é a que apresenta o menor VPL (R\$140.260,30) e com CME (0,350 R\$/kWh) dentre todas as opções simuladas, relativos aos 25 anos de projeto. A configuração Rede + Armazenamento + Geração FV instalada, utilizando a tarifa convencional, possui o segundo melhor resultado com VPL (R\$141.437,20) e CME (0,353 R\$/kWh). O pior resultado utiliza somente a rede da concessionária sob tarifa branca, considerada a base de comparação geral de todas as simulações, apresentando um VPL (R\$226.907,70) e CME (0,749 R\$/kWh). No caso da configuração Rede + Armazenamento + Geração FV instalada, sob o regime de tarifa branca, obteve-se o 4º pior resultado com VPL (R\$186.547,40) e CME (0,579 R\$/kWh).

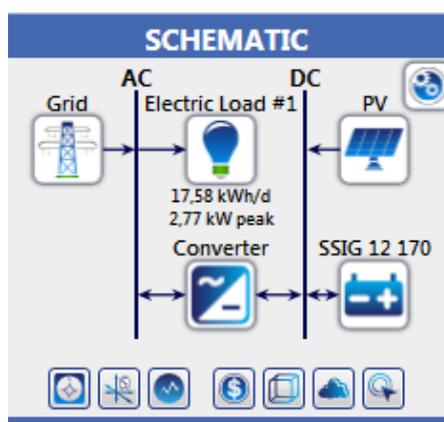
Dessa forma, constata-se que caso seja acrescentado armazenamento em um sistema de geração FV sob tarifa branca, o VPL reduz-se em 10,83% e o CME aumenta em 13,98%, respectivamente, em relação à configuração Rede + Geração FV Instalada, este

último sem armazenamento, sob o mesmo regime tarifário. Comparando com o pior resultado, é observada uma redução do VPL e o CME em 17,79% e 22,70%. Apesar da avaliação da inclusão do armazenamento ao sistema FV ser vantajosa sob este mesmo regime tarifário, observou-se que a viabilidade predominante é referente ao melhor resultado dentre todas as simulações quando se utiliza Rede + Geração FV Instalada sob o regime de tarifa convencional, pois há uma redução superior do VPL e o CME em 38,19% e 53,27% em relação ao pior resultado, respectivamente. Dessa forma, a configuração Rede + Armazenamento + Geração FV sob regime de tarifa branca torna-se desvantajosa para este consumidor avaliado, sendo descartada o uso de armazenamento ao sistema FV.

6.2.3 Simulações do Consumidor C

Para as simulações do consumidor “C”(UC sem geração FV) foi utilizada a curva de carga para dias úteis conforme a Figura 27; a curva de carga para sábados, domingos e feriados não foi considerada devido à característica de baixo consumo nesses períodos. O consumidor possui um perfil de carga de 2,77 kWh/dia conectado à rede elétrica de distribuição local. Após inserir as tecnologias de GD, o preço e a quantidade de cada um, se calcula a melhor alternativa. Na Figura 36 pode ser visualizada a topologia utilizada nas simulações.

Figura 36 - Topologia utilizada para o consumidor “C”.



Fonte: *Software HOMER Pro*

Dessa forma, através das Figuras 37 e 38, são apresentados os resultados categorizados nas simulações no *HOMER Pro*, para a tarifa branca e convencional, respectivamente.

Figura 37 - Resultados categorizados do Consumidor “C” – Tarifa Branca.

Architecture							Cost			
PV (kW)	SSIG 12 170	Grid (kW)	Converter (kW)	COE (R\$)	NPC (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)			
4,17	19	100	5,00	R\$ 0,451	R\$ 82.880	R\$ 920,64	R\$ 59.864			
4,17		100	5,00	R\$ 0,408	R\$ 100.922	R\$ 3.018	R\$ 25.461			
		100		R\$ 0,656	R\$ 105.311	R\$ 4.212	R\$ 0,00			
	19	100	5,00	R\$ 0,781	R\$ 125.346	R\$ 3.152	R\$ 46.555			

Fonte: Software HOMER Pro

Figura 38 - Resultados categorizados do Consumidor “C” – Tarifa Convencional.

Architecture							Cost			
PV (kW)	SSIG 12 170	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	COE (R\$)	NPC (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)		
4,17		100	5,00	CC	R\$ 0,311	R\$ 76.924	R\$ 2.059	R\$ 25.461		
4,17	19	100	5,00	CC	R\$ 0,315	R\$ 77.784	R\$ 716,81	R\$ 59.864		
		100		CC	R\$ 0,546	R\$ 87.588	R\$ 3.504	R\$ 0,00		
	19	100	5,00	CC	R\$ 0,678	R\$ 108.702	R\$ 2.486	R\$ 46.555		

Fonte: Software HOMER Pro

Na Tabela 16 são apresentados o resumo e classificação geral das simulações com as configurações do sistema utilizando a Tarifa Branca e Convencional, de forma a facilitar a visualização dos resultados e análises.

Tabela 16 - Simulação do consumidor C.

Tipo de configuração	Tarifa	VPL	CME
Rede + Geração FV Proposta	Convencional	R\$76.924,02	0,311
Rede + Armazenamento + Geração FV Proposta	Convencional	R\$77.784,07	0,315
Rede + Armazenamento + Geração FV Proposta	Branca	R\$82.879,88	0,451
Rede (Sem geração FV)	Convencional	R\$87.587,95	0,546
Rede + Geração FV Proposta	Branca	R\$100.922,00	0,408
Rede (Sem geração FV)	Branca	R\$105.311,00	0,656

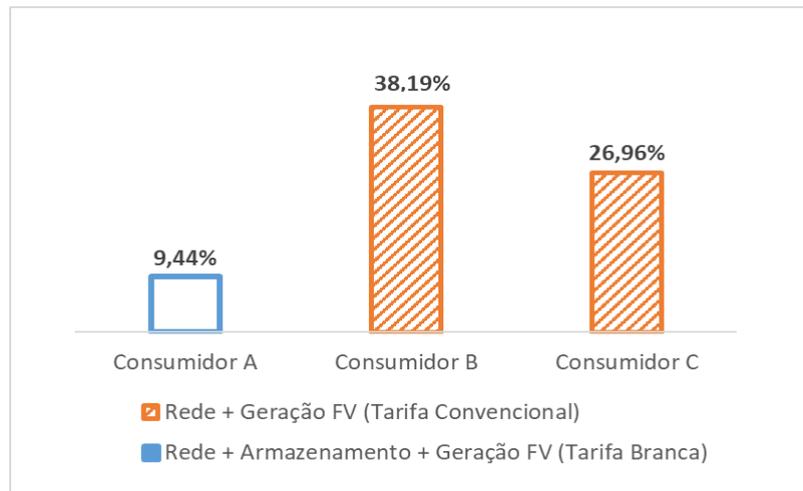
O *HOMER Pro* realiza as simulações para todas as quantidades de equipamentos e apresenta os melhores resultados do VPL e CME. Pela análise das informações apresentadas na Tabela 14, classificadas em ordem de maior viabilidade financeira, a melhor configuração apresentada é referente à Rede + Geração FV Proposta, utilizando a tarifa convencional, pois é a que apresenta o menor VPL (R\$76.924,02) e com CME (0,311 R\$/kWh) dentre todas as opções simuladas, relativos aos 25 anos de projeto. A configuração Rede + Armazenamento +

Geração FV Proposta, utilizando a tarifa convencional, possui o segundo melhor resultado com VPL (R\$77.784,07) e CME (0,315 R\$/kWh). O pior resultado utiliza somente a rede da concessionária sob tarifa branca, considerada a base de comparação geral de todas as simulações, apresentando um VPL (R\$105.311,00) e CME (0,656 R\$/kWh). No caso da configuração Rede + Armazenamento + Geração FV Proposta, sob o regime de tarifa branca, obteve-se o 3º pior resultado com VPL (R\$82.879,88) e CME (0,451 R\$/kWh).

Dessa forma, constata-se que caso seja acrescentado armazenamento em um sistema de geração FV sob tarifa branca, o VPL reduz-se em 17,88% e o CME aumenta-se em 10,54%, respectivamente, em relação à configuração Rede + Geração FV Proposta, este último sem armazenamento, sob o mesmo regime tarifário. Comparando com o pior resultado, tem-se uma redução do VPL e o CME em 21,30% e 31,25%. Apesar da avaliação da inclusão do armazenamento ao sistema FV ser vantajosa sob este mesmo regime tarifário, observou-se que a viabilidade predominante é referente ao melhor resultado dentre todas as simulações quando se utiliza Rede + Geração FV Proposta sob o regime de tarifa convencional, pois há uma redução superior do VPL e o CME em 26,96% e 52,59%, respectivamente. Dessa forma, a configuração Rede + Armazenamento + Geração FV sob regime de tarifa branca torna-se desvantajosa para este consumidor avaliado, sendo descartada o uso de armazenamento ao sistema FV.

Avaliando o VPL entre os consumidores envolvidos nos estudos de casos, pode-se observar na Figura 39, que o consumidor “B” e “C” apresentam melhoria máxima de 38,19% e 26,96% no VPL, respectivamente, quando se utiliza Rede + Geração FV sob regime de tarifa convencional em relação ao pior resultado apresentado para cada caso. Apesar do ganho relativo, tais consumidores não apresentam viabilidade financeira de se utilizar armazenamento com geração FV sobre o regime de Tarifa Branca. Já o consumidor “A” é viável economicamente para a utilização dessa topologia, apesar da redução do VPL ser inferior aos outros casos, sendo de 9,44% em relação ao pior resultado da simulação.

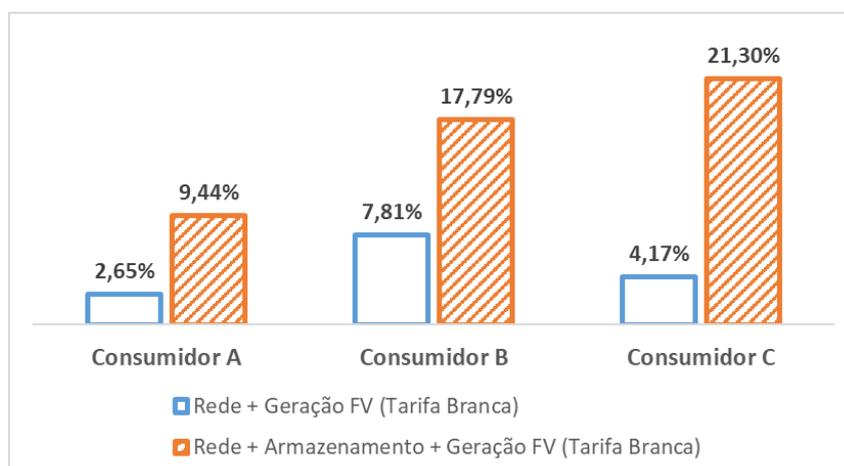
Figura 39 - Redução máxima do VPL dos consumidores avaliados.



Fonte: Elaborado pelo autor

A análise anterior envolveu todas as topologias utilizadas e regimes tarifários existentes, identificando o consumidor que possui viabilidade financeira de utilizar armazenamento sobre o regime de tarifa branca, objeto de nosso interesse. Pode-se também avaliar o contexto em que todos os consumidores apresentam sistema FV instalado utilizando a tarifa branca e que seja acrescentado armazenamento em cada um dos casos. Dessa forma, pode-se validar se o acréscimo de baterias é viável na mesma topologia entre os casos estudados. Na Figura 40 é apresentada os valores percentuais referentes à melhoria do VPL em relação ao pior caso em cada UC com a adição do armazenamento. Verificou-se que houve melhoria com o percentual de redução do VPL, conforme pode ser observado nas barras “vazia” e “tracejada”, associadas a cada estudo de caso, utilizando o mesmo regime tarifário.

Figura 40 - Redução do VPL no sistema FV com a adição de armazenamento.



Fonte: Elaborado pelo autor

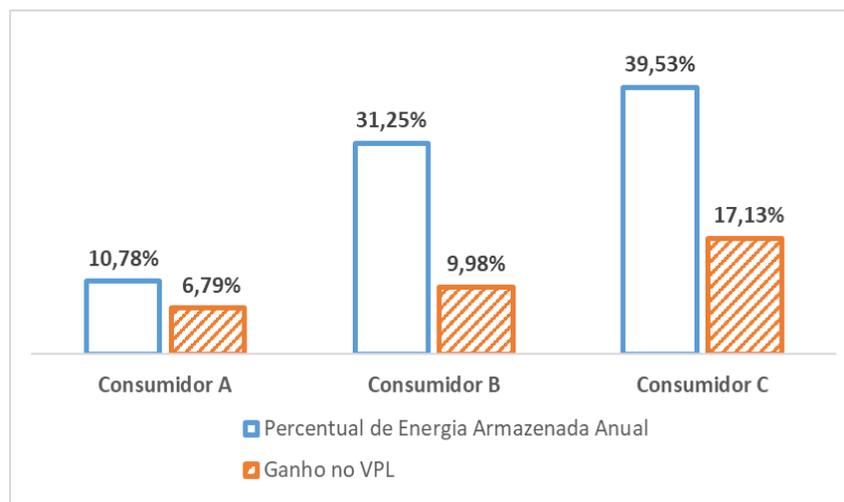
Em termos de análise energética do sistema, avalia-se também o percentual de energia armazenada anualmente para cada um dos consumidores, de forma a correlacionar as melhorias no VPL apresentadas na Figura 40. A partir dos dados de simulação no *HOMER Pro*, na Tabela 17 é apresentada a geração anual e a energia acumulada no banco de baterias para cada um dos casos.

Tabela 17 - Dados de Energia anual dos consumidores.

Dados de Energia	Consumidor A	Consumidor B	Consumidor C
Geração FV Anual (KWh/ano)	90.870	9.561	6.594
Energia Armazenada Anual (KWh/ano)	9.792	2.988	2.606

De posse dessas informações obtém-se o percentual de energia armazenada anualmente em cada caso através da relação entre Energia Armazenada Anual e a Geração FV Anual, ambos em KWh/ano. Os ganhos do VPL na adição do armazenamento para cada caso são obtidos por meio dos dados da Figura 40, considerando a diferença entre o ganho na topologia Rede + Armazenamento + Geração FV (Tarifa Branca) e a Rede + Geração FV (Tarifa Branca). Dessa forma, os resultados são apresentados na Figura 41.

Figura 41 - Melhoria do VPL – Percentual de Energia Armazenada X Ganho no VPL.



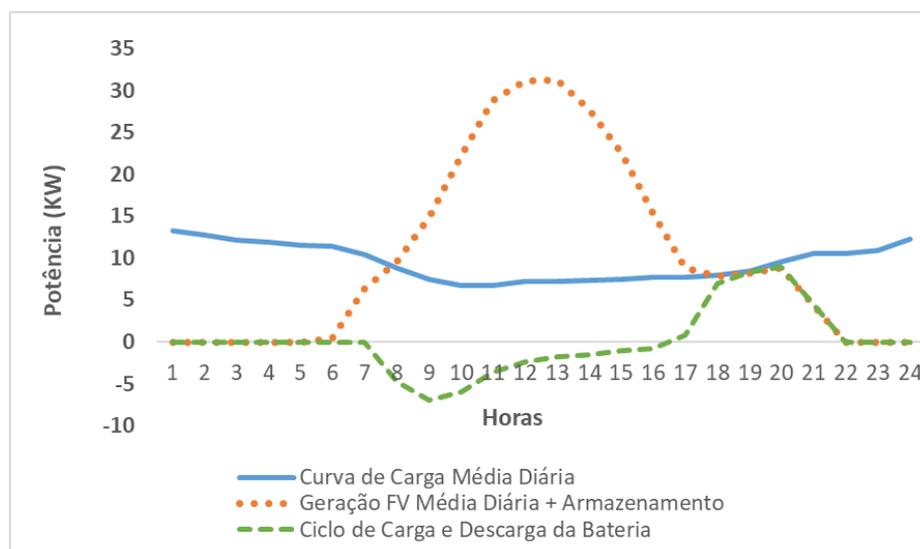
Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 41 são apresentados, nas barras “vazia” e “tracejada”, os valores percentuais referentes a energia armazenada anual e o ganho do VPL, respectivamente.

Observe que para todos os consumidores houve ganho no VPL em correspondência ao percentual de energia armazenada em cada caso. Dessa forma, constata-se que a adição do armazenamento ao sistema proporciona ganhos associados ao sistema sob o regime de tarifa branca. Apesar de um ganho menor de 6,79% na redução do VPL, o consumidor “A” apresenta viabilidade financeira nesta topologia com a adição do armazenamento, sendo a seguir o foco para a análise do comportamento do sistema simulado, já que a topologia e o regime tarifário envolvem o propósito deste trabalho.

Na Figura 42 é apresentado o comportamento do ciclo de carga e descarga do sistema de baterias, bem como o momento da utilização da energia armazenada no horário de ponta para o consumidor “A” durante os dias úteis. Os dados são obtidos por meio da simulação no *HOMER Pro* considerando a média horária anual da energia envolvida em cada caso com a representação em um período de 24h.

Figura 42 - Comportamento do sistema simulado – Consumidor “A”.



A linha “contínua” refere-se à curva de carga média diária do caso em estudo, associando a curva de potência média diária na saída do inversor, utilizando a fonte de geração FV ou a energia armazenada nas baterias, conforme representado pela linha “pontos”. A linha “tracejada” identifica o ciclo de carga e descarga da bateria ao longo do dia. Pode-se observar no período em que a geração FV fornecida pelo inversor é superior a demanda da carga (período de 08h ÀS 16h) ocorre o processo de armazenamento de energia fora do horário de ponta e de intermediário do sistema, momento em que a tarifa de energia tem custo

reduzido. A simulação dimensiona o armazenamento de tal sorte que do total de geração FV excedente, 17,54% é destinada ao armazenamento e 82,46% para compensação em forma de créditos. Durante o período de 16:30h à 21:30h a parcela de energia armazenada é utilizada pelo consumidor onde o custo de energia é mais elevado, sendo que no período seguinte de 21:31h às 16:29h o custo de utilização é menor, momento em que a energia é armazenada, quando há geração FV excedente no período de radiação solar. O consumidor passa a utilizar a energia diretamente da concessionária com custo menor na tarifa.

7 CONCLUSÕES

Com a utilização de simulação computacional, por meio do *HOMER Pro*, foi possível avaliar diferentes cenários referentes aos custos de viabilidade financeira dos sistemas de geração FV com e sem armazenamento utilizando as tarifas de energia vigentes para 3 consumidores do grupo B com características de consumo distintas. Os consumidores são: uma unidade escolar com geração FV instalada (Consumidor “B”), um condomínio com múltiplas unidades de consumo da classe residencial (Consumidor “A”) e um consumidor comercial que exerce atividades de escritório de prestação de serviços de eletricidade (Consumidor “C”), considerando que todos não tenham alteração dos hábitos de consumo. Assim, foi possível estudar os resultados em diferentes combinações entre os elementos dos sistemas, inclusive entre os consumidores envolvidos, possibilitando a obtenção de dados comparativos de viabilidade financeira de forma prévia como forma de contribuição na tomada de decisão para implantação do sistema mais viável do ponto de vista de investimento.

Os parâmetros de significativa relevância para a obtenção dos resultados são referentes ao levantamento dos perfis de cargas dos consumidores, onde optou-se pela realização da coleta de dados reais a partir de companhia de medição. A irradiação solar foi obtida através do *HOMER Pro*, por meio dos dados de latitude e longitude, disponibilizando assim o cálculo da irradiação solar diária média mensal para todos os consumidores envolvidos. Por fim, são obtidos dados técnicos e de custo dos equipamentos envolvidos na simulação como baterias e sistema FV, parâmetros que influenciam diretamente na viabilidade financeira do projeto.

A avaliação da viabilidade financeira foi calculada considerando 25 anos de projeto, alterando diversas topologias, incluindo a utilização do armazenamento e geração FV bem como somente a utilização da rede da concessionária com as diferentes tarifas existentes. Assim, de acordo com os 3 consumidores avaliados, foram obtidos 18 resultados através da utilização do *HOMER Pro*, sendo que em apenas um destes a utilização da Tarifa Branca em conjunto com o sistema FV e armazenamento se tornou financeiramente viável para o consumidor “A”. As topologias simuladas para este consumidor apresentaram resultados com menor VPL (R\$ 1.030.530,00) e com CME (0,304 R\$/kWh) representando uma redução percentual em 9,44% e 44,32%, respectivamente, em relação ao pior resultado da simulação quando se utiliza somente a rede da concessionária. Dessa forma, tal configuração em que se

acrescenta armazenamento em conjunto com a geração FV, sob o regime de tarifa branca, torna-se vantajosa para este consumidor avaliado.

Os consumidores “B” e “C” não apresentaram viabilidade financeira quando é avaliada a mesma topologia anteriormente apresentada para o consumidor “A”. Dessa forma, os resultados demonstram que somente é viável quando se utiliza a topologia Rede + Geração FV para ambas as situações utilizando a tarifa convencional. Em relação ao consumidor “B”, as topologias simuladas apresentaram resultados com menor VPL (R\$140.260,30) e com CME (0,350 R\$/kWh) representando uma redução em 38,19% e 53,27%, respectivamente. Já referente ao consumidor “C” tem-se o menor VPL (R\$76.924,02) e CME (0,311 R\$/kWh) representando uma redução em 21,30% e 31,25%, respectivamente. Ambos os casos são avaliados em relação ao pior resultado da simulação quando se utiliza somente a rede da concessionária.

A máxima redução percentual do VPL foi observada nos consumidores “B” e “C” em 38,19% e 26,96%, respectivamente, utilizando Rede + Geração FV e tarifa convencional, concluindo que estes não são favoráveis financeiramente na adoção do gerenciamento pela demanda, descartando também a utilização da tarifa branca em qualquer condição e topologia. Apesar do consumidor “A” apresentar a menor redução do VPL, em 9,44%, verificou-se que de fato é viável o uso do gerenciamento de energia sob tarifa branca com geração FV.

Um resultado importante decorrente das simulações realizadas foi quantificar o impacto no VPL em relação ao pior caso, quando da adição do armazenamento em uma consideração hipotética, situação em que os consumidores já apresentem geração FV sob o regime de tarifa branca. Foi possível verificar ganhos absolutos na redução percentual do VPL em todos os consumidores nesta condição, observando que os consumidores “A”, “B” e “C” apresentaram valores respectivamente em 6,79%, 9,98% e 17,13%. Com base nesses resultados, constatou-se a correlação do aumento existente na comparação dos ganhos entre os consumidores no que diz respeito ao percentual de energia armazenada para o gerenciamento de energia no horário de ponta para cada caso, ou seja, quanto maior a energia armazenada, maiores são os ganhos obtidos no VPL. Neste aspecto de análise, há viabilidade financeira na adição do armazenamento, mas isso limita o presente estudo somente para consumidores com sistema FV já instalado, já que a avaliação geral é incluir todas as topologias e tarifas nas comparações, conforme foi realizada na análise anterior.

Dessa forma, dentro os casos estudados, o consumidor “A” evidenciou que existem ganhos na viabilidade financeira do projeto diante das demais topologias e tarifas utilizadas quando é aplicado o gerenciamento de energia sobre tarifa diferenciada sem alteração dos hábitos de consumo. Neste caso em específico, observou-se que do total de geração FV excedente do período avaliado, 17,54% é destinada ao armazenamento e 82,46% para compensação em forma de créditos. Durante o período de 16:30 hs às 21:30 hs a parcela de energia armazenada é utilizada pelo consumidor onde o custo de energia é mais elevado, sendo que no período seguinte de 21:31 hs às 16:29 hs o custo de utilização é menor, momento em que a energia é armazenada, quando há geração FV excedente no período de radiação solar; o consumidor passa a utilizar a energia diretamente da concessionária com custo menor na tarifa. A nível de distribuição do sistema elétrico existe também o benefício, por meio do deslocamento da demanda para horários nos quais a rede de distribuição está mais ociosa, no que diz respeito à possibilidade de buscar um nível de uso da rede mais contínuo durante todo o período do dia, reduzindo custos de expansões e facilitando o planejamento e manutenção da rede elétrica.

7.1 Trabalhos futuros

Não obstante, os resultados e conclusões deste trabalho, muitos estudos ainda são necessários para se ter uma abordagem mais ampla e precisa do gerenciamento pelo lado da demanda incluindo o armazenamento em conjunto com o sistema FV, dentre algumas possíveis vertentes deste trabalho pode-se citar:

- Aplicação da metodologia proposta em consumidores conectados em redes de média tensão (13,8kV) que utilizam regime tarifário na modalidade horo-sazonal azul ou verde.
- Estudar a aplicabilidade e viabilidade financeira do uso do GLD em múltiplas unidades de consumo propondo a utilização de medidores inteligentes para a medição de demanda local (individual) e gestão centralizada de energia armazenada oriunda do excedente de geração FV, associados ao uso da tarifa branca, considerando um sistema centralizado e dimensionado localmente (geração em condomínio).
- Estudar o impacto na viabilidade financeiras dos projetos de geração FV e armazenamento, com tarifas diferenciadas, sob a ótica de diferentes bandeiras tarifárias e a

inclusão do custo da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) conforme novos projetos de GD de acordo com a Lei 14.300 do Marco Legal da Geração Distribuída.

7.2 Trabalhos publicados

Ao longo deste trabalho foi publicado 1 artigo científico em revista especificada a seguir:

- **Revista Tecnologia Unifor**

Título do Trabalho: Mecanismos de incentivos tarifários para microgeração fotovoltaica por meio de gerenciamento de carga pelo lado da demanda

Data da publicação: 23/05/2022. Fortaleza, Ceará – Brasil.

REFERÊNCIAS

- ABGD. Associação Brasileira de geração Distribuída. **Brasil atinge 9 GW de potência instalada em sistemas de geração própria de energia**, Brasil, 2022. Disponível em: <<https://www.abgd.com.br/portal/blog-pg/152/brasil-atinge-9-gw-de-potencia-instalada-em-sistemas-de-geracao-propria-de-energia/>>. Acessado em: 26.01.2022.
- ABINEE. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Brasil: Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Abinee, 2012. 176 p. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acessado em: 14 mai. 2020.
- ABRAÃO, R. R.; PASCHOARELI JR, D.; SILVA, S. A.; LOURENÇO, M.. **Economic Viability of Installations of Photovoltaic Microgeneration in Residencies of a Smart City**. 6th International Conference ON Renewable Energy Research an Applications, San Diego (Estados Unidos), 2017.
- AES. **Atlas Eólico e Solar do Estado do Ceará**, Fortaleza, 2020. Disponível em: <<http://atlas.adece.ce.gov.br/#>>. Acessado em: 31.12.2020.
- AFONSO, G. S. **Análise dos Instrumentos Normativos de Suporte à Geração Fotovoltaica Distribuída Conectada à Rede de Distribuição**. Dissertação (Mestrado) - UNB, 2012.
- ALBUQUERQUE, J.; ROSAS, P. A. **Inclusão de Armazenamento de Energia para Arbitragem Tarifária**. Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada, v.5, p. 85-93, 2020. Disponível em: <<http://revistas.poli.br/~anais/index.php/repa/article/view/1266/660>>. Acessado em: 04.07.2020.
- ALMEIDA, S. C. A.; FREIRE, R. L. **Geração de Energia Elétrica Através de Sistema Híbrido Diesel-Eólico para um Hospital**. 7^o Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural, Fortaleza (Brasil), 2008.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **A Tarifa de Energia Elétrica**, 2016. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/pt/web/guest/tarifas>>. Acessado em: 09 mai. 2020.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Dados Abertos – Relação de Empreendimentos**, Brasil, 2022. Disponível em: <<https://dados.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>>. Acessado em: 04.02.2022.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**, Brasil, 2022a. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/geracao-distribuida>>. Acessado em: 17.03.2022.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET – Submódulo 7.1: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição**, Brasil, 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Ranking das Tarifas**, 2021a. Disponível em: < <https://antigo.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acessado em: 20 dez. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482**, Brasil, 2012.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 687**, Brasil, 2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 414/2010**, 2010. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf> >. Acessado em: 10 de mai. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifa Branca**, 2020a. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acessado em: 09 mai. 2020.

AVRIL, S.; MANSILLA, C.; BUSSON, M.; LEMAIRE, T. Photovoltaic energy policy: financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries. **Energy Policy**, 2014. v.51, p. 244-258, 2012. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy>>. Acessado em: 27.05.2020.

BARRETO, S. C; CARVALHO, P. C. M. **Estudo de Viabilidade para Implementação de uma Planta Fotovoltaica Integrada em um Shopping Center de Fortaleza-CE**. Fortaleza, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/251>. Acessado em: 20.07.2020.

BCB. Banco Central do Brasil. **Focus – Relatório de Mercado**, 2021. Disponível em: < <https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20210917.pdf>>. Acessado em: 20.09.2021.

BRAIDA, V.; FARRET, F. A.; SANTOS, L. L. C.. **Analysis of the Economic Viability of the White Tariff in Conjunction with the Distributed Generation for Rural Consumers**. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado (Brasil), 2019.

BURNS, J. E.; KANG, J.S. Comparative economic analysis of supporting policies for residential solar PV in the United States: Solar Renewable Energy Credit (SREC) potential. **Energy Policy**, 2012. p. 217–225. Disponível em: <<https://www.journals.elsevier.com/energy-policy>>. Acessado em: 25.05.2020.

CANAL SOLAR. **Estamos preparados para os inversores híbridos?**, 2021. Disponível em: < <https://canalsolar.com.br/estamos-preparados-para-os-inversores-hibridos//>>. Acessado em: 12.06.2021.

CANAL SOLAR. **GoodWe ocupa 1ª posição no ranking global de inversores híbridos.**, 2021. Disponível em: < <https://canalsolar.com.br/goodwe-ocupa-1-posicao-no-ranking-global-de-fornecedores-de-inversores-hibridos-aponta-wood-mackenzie//>>. Acessado em: 18.08.2020.

CARVALHO, P.; MESQUITA, S.; OLIVEIRA, R.; OLIVEIRA Jr., D.; PONTES, R.; RIFFELL, D. **Estudo Estatístico de radiação solar visando o projeto de unidades de dessalinização acionadas por painéis fotovoltaicos sem baterias**. 5º Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída, Campinas (Brasil), 2004.

CASTRO, N.; DANTAS, G. **Experiência Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes**. Rio de Janeiro: Publit, 2018.

CHOWDHURY, S.; SUMITA, U.; ISLAM, A.; BEDJA, I. Importance of policy for energy system transformation: Diffusion of PV technology in Japan and Germany. **Energy Policy**, v68, p.285-293, 2014.

COSTA, A. C. A. **Metodologia de Planejamento de uma Planta Fotovoltaica Integrada à Edificação: Estudo de Caso para o Instituto da Primeira Infância (IPREDE)**. Fortaleza, 2017. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/34517>. Acessado em: 25.06.2020.

DALVI, G. D. **Avaliação de *Feed-in Tariff* para Incentivo da Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil**. Dissertação (Mestrado) - UFV, 2017.

ESTEVES, O. L. A. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída com Armazenamento de Energia para Gerenciamento de Demanda em Horários de Ponta em Unidades Consumidoras Residenciais**. Dissertação (Mestrado) - UNICAMP, 2018.

FARIAS, O. E. H. **Análise Técnica do Impacto do Uso de Baterias em Sistemas Conectados à Rede Aplicado em Diferentes Classes de Consumo**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - UFSM, 2018.

FERREIRA, V. F.; BRANDÃO, D. I.; SILVA, S. M.. **Assessment of energy storage viability for a PV power plant injecting during peak load time**. IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Florianópolis (Brasil), 2017.

FINOTTI, A. S.; ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R.. **Simulação do Uso de Baterias Adotando a Tarifa Branca para Microgeração Fotovoltaica de Classe Residencial**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado (Brasil), 2018.

FLETCHER, D. **Sustainable Renewable Energy Storage: Are We There Yet?** Massachusetts, 2014. Disponível em: <<https://www.triplepundit.com/story/2014/sustainable-renewable-energy-storage-are-we-there-yet/41216>>. Acessado em: 04.07.2020.

FORBES. **Brasil zera imposto de importação para módulos de geração de energia solar**, 2021. Disponível em: <<https://forbes.com.br/negocios/2020/07/brasil-zera-imposto-de-importacao-para-modulos-de-geracao-de-energia-solar/>>. Acessado em: 12.06.2021.

FULTON, M.; CAPALINO, R.; AUER, J.. **The German feed-in tariff: Recent policy changes**. Global Head of Climate Change New York Investment Research, New York (EUA), 2012.

GARCEZ, C.A.G. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. **Utilities Policy**, v. 49, p. 104-115, 2017.

GOODWE. **Soluções de armazenamento de energia**, 2021a. Disponível em: <<https://br.goodwe.com/armazenamento-de->

energia.asp?gclid=Cj0KCQjwh_eFBhDZARIsALHjIKfepM0z_qJHrjiDp27R7R4YncXqEm9ri6h-0_IoeZLbpWL2H6SGvkoaArsREALw_wcB/>. Acessado em: 12.06.2021.

GOODWE. **Dados Técnicos**, 2021b. Disponível em: <https://br.goodwe.com/Public/Uploads/solutions/br/GW_Energy%20Storage%20Solutions_Brochure-PT.pdf>. Acessado em: 12.06.2021.

GREENER. **Dashboards**, 2020. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/dashboardimportacao-modulos/>>. Acessado em: 12.09.2020.

HAUSMANN, S. **The importance of batteries for electricity supply in Brazil**. Disponível em: <<http://ees-magazine.com/the-importance-of-batteries-for-electricity-supply-in-brazil/>>. Acessado em: 04.07.2020.

HOMER PRO Energy. *Software HOMER Pro*, 2021. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>>. Acessado em: 04.07.2020.

IEA – *International Energy Agency. Snapshot of Global PV Markets 2020*. Disponível em: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA_PVPS_Snapshot_2020.pdf>. Acesso em: 16 mai. 2020.

IRENA - *International Renewable Energy Agency. Data & Statistics, 2022*. Disponível em: <<https://www.irena.org/Statistics/>>. Acessado em: 04.02.2022.

IRENA – *International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Prospects: China, REmap 2030 Analysis, 2014*. Disponível em: <www.irena.org/remap>. Acesso em: 21 mai. 2020.

IRENA – *International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Prospects: United States of America, REmap 2030 Analysis, 2015*. Disponível em: <www.irena.org/remap>. Acesso em: 26 mai. 2020.

JANNUZZI, G. G.; GOMES, R. D. M.; VARELLA, F. K. O. M. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: panorama da atual legislação**. Campinas: International Energy Initiative, 2009.

JANTSCH, A. L. **Análise do Impacto da Tarifa Binômica para Consumidores Residenciais com Microgeração Fotovoltaica**. Dissertação (Mestrado) - UFSM, 2018.

JFS - Japan for Sustainability. Japan Begins Feed-in Tariff Scheme to Accelerate Renewable Energy Promotion. JFS Newsletter, n. 110, 2011. Disponível em: http://www.japanfs.org/en/news/archives/news_id031395.html. Acessado em: 23.05.2020.

JUNIOR, L. G. O. **Razões que Levaram os Consumidores de Energia Elétrica a se Transformarem em Geradores: Uma Análise da Geração Fotovoltaica na Cidade de Vitória - ES**. Dissertação (Mestrado) - UFES, 2018.

KUROKAWA, K.; IKKI, O. The Japanese Experiences whit National PV System Programes. *Solar Energy*, v.70, p.457–466, 2001.

LANDEIRA, J. L. F. **Análise Técnico-Econômica sobre a Viabilidade de Implantação de Sistemas de Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil**. Dissertação (Mestrado) - UFRJ, 2013.

MELO, M. F. de. **Sistema de Geração Distribuída de Energia Fotovoltaica Integrado a um Sistema de Iluminação Pública à base de LEDs**. 2014, 145 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

MOURA. **Linha de Baterias - Especificações**, 2020. Disponível em: <https://www.moura.com.br/wpcontent/uploads/2017/02/CatalogoMouraNobreak_Jan2017.pdf>. Acessado em: 12.09.2020.

MOURA. **Baterias Estacionárias**, 2021. Disponível em: <<https://www.moura.com.br/blog/o-que-e-bateria-estacionaria/>>. Acessado em: 06.06.2021.

MYOJO, S.; OHASHI, H., 2014. Effects of Consumer Subsidies for Renewable Energy on Industry Growth and Social Welfare: The Case of Solar Energy in Japan. **Journal of the Japanese and International Economies**, v48, p.55-67, 2018.

NASCIMENTO, A. D. J. **Geração Fotovoltaica Distribuída como Elemento Subsidiário para Sistemas de Armazenamento de Energia em Ambiente de Tarifas Diferenciadas**. Dissertação (Mestrado) - UFSC, 2019.

PIMENTA, C. M. **Modelagem de Cenários de Armazenamento de Energia com Deslocamento de Carga**. Dissertação (Mestrado) - LACTEC, 2015.

PORTAL SOLAR. **China reduz pela metade geração de energia solar no primeiro semestre de 2019**. 13 Set. 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/china-reduz-pela-metade-geracao-de-energia-solar-no-primeiro-semester-de-2019.html>>. Acessado em: 23.05.2020.

REBECHI, S. H. **O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Conectada ao Sistema de Distribuição Urbano: Estudo de Caso para um Alimentador com Pico de Carga Diurno**. Dissertação (Mestrado) – UFSC, 2008.

REN21 - *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Global Status Report, 2019*. Disponível em: <<https://www.ren21.net>>. Acesso em: 16 mai. 2020.

RODRIGUES, F. R. **Análise de Viabilidade de Alternativas de Suprimento Descentralizado de Energia Elétrica a Comunidades Rurais de Baixa Renda com Base em seu Perfil de Demanda**. Dissertação (Mestrado) - UFRJ, 2006.

RODRIGUEZ, C. R. C. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Tese (Doutorado) - UNICAMP, 2002.

ROLIM, L.. **Energy Storage and Photovoltaic Distributed Generation – Evaluation of Impacts on the Remuneration of Prosumers**. Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Niterói (Brasil), 2018.

RUIZ, B. J.; RODRIGUEZ, V.; BERMAN, C. Analysis and perspectives of the government programs to promote the renewable electricity generation in Brazil. **Energy Policy**, v.35, p. 2989-2994, 2007. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy>>. Acessado em: 31.05.2020.

SANTOS, L. G. M. **Estratégias de Armazenamento de Energia Elétrica e uma Análise de Viabilidade Econômica da Adoção de Baterias para Gerenciamento pelo Lado da Demanda**. Dissertação (Mestrado) - UNICAMP, 2018.

SANTOS, L. L. C. **Metodologia para Análise da Tarifa Branca e da Geração Distribuída de Pequeno Porte nos Consumidores Residenciais de Baixa Tensão**. Dissertação (Mestrado) - UFSM, 2014.

SANTOS, L. L. C.; BERNARDON, D. P.; ABAIDE, A. R.; FIQUEIRÓ, I. C.. **Impacto da Tarifa Branca e da Geração Distribuída nos Consumidores Residenciais**. XXII SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília (Brasil), 2013.

SBF. Sociedade Brasileira de Física. **Esclarecendo o Significado de “Cor” em Física**, Brasil, 2007. Disponível em: < <http://www.sbfisica.org.br/fne/Vol8/Num1/v08n01a06.pdf>>. Acessado em: 20.06.2020.

SILVA, A. C. S.; ALVES, E. S.; PACHECO, J. G. S.; GITTI, R. R.. **Estudo dos efeitos da Modalidade Tarifária Branca Aplicada a Consumidores Residenciais Tipo B na Região Sudeste e a Residências com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado (Brasil), 2018.

SOLARGIS. **Solar resource maps of World**, Eslováquia, 2020. Disponível em: < <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>>. Acessado em: 25.06.2020.

SOLARYOURS. **Products**, 2021. Disponível em: < <https://www.solaryours.com/products/>>. Acessado em: 12.06.2021.

SOUTO, O. C. N.; SILVA, S. B.; VIAJANTE, G. P.; SOUZA, D. M.; AMARAL, J. F. S.. **Análise Econômica de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Considerando a Tarifa Branca e Ações de Eficiência Energética para Consumidores Residenciais Utilizando HOMER Pro Energy**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado (Brasil), 2018.

SOUZA, K. J. F. N. C.; MANITO, A. R. A.; MELENDEZ, T. A. F.; MOCELIN, A.; ZILLES, R.. **Geração Distribuída com Armazenamento Conectada à Rede Elétrica**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado (Brasil), 2018.

SUEYOSHI, T.; GOTO, M.. Japanese fuel mix strategy after disaster of Fukushima Daiichi nuclear power plant: Lessons from international comparison among industrial nations measured by DEA environmental assessment in time horizon, 2015. *Energy Economics*, 52, 87-103.

SUEYOSHI, T.; GOTO, M.. Photovoltaic power stations in Germany and the United States: A comparative study by data envelopment analysis. **Energy Economics**, 2014. v.42, p. 271-288. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/journal/energy-economics/>>. Acessado em: 27.05.2020.

SWANSON, Richard M. Photovoltaics Power Up. Science, vol. 324, Mai. 2009.

VEIGA, C. E. **Avaliação do Comportamento da Demanda com a Integração de Geração Fotovoltaica e Tarifas Horárias**. Dissertação (Mestrado) - UFSC, 2015.

VESA. **Datasheets**, 2020. Disponível em: <https://www.vesasolar.com/painel-solar-330w-jap72-s01-330sc1000-policristalino>. Acesso em: 09 dez. 2020.

VIEIRA, D. **Método para a Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede**. Tese (Doutorado) - UNB, 2016.

WEC. World Energy Council. **World Energy Resources E-Storage**, 2016. 61 p. Disponível em: <<http://docplayer.net/57695477-World-energy-resources-e-storage-2016.html>>. Acessado em: 04.07.2020.

WWF. World Wildlife Fund. **Desafios e Oportunidades para a energia solar fotovoltaica no Brasil: recomendações para políticas públicas**. Brasil: WWF-Brasil, 2015. 37 p. Disponível em: < <https://www.wwf.org.br/informacoes/biblioteca/?46522>>. Acesso em: 31 mai. 2020.

YANG, H.; WANG, H.; YU, H. P.; XI, J.; CUI, R.; CHEN, G. Status of photovoltaic industry in China. **Energy Policy**, v.31, p. 703-707, 2003. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy>>. Acessado em: 27.05.2020.

ZHAO, X.; WAN G.; YANG Y. The turning point of solar photovoltaic industry in China: will it come? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 41, p. 178-188, 2015. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/journal/renewable-and-sustainable-energy-reviews>>. Acessado em: 27.05.2020.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.