

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE ATRATIVIDADE EM
EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA FRENTE AS
MUDANÇAS DE REGULAMENTAÇÃO**

HUGO SOUZA RIOS

**ITAJUBÁ – MG
Novembro 2019**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

HUGO SOUZA RIOS

**ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE ATRATIVIDADE EM
EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA FRENTE AS
MUDANÇAS DE REGULAMENTAÇÃO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: José Wanderley Marangon Lima

Coorientador: Bernardo Medeiros Marangon Lima

ITAJUBÁ – MG
Novembro 2019

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por estar comigo em todos os momentos, por prover tudo o que eu necessito, por ter me guiado até aqui e cuidado de mim durante todos esses anos em que estive longe de casa e vivendo essa experiência ímpar.

À minha família pela confiança e apoio empregados a mim. Em especial a meu pai e minha mãe, Aurelino e Maria dos Reis, por todo amor e suporte durante esse tempo, pela preocupação, por terorado e cuidado de mim, mesmo que de longe por muitas vezes. Ao meu irmão Emerson pelo apoio em tudo aquilo que precisei.

Aos meus tios Elidio e Cassiana e sua família por todo amor e suporte.

Ao professor José Wanderley Marangon Lima por ter aceitado a orientação desse trabalho e me ajudado no decorrer desses dois anos.

À igreja Assembleia de Deus de Itajubá – Missão por ter me acolhido e me instruído tão bem. Em especial, ao pastor Levi Faria por seus ensinamentos e condução desse trabalho de forma séria e amorosa.

À Cíntya Passos por acreditar em mim, por todo apoio, amor e carinho. Bem como a seus pais, que me receberam com muita estima e afeto.

A todos colegas e amigos que estiveram ao meu lado durante essa caminhada.

A todos professores e funcionários da UNIFEI que proporcionaram a mim a oportunidade de realizar não só a graduação como também o mestrado nessa instituição que tanto admiro.

À CAPES pelo apoio financeiro.

“Antes que os montes nascessem, ou que tu formasses a terra e o mundo, sim, de eternidade a eternidade, tu és Deus.”

Salmos 90:2

RESUMO

Nos últimos anos, a geração de distribuída vem ganhando espaço nas redes de distribuição devido a diminuição nos custos de sua implantação e operação como também à aplicação de incentivos como a tarifa *feed-in*, o *net-metering* e financiamento diferenciado. No Brasil, em particular a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) tem ganhado espaço significativo face à regulação do *net-metering* (Resolução Normativa 482 de 2012), ao valor das tarifas de energia, e ao incentivo às fontes renováveis sob vários instrumentos de financiamento e tributário. A resolução que rege a GD no Brasil tem passado por diversas modificações a fim de se adequar a realidade do setor elétrico. No entanto, a figura do modelo atualmente em uso, tem sofrido contestações por parte principalmente das distribuidoras que se sentem ameaçadas pelo não pagamento do serviço de transporte e “armazenamento” por elas realizado. Discutem-se alterações na regulação que, se aprovadas, podem causar um grande impacto no crescimento da micro e minigeração distribuída: modificação da forma de tarifação – discussão formalmente iniciada a partir da Consulta Pública 02 de 2018 – e modificação na forma de compensação pela energia gerada advinda desses empreendimentos – argumentação oficialmente iniciada a partir da Consulta Pública 10 de 2018. Esse trabalho visou mensurar os impactos financeiros que essas alterações na regulamentação podem causar, tendo como consequência a variação da atratividade desses empreendimentos. Com o objetivo de se ter uma visão dos impactos, foram selecionadas cinco cidades, uma de cada região do Brasil, levando-se em consideração suas características próprias, como por exemplo: radiação solar média diária, histórico do custo de energia da concessionária responsável e impostos incidentes sobre a fatura. Em seguida, foram dimensionadas as GDFVs de diferentes modalidades – *rooftop*, UFV de geração compartilhada e UFV de consumo remoto – seguindo modelos padrões, a fim de se manter um critério que possibilite a comparação entre as diferentes localidades. Realizou-se uma análise financeira utilizando o método do Valor Presente Líquido (VPL), possibilitando uma análise quantitativa dos resultados apresentados. Os resultados apresentam uma forte sensibilidade as modificações propostas – mesmo a mais branda alternativa de cada modificação – tendendo a aumentar consideravelmente o tempo de retorno dos investimentos em GDFV. Devido ao incentivo fiscal diferenciado, os empreendimentos localizados no estado de Minas Gerais apresentaram os menores tempos de retorno em todos os cenários. No entanto, os

investimentos em outros estados tiveram seu tempo de retorno severamente aumentado, chegando a serem considerados inviáveis em alguns casos.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica, Geração Distribuída, Compensação de Energia, Distribuição de Energia.

ABSTRACT

In recent years, small generation has been gaining ground in distribution networks due to the reduction in the costs of its implementation and operation, as well as the application of incentives such as feed-in tariff, net-metering and differentiated financing rates. In Brazil, in particular, Photovoltaic Distributed Generation (PVDG) has gained significant space in view of the regulation of net-metering (Normative Resolution 482 of 2012), the value of energy tariffs, and the encouragement of renewable sources under various financing and tax instruments. The resolution that coordinates GD in Brazil has undergone several modifications in order to adapt to the reality of the electricity sector. However, the model currently in use has been challenged mainly by distributors who feel threatened by the non-payment of their transportation and “storage” service. Regulatory changes are being discussed which, if approved, could have a high impact on the growth of micro and distributed mini-generation: modification of the pricing method - discussion formally initiated from Public Consultation 02 of 2018 - and modification in the form of energy compensation generated from these ventures - argument officially initiated from Public Consultation 10 of 2018. This work aimed to measure the financial impacts that these changes in regulation may cause, resulting in the variation of the attractiveness of these projects. In order to have an overview of the impacts, five cities were selected, one from each region of Brazil, taking into account their own characteristics, such as: average daily solar radiation, energy cost history of the local energy distributor and taxes on the electric bill. Then, the PVDGs of different modalities - rooftop, shared generation PV and remote consumption PV - were projected, following standard models, in order to maintain a criterion that allows the comparison between the different locations. A financial analysis was performed using the Net Present Value (NPV) method, allowing a quantitative analysis of the results presented. The results show a strong sensitivity to the proposed modifications - even the mildest alternative of each modification - tending to greatly increase the payback of PVDG investments. Due to the differentiated tax incentive, the ventures located in the state of Minas Gerais presented the shortest return times in all scenarios. However, investments in other states had their payback times severely increased, and were considered unfeasible in some cases.

Keywords: Photovoltaic Energy, Distributed Generation, Energy Compensation, Energy Distribution.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Expectativa de participação das fontes na matriz energética brasileira	20
Figura 2 - Sistema elétrico australiano.....	26
Figura 3 - Cadeia do setor elétrico australiano	29
Figura 4 - Potência acumulada proveniente de fonte fotovoltaica desde 2011 até 06-2018.....	34
Figura 5 – Projeção da capacidade instalada de sistema solar fotovoltaico do tipo <i>rooftop</i> e armazenamento em baterias distribuídas no NEM	35
Figura 6 - Projeção da capacidade instalada de sistema solar fotovoltaico do tipo <i>rooftop</i> e armazenamento em baterias distribuídas no WEM	35
Figura 7 - Sistema Elétrico da Alemanha	38
Figura 8 - Capacidade de geração da Alemanha por fontes de energia	41
Figura 9 - Histórico de geração, consumo e exportação de energia elétrica na Alemanha	42
Figura 10 - Geração de energia elétrica na Alemanha em 2017	43
Figura 11 - Interligações do sistema de transmissão da Noruega	44
Figura 12 - Funcionamento do mercado atacadista dividido em mercado físico de energia elétrica e mercado financeiro de comercialização	47
Figura 13 - Geração de energia elétrica por fonte na Noruega	49
Figura 14 – Geração elétrica por fonte e consume por setor	50
Figura 15 - Geração de energia renovável por fonte na Noruega	51
Figura 16 – Perspectiva de crescimento da GD na Noruega	52
Figura 17 – Potência dos empreendimentos em operação	57
Figura 18 - Potência dos empreendimentos em construção ou outorgados	57

Figura 19 - Histórico de potência instalada em GD de compensação	61
Figura 20 - Distribuição da potência por fonte de geração.....	62
Figura 21 - Diferentes alternativas propostas para compensação de energia da GD.....	78
Figura 22 - Exemplo 1 de consumo diário de 37 kWh	81
Figura 23 - Exemplo 2 de consumo diário de 37 kWh	81
Figura 24 – Esquema de desenvolvimento do trabalho	89
Figura 25 - Irradiância hipotética durante um dia.....	92
Figura 26 - Radiância a partir da irradiância	93
Figura 27 - HSP equivalente	93
Figura 28 - Exemplo de um fluxo de caixa.....	104
Figura 29 – Representação do VPL equivalente para o exemplo	104
Figura 30 - Janelas do <i>software</i> Radasol 2	112
Figura 31 – Histórico das tarifas de energia elétrica.....	138
Figura 32 - Preços de sistemas fotovoltaicos em 2018 por faixa de potência	139

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Histórico da GD de compensação de fonte CGH	60
Tabela 2 - Histórico da GD de compensação de fonte EOL.....	60
Tabela 3 - Histórico da GD de compensação de fonte UFV.....	60
Tabela 4 - Histórico da GD de compensação de fonte UTE.....	61
Tabela 5 – Revisões do módulo 3 do PRODIST devido mudanças na regulamentação da GD... 70	
Tabela 6 - Elevação da temperatura em função do tipo de fixação	97
Tabela 7 - Cidades analisadas.....	110
Tabela 8 – Radiação solar diária média em kWh/m ² .dia ⁻¹ ou HSP nas cidades analisadas.....	111
Tabela 9 – Radiação solar diária média em kWh/m ² .dia ⁻¹ ou HSP considerando inclinação 30°N nas cidades analisadas.....	113
Tabela 10 - Temperatura média das máximas mensais aproximadas em °C	115
Tabela 11 – Coeficientes de perda e seus valores por cidade – projetos tipo <i>rooftop</i>	117
Tabela 12 – Resumo dos dados referêntes aos sistemas tipo <i>rooftop</i> projetados	121
Tabela 13 – Latitudes das cidades analisadas	122
Tabela 14 – Inclinações dos projetos por cidade	123
Tabela 15 - Radiação solar diária média em kWh/m ² .dia ⁻¹ ou HSP considerando inclinação ideal nas cidades analisadas.....	124
Tabela 16 – Coeficientes de perda e seus valores por cidade – projetos tipo fazenda solar.....	127
Tabela 17 – Resumo dos dados referêntes as fazendas solares projetadas	132
Tabela 18 - Dados das tarifas por distribuidora	135
Tabela 19 - Composição da tarifa da CEMIG-D	136

Tabela 20 - Composição da tarifa da CELPE	136
Tabela 21 - Composição da tarifa da CELPA.....	137
Tabela 22 - Composição da tarifa da Energisa MT	137
Tabela 23 - Composição da tarifa da CEEE-D	137
Tabela 24 – Taxa de crescimento das tarifas de energia elétrica	139
Tabela 25 – Preço médio de um sistema fotovoltaico	140
Tabela 26 - Custos dos projetos	141
Tabela 27 – Custo de O&M e Perda de Eficiência	141
Tabela 28 - Meta da taxa Selic.....	142
Tabela 29 – Tempo de retorno para os empreendimentos do tipo <i>rooftop</i>	145
Tabela 30 – Tempo de retorno para os empreendimentos do tipo fazenda solar para compensação remota	148
Tabela 31 – Tempo de retorno para os empreendimentos do tipo fazenda solar para geração compartilhada.....	151
Tabela 32 – Dados para análise da alternativa 1	152
Tabela 33 – Potência e custos de implementação da alternativa 1	153
Tabela 34 – Tempo de retorno do investimento tipo <i>rooftop</i> considerando a alternativa 1	155
Tabela 35 – Valores das tarifas para análise da alternativa 2	156
Tabela 36 – Potência e custos de implementação da alternativa 2	157
Tabela 37 – Tempo de retorno do investimento tipo <i>rooftop</i> considerando a alternativa 2	159
Tabela 38 - Valores das tarifas para análise das alternativas 3-6d	160
Tabela 39 – Tempo de retorno do investimento tipo <i>rooftop</i> considerando as alternativas de 3 à 6d	162

Tabela 40 – Tempo de retorno dos investimentos tipo <i>rooftop</i> para as propostas dadas pela CP 02 de 2018.....	162
Tabela 41 – Tempo de retorno dos investimentos do tipo fazenda solar para a alternativa 1 dada pela CP 02 de 2018	165
Tabela 42 – Tempo de retorno dos investimentos do tipo fazenda solar para a alternativa 2 dada pela CP 02 de 2018	168
Tabela 43 – Tempo de retorno dos investimentos do tipo fazenda solar para as alternativas de 3 à 6d dada pela CP 02 de 2018.....	170
Tabela 44 - Tempo de retorno dos investimentos tipo autoconsumo remoto para as propostas dadas pela CP 02 de 2018	171
Tabela 45 - Tempo de retorno dos investimentos tipo geração compartilhada para as propostas dadas pela CP 02 de 2018	171
Tabela 46 - Tempo de retorno dos investimentos para as alternativas dadas pela CP 10 de 2018	172
Tabela 47 - Tempo de retorno dos investimentos para as alternativas dadas pela CP 02 de 2018	173

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AEMC	Comissão Australiana do Mercado de Energia
AEMO	Operador do Mercado Australiano de Energia
AER	Regulador Australiano de Energia
AIR	Relatório de Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
CA	Corrente Alternada
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CFURH	Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos
CGCR	Central Geradora de Capacidade Reduzida
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-elétrica
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CO2	Dióxido de Carbono
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COSIP	Custeio do Serviço de Iluminação Pública
CP	Consulta Pública
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DNSP	Provedor de Serviços de Rede de Distribuição
EEX	Troca de Energia Europeia
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPEX SPOT	Troca de Força Europeia
ERA	Autoridade de Regulação Econômica
ERR	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargos de Serviços de Sistema
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
HSP	Horas de Sol Pico
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LGC	Certificados de Geração em Larga Escala
LRET	Meta de Energia Renovável em Grande Escala
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MPPT	Maximum Power Point Tracker
NEM	Mercado Nacional de Eletricidade
NVE	Norwegian Water Resources and Energy Directorate
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OTC	Over The Counter
P&D_EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PCAT	Planilha de Abertura Tarifária
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa

SE	Subestação
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária
SRM	Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado
STC	Standard Test Conditions
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TNSP	Provedor de Serviços de Rede de Transmissão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
UE	União Europeia
UFV	Central Geradora Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear
VPL	Valor Presente Líquido
WEM	Mercado Atacadista de Eletricidade

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Justificativa	21
1.2	Objetivos.....	22
1.2.1	Objetivo geral	22
1.2.2	Objetivos específicos.....	23
1.3	Estrutura do trabalho	23
2	CENÁRIO MUNDIAL	25
2.1	O setor elétrico australiano	25
2.1.1	Mercado de energia	29
2.1.2	Energia renovável.....	31
2.2	O setor elétrico alemão.....	36
2.2.1	Mercado de energia	39
2.2.2	Mudanças na matriz elétrica da Alemanha.....	40
2.3	O setor elétrico norueguês	43
2.3.1	Mercado de energia	46
2.3.2	Geração de energia elétrica	49
2.4	Considerações finais do capítulo	51
3	AMBIENTE REGULATÓRIO BRASILEIRO.....	55
3.1	Geração no Brasil	55
3.1.1	Geração distribuída.....	58
3.2	Resoluções e normas.....	62
3.2.1	Resolução Normativa nº 482/2012.....	63

3.2.2	Resolução Normativa nº 517/2012.....	65
3.2.3	Resolução Normativa nº 687/2015.....	67
3.2.4	Resolução Normativa nº 786/2017.....	69
3.2.5	PRODIST	69
3.3	Considerações finais do capítulo	71
4	PROPOSIÇÃO DE MUDANÇAS NA REGULAÇÃO.....	72
4.1	Composição da tarifa de energia elétrica	72
4.1.1	Parcela A	73
4.1.2	Parcela B.....	73
4.1.3	TE e TUSD.....	75
4.2	Modificações propostas na forma de compensação – CP 10/2018	77
4.3	Modificações propostas na forma de tarifação – CP 02/2018	80
4.4	Considerações finais do capítulo	87
5	MODELAGEM	88
5.1	Cenários base	89
5.1.1	Compensação local.....	89
5.1.2	Autoconsumo remoto	90
5.1.3	Geração compartilhada.....	91
5.2	Projeto do sistema	91
5.2.1	Energia solar total.....	91
5.2.2	Energia ideal gerada	94
5.2.3	Perdas e rendimento	95
5.2.4	Potência pico efetiva do sistema	102
5.2.5	Recálculo da potência pico do sistema.....	102

5.3	Análise financeira	103
5.3.1	Composição do fluxo de caixa	106
5.4	Considerações finais do capítulo	109
6	PROJETOS DE UFVs	110
6.1	Horas de sol pico.....	111
6.2	Projetos do tipo <i>rooftop</i>	111
6.2.1	Correção pela inclinação	112
6.2.2	Energia ideal gerada	113
6.2.3	Perdas e rendimento	114
6.2.4	Potência pico efetiva do sistema	119
6.2.5	Potência pico real do sistema	120
6.2.6	Resumo dos projetos	121
6.3	Projetos do tipo fazenda solar	121
6.3.1	Inclinação e desvio azimutal	122
6.3.2	Correção pela inclinação	124
6.3.3	Perdas e rendimento	124
6.3.4	Potência pico real e efetiva do sistema.....	129
6.3.5	Energia gerada.....	130
6.3.6	Resumo dos projetos	131
6.4	Considerações finais do capítulo	132
7	A REGULAÇÃO E IMPACTOS FINANCEIROS.....	133
7.1	Impacto da GD na fatura de energia	133
7.2	Dados para análise financeira	134
7.2.1	Dados da tarifa.....	135

7.2.2	Investimento inicial	139
7.2.3	Custo de O&M e perda de eficiência	141
7.2.4	TMA	142
7.3	Modificações propostas pela CP 10/2018	142
7.3.1	Rooftop.....	143
7.3.2	Fazenda solar – compensação remota	145
7.3.3	Fazenda solar – geração compartilhada.....	148
7.4	Modificações propostas pela CP 02/2018 e AIR 59/2018	151
7.4.1	Rooftop.....	152
7.4.2	Fazenda solar	162
7.5	Considerações finais do capítulo	171
8	CONCLUSÃO	174
	REFERÊNCIAS	177

1 INTRODUÇÃO

A grande extensão territorial e a abundância de recursos naturais exploráveis – em especial os rios – fazem o setor elétrico brasileiro ter uma configuração única e não similar a outros países. Hoje o Brasil conta com aproximadamente 82% de sua capacidade de geração elétrica instalada proveniente de fontes renováveis (EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

A demanda total de energia elétrica mais que dobrou de 1990 até 2016 (IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016). Tomando como base esse crescimento e a expectativa de crescimento médio do consumo de energia elétrica calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de 2,3% ao ano (EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018), observa-se a necessidade de ampliação da matriz energética brasileira.

Acontece que novos grandes empreendimentos hidráulicos (usinas hidrelétricas) tendem a perder espaço por dois motivos: a quantidade limitada de aproveitamentos disponíveis e as questões socioambientais envolvidas no processo de sua concepção – como o desmatamento e a inundação de terras indígenas. Esses são alguns dos motivos que fazem com que seja necessário que outros tipos de fontes sejam utilizados. A Figura 1 apresenta a evolução prevista das diversas fontes.

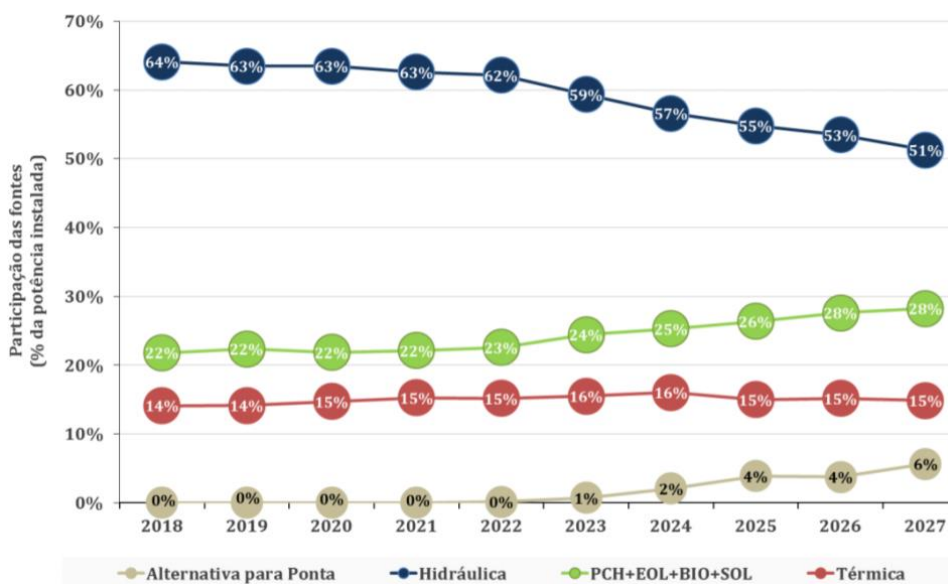


Figura 1 – Expectativa de participação das fontes na matriz energética brasileira
Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 – EPE (2018)

Para enfrentar esse problema, incentivos a fontes renováveis vêm sendo adotados, como o incentivo à Geração Distribuída (GD), por exemplo. A geração distribuída de pequeno porte passou a ser regulada em 2012 através da introdução do *net-metering* e estabelecimento do conceito de mini e microgeração, que permitiu ao consumidor a possibilidade de ser também um gerador, criando-se assim o prosumidor.

Os consumidores de energia elétrica brasileiros estão cada vez mais se tornando prosumidores, ou seja, estão gerando eletricidade a partir de fontes renováveis e fornecendo o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. O país recentemente (junho de 2019) ultrapassou a marca de 1 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída de energia elétrica. A fonte mais utilizada para micro e minigeração distribuída nessa data era a solar fotovoltaica, com 82,6 mil micro e mini usinas e cerca de 870 MW de potência instalada, seguida pela produção por centrais geradoras hidrelétricas, com 86 usinas e 81,3 MW (CANAL ENERGIA, 2019).

Com a mudança crescente na diversificação da matriz energética e na nova modalidade de consumo apresentada, tem-se um desafio tanto operacional quanto regulatório a ser superado. Alternativas vêm sendo apresentadas como soluções para um crescimento sustentável. Esse trabalho analisa essas alternativas regulatórias e traz uma análise de impacto do ponto de vista econômico.

1.1 Justificativa

Em vários países do mundo, os governos locais buscam maneiras de incentivo direto ou indireto à disseminação da geração distribuída, preferencialmente de fontes renováveis, nas matrizes energéticas (JUNIOR et al., 2015). A agenda da década de 1980 concentrou-se em grande parte nas “crises energéticas” da época, refletindo assim a natureza volátil dos preços do petróleo na época. Renováveis, portanto, surgiram como possíveis alternativas aos combustíveis tradicionais. Posteriormente, na década de 1990, as fontes renováveis de energia tornaram-se ligadas ao desenvolvimento sustentável, fazendo parte da ação internacional destinada a abordar as mudanças climáticas (GAN et al., 2010). Muitos países e organizações internacionais agora enxergam as fontes renováveis como importantes elementos de segurança energética,

desenvolvimento econômico dinâmico, proteção ambiental e esforços de redução de emissões de gases de efeito estufa (CARLEY, 2009; MARQUES; FUINHAS, 2012). Fortalecida por essa importância crescente, a implantação de fontes de energia renovável experimentou um notável perfil de crescimento global nos últimos tempos.

Martino et al. (2013) forneceram uma análise prospectiva dos sistemas solares fotovoltaicos ligados à rede em residências, mostrando que a tecnologia oferece uma boa oportunidade para o Brasil diversificar sua matriz energética. No entanto, os autores também destacaram que os principais desafios para a adoção da tecnologia são a falta de objetivos de política energética de longo prazo e mecanismos adicionais de apoio. Em seu estudo mais recente comparando governança energética no Brasil de Augustus et al. (2016), os autores ilustram como, no caso brasileiro, as fontes de energia não convencionais, que oferecem uma oportunidade para o país reduzir sua dependência de usinas de energia fóssil e hidrelétricas, exigem uma estrutura legal e regulatória abrangente.

Visto a tendência mundial de incentivo a fontes renováveis, em especial através da geração distribuída e a importância dessa modalidade para a matriz energética brasileira, o cenário atual de mudanças na forma de regulação que o Brasil enfrenta é muito relevante quanto ao futuro da geração distribuída no país.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo do trabalho é tentar mensurar o impacto que as possíveis alterações na regulamentação podem trazer ao mercado eletro-energético e em especial à mini e microgeração distribuída. A partir de possíveis alternativas regulatórias, o trabalho avalia os impactos dessas mudanças do ponto de vista financeiro, ou seja, analisa a viabilidade dos projetos de GD, em especial da geração fotovoltaica, para as alternativas analisadas.

1.2.2 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo geral, objetivos específicos são necessários e fazem parte do conteúdo desse trabalho:

- i. Analisar a estruturação do modelo brasileiro do setor eletro-energético, desde as fontes de energia atualmente utilizadas, a forma de tarifação das diferentes categorias de clientes, até a regulação específica da GD e de suas propostas de mudanças;
- ii. Definir a metodologia que será utilizada para os cálculos de projeto das UFVs, bem como a metodologia para análise dos impactos financeiros;
- iii. Projetar UFVs de diferentes portes para diferentes regiões do Brasil, utilizando cenários padrões para cada tipo de usina, facilitando assim a percepção dos impactos das mudanças para cenários semelhantes, mas em diferentes regiões;
- iv. Mensurar os impactos que as propostas de mudanças na regulação podem causar através de análise financeira.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho foi estruturado em oito capítulos cujos assuntos são apresentados de forma a facilitar a compreensão dos temas abordados.

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO: é feita uma contextualização do assunto abordado nesse trabalho, bem como dos trabalhos já desenvolvidos por outros autores.

CAPÍTULO 2 – CENÁRIO MUNDIAL: neste capítulo o funcionamento do setor elétrico é analisado em diferentes países (Austrália, Alemanha e Noruega). A análise é feita de forma ampla, passando pela estruturação do setor e como estes países lidam com a geração distribuída, em especial a geração fotovoltaica.

CAPÍTULO 3 – GERAÇÃO E AMBIENTE REGULATÓRIO: este capítulo trata exclusivamente do Brasil, da estruturação do setor elétrico, das fases históricas da geração distribuída, bem como da regulação que rege a GD.

CAPÍTULO 4 – PROPOSIÇÃO DE MUDANÇAS NA REGULAÇÃO: este capítulo é uma continuação do anterior. Mostra como a tarifa é composta atualmente e as propostas de mudanças que afetarão o futuro de GD no Brasil.

CAPÍTULO 5 – CARACTERÍSTICAS DA UFV: neste capítulo são definidos os cenários base que são utilizados para mensurar os efeitos das possíveis mudanças, são descritas as características das UFVs, os cálculos necessários para o projeto de uma UFV e a forma como serão analisados esses projetos, ou seja, a descrição do método da análise financeira que será utilizada. Este capítulo serve de base para os próximos capítulos.

CAPÍTULO 6 – PROJETOS DE UFVs: neste capítulo são desenvolvidos diversos projetos de UFVs baseados nos cenários do capítulo anterior. Esses projetos são desenvolvidos para diversas regiões do país, levando em consideração suas peculiaridades.

CAPÍTULO 7 – A REGULAÇÃO E IMPACTOS FINANCEIROS: as UFVs desenvolvidas no capítulo anterior são analisadas na ótica do cenário de regulação atual e também levando em consideração as mudanças propostas na regulação. Os impactos das mudanças são analisados do ponto de vista financeiro, utilizando o método do Valor Presente Líquido (VPL).

CAPÍTULO 8 – CONCLUSÃO: este capítulo traz um resumo dos resultados obtidos e das suas consequências.

A intenção é que esse trabalho tenha utilidade para aqueles que já possuem um *background* do setor elétrico como para aqueles que estão ingressando agora, como investidores no setor de GD. Logo, esse trabalho terá por vezes explicações que podem ser desnecessárias para aqueles que já tem um conhecimento prévio. A fim de se evitar uma leitura enfadonha, será definida uma rota de leitura para aqueles mais experientes.

Uma análise mais objetiva pode ser feita subtraindo-se da leitura o Capítulo 2 – ou se atentando apenas ao caso australiano, por possuir maior semelhança com o caso brasileiro – a seção 3.1, a seção 4.1 e a seção 5.3, sugerindo-se a leitura das demais seções. Recomenda-se a leitura completa para aqueles que não possuem um razoável conhecimento do setor elétrico.

2 CENÁRIO MUNDIAL

A utilização de GD, em especial a de fonte solar, tem sido tendência mundial. A utilização desse tipo de geração veio como proposta para solução de problemas de suprimento de uma demanda que cresce a cada ano além de apresentar outras vantagens ao sistema elétrico. A evolução da GD depende de fatores como o preço dos equipamentos, o tipo de compensação, clima e incentivo do governo. Portanto, cada país que aderiu essa solução enfrentou diferentes problemas. Esses cenários podem ser usados para fins de comparação.

São analisados os cenários de diferentes países, a saber, Austrália, Alemanha e Noruega. A escolha da Noruega é justificada pelo fato de sua matriz energética ser predominantemente hidráulica, assim como a matriz energética brasileira. Já a escolha da Alemanha se deve ao forte incentivo empregado à geração fotovoltaica. E a Austrália foi escolhida devido as semelhanças climáticas e as mudanças regulatórias no que diz respeito a GD, sendo que houve um forte incentivo a essas fontes, e posterior diminuição a partir da “maturidade” desse tipo de geração, bem como da população.

2.1 O setor elétrico australiano

O sistema elétrico australiano não é completamente interligado, sendo dividido entre o Mercado Nacional de Eletricidade (NEM) e o Mercado Atacadista de Eletricidade (WEM), conforme Figura 2.

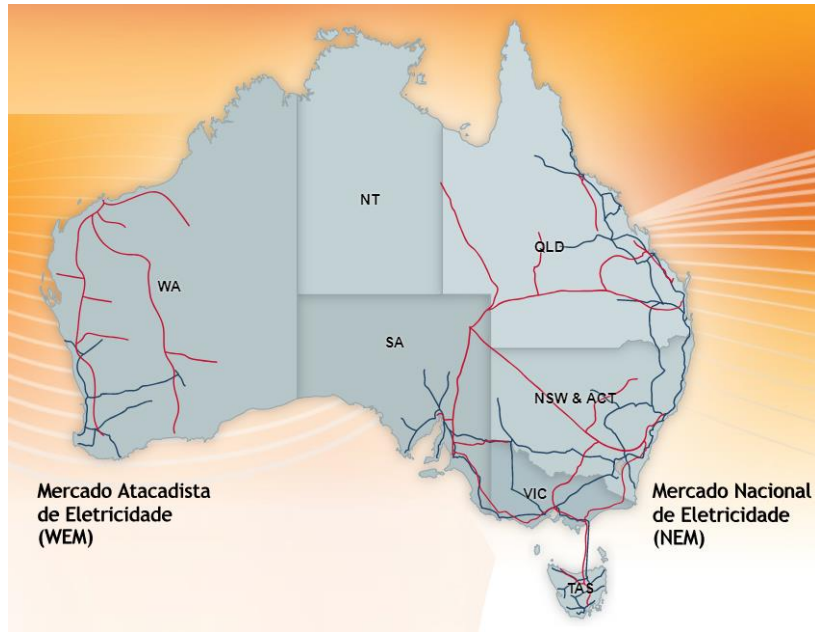


Figura 2 - Sistema elétrico australiano
 Fonte: Adaptador pelo autor de Australian Energy Market Operator (2018)

Tanto o sistema físico de eletricidade quanto o mercado de eletricidade são regulados pelos órgãos do mercado de energia, cada um com responsabilidades específicas:

- Comissão Australiana do Mercado de Energia (AEMC) – faz as regras para o sistema de energia e mercado para o Mercado Nacional de Eletricidade.
- Operador do Mercado Australiano de Energia (AEMO) – responsável pela operação do sistema de energia e mercados. Seria uma junção entre o Operador Nacional do Sistema (ONS) e CCEE;
- Regulador Australiano de Energia (AER) - regula os mercados de energia de atacado e varejo, e as redes de energia, de acordo com a legislação e regras nacionais de energia para os estados: Australian Capital Territory, Tasmania, South Australia, New South Wales, Victoria and Queensland;
- Autoridade de Regulação Econômica (ERA) - Semelhante ao AER, mas regula o mercado do estado Western Australia.

O modelo do setor elétrico australiano é baseado no modelo tradicional, onde tem-se a figura do gerador, do transmissor, do distribuidor e do cliente final. Além desses quatro níveis de agentes, existe o *retailer*, o que quer dizer revendedor em português, que comercializa a energia com o cliente final (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2018a).

Geração

O setor de geração de eletricidade da Austrália está evoluindo de sua dependência histórica do carvão (preto e marrom) e, em menor grau, da hidroeletricidade para uma geração mais diversificada, que incorpora fontes de carvão, gás e energia renovável.

A coordenação do despacho dos geradores é feita pelo Operador Australiano do Mercado de Energia em várias sub-regiões e depois são definidas as trocas de energia através das interligações. Essa coordenação central é essencial porque os geradores estão interligados por meio de redes de transmissão e a ação de cada gerador afeta os demais geradores da rede.

A geração de eletricidade está configurada em:

- Geradores de grande escala tradicionais conectados na alta tensão;
- Uma ampla variedade de unidades menores de geração distribuída ou integradas ao sistema de distribuição;
- Recursos energéticos distribuídos, que são unidades de geração menores no lado do consumidor, ou seja, depois do medidor, que são geralmente painéis solares fotovoltaicos no telhado (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2018c).

Transmissão

Geralmente, os geradores de eletricidade estão localizados próximos a fontes de combustível, como minas de carvão, gasodutos de gás natural, reservatórios de água das hidrelétricas ou grandes turbinas eólicas, que geralmente ficam longe de onde a maioria das pessoas vive e trabalha. As redes de transmissão permitem o transporte em massa de eletricidade em altas tensões de uma série de geradores para os principais centros de demanda.

Os provedores de serviços de rede de transmissão (TNSPs) constroem, mantêm, planejam e operam as redes de transmissão de rede em Queensland, New South Wales, Australian Capital

Territory, Victoria, South Australia e Tasmania. Essas redes estão interconectadas para formar um *backbone* do Mercado Nacional de Eletricidade australiano.

As redes de transmissão são obrigadas a atender a padrões de confiabilidade que, na maioria dos casos, são definidos por governos jurisdicionais (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2018c).

Distribuição

As redes de distribuição transportam eletricidade das redes de transmissão para os clientes finais. A geração conectada na alta tensão usada para transmissão da geração é convertida em tensões mais baixas pelas Subestações (SE) de transformação. É então transportada em fios sobre postes – ou em fios enterrados no solo – para empresas e residências.

Os provedores de serviços de rede de distribuição (DNSP) constroem, mantêm e operam as redes. Existem 13 grandes redes de distribuição nas jurisdições do Mercado Nacional de Eletricidade australiano.

A geração distribuída geralmente se conecta diretamente à rede de distribuição.

Semelhante às redes de transmissão, as redes de distribuição são obrigadas a atender aos padrões de confiabilidade que, na maioria dos casos, são definidos por governos jurisdicionais (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2018c).

Cliente final

No final da cadeia de fornecimento estão os usuários comerciais e residenciais que usam a eletricidade fornecida pelos geradores através das redes de transmissão e distribuição.

Esta versão tradicional de suprimento está se transformando pois (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2018c):

- Clientes comerciais começam a gerar energia a partir de recursos energéticos distribuídos, também referidos como geração distribuída, onde a energia é gerada no local de consumo a partir de fontes como gás, energia solar, eólica ou biomassa;
- Clientes residenciais começam a usar recursos de energia distribuída, como unidades fotovoltaicas de telhado, dispositivos de eficiência energética, medidores inteligentes e sistemas de baterias residenciais.

Revendedor

O *retailer*, ou revendedor, pode ser comparado a comercializadora brasileira, com o diferencial de que, na Austrália, o consumidor final pode escolher o fornecedor que mais o agrada, seja pelo preço ou qualquer outro fator. Vale a pena ressaltar que os consumidores que fazem parte de apartamentos, blocos residenciais, centros comerciais ou industriais, shoppings centers e afins geralmente não podem escolher os seus revendedores, já que fazem parte de um único ponto de entrada, tendo seu consumo contabilizado por sub medidores. Neste caso, o dono ou o responsável pelo complexo fazer a opção de revendedor, podendo ainda obter desconto, já que a quantidade de energia contratada é significativa quando comparado a um consumidor individual (CANSTAR BLUE, 2018).

A Figura 3 mostra a cadeia do setor elétrico australiano.

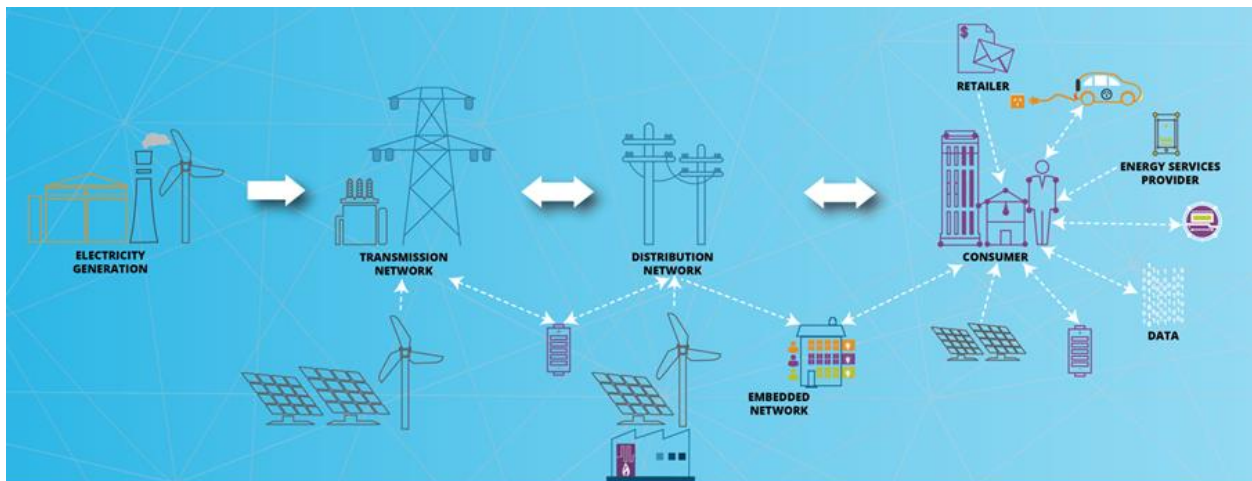


Figura 3 - Cadeia do setor elétrico australiano
Fonte: Australian Energy Market Commission (2018)

2.1.1 Mercado de energia

O fluxo de eletricidade através do sistema de energia físico é controlado pelo Mercado Nacional de Eletricidade. O Mercado Nacional de Eletricidade australiano é dividido em:

- Mercado atacadista competitivo;
- Monopólios regulados;
- Mercado varejista competitivo.

Mercado atacadista

As geradoras competem para vender sua eletricidade aos varejistas por meio de um mercado *spot* (à vista) diário que corresponde à oferta à demanda instantânea:

1º - Os geradores fazem ofertas;

2º - O mercado determina a combinação de geração para atender a demanda da maneira mais econômica possível;

3º - Em seguida, a Comissão Australiana do Mercado de Energia emite instruções de despacho para esses geradores.

O mercado determina um preço *spot* a cada meia hora para cada uma das cinco regiões do Mercado Nacional de Eletricidade. A Comissão Australiana do Mercado de Energia liquida as transações financeiras de toda a eletricidade negociada no Mercado Nacional de Eletricidade com base nesses preços.

A operação do mercado *spot* é regida por um conjunto de regras para facilitar:

- O funcionamento de uma combinação eficiente de geradores durante cada intervalo (30 minutos);
- O cálculo eficiente do preço da energia de forma transparente;
- Eficiente operação e investimento em geradores;
- Uso eficiente de energia pelos consumidores
- Limites de operação seguros e protegidos para fluxos de energia através de redes de transmissão para minimizar o risco de uma grande interrupção de fornecimento de energia;
- Concorrência, eficiência e inovação para impulsionar os melhores resultados para os consumidores de energia.

Geradores e varejistas muitas vezes se protegem de oscilações no preço *spot* firmando contratos (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2018b).

Monopólios regulados

Os negócios de transmissão e distribuição são cuidadosamente regulados para replicar as propriedades de incentivo de um mercado competitivo. As regras que regem os quadros de regulação econômica para o sector da eletricidade permitem ao regulador definir as receitas máximas que as empresas da rede de eletricidade podem cobrar pelos serviços que prestam.

As redes de transmissão e distribuição são obrigadas a atender aos padrões de confiabilidade que, na maioria dos casos, são definidos pelos governos jurisdicionais. O nível de confiabilidade que as redes de transmissão e distribuição devem fornecer afeta o nível de investimento que as empresas de rede realizam. O custo desses investimentos alimenta os preços da eletricidade pagos pelos clientes no setor de varejo (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2018b).

Mercado varejista competitivo

No mercado varejista, os revendedores compram eletricidade de geradores (no mercado atacadista), e a revendem para empresas e residências (no mercado de varejo).

Alguns grandes consumidores também podem comprar eletricidade diretamente do mercado atacadista, em vez de ser através de um varejista.

O mercado de varejo oferece concorrência, permitindo que os consumidores escolham entre revendedores (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2018b).

2.1.2 Energia renovável

A energia renovável tem um papel importante a desempenhar na redução das emissões de gases com efeito de estufa na Austrália e no alcance da meta de 20% de energia renovável até 2020.

Conhecida anteriormente como a Meta de Energia Renovável Obrigatória, a Meta de Energia Renovável está em operação desde 2001, com o objetivo inicial de fornecer dois por cento da geração de eletricidade do país a partir de fontes renováveis. Em 2009, isso foi aumentado para garantir que as energias renováveis representassem o equivalente a 20% da eletricidade da Austrália (41.000 GWh).

Em janeiro de 2011, a meta de energias renováveis foi dividida em duas partes:

- A meta de energia renovável em grande escala - esse esquema cria um incentivo financeiro para estabelecer e expandir usinas de energia renovável, como usinas solares, parques eólicos e usinas hidrelétricas, e atingir a maior parte da meta de 2020;

- O esquema de energia renovável de pequena escala - este esquema cria um incentivo financeiro para instalar painéis solares, sistemas eólicos, sistemas hidráulicos, aquecedores solares de água e bombas de calor de fonte de ar

Em junho de 2015, o Parlamento Australiano aprovou a Lei de Alteração de Energia Renovável de 2015. Como parte do projeto de emenda, a Meta de Energia Renovável em Grande Escala foi reduzida de 41.000 GWh para 33.000 GWh em 2020.

Desde o seu início em 2001, a Meta de Energia Renovável aumentou o número de instalações de sistemas de energias renováveis de pequena escala e estimulou com sucesso o investimento em centrais de energia renovável (THE CLEAN ENERGY REGULATOR, 2018a).

Meta de energia renovável em grande escala

A meta de energia renovável em grande escala (LRET) incentiva o desenvolvimento de usinas de energia renovável na Austrália por meio de um mercado para a criação e venda de certificados chamados de Certificados de Geração em Larga Escala (LGCs).

As usinas de energia credenciadas no LRET são capazes de criar LGCs para a eletricidade gerada a partir das fontes de energia renováveis da usina. Os LGCs podem então ser vendidos a entidades com passivos sob o LRET (principalmente varejistas, ou revendedores, de eletricidade) para cumprir suas obrigações de conformidade.

As entidades responsáveis devem comprar LGCs do mercado e entregar esses certificados ao órgão Regulador de Energia Limpa anualmente. O número de LGCs que devem ser submetidos por entidades responsáveis é definido a cada ano através do percentual de energia renovável.

Os LGCs também podem ser vendidos para empresas e indivíduos que desejam compensar voluntariamente seu uso de energia e emissões (THE CLEAN ENERGY REGULATOR, 2018b).

Energia renovável de pequena escala

O programa de energia renovável de pequena escala cria um incentivo financeiro para indivíduos e pequenas empresas instalarem sistemas de energia renovável em pequena escala como sistemas de painéis solares, sistemas eólicos de pequena escala, sistemas hidrelétricos de pequena escala, aquecedores solares de água e bombas de aquecimento movidas a ar. Isso é feito através da criação de certificados de tecnologia de pequena escala que são comprados pelas entidades responsáveis pela meta de energias renováveis e entregues ao Regulador de Energia Limpa

trimestralmente. Esses certificados são fornecidos com base na geração da energia esperada dos sistemas ao longo de um período de 15 anos ou, a partir de 2017, do ano de instalação até 2030, quando o programa termina. Esta eletricidade renovável substitui a eletricidade gerada por fontes não renováveis. O nível deste benefício difere em todo o país, dependendo do nível de energia solar.

Certificados de tecnologia de pequena escala podem ser criados após a instalação de um sistema elegível e são calculados com base na quantidade de eletricidade que um sistema produz ou substitui, ou seja, eletricidade de fontes não renováveis.

O número de certificados tecnológicos de pequena escala a serem submetidos pelos varejistas de eletricidade é definido a cada ano pelo percentual de tecnologia de pequena escala (THE CLEAN ENERGY REGULATOR, 2018c).

Energia solar fotovoltaica na Austrália

Entre 2001 e 2010, o crescimento do mercado de energia solar fotovoltaica foi de cerca de 15%. Um período de crescimento extremamente rápido ocorreu entre 2010-2013. O número de instalações mensais estabilizou-se ao longo de 2014 e 2015 e neste momento parece estar tendendo ligeiramente para baixo no setor residencial, com um aumento no número de sistemas fotovoltaicos maiores (comerciais e em escala de serviços públicos) mantendo a capacidade geral instalada alta.

Até o final de junho de 2018, a Austrália contava com 1,89 milhões de instalações fotovoltaicas e mais de 8.450 MW de potência instalada (THE CLEAN ENERGY REGULATOR, 2018b). A Figura 4 mostra a evolução da potência instalada de fontes fotovoltaicas desde 2001 até junho de 2018.

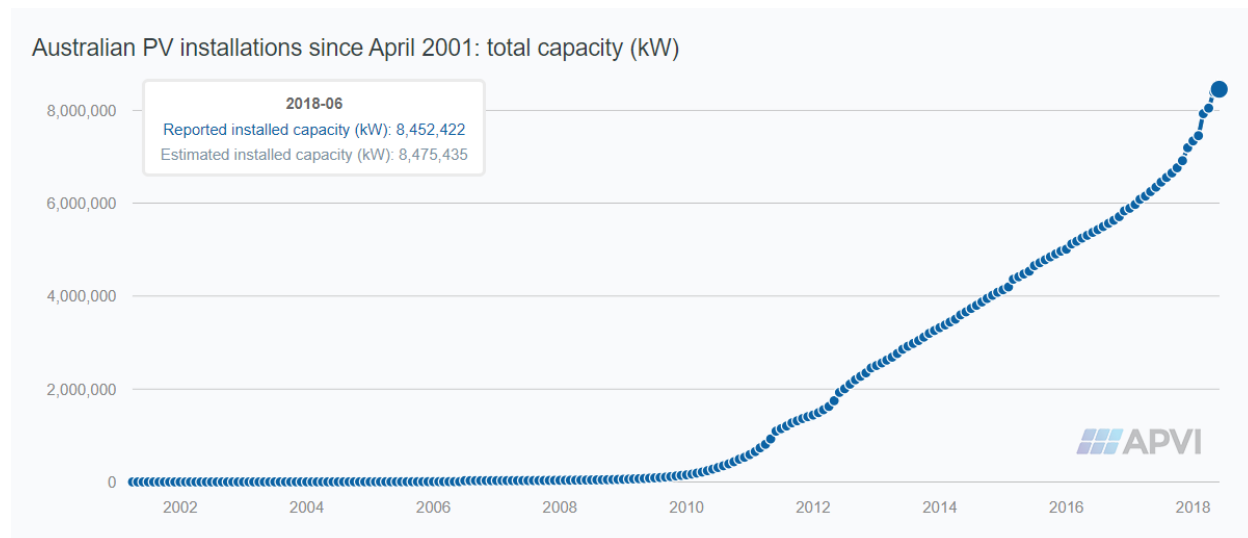


Figura 4 - Potência acumulada proveniente de fonte fotovoltaica desde 2011 até 06-2018
 Fonte: <http://pv-map.apvi.org.au/analyses> (2018)

Do total de 8.450 MW de potência instalada, 7.398 MW são provenientes de pequenas centrais geradoras, ou seja, aproximadamente 88%.

A capacidade de geração em 2018 do maior sistema da Austrália (NEM) é de 54.421 MW enquanto no WEM é de 5.798 MW. Somando-se as capacidades, tem-se o total de 60.219 MW. Portanto a potência instalada de fonte fotovoltaica representa 14,0% no total e 12,3% em relação a produção de pequena escada, ou seja, de pequenas centrais geradoras, do tipo *rooftop* em sua maioria.

As projeções da evolução do uso de sistemas fotovoltaicos do tipo *rooftop* e de armazenamento em baterias distribuídas na Austrália são dadas pela Figura 5 (NEM) e pela Figura 6 (WEM).

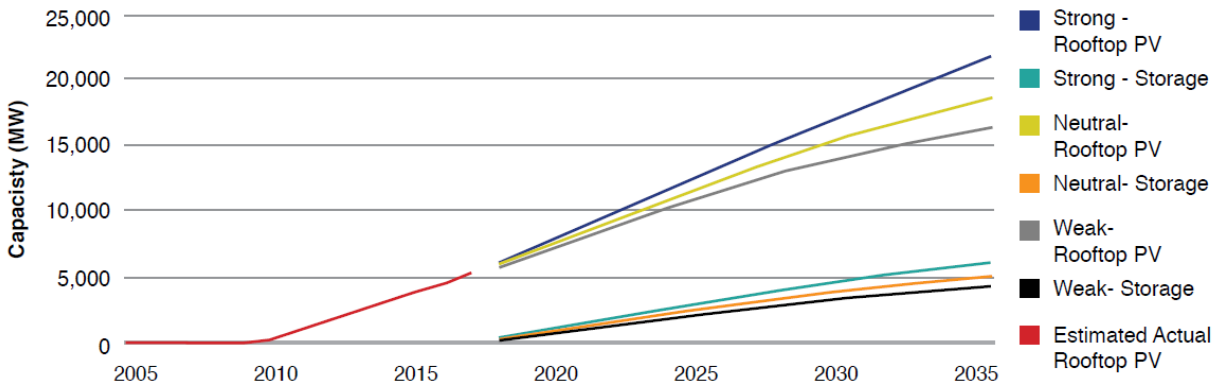


Figura 5 – Projeção da capacidade instalada de sistema solar fotovoltaico do tipo *rooftop* e armazenamento em baterias distribuídas no NEM
 Fonte: AEMO and Energy Networks Australia, Open Energy Networks, consultation Paper (2018)

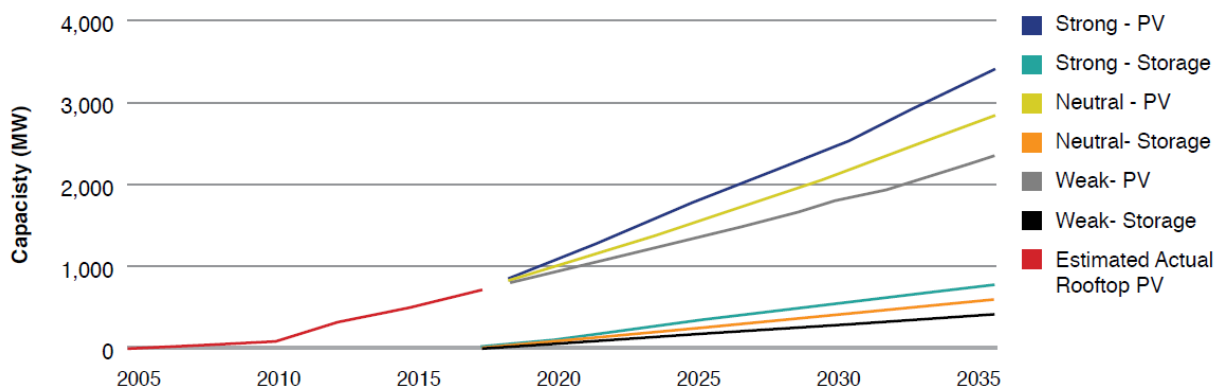


Figura 6 - Projeção da capacidade instalada de sistema solar fotovoltaico do tipo *rooftop* e armazenamento em baterias distribuídas no WEM
 Fonte: AEMO and Energy Networks Australia, Open Energy Networks, consultation Paper (2018)

Compensação Energética

Quando surgiu a modalidade de compensação pela energia gerada na Austrália, ela se dava através da venda da energia pelo consumidor, e gerador também, através das tarifas: *net feed-in* ou *gross feed-in*. A tarifa *net feed-in* é caracterizada pelo pagamento do excesso de energia gerada, ou seja, pelo resultado da geração menos o consumo. Já a tarifa *gross feed-in* paga por toda energia gerada, assim como cobra toda energia consumida. Hoje em dia, apenas as tarifas *net feed-in* são aplicadas nos estados australianos (ENERGY MATTERS, 2018).

As altas tarifas *feed-in* através de investimentos do governo estadual e federal, foram introduzidas como forma de incentivo para os consumidores instalarem sistemas solares, que na época eram caros. A intenção foi de reduzir o tempo de recuperação do investimento (*payback*) através de maior economia nas faturas de eletricidade, ou ainda, pelo capital recebido pela venda da energia.

Novos consumidores já não fazem mais parte dessa política de incentivo e tiveram a tarifa *feed-in* reduzida. Cada estado e território define suas próprias regras, incluindo o valor da tarifa *feed-in* e o tamanho do sistema solar elegível para a tarifa, e nos últimos anos, os revendedores de alguns estados tem tido a liberdade de oferecer tarifas maiores do que as tarifas reguladas, ou definir sua própria tarifa no mercado livre. Queensland, por exemplo, começou com AU\$ 0,44 por kWh e o Esquema de Bonificação Solar de New South Wales começou com AU\$ 0,60 por kWh (ABC.NET.AU, 2016). No entanto, as taxas caíram consideravelmente nos últimos anos. As taxas atualmente disponíveis variam de um mínimo de AU\$ 0,051 por kWh em New South Wales a um máximo de AU\$ 0,125 por kWh disponíveis em alguns varejistas em Queensland, com a maioria das taxas em torno de AU\$ 0,06 e AU\$ 0,16 por kWh (WATTEVER, 2018).

Tome-se a empresa varejista Synergy como exemplo. A tarifa *flat* de energia cobrada será de AU\$ 0,283 por kWh, e o pagamento pela energia recebida de um *rooftop* solar que tenha entre 500 W e 5 kW será de AU\$ 0,071 por kWh. Essa mesma empresa paga AU\$ 0,40 por kWh para aqueles que foram subsidiados pelo governo e ainda têm seu contrato em operação. A compensação feita por essa empresa funciona da seguinte forma: Todo o dinheiro ganho aparece na fatura seguinte em forma de créditos. Quando os créditos atingem AU\$ 75 ou mais a empresa deposita o dinheiro na conta do cliente.

2.2 O setor elétrico alemão

Os monopólios regionais existiam na indústria energética alemã até 1998. Os serviços de utilidade verticalmente integrados tinham um monopólio legalmente reconhecido em sua área de serviço. Existia uma permanente supervisão e controle de preços, apoiados por controles de práticas anticompetitivas de cartel.

Os primeiros passos para liberalizar o mercado da energia foram feitos a nível europeu. Nos anos 80, a Comissão Europeia desenvolveu uma estratégia legislativa para a criação de um mercado único europeu da energia. As diretivas da União Europeia (UE) para os mercados internos da eletricidade e do gás assentaram nesta estratégia e visaram principalmente a criação de mercados orientados para a concorrência.

As normas da UE sobre o mercado interno de eletricidade foram transpostas para a legislação nacional da Alemanha com a Lei de Energia de 1998. O objetivo da Lei foi abrir o mercado de energia em rede. Os monopólios regionais criados pelo Estado foram assim abolidos.

Em 2003, decidiu-se emitir novas regras para alcançar o mercado único de energia. O objetivo destas diretivas de aceleração, como o próprio nome diz, era dar um novo impulso à liberalização da energia e à criação de condições uniformes para a concorrência nos mercados internos da eletricidade e do gás natural. Após a implementação, as normas de aceleração já não permitem aos Estados-Membros escolherem entre o acesso à rede negociado ou regulamentado. Pelo contrário, o acesso à rede regulamentada foi estabelecido como a única via pela qual a legislação europeia deveria ser transposta.

Em razão das diretivas da UE, a Lei da Energia alemã foi alterada em 2005 e transpõe as diretivas europeias sobre os mercados internos de eletricidade e gás natural para a legislação alemã (BUNDESNETZAGENTUR, 2018). Assim, o setor elétrico alemão foi dividido em atividades competitivas – geração e comercialização – e aquelas que são consideradas monopólio natural – transmissão e distribuição.

Na atividade de geração, todos os geradores atuam em regime de livre concorrência oferecendo energia no mercado de eletricidade. Os geradores são incentivados a desenvolver energias renováveis, mas as decisões de investimento dependem do mercado.

Na atividade de transmissão não existe um único operador do sistema como no Brasil, mas quatro diferentes operadores, conforme se vê na Figura 7. Todos os sistemas de transmissão estão interligados e existem interligações com outros países da região: Suíça, Dinamarca, Polónia, Holanda, Luxemburgo, França, República Checa, Suécia e Áustria.

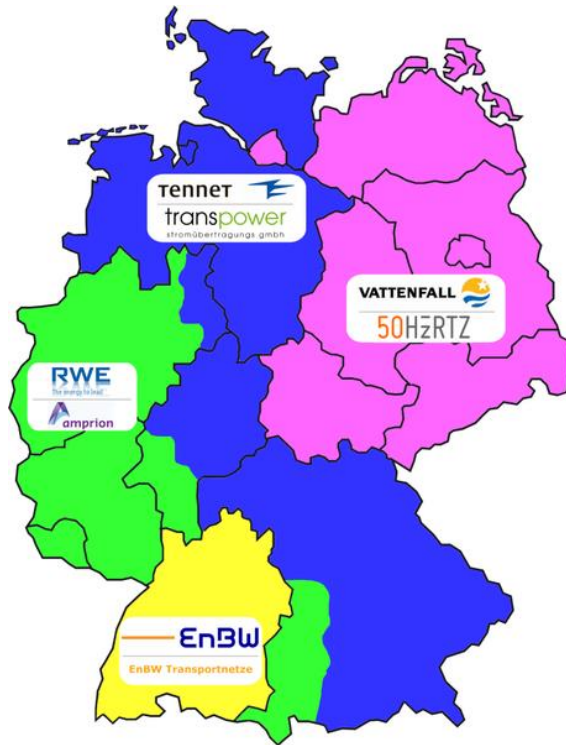


Figura 7 - Sistema Elétrico da Alemanha
 Fonte: Renewable Energy World (2014)

Obviamente, a Alemanha conta com algumas instituições para garantir o bom funcionamento do setor elétrico (CPFL ENERGIA, 2014):

- Ministério Federal de Economia e Energia - que tem a responsabilidade de formular e implantar a política energética;
- Ministério Federal de Meio Ambiente, Conservação da Natureza, Construção e Segurança Nuclear - que tem a responsabilidade de elaborar políticas para a energia renovável e a segurança da energia nuclear;
- Regulador do Sistema (*bundesnetzagentur*) - que é o regulador do sistema elétrico, encarregado de supervisionar a operação dos operadores das redes de transmissão e distribuição. As bases legais para as atividades do Regulador do Sistema estão dadas pela Lei de Energia e pela Lei de Aceleração de Expansão da Rede;
- Agência Federal do Sistema - tem a responsabilidade de aprovar as tarifas de uso das redes, garantir o livre acesso e garantir a qualidade do sistema;

- Gabinete Federal anti cartel (*bundeskartellamt*) - é uma autoridade federal independente responsável em garantir a concorrência dos mercados na Alemanha;
- Troca de Energia Europeia (*EEX*) - localizada em Leipzig é o maior operador do mercado atacadista de energia elétrica na Alemanha e um dos maiores na Europa. A EEX oferece plataformas de comercialização de energia elétrica, gás natural e de permissões de emissão de CO₂ e também opera o mercado de derivativos financeiros para transações de energia, além de oferecer um espaço de negociação de contratos *over-the-counter* (OTC);
- Troca de Força Europeia (*EPEX SPOT*) - é uma plataforma do mercado spot de energia, operada pela EEX e pela *Powernext*. Nesta plataforma se realizam transações de energia elétrica no mercado do dia seguinte e no mercado intradiário.

2.2.1 Mercado de energia

A comercialização de energia na Alemanha está dividida em dois grandes mercados, o mercado atacadista, onde se comercializa grandes quantidades de eletricidade, e o mercado de varejo, no qual todos os consumidores finais escolhem o comercializador de energia do qual irá contratar o serviço.

No mercado atacadista a comercialização de energia elétrica pode ser feita através do mercado spot ou diretamente entre os agentes. A comercialização independente utiliza-se do instrumento “Contrato Bilateral” e é realizada diretamente entre os agentes, denominando-se *over-the-counter* (OTC) ou mercado de balcão, sendo a negociação sobre preço e quantidade realizada entre as partes.

No mercado *spot* se comercializa energia física de curto prazo, assim como instrumentos financeiros que permitem cobrir o risco da variação de preços.

Na Alemanha existem dois operadores onde os produtores e compradores podem comercializar energia: a EEX e a EPEX SPOT.

A EEX administra o mercado *spot*, o mercado de derivativos financeiros e uma plataforma de negociação bilateral de produtos (OTC).

A EPEX SPOT, por sua vez, é a plataforma do mercado spot e opera o mercado do dia seguinte, através de leilões, e o mercado intradiário para França, Alemanha, Áustria e Suíça. No mercado do dia seguinte se comercializa (através de leilões) energia a ser despachada nas 24 horas

do dia posterior à transação. No mercado intradiário, por sua vez, se comercializa energia a ser despachada no mesmo dia da operação.

Para terem cobertura dos efeitos financeiros advindos da variação dos preços no mercado, os agentes utilizam derivativos financeiros como futuros, opções e contratos *forward* (CPFL ENERGIA, 2014).

2.2.2 Mudanças na matriz elétrica da Alemanha

Entre 2007 e 2013, a Alemanha tomou duas decisões políticas fundamentais que orientarão sua política energética nas próximas décadas. Em setembro de 2010, o governo federal adotou o Conceito de Energia, uma nova estratégia abrangente para um longo caminho integrado de energia até 2050. Após o acidente nuclear de Fukushima Daiichi em março de 2011, a Alemanha decidiu acelerar a eliminação da energia nuclear até 2022, começando com o fechamento imediato das oito plantas mais antigas. Essa decisão resultou na adoção de um conjunto de novas medidas de política e determinou a energia renovável como a pedra angular do suprimento futuro de energia, um conjunto de instrumentos de política comumente conhecidos como *Energiewende*.

A fim de alcançar a ambiciosa transformação energética estabelecida na *Energiewende*, a meta é que em 2030 metade de todo o fornecimento de eletricidade venha de fontes de energia renováveis. A Alemanha deve continuar a desenvolver abordagens baseadas no mercado com boa relação custo-benefício, que apoiarão o crescimento previsto da geração renovável variável.

No futuro, a capacidade de energia renovável deve se expandir paralelamente ao desenvolvimento oportuno das redes de transmissão e distribuição. Além disso, um sistema regulatório estável é necessário para garantir financiamento de longo prazo às operadoras de rede.

As decisões de política energética na Alemanha têm inevitavelmente um impacto para além das fronteiras do país e devem ser tomadas no contexto de um quadro mais amplo da política energética europeia e em estreita consulta com os seus vizinhos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018).

Energia Renovável

A capacidade de geração que integra o setor elétrico da Alemanha é de 206,85 GW, sendo que a de fonte eólica está em primeiro lugar com 59,24 GW, quando somadas as fontes em terra ou mar (*onshore* e *offshore*, respectivamente), e seguida pela fonte solar com 44,95 GW de potência instalada. A Figura 8 mostra a capacidade de geração de acordo com as respectivas fontes de energia.

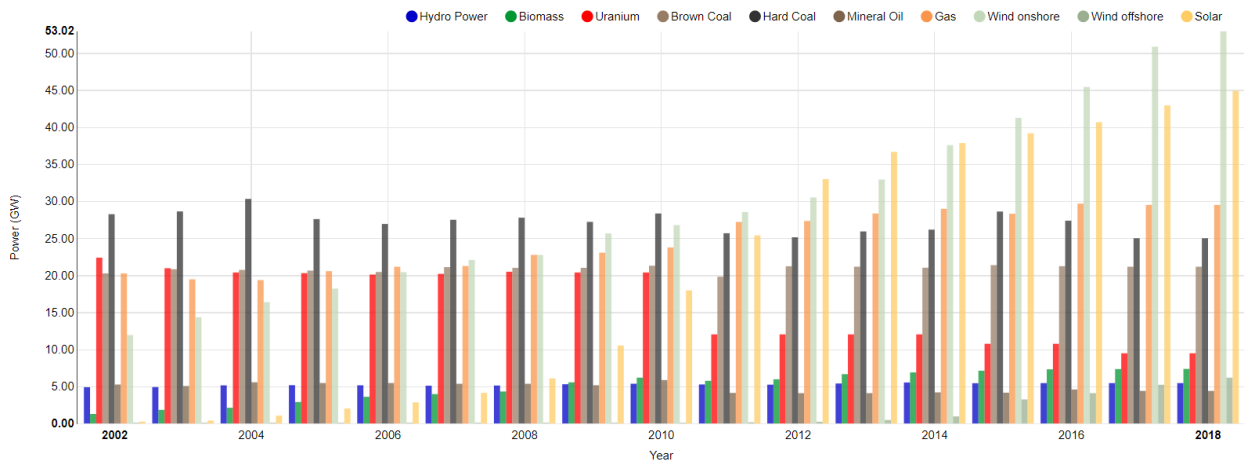


Figura 8 - Capacidade de geração da Alemanha por fontes de energia
Fonte: Fraunhofer (2018)

Apesar de uma grande potência instalada, sabe-se que a geração de energia elétrica proveniente de fonte eólica e solar é limitada por seus fatores de capacidade, que são relativamente baixos, sendo ainda mais significativo para a fonte solar, que fica sem gerar por grande período de tempo e tem sua eficiência ainda mais reduzida em países com baixa irradiância, como é o caso da Alemanha.

Portanto, quando analisada a geração, é interessante se observar não só a potência instalada como também a energia gerada proveniente das diversas fontes. A Figura 9 mostra os dados históricos da geração de energia na Alemanha.

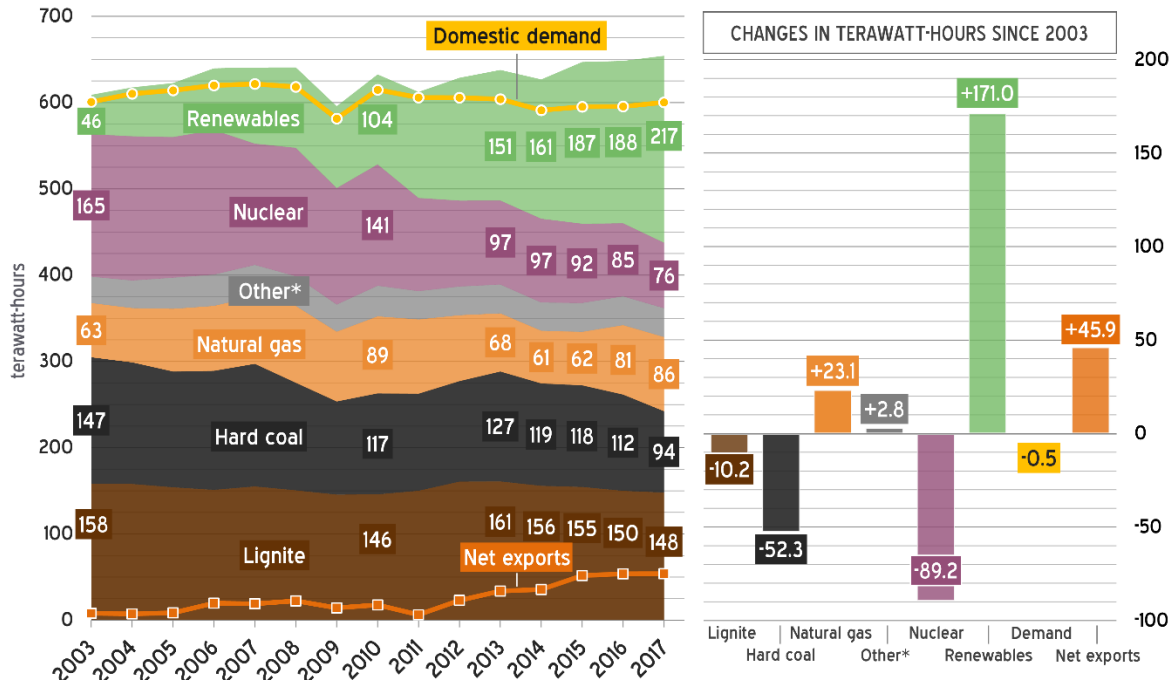


Figura 9 - Histórico de geração, consumo e exportação de energia elétrica na Alemanha
 Fonte: Energy Transition (2018)

A Figura 9 mostra de forma abrangente a evolução da geração de energia elétrica na Alemanha. Observa-se o grande aumento de fontes renováveis, 171 TWh, e uma forte diminuição de fonte nuclear, 89 TWh, e fonte de carvão do tipo *hard coal*, 52,3 TWh, quando comparada a energia gerada em 2017 com a gerada em 2003. Observa-se ainda que a Alemanha cresce continuamente desde 2011 como exportadora de energia elétrica. A maior parte das exportações em 2017, 16,6 TWh, foi para a Suíça, que repassou a maior parte da energia para a Itália (BURGER, 2018).

A Figura 10 traz uma melhor compreensão da representatividade de cada fonte na matriz de energia gerada atualmente pela Alemanha.

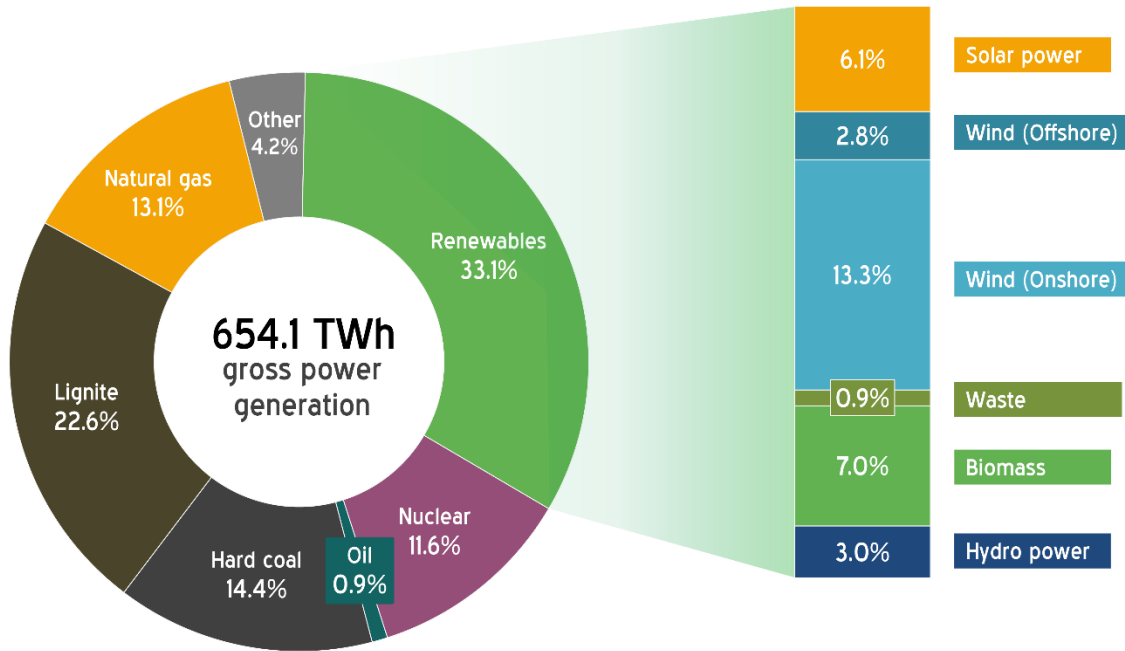


Figura 10 - Geração de energia elétrica na Alemanha em 2017
 Fonte: Energy Transition (2018)

O aumento de 29 TWh de energias renováveis em 2017 estabelece um recorde anual. Esse crescimento é equivalente a cerca de 5% da demanda de energia alemã (ENERGY TRANSITION, 2018).

2.3 O setor elétrico norueguês

O sistema elétrico da Noruega está totalmente interligado aos sistemas de Suécia, Finlândia e Dinamarca, como se observa na Figura 11. Todas as transações de energia elétrica são realizadas entre estes quatro países no *Nord Pool Spot*, que organiza o mercado nórdico de energia física (CPFL ENERGIA, 2014).

O *Nord Pool Spot* está localizado na Noruega e pertence aos operadores do sistema dos países membros, enquanto é regulado pelo Diretório de Recursos Hídricos e Energéticos, do inglês *Norwegian Water Resources and Energy Directorate* (NVE). A *Nord Pool* é nomeada como

operadora de mercado de eletricidade na Áustria, Bélgica, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Alemanha, Grã-Bretanha, Irlanda, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Holanda, Polônia e Suécia (NORD POOL, 2018).



Figura 11 - Interligações do sistema de transmissão da Noruega
Fonte: Adaptado de Statnett (2018)

O setor elétrico da Noruega está organizado em quatro atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Na geração e comercialização as empresas estão em regime de livre concorrência, enquanto a transmissão e a distribuição são atividades reguladas por serem monopólios naturais. No entanto, todas as empresas que atuam no setor elétrico devem ter permissões emitidas pelo NVE, que é o regulador do setor.

As empresas podem participar em mais de uma atividade no setor, assim muitas empresas distribuidoras também realizam a atividade de comercialização, embora somente a distribuição

esteja regulada. As empresas que estão em mais de uma atividade são denominadas empresas verticalmente integradas.

Para garantir o correto funcionamento do setor elétrico na Noruega, várias instituições atuam no setor, além das empresas privadas, regionais e municipais:

- O parlamento da Noruega (*Storting*) define a política energética e de uso dos recursos hídricos;
- Ministério de Petróleo e Energia da Noruega - a principal responsabilidade deste ministério é promover uma política energética integrada, baseada na utilização eficiente dos recursos energéticos garantindo que a gestão dos recursos seja realizada em conformidade com as orientações dadas pelo *Storting*. Este ministério, através do Departamento de Recursos Hídricos, é proprietário e responsável das empresas *Enova SF* e *Statnett SF*;
- Ministério de Meio Ambiente - responsável pela planificação e legislação do meio ambiente;
- Ministério da Fazenda - responsável pelos impostos e gastos do Estado;
- Ministério de Comércio e Industria - é proprietário e responsável da *Statkraft SF*, principal empresa de geração;
- Diretório de Recursos Hídricos e Energéticos (NVE) - é uma agência subordinada ao Ministério do Petróleo e Energia, responsável pela administração dos recursos energéticos domésticos, além de ser o regulador nacional do setor elétrico da Noruega. O NVE também realiza trabalhos de pesquisa e desenvolvimento e cooperação internacional, sendo *expert* nacional em recursos hídricos;
- *Nord Pool Spot* - é a entidade que organiza o mercado elétrico nórdico. Esta entidade pertence às empresas operadoras dos sistemas de transmissão dos países nórdicos (Noruega, Suécia, Dinamarca e Finlândia) e é regulada pelo NVE;
- *Enova SF* - é uma empresa estatal responsável pela administração do Fundo Energético. O objetivo da *Enova SF* é promover uma conversão do consumo e geração para fontes limpas e desenvolver tecnologias para este fim;
- *Statnett SF* - é uma empresa pública responsável pela construção e operação da rede de transmissão central. Esta empresa, além de deter mais de 90% das redes, faz o papel do operador do sistema de transmissão. A *Statnett SF* é responsável pela coordenação do

sistema tanto no longo como no curto prazo, o que envolve a responsabilidade de garantir o balanço entre a oferta e demanda a toda hora, assim como garantir a boa qualidade do sistema em todo o país. A *Statnett SF* também é responsável pelo planejamento da expansão do sistema de transmissão da Noruega. A *Statkraft SF* é uma empresa estatal que tem detêm parte da capacidade de geração do sistema elétrico da Noruega. Além disso, tem ainda uma grande participação na geração de outros países, principalmente da Europa.

O Fundo de Energia é um fundo estabelecido para assegurar uma fonte de financiamento de longo prazo e estável para financiar as estratégias de eficiência energética, e incentivar as fontes renováveis de energia (CPFL ENERGIA, 2014).

2.3.1 Mercado de energia

A Noruega faz parte de um mercado conjunto com a Suécia, Dinamarca e Finlândia, e esta, por sua vez, integrada ao mercado europeu de energia através de interconexão com Alemanha, Holanda, Estônia, Polônia e Rússia. Outras ligações entre os países nórdicos e o resto da Europa também estão planejados.

A organização da produção de energia na Noruega se baseia nos fundamentos do livre mercado, segundo o estabelecido na Lei de Energia da Noruega.

No modelo de mercado adotado, a troca de energia define preços diários que proporcionam um equilíbrio planejado entre a geração e o consumo para cada hora do dia seguinte. Assim, o mercado e todos os seus participantes contribuem para uma operação confiável e eficiente do sistema de fornecimento de energia.

O mercado de energia pode ser dividido em mercado atacadista e mercados de usuários finais. Grandes volumes são comprados e vendidos no mercado atacadista, e os *players* são produtores de energia, fornecedores de energia, corretores, empresas de energia e consumidores de grande escala. Nos países nórdicos, esses *players* negociam no *Nord Pool Spot*, ou bilateralmente. No mercado de usuários finais, os consumidores individuais entram em acordo para comprar energia de um fornecedor de energia de sua escolha. O mercado de usuários finais da Noruega consiste de cerca de um terço de clientes domésticos, um terço da indústria e um terço de consumidores médios, como hotéis e cadeias de lojas.

O preço de mercado da energia, que é determinado diariamente no *Nord Pool Spot*, sendo resultado de um modelo de oferta e demanda. Variações na precipitação e temperatura resultam em flutuações consideráveis nos preços da energia, tanto dentro de períodos de 24 horas quanto nas estações e anos. Os preços também dependem das condições de transmissão, tanto entre áreas e países dentro da região nórdica e entre a região nórdica e o resto da Europa. Como há limitações periódicas de capacidade na rede, os preços da energia podem variar de uma área para outra (MINISTÉRIO DE PETRÓLEO E ENERGIA DA NORUEGA, 2015).

Na Figura 12 se observa o funcionamento do mercado atacadista dividido em mercado físico de energia elétrica e mercado financeiro de comercialização de energia elétrica.

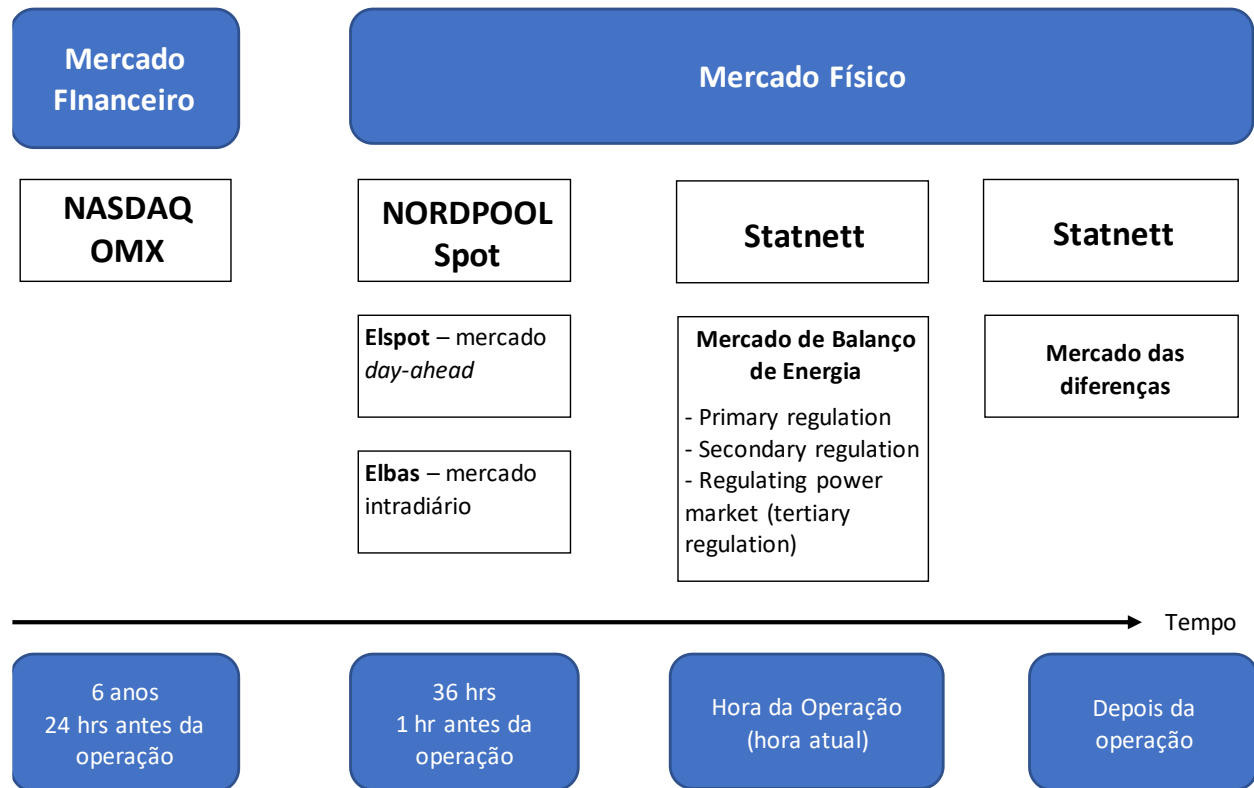


Figura 12 - Funcionamento do mercado atacadista dividido em mercado físico de energia elétrica e mercado financeiro de comercialização

Fonte: Desenvolvido pelo autor baseado na imagem do NVE (2018)

O mercado físico de energia

O mercado físico de energia está dividido em três mercados: *Elspot*, que é o mercado do dia seguinte; *Elbas*, que é o mercado intradiário; e o mercado de balanço ou de diferenças. Os dois primeiros são administrados pela *Nord Pool Spot*, enquanto o mercado de balanço é administrado pela *Statnett SF*.

O *Elspot* é o mercado primário de energia onde se comercializam as maiores quantidades. Este mercado é definido como um mercado de contratos onde a energia é efetivamente despachada hora a hora no dia seguinte. No *Elbas* são firmados contratos a cada hora no período entre o mercado *Elspot* (24 horas antes da hora do despacho) e a hora imediatamente anterior à hora de o despacho de energia.

O mercado de balanço é administrado pela *Statnett* e acontece na hora do despacho. Posteriormente é realizada a contabilização das diferenças verificadas entre a energia comercializada no *Nord Pool Spot* (*Elspot* e *Elbas*) e a energia efetivamente despachada (CPFL ENERGIA, 2014).

O mercado financeiro de comercialização de energia

O mercado financeiro de comercialização de energia inclui instrumentos financeiros que permitem gerenciar o risco de variação nos preços e a especulação. Todos os contratos no mercado financeiro de energia são liquidados financeiramente, sem envolver o despacho físico de energia.

A comercialização financeira de energia pode acontecer de forma bilateral ou na bolsa de energia. O mercado do dia seguinte (*Elspot*) é base do preço do mercado financeiro de energia, o preço determinado no *Nord Pool Spot* serve de referência para os contratos do NASDAQ OMX.

As transações financeiras acontecem no âmbito do *NASDAQ OMX*, onde os agentes podem se proteger da variação nos preços de compra e venda de energia até por seis anos distribuídos em períodos diários, semanais, mensais, trimestrais e anuais. Assim, entre os instrumentos financeiros que podem ser usados no mercado financeiro de energia se destacam: *forwards*, contratos de diferenças e as opções (CPFL ENERGIA, 2014).

2.3.2 Geração de energia elétrica

A característica principal do sistema de energia da Noruega é o domínio da energia hidrelétrica. A energia hidrelétrica (a maioria é de propriedade pública) responde por quase toda a geração de eletricidade na Noruega, fornece o menor custo de eletricidade doméstica entre os países membros da Agência Internacional de Energia (IEA) e permite a exportação líquida de eletricidade para países interconectados. A Noruega é um país que usa muita eletricidade, e a parcela de eletricidade no consumo final de energia é a mais alta em toda a IEA. Além disso, o uso de eletricidade por pessoa é maior na Noruega do que em qualquer outro país membro do IEA. Isso é motivado, em grande parte, pelo fato de a Noruega ter um clima frio e de o aquecimento ser baseado em eletricidade. A Figura 13 mostra a geração de energia elétrica por fontes (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017).

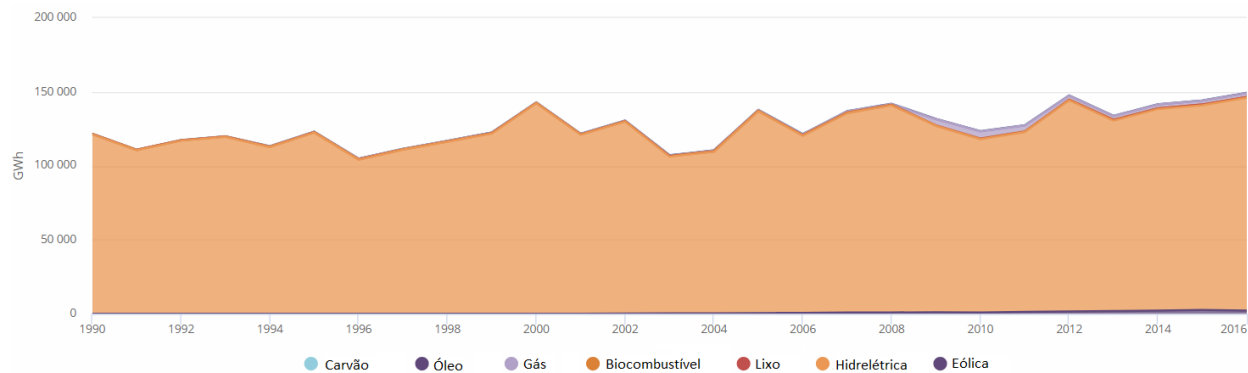


Figura 13 - Geração de energia elétrica por fonte na Noruega
Fonte: Adaptado de IEA Electricity Information (2018)

O setor industrial é o maior consumidor de eletricidade, seguido pelos setores residencial e comercial. O consumo de eletricidade aumentou em aplicações residenciais e comerciais e no setor de energia (indústria de petróleo e gás). O setor de transporte também está se tornando mais eletrificado, mas apesar do recente boom nas vendas de veículos elétricos, o consumo ainda é relativamente pequeno.

Tomando como base apenas a geração de energia elétrica durante o ano de 2015, tem-se a quantidade desta e o consumo por setor mostrados na Figura 14.

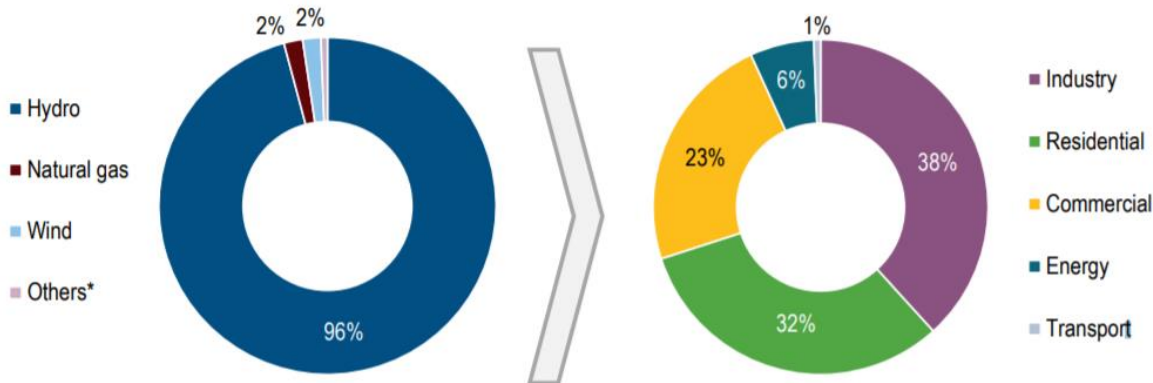


Figura 14 – Geração elétrica por fonte e consume por setor
 Fonte: IEA Electricity Information (2016)

A Noruega faz parte de um sistema de energia nórdico altamente integrado que tem interligação com os países bálticos, o norte da Europa e a Federação Russa. O alto grau de integração regional fornece acesso a um grupo diversificado e estável de suprimento e, portanto, auxilia na segurança do suprimento.

Apesar de um consumo interno crescente, a Noruega possui recursos de eletricidade limpa suficientes para atender à demanda doméstica na maioria dos anos e, na verdade, é geralmente um exportador. Em 2015, as exportações líquidas representaram 10% da produção total de eletricidade. As importações e exportações ajudam a equilibrar a oferta e a demanda de eletricidade (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017).

Energia renovável

O sistema de energia norueguês é diferente do resto da Europa em termos de utilização de alta capacidade de geração de energia quase exclusivamente baseada em fontes de energia renováveis com um alto grau de flexibilidade. Portanto, no desenvolvimento de regulamentos europeus, é importante considerar as características diferentes da Noruega com a necessidade de regras do mercado europeu essencialmente térmico.

A Noruega participa de um sistema de certificação de eletricidade com a Suécia para apoiar investimentos em nova capacidade renovável de eletricidade, mas decidiu não estabelecer novas metas depois de 2020. Com sua grande parcela de energia hidrelétrica na geração de eletricidade e um sistema de aquecimento dominado por eletricidade renovável, O aumento das energias renováveis na Noruega pode ter lugar principalmente nos setores da indústria e dos transportes.

A energia renovável corresponde por 98% da geração de eletricidade da Noruega. Historicamente, a energia hidrelétrica fornecia mais ou menos toda a eletricidade do país, enquanto sua participação atual é de cerca de 96%. A produção de energia eólica quase dobrou entre 2011 e 2016 e representava 1,41% da geração total de eletricidade, sendo de 2.116 GWh de energia gerada neste ano (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017).

A Figura 15 mostra a geração de energia renovável por fonte, que nesse caso é apenas hídrica e eólica.

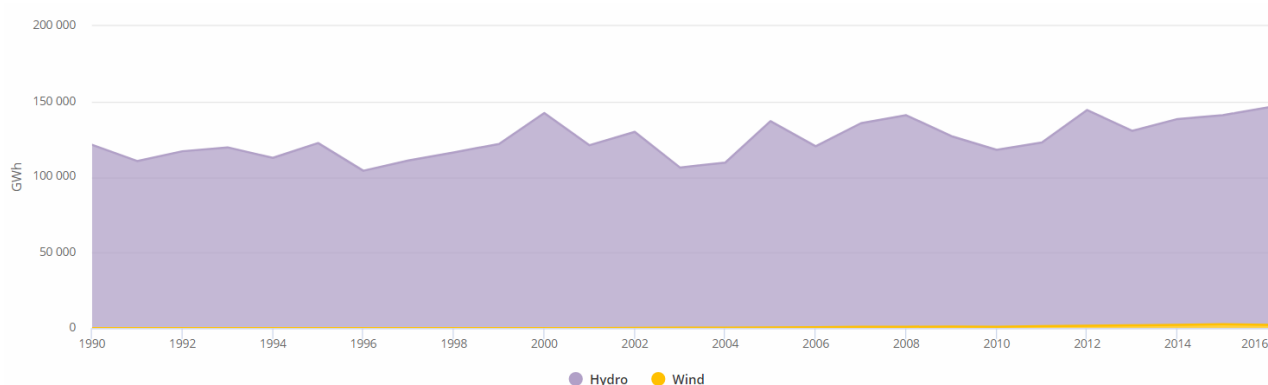


Figura 15 - Geração de energia renovável por fonte na Noruega
Fonte: IEA Renewables Information (2018)

Na Noruega é considerada GD aquela com potência menor ou igual a 1 MW, proveniente de fontes renováveis e conectadas a rede de distribuição. Já os prossumidores são definidos como usuários finais com consumo e produção atrás do medidor, dos quais não mais de 100 kW são colocados na rede a qualquer momento. Em 2017 a energia gerada por GD foi cerca de 140,5 GWh, apenas 0,09% da energia gerada no ano.

2.4 Considerações finais do capítulo

Esse capítulo apresentou o funcionamento do sistema elétrico da Austrália, Alemanha e Noruega, bem como sua matriz renovável atual e expectativas de crescimento a curto prazo.

Na Noruega os prossumidores podem vender o excedente de energia para a distribuidora, com preços prefixados em contrato e que geralmente são os valores horários (*spot-price*) e não

pagam a tarifa fixa por serem produtores ou pagam tarifa muito baixa. Mas apesar desses benefícios, a GD tem se mostrado pouco expressiva neste país devido as características climáticas que tendem a dificultar a utilização da modalidade de geração que permite uma maior flexibilidade, a fotovoltaica (SWECO AND OSLO ECONOMICS, 2019).

Mesmo não tendo um cenário muito atraente para a utilização de energia fotovoltaica, previsões mostram um aumento considerável desse tipo de fonte, bem como a utilização expressiva de hidrelétricas pequena, ambas no conceito de GD, como mostra a Figura 16.

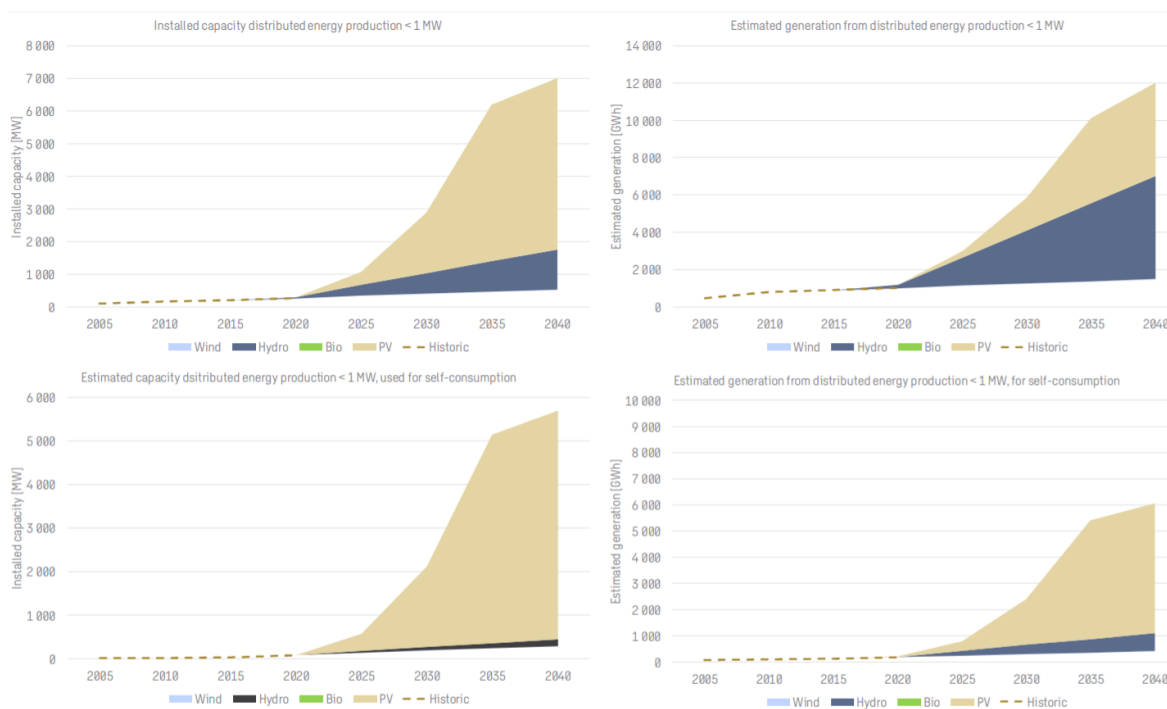


Figura 16 – Perspectiva de crescimento da GD na Noruega
 Fonte: Sweco and Oslo Economics (2019)

A Alemanha se destaca no conceito de GD por ter uma experiência positiva em relação a implementação de políticas de incentivo a fontes renováveis. Essas políticas começaram ainda no ano de 1990 quando através da lei do *feed-in* as distribuidoras passaram a serem obrigadas a conectar e comprar o excedente de energia gerada pelos prossumidores. No caso de empreendimentos fotovoltaicos e eólicos, a energia deveria ser adquirida por um preço equivalente a 90% da tarifa final de energia. Paralelo a isso ainda foram criados programas estaduais de concessão de subsídios.

Foram criados ainda na década de 90 outros programas de incentivo. No início dos anos 90 foi criado o programa 1.000 telhados, que concedia auxílio financeiro de até 70% do custo do investimento. No final da década, foi instituído o programa 100.000 telhados que possibilitava o financiamento dos sistemas com baixas taxas de juros.

No ano de 2000 o Lei de Fontes de Energia Renovável (EGG) foi criado. O programa estabeleceu valores prefixados da tarifa que deveria ser paga aos prosumidores que variaram de acordo com a data da instalação e da potência da planta, além de ser garantida por 20 anos. Em 2004 o EGG foi reformulado, passando a oferecer uma maior remuneração ao para proprietários de sistemas fotovoltaicos. Devido ao rápido crescimento dos custos relacionados a tarifa *feed-in*, em 2009 o EGG passou por outras mudanças, que por sua vez substituiu a redução estática do incentivo – que era de 5% ao ano – pela redução dinâmica – em função da capacidade instalada por fonte de energia. E pela primeira vez, foram introduzidos instrumentos para mitigar os efeitos negativos sobre a estabilidade das redes elétricas, incluindo incentivos para autoconsumo de energia. Além dessas mudanças no EGG, outras vieram ao longo do tempo, poderíamos fazer um paralelo com as modificações na Resolução 482 de 2012 que rege a GD no Brasil (MAX; BENJAMIN, 2018).

Na Alemanha, a parcela de energias renováveis no consumo de eletricidade tem crescido constantemente nos últimos anos - de cerca de 6% em 2000 para cerca de 36% em 2017. Até 2025, 40-45% da eletricidade consumida na Alemanha deve ser de energias renováveis. Este é o objetivo da Lei de Fontes de Energia Renovável. No final de 2017, o número de instalações fotovoltaicas era de 1,6 milhões. Elas possuíam cerca de 43 GW de potência instalada, fazendo da geração solar a segunda maior fonte de eletricidade renovável na Alemanha, seguida pela energia eólica em terra. Devido aos incentivos a esse tipo de fonte, hoje os sistemas fotovoltaicos são responsáveis por mais de 6% da energia gerada na Alemanha (FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY, 2019).

Já na Austrália, a matriz elétrica é essencialmente baseada em combustíveis fósseis. O governo australiano definiu então a meta nacional de redução das emissões em 5%, considerando comprometimento incondicional, e entre 15% e 25%, em caso de comprometimento condicional para 2020, considerando os níveis de emissões verificados em 2000. E para alcançar essa meta, o estímulo da geração a partir de fontes renováveis é essencial. Neste sentido, em 2009 o governo australiano estabeleceu o objetivo de que até 2020, 20% da energia do país seja renovável, como

visto anteriormente. Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica se destaca pelo seu grande potencial, posto que a Austrália é o país com maior nível de radiação solar do mundo (MAX; BENJAMIN, 2018).

Hoje a Austrália conta com mais de 60 GW de potência instalada proveniente de fonte fotovoltaica. Em 2018 esse tipo de fonte foi responsável pela geração de aproximadamente 12 TWh em 2018, cerca de 5,2% de toda a energia gerada neste ano, sendo 4,6% proveniente de sistemas *rooftop* (REN21, 2019).

A energia solar já é mais barata que a eletricidade da rede elétrica na maior parte do país, graças à queda do preço da geração fotovoltaica solar, subsídios existentes para instalações de pequena escala e altos preços no atacado de eletricidade. No final de 2018, mais de 2 milhões de australianos casas e empresas foram alimentadas por energia solar fotovoltaica do tipo *rooftop*, o que significa que uma em cada cinco famílias na Austrália gera pelo menos parte de sua eletricidade com energia solar (REN21, 2019).

Entender como outros países tem lidado com o conceito de GD, quais as dificuldades encontradas e caminhos escolhidos, auxilia no olhar crítico e proposição das melhores soluções para o caso brasileiro, é claro, respeitando as diferentes características entre os países.

Observa-se o grande esforço da Alemanha, que mesmo com uma radiação solar inferior à do Brasil, incentiva esse tipo de fonte a quase três décadas. Tendo como resultado uma geração de energia com cerca de 6% proveniente de fonte fotovoltaica. Já a Austrália possui clima semelhante ao do Brasil e, assim como a Alemanha, incentivou a instalação de sistemas fotovoltaicos e posteriormente passou por uma situação parecida com a que o Brasil pode enfrentar: a redução do valor dos créditos gerados pela energia excedente. No entanto, possui uma energia proveniente de sistemas do tipo *rooftop* de cerca de 4,6%, enquanto no Brasil a energia proveniente de micro e minigeração somadas não ultrapassa 1%.

3 AMBIENTE REGULATÓRIO BRASILEIRO

A matriz energética brasileira está mudando. Acompanhando esse desenvolvimento, a regulação brasileira também vem sofrendo alterações no que diz respeito a GD. Todos os agentes envolvidos têm dado sugestões para que o crescimento da GD se dê de forma sustentável, mas, obviamente, essas opiniões possuem um viés ideológico da instituição em questão.

Portanto, entender como a matriz energética brasileira está mudando e como as normas que regem esse mercado têm se alterado nos últimos anos é fundamental para o embasamento das decisões que virão a ser tomadas.

3.1 Geração no Brasil

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) disponibiliza informações relativas à geração de energia elétrica no Brasil, considerando tanto os empreendimentos em operação, quanto os que estão em construção e aqueles que ainda não tiveram sua construção iniciada, mas estão outorgados.

O Brasil conta com oito tipos de geração, definidos pela ANEEL, em sua matriz energética, sendo que alguns desses tipos possuem subtipos, como é o caso das usinas térmicas, que podem ter como combustível o diesel, carvão, biomassa, entre outros.

Os tipos de geração e suas definições são dadas abaixo (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018b):

- Central Geradora Hidrelétrica (CGH) - aproveitamento hidrelétrico com potência igual ou inferior a 3 MW (definição dada pela Resolução Normativa nº 673 de 4/8/2015 da ANEEL);
- Central Geradora Undi-elétrica (CGU) – utiliza como fonte a energia cinética da água utilizando dispositivos capazes de extrair energia das ondas do mar;
- Central Geradora Eólica (EOL) - empreendimento que transforma a energia cinética do vento em energia elétrica;

- Pequena Central Hidrelétrica (PCH) - empreendimento destinado a autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência seja superior a 3 MW e igual ou inferior a 30 MW e com área de reservatório de até 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio. O aproveitamento hidrelétrico com área de reservatório superior a 13 km², excluindo a calha do leito regular do rio, será considerado como PCH se o reservatório for de regularização, no mínimo, semanal ou cujo dimensionamento, comprovadamente, foi baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica (definição dada pela Resolução Normativa nº 673 de 4/8/2015 da ANEEL);
- Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV) - empreendimento que transforma a energia do sol em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico é a criação de tensão elétrica ou de uma corrente elétrica correspondente em um material, após a sua exposição à luz;
- Usina Hidrelétrica (UHE) - são aquelas de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, em regime de produção independente ou autoprodução, sem características de pequena central hidrelétrica – PCH (definição dará pela Resolução Normativa nº 412 de 5/10/2010 da ANEEL);
- Usina Termelétrica (UTE) - empreendimento que utiliza para geração de energia elétrica a energia liberada por qualquer produto que possa gerar calor, como bagaço de diversos tipos de plantas, restos de madeira, óleo combustível, óleo diesel, gás natural, urânio enriquecido e carvão natural;
- Usina Termonuclear (UTN) - usina termelétrica que utiliza como fonte a energia liberada pela fissão nuclear do urânio. Sua outorga é uma atribuição do Poder Executivo, previamente ouvidos os órgãos competentes. Cabe à Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), autarquia federal brasileira vinculada ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) a função de regular o uso da energia nuclear no Brasil.

A Figura 17 mostra a proporção com que as diversas fontes estão inseridas na matriz energética brasileira. Já a Figura 18 traz a expectativa da fração de potência dos empreendimentos que estão em construção ou que já foram outorgados pelo agente responsável, segmentados por tipo de geração.

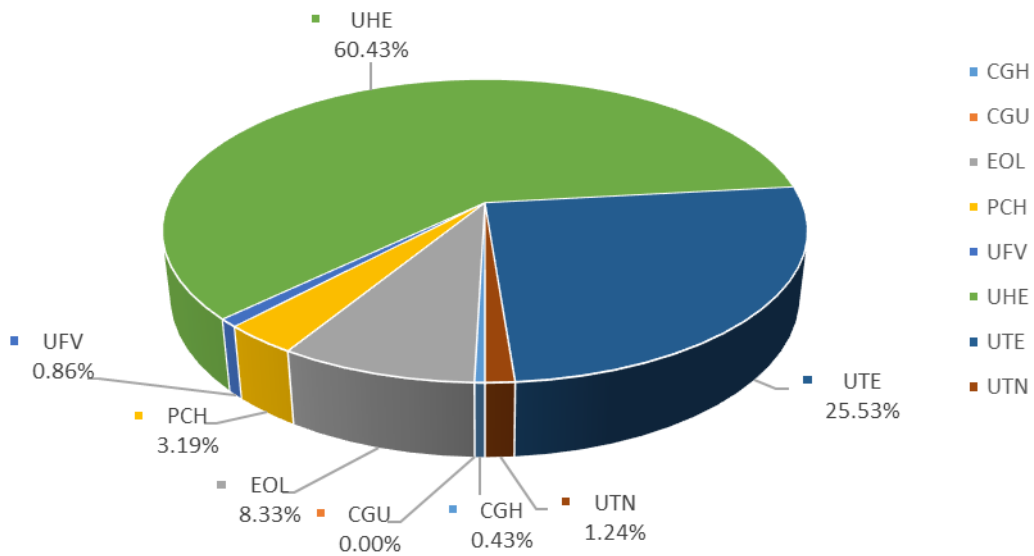


Figura 17 – Potência dos empreendimentos em operação
 Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2018)

Nota-se o contraste entre a grande proporção de UHE em relação a potência fornecida por UFV. Observa-se ainda o crescimento da fonte eólica que já é responsável por 8% da geração nacional.

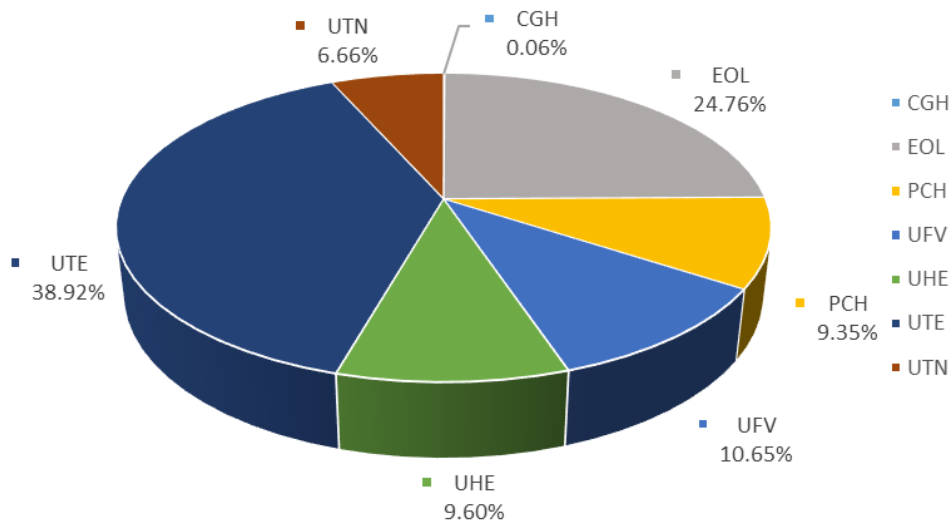


Figura 18 - Potência dos empreendimentos em construção ou outorgados
 Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2018)

Para os próximos anos, nota-se um significativo aumento de fonte térmica, estima-se um acréscimo de cerca de 7.900 MW, cerca de 19% da potência instalada de térmicas hoje. Além disso, fica evidente a tentativa de diversificação da matriz, com maiores inserções de fonte eólica (5.022 MW), solar (2.159 MW), hídrica proveniente de PCH (1.897 MW) e nuclear (1.350 MW).

3.1.1 Geração distribuída

Uma das principais novidades introduzidas pelo novo marco regulatório do setor elétrico é o reconhecimento formal da geração distribuída e de sua participação efetiva no suprimento de energia às concessionárias. Com isso, criaram-se as condições para a geração de um mercado prospectivo para a geração distribuída.

A geração distribuída participa do mercado de energia elétrica no Brasil nas seguintes formas de contratação (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010b):

- Comercialização de energia a partir de chamadas públicas diretamente com as distribuidoras, até o limite de 10% de suas cargas;
- Participação como gerador nos leilões regulados de energia nova e leilões de ajustes, ambos regulados e promovidos pela CCEE, com a autorização da ANEEL;
- Comercialização de energia diretamente com consumidores livres ou comercializadores.

Um significativo aumento de geração distribuída é esperado desde abril de 2012, quando a Resolução Normativa nº 482 entrou em vigor e o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

Central Geradora de Capacidade Reduzida

A Central Geradora de Capacidade Reduzida (CGCR) é aquela com potência igual ou menor do que 5 MW, podendo ser de fonte hídrica, térmica, eólica ou solar e pode ser dividida em duas modalidades: uma que permite que o interessado venda a energia produzida; e outra na qual a energia injetada na rede pode ser compensada em relação a energia consumida (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018e).

A CGCR tem um crescimento mais independente quando comparada com a geração de maior porte, ou seja, com potência superior a 5 MW, uma vez que a sua implantação não depende de chamadas públicas promovidas pelos agentes de distribuição ou de leilões promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A Lei 9.074/1995 define que os empreendimentos de CGCR estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

A CGCR para compensação de energia elétrica tem sido chamada de geração distribuída pela ANEEL, apesar de o conceito de geração distribuída ser mais amplo do que isso. A fim de se seguir esse padrão, este trabalho tratará esse tipo de geração como definido na Resolução Normativa 482/2012, micro e minigeração distribuída ou ainda Geração Distribuída - GD.

A micro e minigeração pode ser obtida a partir de cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia, como definido pela ANEEL. Hoje existem quatro tipos de geração operando que fazem parte do sistema de compensação: CGH, EOL, UFV e UTE.

Os primeiros empreendimentos a entrar em operação nessa modalidade foram de fonte solar, UFV, ainda no ano de 2011 no estado de Santa Catarina. Empreendimentos de geração de fonte eólica foram o segundo, com sua primeira conexão em 2013. E a primeira CGH e a primeira UTE vieram só no ano seguinte, 2014 (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018g).

Desde o início da modalidade de compensação de energia elétrica, a fonte solar se destacou, batendo recordes ano após ano de potência instalada, quantidade de usinas e unidades consumidoras que recebem os créditos.

A Tabela 1, Tabela 2, Tabela 3 e Tabela 4 mostram a evolução das fontes CGH, EOL, EFV e UTE respectivamente.

Tabela 1 - Histórico da GD de compensação de fonte CGH

<i>Ano</i>	<i>Potência Instalada em MW</i>	<i>Potência Instalada Acumulada em MW</i>	<i>Quantidade de Usinas</i>	<i>Unidades consumidoras que recebem os créditos</i>
2011	-	-	-	-
2012	-	-	-	-
2013	-	-	-	-
2014	0,83	0,83	1	1
2015	0,01	0,83	1	4
2016	4,93	5,76	11	22
2017	37,79	43,55	32	6181
2018	23,53	67,08	27	1254
Out-2019	26,07	93,15	24	249
Total	93,15		96	7711

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2019)

Tabela 2 - Histórico da GD de compensação de fonte EOL

<i>Ano</i>	<i>Potência Instalada em MW</i>	<i>Potência Instalada Acumulada em MW</i>	<i>Quantidade de Usinas</i>	<i>Unidades consumidoras que recebem os créditos</i>
2011	-	-	-	-
2012	-	-	-	-
2013	0,02	0,02	7	7
2014	0,05	0,07	10	10
2015	0,06	0,13	21	22
2016	5,04	5,17	8	22
2017	5,12	10,29	7	35
2018	0,03	10,31	4	4
Out-2019	0,04	10,36	2	3
Total	10,36		59	103

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2019)

Tabela 3 - Histórico da GD de compensação de fonte UFV

<i>Ano</i>	<i>Potência Instalada em MW</i>	<i>Potência Instalada Acumulada em MW</i>	<i>Quantidade de Usinas</i>	<i>Unidades consumidoras que recebem os créditos</i>
2011	0,01	0,01	1	1
2012	0,44	0,45	7	8
2013	1,40	1,85	53	67
2014	2,52	4,36	297	324
2015	9,67	14,04	1449	1674
2016	54,14	68,18	6747	7630
2017	126,91	195,09	13949	16597
2018	394,66	589,75	35235	45261
Out-2019	716,71	1306,46	61816	78769
Total	1306,46		119554	150331

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2019)

Tabela 4 - Histórico da GD de compensação de fonte UTE

Ano	Potência Instalada em MW	Potência Instalada Acumulada em MW	Quantidade de Usinas	Unidades consumidoras que recebem os créditos
2011	-	-	-	-
2012	-	-	-	-
2013	-	-	-	-
2014	0,11	0,11	2	2
2015	2,13	2,24	8	56
2016	10,45	12,69	29	84
2017	12,13	24,82	43	67
2018	15,85	40,68	68	354
Out-2019	8,68	49,36	32	3383
Total	49,36		182	3946

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2019)

Para fins de comparação, a Figura 19 mostra o histórico de potência instalada para cada um dos quatro tipos de geração existentes enquadrados como micro ou minigeradores distribuídos.

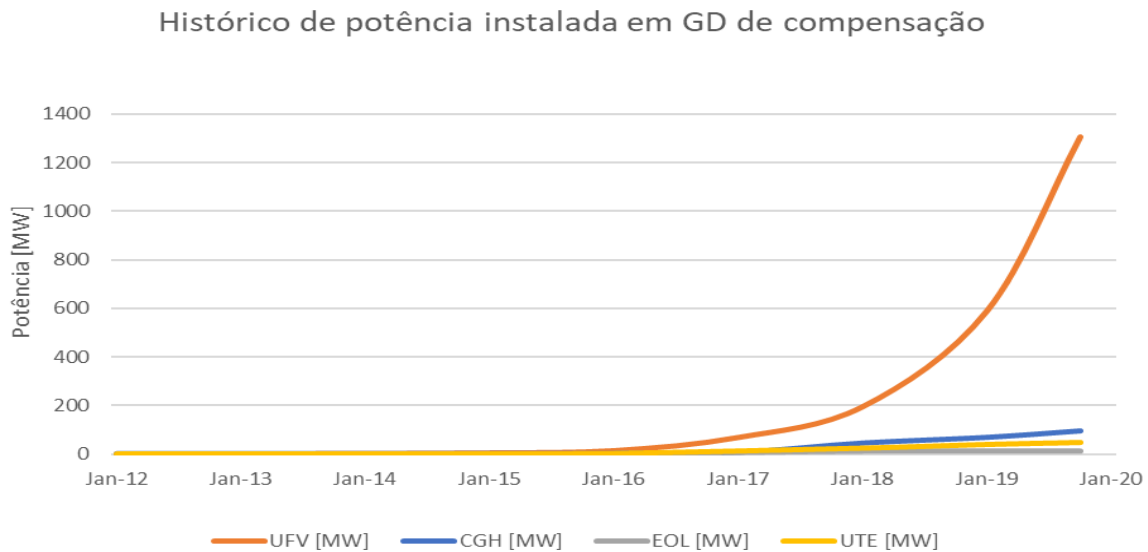


Figura 19 - Histórico de potência instalada em GD de compensação

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2019)

A Figura 19 expõe de forma nítida o crescimento acentuado das usinas solares em comparação com as outras fontes de energia (CGH, EOL e UTE), representando 1306 MW de potência instalada atualmente.

Sendo assim, a potência instalada é distribuída atualmente como na Figura 20.

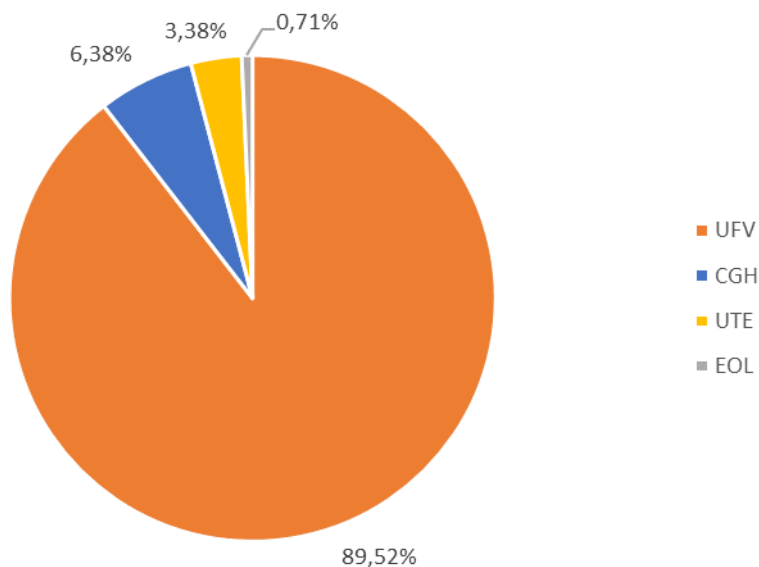


Figura 20 - Distribuição da potência por fonte de geração

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2019)

3.2 Resoluções e normas

Seguindo a tendência mundial, desde 2010 iniciou-se uma discussão que ainda está acontecendo: a implantação do modelo de compensação de energia elétrica, também conhecido como *net-metering*.

Essas discussões envolveram e envolvem diversos agentes do setor, que contribuem com suas opiniões de forma a fazer com que a implementação desses novos conceitos seja harmoniosa para todos. Essas contribuições resultam em definição de padrões que são apresentados em normas e resoluções dadas pelos órgãos responsáveis.

3.2.1 Resolução Normativa nº 482/2012

Em 2010 a ANEEL realizou a Consulta Pública (CP) nº 15 que visava a apresentação dos principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a GD de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição, receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010a). No ano seguinte, realizou a Audiência Pública (AP) nº 42 com o objetivo de obter contribuições à minuta de Resolução Normativa (REN) que busca reduzir as barreiras para a instalação de micro e minigeração distribuída incentivada e alterar o desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

Com base na Consulta e na Audiência Pública citadas, a ANEEL elaborou a REN nº 482 em 2012 tendo como objetivo estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, entre outras providências. Em outras palavras, a REN nº 482/2012 foi o marco regulatório que permitiu aos consumidores realizar a troca da energia gerada com a da rede elétrica de distribuição, criando as regras e o sistema que compensa o acessante pela energia elétrica injetada na rede.

A REN nº 482/2012 beneficiou as empresas atuantes no mercado da energia solar fotovoltaica – que já faziam *lobby* para a sua implantação – pois abriu mercado para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede que, até então, não eram legalmente permitidos, apesar de não serem, também, legalmente proibidos.

Desde a sua publicação a REN nº 482/2012 recebeu sucessivas melhorias, através da publicação de novas Resoluções Normativas ou Despachos que faziam “adições” ou correções em seu texto. Sendo que a principal alteração veio através da REN nº 687/2015.

Definições

Foram adotadas as definições de micro e minigeração distribuída. Sendo a microgeração definida como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilizasse fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou

cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. E a minigeração ficou definida como sendo uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Definiu-se o sistema de compensação de energia elétrica como sendo o sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a).

Acesso aos sistemas de distribuição

Estabeleceu-se que todas as distribuidoras deveriam adequar seus sistemas comerciais e elaborarem ou revisarem normas técnicas que tratassem do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais. Foi dado as distribuidoras um prazo de 240 dias contados a partir da publicação da Resolução Normativa em questão.

Compensação de energia elétrica

Adotou-se o método de compensação conhecido como *net-metering*, onde o consumidor tem sua energia gerada abatida de seu consumo.

A REN nº 482 definiu que o consumo que seria faturado, referente à energia elétrica ativa, seria a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando fosse o caso, a distribuidora deveria utilizar o excedente que não tivesse sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido nos meses subsequentes. Devendo ser cobrado como valor mínimo o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do Grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do Grupo A, conforme fosse o caso.

A REN nº 482 definiu que os montantes de energia ativa injetada que não tivessem sido compensados na própria unidade consumidora poderiam ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora,

cujo titular fosse o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras fossem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.

Observa-se ainda que nessa versão inicial da REN nº 482 o consumidor tinha um prazo de 36 meses após a data do faturamento para o consumo da energia ativa excedente gerada que após esse prazo seria revertida em prol da modicidade tarifária (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a).

Medição de energia elétrica

Estabeleceu-se que os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, seriam de responsabilidade do interessado. Sendo esse custo referente a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

Na prática, esses custos se resumiam ao custo do medidor bidirecional ou, em alguns casos, da adequação do padrão de entrada para comportar dois medidores unidirecionais que seriam instalados em série, no caso de distribuidoras que não contassem com o medidor bidirecional.

3.2.2 Resolução Normativa nº 517/2012

As primeiras alterações à REN nº 482/2012 vieram no mesmo ano de sua publicação por meio da REN nº 517/2012. A publicação desta se deu após a AP nº 100 de 2012 que teve como objetivo obter subsídios e informações para aprimoramento da proposta de retificação da REN nº 482/2012, a qual estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, cria o sistema de compensação de energia elétrica e aprova as revisões do Módulo 1 - Introdução e do Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7.

Definições

A definição de sistema de compensação de energia elétrica foi alterada, passando a ser: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída era cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e

posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos fossem gerados, desde que possuísse o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012b).

Acesso aos sistemas de distribuição

A REN nº 517/2012 inseriu uma limitação à energia que poderia ser compensada: a potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica à sua carga instalada, no caso de unidade consumidora do Grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do Grupo A, limitando-se a 100 kW e 1 MW para micro e minigeração respectivamente. Sendo assim, aqueles que desejarem instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido, devem solicitar aumento da carga instalada, no caso de unidade consumidora do Grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do Grupo A.

Outra alteração significativa foi a de que os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deveria fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, seriam então integralmente arcados pela distribuidora (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012b).

Compensação de energia elétrica

Incluiu-se na Resolução a proibição da adesão ao sistema de compensação de energia elétrica para os consumidores livres ou especiais.

A exigência de que a fatura deveria conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando fosse o caso, e também o total de créditos que expirariam no próximo ciclo também foi incluída pela REN nº 517/2012.

3.2.3 Resolução Normativa nº 687/2015

Com o objetivo de reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (REN nº 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou a REN nº 687/2015 revisando a REN nº 482/2012.

A Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015 alterou muitos aspectos da REN nº 482/2012 visando facilitar o acesso à rede, em especial aos sistemas fotovoltaicos, reduzindo os prazos para avaliação dos projetos, por parte das distribuidoras, e reduzindo a quantidade de documentos pedidos para a solicitação de acesso.

Também foram criadas novas modalidades de Compensação de Energia, inclusive habilitando a criação de cooperativas e consórcios que permitem a divisão de créditos energéticos entre pessoas físicas e jurídicas, o que não era previsto anteriormente na REN nº 482/2012.

Definições

Um das principais mudanças referem-se as definições de micro e minigeração. Onde a microgeração distribuída passou a ser classificada como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilizasse cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL (REN nº 235/2006), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Já a minigeração distribuída passou a ser definida como 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.

A definição de sistema de compensação de energia também foi alterada. Sistema de compensação de energia elétrica passou a ser o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Observa-se então que o consumo de energia elétrica ativa passou a não ter mais a obrigatoriedade de ser efetivado na mesma unidade consumidora ou outra unidade consumidora

de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos fossem gerados, justamente pela inserção do conceito de condomínio e geração compartilhada, que são vistos a seguir.

O conceito de condomínio ou empreendimento com múltiplas unidades consumidoras foi definido pela REN nº 687/2015 como sendo caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

A geração compartilhada por sua vez, passou a ser 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.

A possibilidade de consumo remoto da energia gerada por uma unidade consumidora também foi adicionada à REN nº 687/2015. Sendo definido como o consumo 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 - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015f).

Observa-se que tanto para que a geração compartilhada como para que o consumo remoto seja permitido, é necessário que as unidades consumidoras correspondentes façam parte de uma mesma área de concessão ou permissão, ou seja, sejam atendidos pela mesma distribuidora.

A REN nº 687 adicionou ainda o conceito de melhoria e de reforço.

3.2.4 Resolução Normativa nº 786/2017

Com base na AP nº 37 de 2017, a ANEEL publicou a REN nº 786/2017, que traz uma alteração significativa à REN nº 482. A minigeração distribuída passou a ser definida como central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW 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. Ou seja, elevou-se o nível de potência aceitável de empreendimentos hidráulicos para 5 MW, o que era de 3 MW anteriormente, permitindo assim o englobamento de mais geradores nessa categoria (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017c).

O fato é que essa alteração foi possível devido a alteração que a Lei nº 13.360/2016 causou no art. 8º da Lei nº 9.074/1995, ampliando, de 3 MW para 5 MW, o limite de potência de empreendimentos hidráulicos dispensados de concessão, permissão ou autorização.

3.2.5 PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição – PRODIST são documentos elaborados pela ANEEL que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O PRODIST é dividido em módulos, sendo o Módulo 3 o mais impactado pela introdução do conceito e funcionamento dos sistemas de GD, uma vez que o mesmo diz respeito ao acesso ao sistema de distribuição.

O objetivo do Módulo 3 é estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017a).

Desde sua criação, o Módulo 3 do PRODIST passou por sete revisões sendo quatro dessas devido a regulamentação da GD, conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Revisões do módulo 3 do PRODIST devido mudanças na regulamentação da GD

	<i>Instrumento de aprovação pela ANEEL</i>	<i>Data de vigência do Módulo</i>
<i>Revisão 4</i>	Resolução Normativa nº 482/2012	De 19/04/2012 a 13/12/2012
<i>Revisão 5</i>	Resolução Normativa nº 517/2012	De 14/12/2012 a 29/02/2016
<i>Revisão 6</i>	Resolução Normativa nº 687/2015	De 01/03/2016 a 31/05/2017
<i>Revisão 7</i>	Resolução Normativa nº 724/2016	A partir do dia 01/06/2017

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2018)

A principal alteração foi a adição da Seção 3.7 que descreve os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ao sistema de distribuição.

Os tópicos tratados pela Seção 3.7 são:

- Etapas para viabilização do acesso;
- Critérios técnicos e operacionais;
- Requisitos de projetos;
- Procedimentos de implementação e vistoria das instalações;
- Requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão;
- Sistema de medição;
- Contratos;
- Resumo das etapas de acesso.

Foram ainda adicionados quatro anexos ao Módulo 3 do PRODIST:

- ANEXO I – Relacionamento operacional para a microgeração distribuída;
- ANEXO II – Formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW;
- ANEXO III – Formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência superior a 10 kW;
- ANEXO IV – Formulário de solicitação de acesso para minigeração distribuída.

Apesar de a Seção 3.7 ser a de maior evidência quando se trata de GD, isso não significa que não houveram alterações nas outras seções. A sétima, e mais atual, revisão, por exemplo, trouxe alterações em sete seções, a saber, Seção 3.0, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6 (MARANGONI, 2017). Portanto, é importante que tanto os acessados como os acessantes verifiquem a versão atualizada da norma.

3.3 Considerações finais do capítulo

Fica evidente a tendência de se ampliar a participação da GD e conseqüentemente dos prossumidores nos próximos anos. A regulamentação no que tange a esse setor tem procurado um “ponto ótimo” a fim de que no Brasil se chegue a um patamar expressivo de participação da GD. Esse esforço fica evidenciado através das mudanças na regulamentação, como por exemplo: o aumento da potência máxima para minigeração de 1 MW para 5 MW, inserção do conceito de autoconsumo remoto, geração compartilhada e condomínio, bem como o aumento da validade dos créditos de 36 para 60 meses.

4 PROPOSIÇÃO DE MUDANÇAS NA REGULAÇÃO

Estão previstas para 2019 alterações na regulação que rege a micro e minigeração distribuída. Dentre essas mudanças propostas destaca-se a intenção de modificação na forma de compensação da energia e na forma de tarifação da energia elétrica aplicada atualmente para os consumidores do Grupo B (conectados a baixa tensão).

Durante o ano de 2018 ocorreram duas consultas públicas que merecem uma atenção especial na ótica do assunto de Geração Distribuída:

- A CP de nº 02 – que trata sobre a mudança tarifária aplicada ao Grupo B – e posterior AIR 02/2018 e AP 59/2018;
- A CP de nº 10 – que trata a respeito das modificações propostas na forma de compensação de energia elétrica aplicada a GD atualmente – e posterior AIR 04/2018 e AP 01/2019.

Para um melhor entendimento a respeito das mudanças propostas, é necessário que se tenha conhecimento a respeito da própria tarifa de energia elétrica. Portanto, esse capítulo tratará a respeito da tarifa e em seguida sobre as modificações propostas em questão.

4.1 Composição da tarifa de energia elétrica

A tarifa considera três custos distintos: energia gerada, transporte de energia até as unidades consumidoras e encargos setoriais.

Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente.

Do ponto de vista da distribuidora, pode-se dividir os custos em dois tipos:

- Parcela A – que são os custos não diretamente gerenciáveis pela distribuidora;
- Parcela B – que representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora.

Do ponto de vista dos consumidores, a tarifa de energia pode ser entendida como a soma da Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

4.1.1 Parcela A

A Parcela A é composta pela compra de energia, transmissão e encargos setoriais.

A energia deve ser comprada pelas distribuidoras a fim de cumprir-se a obrigação de contratação para atendimento à totalidade de seu mercado (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015b).

Os custos de transporte de energia são aqueles relacionados ao transporte de energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015a).

Para fins de processos tarifários, tanto o uso dos sistemas de transmissão quanto o uso de sistemas de distribuição são calculados considerando-se o montante de demanda contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data do processo tarifário.

São entendidos como Encargos Setoriais os custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por lei, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual.

4.1.2 Parcela B

A Parcela B representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa.

Para fins de cálculo tarifário, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração de Capital e Cota de Depreciação. Além disso, é subtraída da parcela compartilhada de Outras Receitas.

Os custos de Parcela B são revisados a cada 4 anos, a depender do que consta do Contrato de Concessão ou Permissão. A esse processo é dado o nome de Revisão Tarifária.

No período entre as revisões, a Parcela B é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante Contrato de Concessão ou Permissão, subtraído de um fator de eficiência chamado fator X. Esse processo é chamado de Reajuste Tarifário (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015d).

Os custos operacionais são aqueles associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como os custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015c).

A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. Essa “receita” tem sido considerada pela ANEEL nos itens de custos que compõe a tarifa de energia desde o primeiro ciclo de revisão tarifária (concluído em 2005), pois representa uma perda financeira esperada pela distribuidora e compõe a tarifa dos consumidores. Assim, cabe a ANEEL, observando os princípios de modicidade tarifária e equilíbrio econômico financeiro, elaborar uma metodologia que dimensione adequadamente o percentual de inadimplência a ser reconhecido na tarifa (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015e).

A Cota de Depreciação refere-se à recomposição do capital investido, e a Remuneração dos Investimentos, à rentabilidade do negócio de distribuição.

A Remuneração dos Investimentos depende do Custo de Capital, que é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade.

Já a Cota de Depreciação depende da taxa de depreciação dos bens da concessionária e da Base de Remuneração Regulatórias.

No ano de 2015, aumentou-se a taxa de remuneração do capital investido pelas distribuidoras, de modo a refletir o maior nível de risco para se investir no setor de distribuição de energia no Brasil. O custo de capital tende a reduzir com a redução de risco, razão da necessidade de estabilidade de regras, incluindo o compromisso com os contratos de concessão firmados entre concessionárias de distribuição e poder concedente (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016a).

As concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Elas podem ser receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias.

As receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica, como as receitas provenientes de serviços cobráveis. Já as atividades acessórias podem ser próprias e complementares.

As atividades acessórias próprias são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita fiscalização, tais como: arrecadação de convênios, compartilhamento de infraestrutura, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, entre outras.

As atividades acessórias complementares são aquelas que se caracterizam como atividades não reguladas, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora como por terceiros, como, por exemplo, a elaboração de projeto, construção, expansão, manutenção, operação ou reforma de rede interna de unidades consumidoras.

4.1.3 TE e TUSD

De maneira geral, a tarifa aplicada aos consumidores de energia elétrica pode ser dividida em dois grandes componentes: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Tarifa de Energia

A TE é composta por (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017b):

- Energia - é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo:
 - Compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
 - Quota de Itaipu;
 - Geração própria;
 - Aquisição do atual agente supridor;
 - Compra de geração distribuída.

- Encargos - é a parcela da TE que recupera os custos de:
 - Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER;
 - Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;
 - Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH;
 - Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, compreendida por:
 - i) Amortização da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA – ACR;
 - ii) Devolução dos recursos da CDE de que trata o Decreto nº 7.945, de 8 de março de 2013.
- Transporte - é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu;
- Perdas - é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A TUSD é composta por (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017b):

- Transporte - parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:
 - FIO A - formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por:
 - i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
 - ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;
 - iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras;
 - iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.
 - FIO B - formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por:
 - i) custo anual dos ativos (CAA);
 - ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).
- Encargos - parcela da TUSD que recupera os custos de:
 - Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.
- Perdas - parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:
 - Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
 - Perdas não técnicas;
 - Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora;
 - Receitas Irrecuperáveis.

4.2 Modificações propostas na forma de compensação – CP 10/2018

De maio a julho de 2018 foi aberta a Consulta Pública de número 10, que visa a obtenção de subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - GD.

A consulta tem como principal objetivo a discussão de uma metodologia sobre a forma de compensação da energia gerada pela GD que permita um crescimento sustentável dessa forma de geração.

Atualmente, todo excedente de energia gerada é compensado integralmente em forma de créditos. Apesar de esses créditos serem representados por uma componente de energia, ou seja, em kWh, eles equivalem ao “preço cheio” da energia paga pelo consumidor. Portanto, o acessante em seu caráter de agente gerador, passa a usufruir do benefício de não contribuir com a tarifa de transporte, encargos e perdas.

Obviamente, o mercado de GD no Brasil passou a ser muito atrativo para investidores, que usufruindo do benefício de se utilizar os créditos em outras unidades consumidoras associado ao elevado valor agregado dos créditos, passaram a oferecer energia a um preço inferior ao de mercado e, mesmo assim, terem um lucro considerável.

Esse cenário fica evidente quando observadas as projeções da GD no Brasil. O número de Unidades Consumidoras (UCs) que fazem uso da GD previstas tem sido inferior ao esperado, no entanto a potência instalada esperada tem sido superior à esperada (ANEEL - AGÊNCIA

NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018c). Ou seja, as UCs tem sido mecanismos para geração de créditos que são negociados em outras UCs não possuidoras de GD.

A CP 10/2018 se mostra preocupada com um possível desalinhamento entre a forma de compensação vigente em relação à atual realidade da GD. Entende-se que o crescimento da potência de GD instalada no Brasil apresenta um ritmo que merece reavaliação de seus impactos sobre os demais consumidores e de sua viabilidade econômica.

Sabe-se que os impactos causados pelas GDs com compensação local, como por exemplo, as do tipo *rooftops*, são menores do que os impactos causados por GDs com compensação remota, como por exemplo, fazendas solares de até 5 MW, sobretudo em termos de uso da rede.

Portanto, a CP 10 propõe que se realize a análise de maneira separada para esses dois modelos - compensação local e compensação remota - de micro e minigeração. A CP ainda sugere seis alternativas diferentes de compensação da energia elétrica para cada um desses dois modelos, cada uma considerando a remuneração de componentes diferentes da Tarifa de Uso (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).

A Figura 21 mostra as diferentes alternativas propostas para compensação de energia.

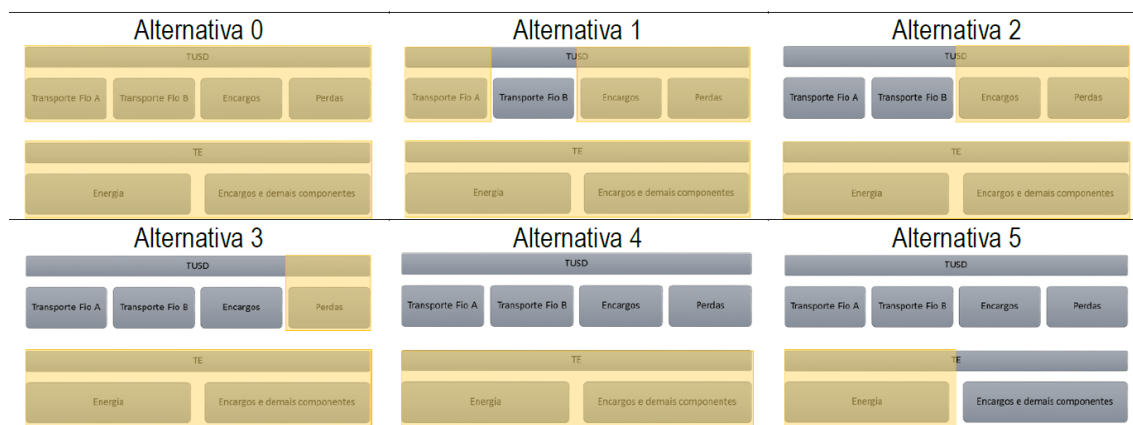


Figura 21 - Diferentes alternativas propostas para compensação de energia da GD
 Fonte: Consulta Pública nº 10/2018 (2018)

As alternativas variam desde se considerar a compensação de energia injetada na rede por todas as componentes da TUSD e TE – Alternativa 0 – assim como é atualmente, até se considerar apenas a parcela de energia da TE – Alternativa 5.

A CP em questão traz um exemplo hipotético onde se observa um decréscimo no percentual de ganho do investidor/acessante que usufrui da GD. No exemplo apresentado na CP, observa-se um decréscimo de 62% na economia que seria obtida para o cenário mais pessimista para o investidor, a Alternativa 5. Vale a pena ressaltar que esse resultado desconsidera o consumo simultâneo, ou seja, aquele que é utilizado no mesmo momento de sua geração, evitando assim, a exportação dessa parcela à rede de distribuição.

A ideia é que o processo se dê em três etapas (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018c):

- Cálculo dos impactos da alternativa sob a perspectiva do consumidor que instala micro ou minigeração (*payback*);
- Determinação da projeção da quantidade de GD em virtude da alternativa adotada;
- Quantificação dos impactos positivos e negativos da difusão da GD para o setor.

A decisão a se tomar é, sem dúvidas, delicada, pois envolve diversos fatores. Observa-se que uma maior atratividade para os investidores em GD pode ocasionar impactos negativos para os demais consumidores, aqueles que não fazem uso da GD, uma vez que o preço da energia tenderia a subir. Essa possível elevação nos preços pode ser justificada pela necessidade de manutenção da receita da distribuidora aliada à redução do mercado pagador, o que provocaria um aumento das tarifas percebidas por todos os usuários.

Além disso, é difícil determinar com precisão como o incremento das GDs se daria, como por exemplo, qual seria a forma de instalação (*rooftop*, fazendas ou outras) e se o tipo de compensação seria local ou não. Esse desenvolvimento determinará se a instalação de GD reduzirá ou aumentará o fluxo de energia nos alimentadores da distribuidora e/ou na rede básica, influenciando assim diretamente as perdas na distribuição e/ou transmissão, se o uso que a distribuidora faz do sistema de transmissão aumentará ou diminuirá, se o investimento em melhorias será postergado ou adiado, entre outros fatores.

Portanto, determinar a melhor alternativa para que se mantenha a atratividade da GD e o desenvolvimento do mercado aliados com os benefícios para o setor como um todo não é uma tarefa trivial.

Para resolver esse problema, a CP 10/2018 propõe uma divisão em duas etapas: a primeira que mantenha um nível de atratividade relativamente alto e que permita uma evolução da GD que

possibilite a consolidação do mercado; e uma segunda em que os benefícios que a GD traria para a rede fossem capturados pela sociedade. Assim, seria adotado um cenário inicial em que a GD seria instalada com condições vantajosas para si, de modo a possibilitar a sua consolidação. Posteriormente, após determinado nível de penetração, adotar-se-ia um outro cenário regulatório em que a sociedade começaria a coletar os benefícios das GD.

4.3 Modificações propostas na forma de tarifação – CP 02/2018

Outra discussão proposta pela ANEEL através da CP 02 de 2018 busca obter subsídios relativos à necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do Grupo B (baixa tensão) e os impactos associados à sua aplicação.

As normas que regem a forma de tarifação aplicada atualmente pelos agentes distribuidores foram estabelecidas em 1968 através do Decreto nº 62.724. Foi a partir desse decreto que se definiu que as tarifas dos consumidores do Grupo A (alta tensão) seriam estruturadas sob a forma binômia, ou seja, com componente de demanda de potência – kW; e outra de consumo de energia – kWh. Já a tarifação do Grupo B passou a ser calculada sob a forma binômia, com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia, e então, após determinados os valores das componentes, estes são convertidos para a forma monômia equivalente.

O artigo que descreve a forma de tarifação para o Grupo B (art. 13) através do Decreto nº 62.724 foi revogado em 2016, não possuindo ainda um artigo substituto.

Portanto, no cenário atual, as tarifas para o Grupo B são constituídas por uma tarifa monômia e *flat* que é função exclusivamente do consumo e não da disponibilidade da rede. Isso tem causado questionamentos acerca da fidelidade do método de tarifação atual em relação a realidade dos custos das distribuidoras.

Como exemplo, pode-se citar dois diferentes consumidores que consomem a mesma quantidade de energia, mas com diferentes perfis de consumo. Um exemplo é mostrado na Figura 22 e Figura 23.

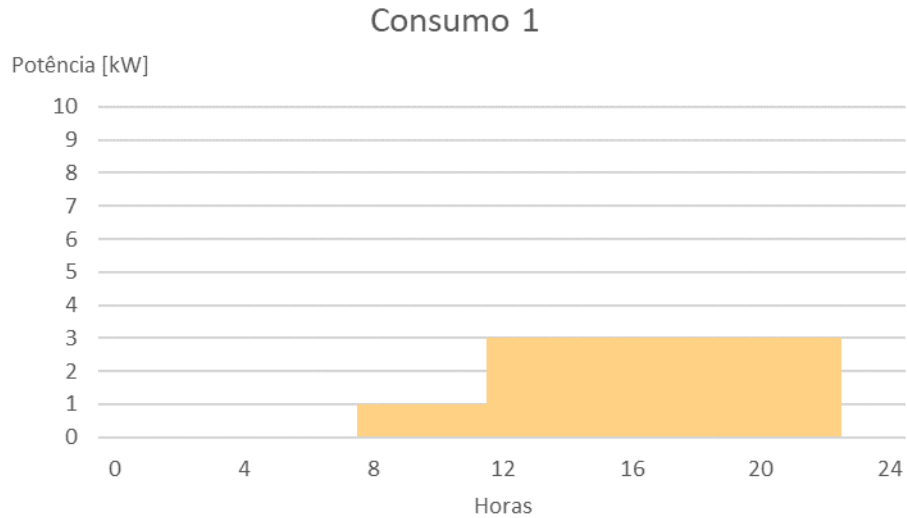


Figura 22 - Exemplo 1 de consumo diário de 37 kWh
 Fonte: Desenvolvido pelo autor (2018)

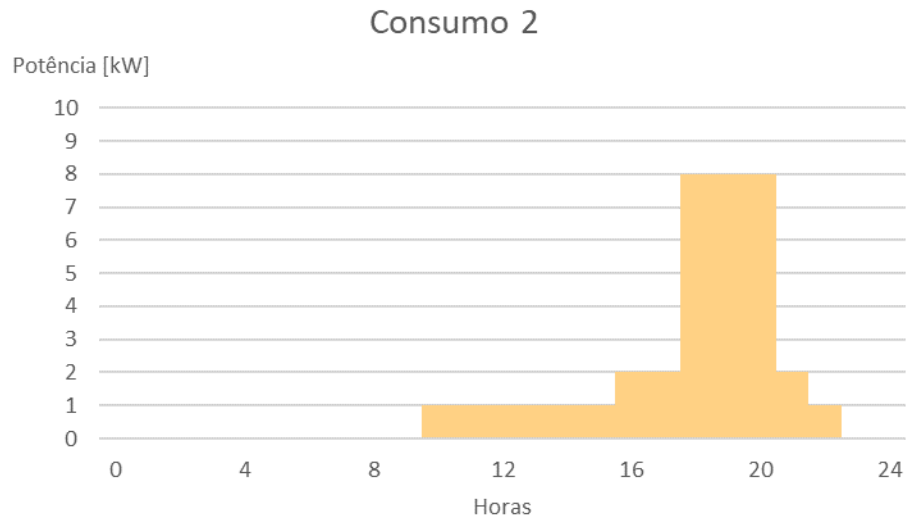


Figura 23 - Exemplo 2 de consumo diário de 37 kWh
 Fonte: Desenvolvido pelo autor (2018)

Apesar de consumirem a mesma quantidade de energia diária, o consumidor 2 utiliza uma maior disponibilidade da rede de transmissão e distribuição, causando assim, maiores impactos e, portanto, maiores custos a distribuidora. Utilizando a forma de tarifação volumétrica, ou seja, baseando-se apenas no consumo de energia, ambos terão de pagar o mesmo valor de tarifa.

Como a rede tem que estar preparada para atender o período de maior demanda, o investimento nesta é feito de acordo a atender o cenário mais agressivo e os custos desses investimentos incidem de igual forma a todos. O que se questiona atualmente é se essa forma de tarifação é justa uma vez que uma vez que a tarifa guarda pouca relação com os custos da rede, isso pode acarretar em subsídios cruzados, ou seja, consumidores com diferentes impactos a rede e tarifas similares àqueles que causam muito.

Um esforço que vem sendo realizado nesse sentido é o de se identificar e atribuir de forma mais eficiente o custo do uso da rede através da implementação recente da Tarifa Branca. Tal tarifa sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo, refletindo os custos de atendimento diferenciado ao longo do dia. A partir de 1º de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país tiveram de atender aos pedidos de adesão à tarifa branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, deverão ser atendidas unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.

O tipo de tarifação também interfere diretamente na atratividade da GD. O forte aumento de potência instalada observado atualmente pela GD no Brasil está relacionado, dentre outros fatores, com a forma de tarifação em vigor, tarifação monômnia. O acessante possuidor de GD pode gerar toda a energia necessária ao seu consumo, ou mais, e pagar apenas a consumo mínimo.

A REN n. 414/2010 define esse consumo mínimo como sendo o custo de disponibilidade, que é uma tentativa de reproduzir um custo de acesso às tarifas do Grupo B, baseado em uma franquia mínima de consumo. Para unidades consumidoras monofásicas, o consumo mínimo é 30 kWh/mês, bifásico, 50 kWh/mês e trifásico, 100 kWh/mês. O consumidor paga esse valor, independentemente de ter consumido a quantidade correspondente de energia (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018d). No entanto, questiona-se a acuracidade do custo de disponibilidade da rede, uma vez que os montantes de disponibilidade foram definidos em 1975, através da Portaria nº 378, e desde então nunca foi revisto.

É fato que uma mudança de tarifação impactaria diretamente no desenvolvimento da GD. De um lado as distribuidoras defendem um novo modelo de tarifação alegando que o custo de disponibilidade não reflete o real custo. Além disso, o fato de o pico da geração fotovoltaica não coincidir com o pico da demanda, fazendo com que não necessariamente a GD contribua para diminuir os custos de uso da rede, uma vez que a mesma ainda deverá ser projetada para

atendimento da demanda máxima, tem sido usado como argumento pelos agentes de distribuição. O que acontece nesse caso é o que é conhecido como subsídio cruzado, ou seja, os custos que deixaram de ser pagos pelos proprietários da GD, devido à diminuição do montante faturado, são redistribuídos aos demais consumidores. Por outro lado, se for implantada a tarifa multipartes, o *payback* dos projetos será alterado e isso pode desestimular a GD. Portanto, percebe-se uma relação inversa entre a facilidade de implantação de uma nova tarifa com o crescimento da GD.

Portanto, a CP 02 de 2018 visa discutir a respeito da implantação de uma tarifa multipartes para os consumidores em baixa tensão, substituindo-se assim a forma de tarifação aplicada atualmente, monômnia.

Segundo os redatores da Nota Técnica da CP em questão, a tarifa monômnia apresenta uma alocação de custos ineficiente, o que causa os subsídios cruzados e o desincentivo por parte dos agentes de distribuição em apoiar a GD. Outro ponto focal está no fato de o faturamento das distribuidoras para o Grupo B ser totalmente vinculado ao mercado de consumo de energia, causando incertezas na recuperação das receitas definidas para a distribuidora diante da variação inerente do mercado. Essa variação ocorre pelos novos padrões de consumo, influenciados pelo advento da GD, novas tecnologias e questões macroeconômicas.

A CP então propõe que a tarifa para os consumidores conectados em baixa tensão seja uma tarifa multipartes, como a tarifa binômnia aplicada aos consumidores conectados em alta tensão, ou ainda, a implementação de tarifa em três partes, sendo uma parte fixa (R\$/mês ou dia ou ano), uma tarifa de capacidade (proporcional ao uso máximo da rede) e outra volumétrica (proporcional ao montante de energia consumida) (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018d).

Apesar de plausível, a proposta de alteração do modelo tarifário vigente pode causar uma redução significativa no crescimento da GD.

O que se observa no cenário da GD é um aumento de potência instalada maior do que o previsto, mas um crescimento de unidades consumidoras portadoras de GD menor do que o esperado. Ou seja, investimentos em sistemas de maior porte, como fazendas solares, tem sido mais atrativo para investidores, do que sistemas menores, como os *rooftops*, por exemplo. Ao mesmo tempo, a CP 10 de 2018, que veio após a CP 02 do mesmo ano, trouxe alguns indicativos de mudança no que diz respeito a compensação energética – *net-metering* – praticado atualmente.

Essas mudanças visam, dentre outras coisas, a diferenciação entre a compensação de GD com compensação local e aquelas com compensação remota.

Portanto, tendo em vista que o número de unidades consumidoras com GD cresceu menos do que o esperado e que as regras para compensação tendem a deixar os sistemas de grande porte menos atrativos para investimentos, causando uma redução de seu crescimento, uma mudança tarifária que prejudique os investimentos em sistemas de menor porte pode não ser bem-vinda nesse momento.

Em dezembro de 2018 a Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) e a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado (SRM) disponibilizaram o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) que trata sobre a tarifa binômica como novo modelo tarifário para o Grupo B, e que foi discutida na AP 59/2019 em fevereiro. A AIR apresenta seis alternativas como novos modelos de tarifação, sendo que algumas dessas alternativas se desdobram em outras alternativas. A AIR visa discutir qual parcela será fixa e qual será variável, bem como a melhor forma de se realizar o faturamento.

Alternativa 1 – Atualização da franquia mínima

Nessa alternativa visa-se a atualização do custo de disponibilidade, discriminados na REN nº 414/2010, a fim de que se possa corresponder, efetivamente, a um custo de disponibilidade real do sistema. Nesse cenário, a intenção é calcular qual a nova franquia mínima em MWh que garantiria a arrecadação da Parcela B conforme os cenários de alocação de custo (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018f).

Alternativa 2 – Custo comercial

Essa alternativa propõe um rateio de uma parte dos custos da Parcela B, o custo comercial, sendo esse proporcional ao número de unidades consumidoras, de forma a torná-lo fixo por unidade consumidora. Tal método representaria, teoricamente, os custos associados ao faturamento, e devido a essa natureza não haveria diferenciação entre os consumidores de baixa tensão. Todas as demais alternativas englobam a parcela de custo comercial sendo alocada por unidade consumidora, portanto essa alternativa serve de base às outras (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018f).

Alternativa 3 – Custo fixo

Essa alternativa propõe que a parcela de capacidade seja alocada da mesma forma do custo comercial, ou seja, sem diferenciação entre consumidores e de forma fixa, proporcional ao número de unidades consumidoras, juntamente com a parcela do custo comercial. Essa alternativa é o cenário base de definição de uma tarifa binômia (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018f).

Os custos de capacidade estão atrelados à previsão de demanda máxima. Seja essa demanda máxima uma previsão do uso máximo do sistema, de um equipamento individual, ou de conjunto de equipamentos. Nessa categoria não estão apenas os custos de investimento e remuneração dos ativos, mas também os custos de operação e manutenção desses equipamentos (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018a).

Alternativa 4 – Custo fixo diferenciado

A Alternativa 4 leva em consideração os mesmos custos discriminados na Alternativa 3 – custo comercial e custo de capacidade – só que acrescentando uma variável de discriminação dos consumidores por seu tamanho. Essa diferenciação pode ser feita pelo número de fases – denominada Alternativa 4a – ou por faixa de consumo – denominada Alternativa 4b (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018f).

Alternativa 5 - Demanda

Essa alternativa sugere a utilização da medição da demanda máxima em cada ciclo de medição e a tarifação sobre essa medida. Este modelo seria um caso clássico de tarifa Hopkinson, também denominada tarifa de demanda máxima (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018f).

Alternativa 6 - Qualidade

Na Alternativa 6, para cálculo da parcela fixa, proporcional à capacidade, foram utilizados os indicadores de qualidade (DEC e FEC) e a definição de conjunto para que seja imprimido um parâmetro de localidade às tarifas. A intenção é criar tarifas que sejam atreladas com o serviço prestado pela distribuidora.

Não se busca uma definição da tarifa vinculada ao custo de atendimento. Opta-se por discutir uma outra vertente, a diferenciação da tarifa com base na prestação do serviço. Assim, quanto melhor a qualidade, maior a tarifa, e quanto pior a qualidade, menor a tarifa.

Nesse cenário dividiram-se os conjuntos das distribuidoras em três grupos (*clusters*). Cada distribuidora foi tratada individualmente. A ideia é que se considera que existe um grupo de consumidores que percebem uma qualidade média, sendo a tarifa aplicada a este conjunto a tarifa média. Outro grupo de clientes com uma qualidade pior perceberiam uma tarifa menor. Por fim, o terceiro grupo de clientes com atendimento em qualidade superior perceberiam uma tarifa maior que a média. Para definição dos cluster utilizaram-se os limites de DEC e FEC para o ano de 2018. Na Alternativa 6 chegou-se ao resultado da clusterização utilizando método *k-means* e distâncias euclidianas.

Assim, como a Alternativa 4, a Alternativa 6 conta com subcenários:

Alternativa 6 base – semelhante a Alternativa 3 com o acréscimo da qualidade em função da localidade;

Alternativa 6a – semelhante a Alternativa 6 base com o acréscimo da diferenciação pelo número de fases a fim de se inferir o tamanho da UC;

Alternativa 6b – semelhante a Alternativa 6 base com o acréscimo de 5 faixas de consumo para o Grupo B1, 4 faixas de consumo para o Grupo B2 e 4 faixas de consumo para o Grupo B3, a fim de se levar em consideração o tamanho da Unidade Consumidora (UC) para o faturamento;

Alternativa 6c – semelhante a Alternativa 6b só que considerando 30 faixas de consumo sem fazer diferenciação do grupo da UC (se B1, B2 ou B3);

Alternativa 6d – semelhante a Alternativa 6c só que utilizando 5 faixas de consumo apenas.

A ANEEL também disponibilizou uma planilha de cálculo de todas alternativas possíveis aplicadas a cada uma das distribuidoras, portanto os dados utilizados nesse trabalho são retirados das planilhas disponíveis.

4.4 Considerações finais do capítulo

As modificações propostas vêm de forma contrária aos incentivos que vinham se desenvolvendo nos últimos anos. As alternativas apresentadas passaram a visar o ponto de vista das concessionárias e não mais o do prosumidor.

É compreensível que o regulador tenha que procurar o equilíbrio do mercado, de forma que não existam subsídios cruzados e nem grandes prejuízos a nenhum dos agentes. O que se está em discussão é: quão grande serão os impactos dessas mudanças e de que forma isso afetará o desenvolvimento da GD no Brasil. O aumento da matriz energética, bem como a diversificação da mesma, os benefícios e malefícios à rede e ao meio ambiente devem ser considerados para tomada de decisão também.

5 MODELAGEM

A mudança na regulamentação que rege a Geração Distribuída no Brasil terá impactos imediatos e de proporções variadas, de acordo com as opções escolhidas, no crescimento e desenvolvimento da GD.

As mudanças na forma de compensação e na forma de tarifação geram diversos cenários possíveis. Portanto, com o intuito de contribuir com essa decisão, são analisadas as diversas possibilidades e seus impactos.

Tudo indica que as modificações na regulamentação dar-se-ão de formas distintas, dependendo do tipo de instalação, se projetos de compensação local, *rooftops*, por exemplo, ou projetos de compensação remota, como fazendas solares, por exemplo. Essa diferenciação se dá por conta dos impactos causados por cada tipo de empreendimento. Logo, a análise aqui apresentada fará esse tipo de diferenciação.

Outro ponto importante para análise da viabilidade é a localização, uma vez que a diferença no clima de cada região é um fator de grande impacto.

Para se realizar a análise dos impactos foram criados diversos cenários hipotéticos, alterando a modalidade de UFV (consumo local, compensação remota e geração compartilhada) e também a localidade dessas UFVs. Após os cenários criados, realizou-se o projeto de cada uma das usinas de forma a se obter a potência pico final de cada empreendimento. E por último foi realizada a análise financeira para cada um dos cenários em questão.

A Figura 24 mostra de forma mais didática o passo a passo empregado para realização desse trabalho.

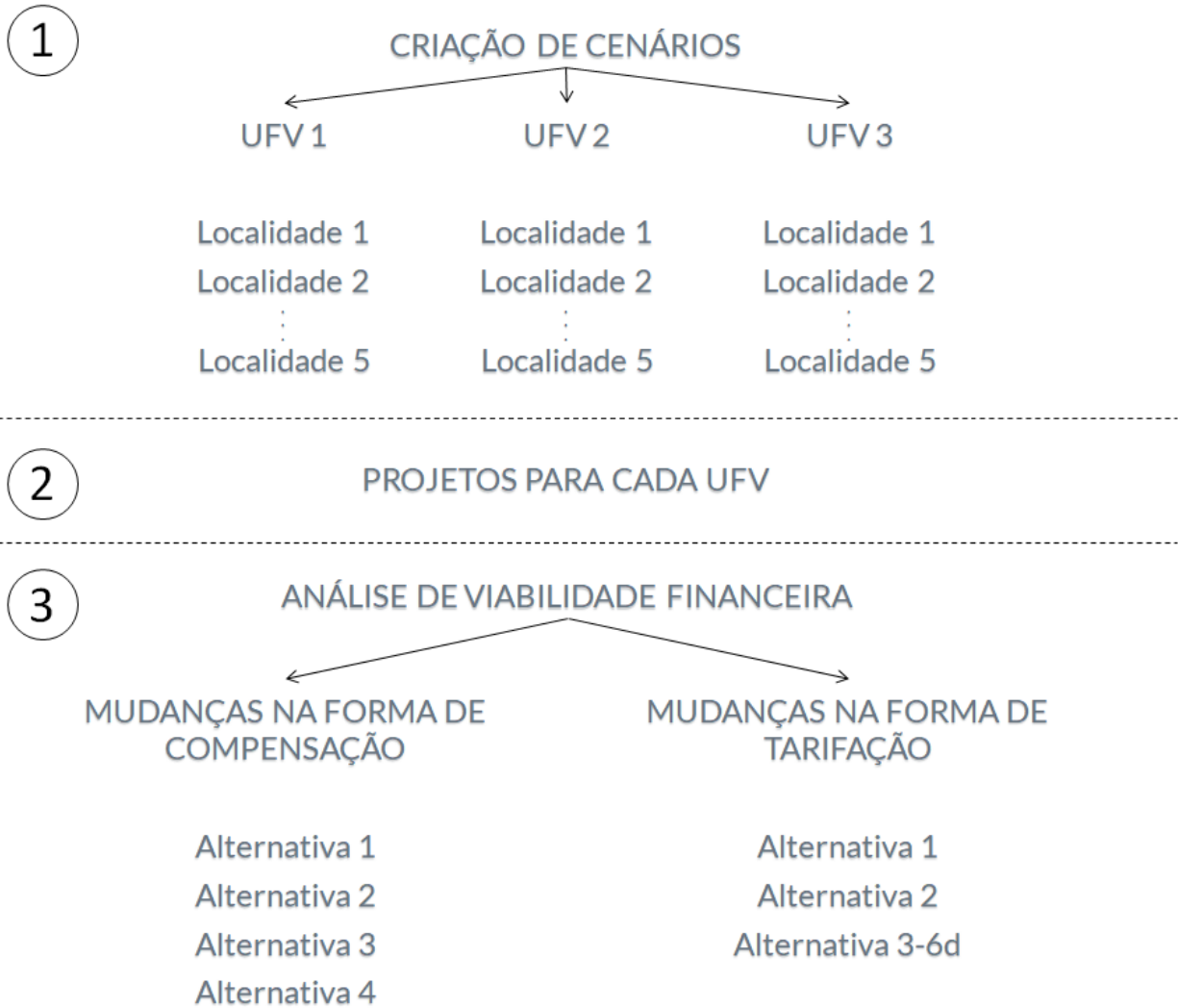


Figura 24 – Esquema de desenvolvimento do trabalho
 Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

5.1 Cenários base

São analisados três empreendimentos de UFV hipotéticos. O primeiro é o de compensação local, do tipo *rooftop*, o segundo de autoconsumo remoto e o terceiro de geração compartilhada, esses dois últimos do tipo fazenda solar.

5.1.1 Compensação local

Como uma instalação padrão para o empreendimento do tipo *rooftop*, têm-se as seguintes características:

- Instalação do tipo residencial;
- Conexão bifásica do tipo F+F+N;
- Consumo médio mensal de 400 kWh;
- Telhado com orientação 0° (Norte);
- Telhado com inclinação de 30°.

5.1.2 Autoconsumo remoto

Como uma fazenda solar padrão, consideram-se as seguintes características:

- Modalidade da tarifa da unidade geradora: A4 – Tarifa Verde;
- Modalidade da tarifa das unidades consumidoras dos créditos: B3 – Convencional;
- Demanda contratada 5 MW;
- Conexão trifásica do tipo F+F+F+N;
- Potência efetiva máxima do sistema de 5 MW.

A inclinação das placas é definida com base na localidade, a fim de se manter o maior rendimento possível para cada região analisada. A Equação (1) indica a melhor inclinação possível (BLUESOL, 2016b).

$$\beta = \begin{cases} 3,7 + (0,69 \cdot \varphi) & se \quad \beta \geq 10^\circ \\ 10^\circ & se \quad \beta < 10^\circ \end{cases} \quad (1)$$

Onde:

β – Inclinação em graus, em relação ao plano horizontal;

φ – Latitude da localidade em graus;

3,7 e 0,69 – Constantes de cálculo.

O limite mínimo de 10° visa evitar o acúmulo de água e sujeira nos módulos fotovoltaicos.

5.1.3 Geração compartilhada

As considerações para os empreendimentos neste caso é o mesmo anterior:

- Modalidade da tarifa da unidade geradora: A4 – Tarifa Verde;
- Modalidade da tarifa das unidades consumidoras dos créditos: B3 – Convencional;
- Demanda contratada 5 MW;
- Conexão trifásica do tipo F+F+F+N;
- Potência efetiva máxima do sistema de 5 MW.

A inclinação dos módulos também é dada através da Equação (1).

5.2 Projeto do sistema

Nesta subseção é apresentada de forma detalhada o passo a passo para o dimensionamento de cada projeto.

5.2.1 Energia solar total

A primeira coisa a se obter é a energia solar total, que é definida como a estimativa de energia incidente, tanto no plano horizontal, quanto no plano das placas solares, considerando-se a inclinação dos módulos. Os valores da energia solar total podem ser diários, mensais ou anuais, e servem de base para as estimativas de produção de energia pelos sistemas de aproveitamento dessa radiação solar incidente, os sistemas fotovoltaicos.

Para o correto dimensionamento, são utilizados os valores de radiação solar diários, de forma a se obter a quantidade de energia necessária para se compensar o consumo, no caso do sistema para compensação local, ou para se ter um sistema que gere com uma potência de 5 MWp, no caso das fazendas solares.

A radiação solar incidente é função da latitude do local de instalação, da inclinação e do desvio azimutal das placas. O desvio azimutal é o ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul.

Os dados referentes à radiação solar no plano horizontal são disponibilizados por diversos bancos de dados. Nesse trabalho, os dados usados são provenientes do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito).

No entanto, para fazer a correção dos valores, levando em consideração a inclinação e o desvio azimutal, foi utilizado o *software* Radasol 2 – programa desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Os dados de radiação solar são disponibilizados pelo CRESESB com a unidade kWh/m².dia⁻¹ ou ainda HSP (Horas de Sol Pico).

A fim de que se entenda os conceitos de irradiância, radiância e HSP, têm-se as figuras a seguir. A Figura 25 mostra um gráfico hipotético da irradiância durante um dia, a Figura 26 mostra destaca a radiância causada pela irradiância em um período de tempo e a Figura 27 mostra o conceito de HSP.

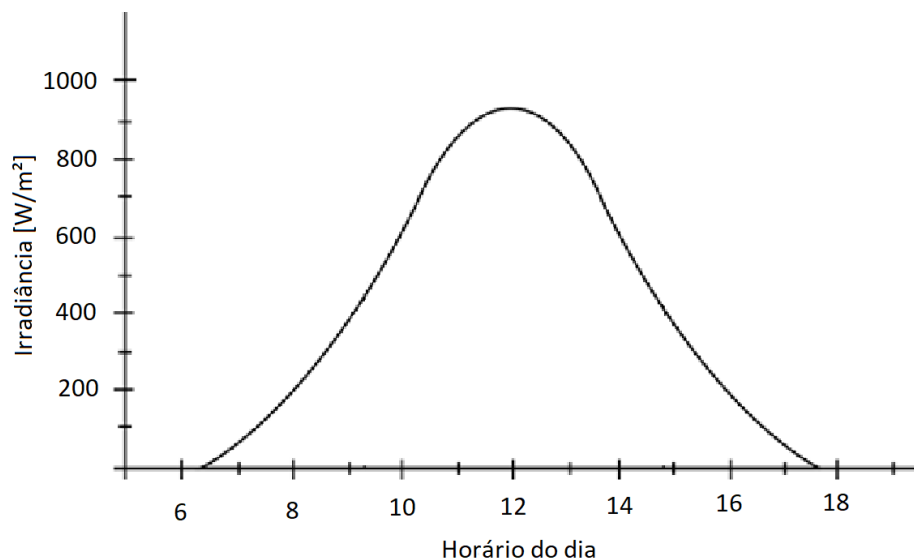


Figura 25 - Irradiância hipotética durante um dia

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base na figura disponibilizada pelo CRESESB (2019)

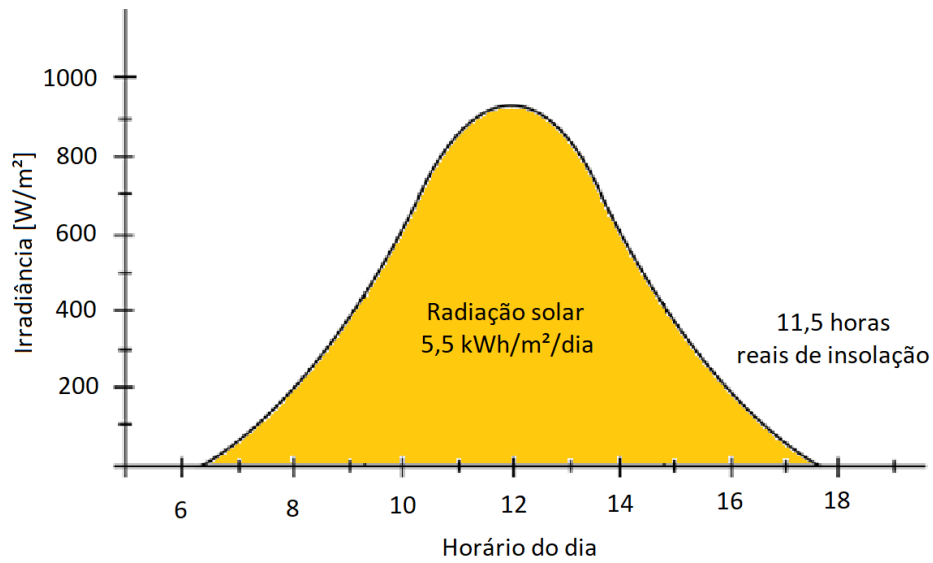


Figura 26 - Radiação a partir da irradiância
 Fonte: Desenvolvido pelo autor com base na figura disponibilizada pelo CRESESB (2019)

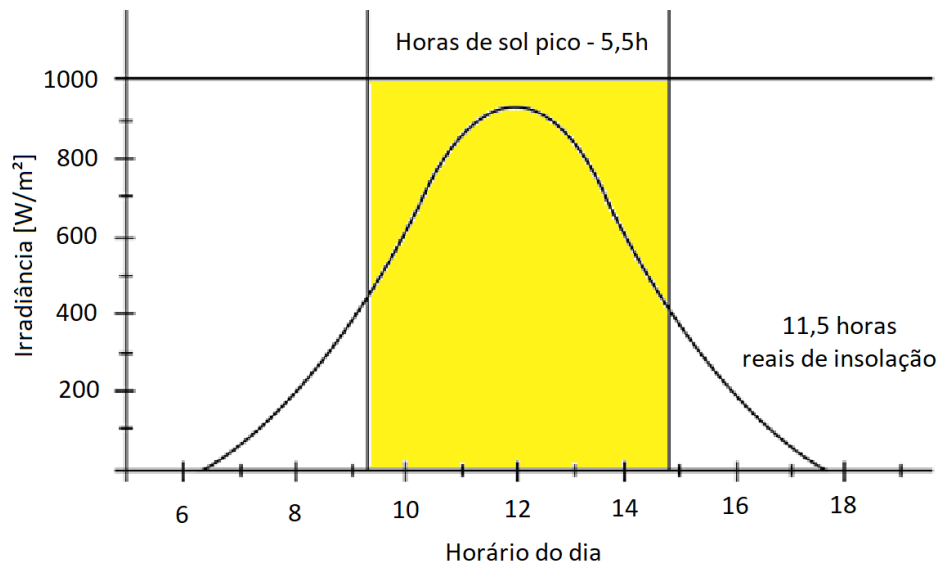


Figura 27 - HSP equivalente
 Fonte: Desenvolvido pelo autor com base na figura disponibilizada pelo CRESESB (2019)

Como observado, o conceito de HSP é uma representação hipotética de uma irradiância constante de 1000 W/m^2 durante um período de tempo, em horas, que corresponde ao mesmo valor de radiação para o período completo da análise, neste caso, de um dia.

Os valores nominais das placas solares, são obtidos a partir de testes realizados em condições padrão, do inglês, *standard test conditions* (STC). A irradiância para os testes em STC é de 1000 W/m², portanto a utilização do conceito de HSP visa facilitar a modelagem matemática.

Portanto, os dados da energia solar total são extraídos do CRESESB tratados pelo *software* Radasol 2. E, por fim, essa energia é trabalhada na forma da média diária das HSP.

5.2.2 Energia ideal gerada

A energia ideal mensal a ser gerada para o sistema do tipo *rooftop* se dá pela média do consumo mensal subtraído o custo de disponibilidade, conforme Equação (2).

$$E_{gm} = E_{cm} - C_d \quad (2)$$

Onde:

E_{gm} – Energia gerada mensalmente;

E_{cm} – Energia consumida mensalmente;

C_d – Custo de disponibilidade em kWh.

O caso a ser estudado para o sistema do tipo *rooftop* possui uma instalação bifásica, portanto o custo de disponibilidade é equivalente ao custo de 50 kWh.

Para os sistemas do tipo fazenda solar, a energia ideal a ser gerada mensalmente é função da potência pico do arranjo fotovoltaico e da energia solar total ou HSP, conforme Equação (3).

$$E_{gm} = P_{pe-pv} \cdot HSP_{md} \quad (3)$$

Onde:

P_{pe-pv} – Potência pico efetiva do sistema fotovoltaico;

HSP_{md} – Horas de sol pico em média diária.

5.2.3 Perdas e rendimento

Antes de se calcular a potência pico que o arranjo fotovoltaico deverá ter, é necessário que se realize uma estimativa das perdas. Desta maneira é possível que se ajuste o dimensionamento do arranjo a fim de se compensar essas perdas.

Mesmo partindo da modelagem matemática onde se consideram apenas as horas de sol pico com irradiância hipotética de 1000 W/m^2 e que os módulos são desenvolvidos para fornecerem sua potência nominal quando submetidos a essa irradiação e sob os demais parâmetros do STC, como temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar de 1,5 – equivalente a elevação do sol em 60° acima do horizonte – o inversor não fornecerá de fato essa potência a rede, devido as perdas decorrentes do processo. Portanto são aqui analisados os diferentes tipos de perdas e suas implicações no rendimento global do sistema.

Sombreamento parcial

Consideram-se as sombras não permanentes sobre os módulos fotovoltaicos, causadas por agentes transitórios, como folhas e pássaros, ou as sombras sazonais, causadas por corpos próximos ao arranjo fotovoltaico, e que em determinado período do ano têm sua sombra projetada sobre as células fotovoltaicas. Este é, sem sombra de dúvida, um dos índices de rendimento mais difíceis de se calcular, pois a forma como se dá a projeção da sombra sobre as células fotovoltaicas pode influenciar a conversão em maior ou menor grau. O caso é tão complexo, que somente os melhores *softwares* de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conseguem fazer os cálculos do impacto das sombras, mediante modelagem matemática e análise de modelos em 3 dimensões do entorno do arranjo fotovoltaico (BLUESOL, 2016a).

Os valores típicos de perda por sombreamento usados em projetos fotovoltaicos variam de 1 a 10% (BLUESOL, 2016a). Supondo que as residências em que os *rooftops* são instalados tenham pouca exposição a sombras, é utilizado o valor de 3% para o coeficiente de perdas por sombreamento. Já para os projetos de fazendas solares, é utilizado um fator de 1%.

O coeficiente de perda por sombreamento é denotado por k_s .

Acúmulo de sujeira nos módulos fotovoltaicos

Outro fator que pode diminuir a eficiência do sistema é o acúmulo de sujeira nos módulos. O acúmulo de sujeira impede que parte da luz chegue de fato até as células dos módulos, resultando em perda.

Assim como o item anterior, a determinação do fator de perda referente ao acúmulo de sujeira é difícil de ser determinado. Esse fator de perda depende do local da instalação, o que implica na quantidade de partículas suspensas, como poeira e poluição, e do período entre as limpezas dos módulos. Os valores típicos utilizados para o fator de perda por sujeira é de 2 a 10% (BLUESOL, 2016a). Levando em consideração a limpeza periódica dos módulos, é considerado um fator de 4% para o sistema do tipo *rooftop* e 3% para fazenda solar.

O coeficiente de perda por acúmulo de sujeira é denotado por k_{suj} .

Tolerância de potência dos módulos fotovoltaicos

Nem sempre todos os módulos fotovoltaicos são de fato testados pelos fabricantes, no entanto, diferentes unidades, podem apresentar pequenas diferenças em suas características elétrica, em especial, em sua potência nominal. Nesses casos, os fabricantes informam quais são as tolerâncias de potência do módulo. Um exemplo de tolerância pode ser -3%/+3%, que nesse caso indica uma possível perda de até 3% ou um possível ganho de até 3% em sua potência nominal.

O *datasheet* do modelo de módulo escolhido para este trabalho indica tolerância de potência 0%/+5%, portanto não é considerada a perda por tolerância de potência.

Incompatibilidade elétrica

Como mencionado anteriormente, nem sempre os módulos possuem exatamente as mesmas características elétricas, podendo apresentar pequenas variações de tensão e corrente. Quando esses valores são diferentes entre os módulos, acontece um “nivelamento por baixo” entre os painéis. Levando em consideração que são utilizados módulos de um mesmo fabricante, possivelmente de um mesmo lote, e de qualidade elevada, é considerado um valor de 0,5% de perda por incompatibilidade elétrica, tanto no sistema tipo *rooftop* como fazenda solar.

O coeficiente de perda por incompatibilidade elétrica – do inglês, *mismatching losses* – é denotado por k_{mis} .

Fator temperatura

O sistema fotovoltaico utiliza a luz do sol para geração de energia elétrica e não o calor gerado pelo mesmo. Pelo contrário, o calor reduz o desempenho do sistema, quanto mais quente, menor o rendimento.

Esse é, sem dúvida, o mais impactante coeficiente de perda do sistema. Devido à sua característica sazonal, deve-se calcular as perdas por temperatura para cada mês, de forma a diferenciar os períodos de maior e menor rendimento devido à temperatura ambiente.

A temperatura média de uma célula fotovoltaica é superior à temperatura média do ambiente, devido ao efeito fotovoltaico, que produz calor. A diferença entre a temperatura das células e a temperatura ambiente pode ser dada pela Equação (4), publicada pelo *Fraunhofer Institute*, renomado laboratório de certificação de componentes para sistemas fotovoltaicos.

$$\Delta t^{\circ} = 0,034 \cdot G - 4 \quad (4)$$

Onde:

Δt° – Diferença entre a temperatura das células e a temperatura ambiente;

G – Irradiância;

0,034 e 4 – Constantes de cálculo.

Porém, dependendo do tipo de fixação dos módulos fotovoltaicos, é possível se obter algum nível de resfriamento através da circulação do ar, melhorando o rendimento dos módulos fotovoltaicos. A Tabela 6 demonstra a influência de cada tipo de sistema de fixação na diferença de temperatura.

Tabela 6 - Elevação da temperatura em função do tipo de fixação

<i>Estrutura de fixação</i>	$\Delta t^{\circ} (^{\circ}C)$
Estrutura totalmente elevada (solo)	+22
Laje ou telhado (com espaço/inclinação)	+28
Sobre o telhado (com ventilação)	+29
Integrado (sem ventilação)	+32

Fonte: SMA Solar Technology AG (2016)

Para os projetos do tipo *rooftop* é considerado o terceiro caso – sobre o telhado (com ventilação). Já para os projetos de fazenda solar, é considerado o primeiro caso – estrutura totalmente elevada.

Os fabricantes dos módulos fornecem em seus respectivos *datasheets* as informações relativas aos módulos. Dentre essas informações, eles fornecem o coeficiente de temperatura da potência pico dos módulos, $^{\circ}\text{C}_{wp}$, que corresponde a porcentagem de perda para cada grau de elevação da temperatura que ultrapassa a condição de teste, temperatura ambiente de 25 °C.

Os testes são feitos através de *flashes* de luz com duração máxima de 5 milissegundos para que o efeito fotovoltaico não eleve a temperatura das células fotovoltaicas durante a incidência da luz do simulador solar. Portanto, é necessário que além de se considerar a temperatura do local de instalação, considere-se também a elevação de temperatura devido ao efeito fotovoltaico.

A fim de se manter o projeto mais conservador, a temperatura do local de instalação a ser considerada é a temperatura média das máximas mensais.

A Equação (5) define a diferença entre a temperatura real a ser considerada e a temperatura de referência.

$$T_{calc} = T_{amb} + \Delta t^{\circ} - T_{ref} \quad (5)$$

Onde:

T_{calc} – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação;

T_{amb} – Temperatura média das máximas mensais do local de instalação;

Δt° – Elevação da temperatura em função do tipo de fixação;

T_{ref} – temperatura de referência para testes de laboratório dos módulos fotovoltaicos, determinado em 25 °C, segundo o conjunto de normas internacionais IEC 60904.

Para se obter o coeficiente de perda por temperatura, é utilizada a Equação (6).

$$K_{temp} = ^{\circ}\text{C}_{wp} \cdot T_{calc} \quad (6)$$

Onde:

K_{temp} – Coeficiente de perda por temperatura;

$^{\circ}C_{wp}$ – Coeficiente de temperatura da potência pico do módulo fotovoltaico, obtido de seu *datasheet*.

Perdas no cabeamento de corrente contínua

O trecho de ligação entre os módulos fotovoltaicos e o sistema de condicionamento de potência, inversor ou conjunto de inversores, apresenta resistência à passagem da corrente elétrica e, mesmo que em muito pequena escala, insere perdas de energia no sistema. Para se determinar as perdas de energia no cabeamento, deve-se determinar a potência elétrica dissipada nos cabos pelo efeito Joule, conforme Equação (7).

$$P_d = R_c \cdot I_s^2 \quad (7)$$

Onde:

P_d – Potência dissipada por *string*;

R_c – Resistência do cabo que liga uma *string* ao sistema de condicionamento;

I_s – Corrente de uma *string*.

Para calcular a resistência do cabo utiliza-se a Equação (8).

$$R_c = \frac{2 \cdot l}{A \cdot \sigma} \quad (8)$$

Onde:

l – Comprimento do cabo em metros;

A – Área da seção transversal do cabo em mm^2 ;

σ – Condutividade do material condutor em $m/(\Omega \cdot mm^2)$.

E por fim, para o cálculo do coeficiente de perda no cabeamento de corrente contínua, utiliza-se a Equação (9).

$$K_{cc} = N_s \cdot \frac{P_d}{P_{p-pv}} \quad (9)$$

Onde:

K_{cc} – Coeficiente de perda no cabeamento de corrente contínua;

N_s – Número de *strings* do arranjo;

P_{p-pv} – Potência pico do arranjo fotovoltaico.

O valor típico do coeficiente de perda no cabeamento de corrente contínua varia de 0,5 a 1%, geralmente (BLUESOL, 2016a).

Para um correto dimensionamento do coeficiente de perda no cabeamento de corrente contínua, seria necessário a elaboração do projeto detalhado do sistema, visto que o comprimento, a seção transversal e a condutividade dos cabos, além da configuração do arranjo – quantidade de *strings*, bem como número de painéis em série – são informações necessárias para os cálculos. Como o objetivo do trabalho não é prover um projeto detalhado do sistema e sim um projeto genérico para aplicação do estudo aqui proposto, é considerado o valor de 0,8% para o coeficiente de perda no cabeamento de corrente contínua, tanto para o sistema *rooftop* quanto para os sistemas tipo fazenda solar.

Perdas no inversor

O termo “Seguidor do Ponto de Máxima Potência” é a tradução do termo, em inglês, *Maximum Power Point Tracker* (MPPT). O MPPT é um circuito eletrônico que continuamente se ajusta ao ponto de máxima potência do painel fotovoltaico em que está ligado, alterando a sua resistência de entrada de acordo aos valores de tensão e corrente recebidos dos módulos fotovoltaicos, valores esses que variam com a irradiância e com a temperatura ambiente. Portanto o MPPT tenta extrair o máximo de potência nas condições do painel fotovoltaico a cada instante.

No momento em que os inversores estão rastreando o ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos, ele não estará extraindo a sua máxima potência, o que por si só já representa

uma perda. A partir do momento em que o circuito seguidor do ponto de máxima potência encontra os valores máximos de corrente e tensão do painel fotovoltaico a ele ligado, o MPPT ajusta seu valor de resistência de entrada e se mantém nessa condição e, a menos que ocorra uma significativa variação na tensão ou corrente do arranjo fotovoltaico, o MPPT só fará um novo rastreamento de ao final do seu ciclo de trabalho, geralmente com janela mínima de 15 minutos.

O valor do coeficiente de perda por rastreamento do ponto de máxima potência pode ser obtido através da análise do funcionamento do MPPT de cada tipo de inversor. É comum a consideração de valores de 1 a 2% para esse coeficiente (BLUESOL, 2016a).

Além da perda devida ao rastreamento do ponto de máxima potência, ainda existe a perda relativa a conversão CC-CA, ou seja, no chaveamento. O coeficiente de perda no inversor que representa a soma dessas perdas, é denotado de K_{inv} . O rendimento dos inversores que são tomados como base para este trabalho é de 96,5%, portanto é considerado um coeficiente de perda no inversor de 3,5%.

Perda no cabeamento de corrente alternada

O cálculo de perdas energéticas no trecho de circuito entre o inversor e a rede pode ser feito de forma análoga para o que se faz para o trecho de corrente contínua. Considera-se nesse trecho, o máximo valor de corrente de saída do sistema de condicionamento de potência, o inversor ou conjunto de inversores. A forma mais aproximada de se estimar os valores de perdas para o circuito CA é calculando-se para cada inversor, e para o quadro de gerenciamento do sistema fotovoltaico, que é onde se conecta os inversores antes da efetiva ligação à rede.

Os valores usuais de perdas no cabeamento de corrente alternada variam de 0,5 a 1% (BLUESOL, 2016a).

Assim como para definição do valor do coeficiente de perda para os circuitos em corrente contínua, o valor para o coeficiente de perda para o coeficiente de perda no cabeamento de corrente alternada, K_{ca} , é estimado em 0,8%.

O rendimento correspondente a cada coeficiente de perda é dado pelo Equação (10).

$$\eta = 1 - K \quad (10)$$

Onde:

η – Rendimento genérico;

K – Coeficiente de perda genérico.

Portanto, o rendimento global do sistema, η_g , é calculado por meio da Equação (11).

$$\eta_g = (1 - K_s) \cdot (1 - K_{suj}) \cdot (1 - K_{mis}) \cdot (1 - K_{temp}) \cdot (1 - K_{cc}) \cdot (1 - K_{inv}) \cdot (1 - K_{ca}) \quad (11)$$

5.2.4 Potência pico efetiva do sistema

A potência pico efetiva do sistema fotovoltaico é a potência que considera as perdas, ou seja, a potência efetiva representa um valor de potência ideal que, se não fossem as perdas, resultaria na energia ideal a ser gerada quando multiplicada pelas horas de sol pico.

No caso do sistema tipo *rooftop* a potência pico efetiva deverá ser calculado através da Equação (12).

$$P_{pe-pv} = \frac{E_{gm}}{HSP_{md}} \cdot \frac{12}{365} \quad (12)$$

E_{gm} – Energia gerada mensalmente;

P_{pe-pv} – Potência pico efetiva do sistema fotovoltaico;

HSP_{md} – Horas de sol pico em média diária.

5.2.5 Recálculo da potência pico do sistema

Como visto, o sistema possui muitas fontes de perda, o que ocasiona uma redução no rendimento do sistema. Logo, para que a energia gerada ao final do processo seja de fato a energia ideal, é necessário que se gere uma parcela extra de energia, a fim de se compensar as perdas.

Portanto, o valor da potência pico real do sistema é maior do que a potência efetiva, sendo calculada através da Equação (13), que leva em consideração o rendimento do sistema.

$$P_{p-pv} = \frac{P_{pe-pv}}{\eta_g} \quad (13)$$

Onde:

P_{pe-pv} – Potência pico efetiva do sistema;

P_{p-pv} – Potência pico real do sistema;

η_g – Rendimento global do sistema.

Os custos do sistema são definidos a partir da potência pico efetiva dos sistemas. Portanto o dimensionamento dos sistemas se encerra nesta etapa.

5.3 Análise financeira

Um dos métodos mais bem aceitos como ferramenta para análise financeira é o método do Valor Presente Líquido (VPL). O VPL leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, já que o mesmo montante tem valores distintos em períodos de tempo diferentes. O que é muito importante visto que o dinheiro tende a perder o valor com o passar dos anos.

Portanto, o método do VPL se propõe a trazer todos os montantes futuros, sejam entradas ou saídas, para o período inicial com os seus valores atualizados. Para se deslocar esse dinheiro no tempo, é necessário que se estabeleça uma taxa de juros, que é o fator de correção para o dinheiro.

A Figura 28 e a Figura 29 mostram de forma gráfica o processo do VPL.

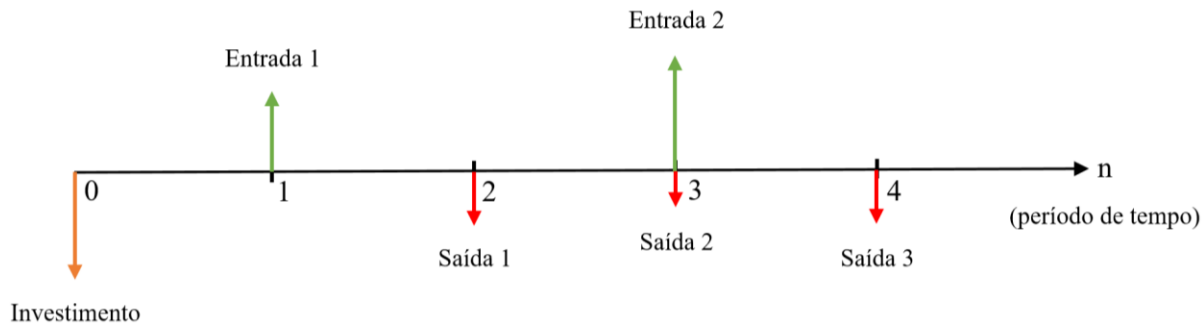


Figura 28 - Exemplo de um fluxo de caixa
 Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

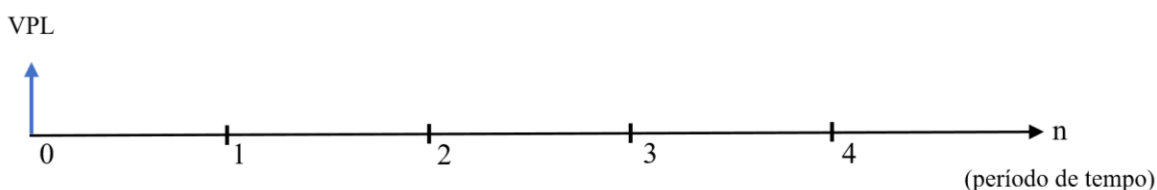


Figura 29 – Representação do VPL equivalente para o exemplo
 Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

A Figura 29 representa o montante equivalente a todos os valores expressos na Figura 28 que foram deslocados para o período inicial utilizando uma taxa de juros específica.

O VPL pode ser positivo ou negativo, mostrando assim, se o fluxo de caixa esperado representa um ganho ou não. Caso o valor do VPL seja nulo, isso representa que o capital renderá exatamente a taxa de juros proposta.

No caso dos investimentos em sistemas fotovoltaicos analisados nesse trabalho e do ponto de vista dos investidores, esperasse que o investimento apresente o retorno do capital investido o mais rápido possível. Para realizar essa análise, é necessário que se estipule uma taxa de juros, que nesse caso é tratada como Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Portanto, a ideia do método é saber em quanto tempo o investimento será recuperado levando em consideração o valor do investimento inicial, a economia gerada por esse investimento ao longo do tempo e os custos para seu funcionamento aplicando sobre tudo isso uma taxa de juros que seria o valor mínimo de remuneração do capital que faria com que os investidores optassem por esse empreendimento.

Para se deslocar o dinheiro no tempo, utiliza-se o conceito de juros compostos, conforme Equação (14).

$$VF = VP \cdot (1 + i)^n \quad (14)$$

Onde:

VF – Valor futuro;

VP – Valor presente;

i – Taxa de juros ou TMA;

n – Quantidade de períodos entre o valor presente e o valor futuro.

Portanto, aplicando o conceito da Equação (14) para todos os valores ano longo do tempo e trazendo todos eles para o período atual, aqui representado como período zero, tem-se o VPL equivalente, conforme Equação (15). A Equação (16) é utilizada no caso de o período 1 possuir uma taxa diferente dos demais períodos.

$$VPL = -I + \sum_{n=1}^{n_{max}} \frac{M_n}{(1 + TMA)^n} \quad (15)$$

$$VPL = -I + \frac{1}{(1 + TMA_1)} \cdot \left(M_1 + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{M_n}{(1 + TMA_n)^{n-1}} \right) \quad (16)$$

Onde:

I – Investimento inicial no período 0;

n – O período analisado;

n_{max} – Maior período analisado;

M_n – O montante acrescentado ou deduzido no ano n;

TMA – Taxa mínima de atratividade.

5.3.1 Composição do fluxo de caixa

Para a utilização do método do VPL é necessário que se defina o fluxo de caixa do empreendimento, ou seja, suas entradas e saídas financeiras.

O que ocorre na realidade é que não existem entradas de fato, mas sim uma economia gerada pelo sistema. Como artifício matemático, a diminuição dos gastos proporcionado pelo sistema é considerada como uma entrada no fluxo de caixa.

Sabe-se ainda que a tarifa de energia elétrica é ajustada anualmente de acordo com as variações nos custos de cada distribuidora. Portanto, cada concessionária tem um aumento específico. Essa variação no valor da tarifa deverá ser considerada no fluxo de caixa, bem como a isenção dos tributos, nos casos em que existir essa possibilidade.

A energia gerada sofre um pequeno decréscimo com o passar dos anos devido as características dos componentes utilizados, principalmente dos módulos.

As modificações propostas para a regulação da GD sugerem que a compensação pela energia injetada não englobe todas as parcelas que compõem a tarifa, portanto é necessário que se leve essas propostas em consideração no equacionamento da economia gerada.

Considerando essas peculiaridades, pode-se definir a economia proporcionada anualmente por um sistema fotovoltaico como na Equação (17).

$$EA_n = \frac{C_{T0} \cdot (1 + TC)^n \cdot E_{gm} \cdot 12}{1 - TI} \cdot (1 - F_{pe})^n \cdot PC \quad (17)$$

Onde:

EA_n – Economia proporcionada anualmente no ano n;

C_{T0} – Custo atual da tarifa;

TC – Taxa de crescimento anual da tarifa;

E_{gm} – Energia gerada mensalmente;

TI – Somatório das alíquotas dos tributos isentos para o sistema proposto;

F_{pe} – Fator de perda por eficiência;

n – O período analisado;

PC – Parcela compensada da tarifa de energia.

Os custos acrescentados ao fluxo de caixa convencional, ou seja, sem o empreendimento fotovoltaico, são dois: o custo de Operação e Manutenção (O&M) e o custo da demanda que deverá ser pago mensalmente no caso de empreendimentos de grande porte (fazenda solar) através de uma nova fatura de energia. Portanto, no caso dos *rooftops* apenas o custo de O&M é acrescido.

O custo de O&M é função do investimento inicial no sistema.

O custo da demanda contratada é atualizado ano a ano, considerando a taxa de crescimento anual do valor da tarifa.

A Equação (18) mostra o cálculo do custo de O&M e a Equação (19) traz o cálculo do custo de demanda

$$C_{O\&M} = -F_{O\&M} \cdot I \quad (18)$$

$$C_{D_n} = -D_c \cdot 12 \cdot C_{kW} \cdot (1 + TC)^n \quad (19)$$

Onde:

$C_{O\&M}$ – Custo de operação e manutenção;

$F_{O\&M}$ – Fator de custo de operação e manutenção;

I – Investimento inicial;

C_{D_n} – Custo de demanda no ano n ;

D_c – Demanda contratada mensalmente;

C_{kW} – Custo da demanda por kW;

TC – Taxa de crescimento da tarifa;

n – O período analisado.

Por fim, a somatória das entradas e saídas é equivalente ao montante de cada período, como mostrado na Equação (20).

$$M_n = EA_n + C_{O\&M} + C_{D_n} \quad (20)$$

Onde:

M_n – O montante acrescentado ou deduzido no ano n;

EA_n – Economia proporcionada anualmente no ano n;

$C_{O\&M}$ – Custo de operação e manutenção;

C_{D_n} – Custo de demanda no ano n.

O número de períodos pode não ser um número inteiro, por isso é necessário que se utilize uma parcela extra para se representar essa fração fora do somatório no método do VPL. Utilizando o caso mais genérico do VPL, conforme Equação (16), o cálculo do número de períodos é dado pela Equação (21).

$$0 = -I + \frac{1}{(1 + TMA_1)} \cdot \left(M_1 + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{M_n}{(1 + TMA_n)^{n-1}} + \frac{M_{nf}}{(1 + TMA_{nf})^{nf-1}} \cdot (nf - n_{max}) \right) \quad (21)$$

Onde:

I – Investimento inicial no período 0;

n – O período analisado;

nf – Período final para recuperação do investimento;

n_{max} – Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf;

M_n – O montante acrescentado ou deduzido no ano n;

M_{nf} – O montante acrescentado ou deduzido no período nf;

TMA – Taxa mínima de atratividade.

5.4 Considerações finais do capítulo

Esse capítulo mostrou de forma detalhada a metodologia que é usada para o dimensionamento das UFVs e também para análise de retorno financeiro destas. Os cenários de todos os sistemas projetados nesse trabalho utilizaram essas premissas bem como utilizaram as características das instalações mostradas, a fim de se manter uma padronização e possibilitar a observação dos desvios apresentados nos resultados obtidos.

6 PROJETOS DE UFVs

Este capítulo visa mostrar os projetos dos diversos sistemas que são avaliados neste trabalho, tendo como objetivo a obtenção da potência pico real de cada um deles. Desta forma, é possível mensurar o custo para implantação de cada um desses sistemas e assim efetuar uma análise de viabilidade dos projetos frente as mudanças propostas.

Sabe-se que o Brasil possui extensão continental. Isso gera algumas peculiaridades relevantes e que devem ser levadas em consideração para uma possível mudança na regulação. O fator clima tem um elevado peso no que diz respeito a projetos fotovoltaicos, uma vez que isso implica em sistemas de diferentes portes para consumos iguais em diferentes regiões do país.

Portanto, são utilizadas cidades de diferentes regiões do país, conforme Tabela 7.

Tabela 7 - Cidades analisadas

<i>Cidades analisadas</i>	<i>UF</i>	<i>Região</i>
Itajubá	MG	Sudeste
Petrolina	PE	Nordeste
Belém	PA	Norte
Cuiabá	MT	Centro-Oeste
Porto Alegre	RS	Sul

Fonte: Desenvolvida pelo autor (2019)

Os projetos são divididos em duas etapas: projetos para sistemas do tipo *rooftop* e projetos do tipo fazenda solar.

6.1 Horas de sol pico

Os dados de radiação solar média diária, ou ainda, horas de sol pico – HSP – são diferentes para cada cidade, uma vez que a irradiação solar varia de acordo com a localização geográfica. Estes dados foram extraídos do CRESESB e são mostrados na Tabela 8.

Tabela 8 – Radiação solar diária média em kWh/m².dia⁻¹ ou HSP nas cidades analisadas

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
<i>Itajubá</i>	5,38	5,66	4,92	4,56	3,85	3,61	3,83	4,70	4,97	5,42	5,40	5,77	4,84
<i>Petrolina</i>	6,38	6,17	6,03	5,24	4,83	4,58	4,82	5,55	6,32	6,40	6,50	6,38	5,77
<i>Belém</i>	4,31	4,22	4,26	4,32	4,56	4,87	4,94	5,14	5,20	5,04	4,90	4,52	4,69
<i>Cuiabá</i>	5,46	5,33	5,17	4,91	4,41	4,36	4,52	5,40	5,13	5,31	5,56	5,71	5,11
<i>Porto Alegre</i>	6,38	5,77	4,78	3,78	2,75	2,31	2,51	3,18	3,57	4,78	6,19	6,61	4,38

Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2019)

Os dados de radiação solar diária média, ou HSP, mostrados na Tabela 8 são referentes ao plano horizontal, ou seja, com inclinação nula ou igual a 0°. Estes dados são utilizados na elaboração de todos os projetos, independentemente do tipo - *rooftop* ou fazenda solar.

6.2 Projetos do tipo *rooftop*

Como visto anteriormente, o cenário base para o empreendimento do tipo *rooftop* tem as seguintes características:

- Instalação do tipo residencial;
- Conexão bifásica do tipo F+F+N;
- Consumo médio mensal de 400 kWh;
- Telhado com orientação 0° (Norte);
- Telhado com inclinação de 30°.

6.2.1 Correção pela inclinação

Instalações do tipo *rooftop* geralmente possuem alguma inclinação, pelo fato de seguir a topologia do telhado da residência. Além da inclinação, pode existir desvios azimutais diferentes, para projetos distintos, ou seja, podem estar virados para pontos cardeais ou ângulos intermediários diferentes.

No cenário base tem-se que a inclinação adotada é de 30° e o desvio azimutal igual a 0° . A Tabela 8 mostra os valores de HSP para o plano horizontal, portanto é necessário se obter novos valores de HSP que correspondam a inclinação desejada.

Apesar de existirem tabelas com fatores de correção para diferentes inclinações, optou-se por usar o *software* Radiasol 2 do Laboratório de Energia Solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, mostrado na Figura 30.

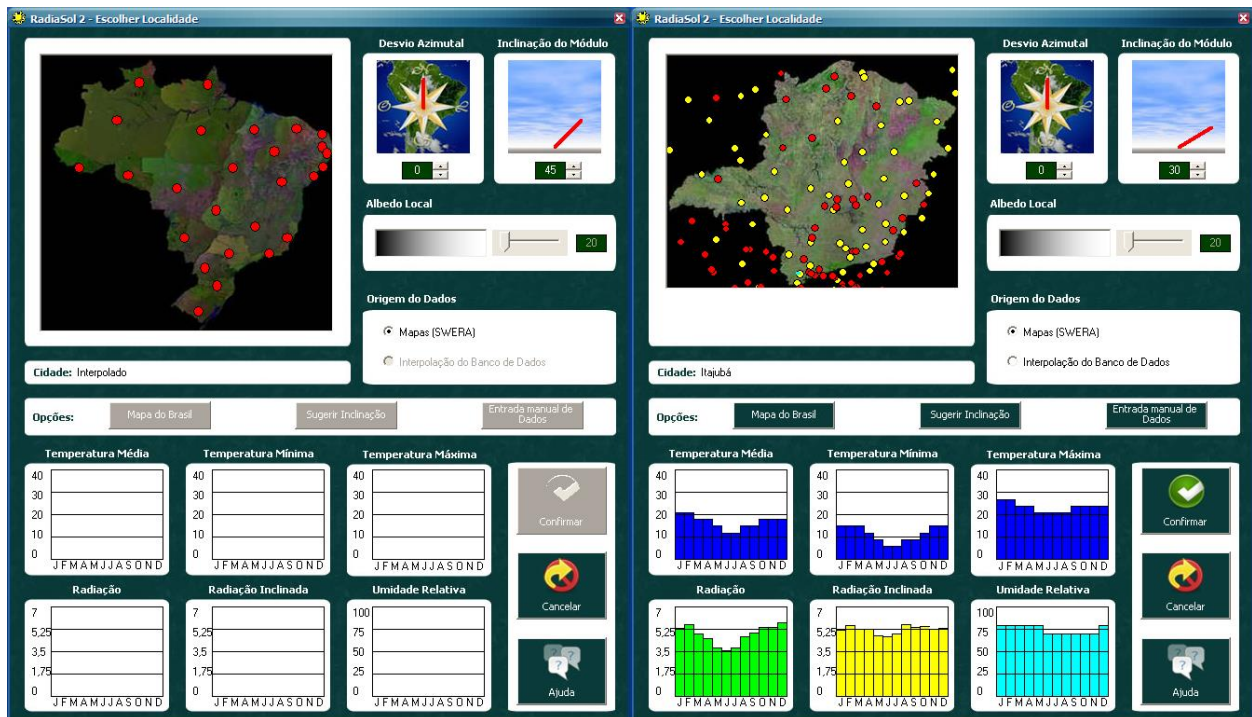


Figura 30 - Janelas do *software* Radiasol 2
Fonte: *Software* Radiasol 2 (2019)

Utilizando o banco de dados do CRESESB como dados de entrada no Radiasol 2 e ajustando a inclinação para 30° e o desvio azimutal em 0°N, obtiveram-se os dados corrigidos de HSP, conforme Figura 30.

Tabela 9 – Radiação solar diária média em kWh/m².dia-1 ou HSP considerando inclinação 30°N nas cidades analisadas

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
<i>Itajubá</i>	4,79	5,39	5,19	5,31	4,87	4,86	5,07	5,72	5,46	5,38	4,93	4,99	5,16
<i>Petrolina</i>	4,91	5,28	5,79	5,63	5,59	5,61	5,79	6,19	6,31	5,7	5,17	4,9	5,57
<i>Belém</i>	3,36	3,62	3,96	4,42	5,02	5,57	5,56	5,44	4,98	4,34	3,86	3,42	4,46
<i>Cuiabá</i>	4,67	4,93	5,23	5,44	5,3	5,5	5,59	6,33	5,36	5,04	4,82	4,64	5,24
<i>Porto Alegre</i>	5,91	5,74	5,26	4,6	3,71	3,27	3,5	4,06	4,1	5,01	5,9	6,02	4,76

Fonte: Dados originais do CRESESB e corrigidos pela inclinação através do *software* Radiasol 2 (2019)

6.2.2 Energia ideal gerada

A energia ideal a ser gerada depende do consumo médio mensal de energia elétrica e do custo de disponibilidade, que por sua vez, é função do tipo de instalação.

Independe da cidade, o cenário analisado tem consumo médio mensal de 400 kWh e possui instalação residencial bifásica, portanto, com custo de disponibilidade equivalente ao custo de 50 kWh. Logo, a energia ideal a ser gerada é a mesma para todas as cidades analisadas.

As Equações (22) e (23) mostram o cálculo da energia que deverá ser gerada mensalmente.

$$E_{gm} = E_{cm} - C_d \quad E_{gm} = 400 - 50 \quad E_{gm} = 350 \text{ kWh/mês} \quad (22)$$

$$E_{gm} = E_{gm_i} = E_{gm_p} = E_{gm_b} = E_{gm_c} = E_{gm_{pa}} = 350 \text{ kWh/mês} \quad (23)$$

Onde:

E_{gm} – Energia que deverá ser gerada mensalmente para o cenário proposto;

E_{cm} – Energia consumida mensalmente para o cenário proposto;
 C_d – Custo de disponibilidade em kWh para o cenário proposto;
 E_{gm_i} – Energia que deverá ser gerada mensalmente em Itajubá;
 E_{gm_p} – Energia que deverá ser gerada mensalmente em Petrolina;
 E_{gm_b} – Energia que deverá ser gerada mensalmente em Belém;
 E_{gm_c} – Energia que deverá ser gerada mensalmente em Cuiabá;
 $E_{gm_{pa}}$ – Energia que deverá ser gerada mensalmente em Porto Alegre.

6.2.3 Perdas e rendimento

Como visto, existem diversas fontes de perda. A maior parte delas já foram definidas no capítulo de metodologia, restando apenas a perda por temperatura, a mais relevante, a ser calculada visto que depende do ponto geográfico em que o sistema é instalado.

Durante seu funcionamento, os módulos fotovoltaicos possuem uma temperatura diferente da temperatura ambiente, é a chamada temperatura de trabalho. A temperatura de trabalho, por sua vez, é função do tipo de instalação, conforme Tabela 6. Para os projetos do tipo *rooftop* o tipo de instalação a ser considerado é a terceira opção da Tabela 6 – sobre o telhado.

Sabendo-se que a temperatura varia de acordo com a instalação, que a temperatura ambiente é variável de acordo com a região de instalação, que os módulos tiveram suas características nominais definidas em testes onde a temperatura ambiente era de 25 °C e qual é o coeficiente de temperatura da potência pico do módulo é possível determinar o coeficiente de perda por temperatura.

A fim de ser conservador, a temperatura ambiente considerada é a temperatura média das máximas mensais. Esses dados são aproximados e foram extraídos do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), disponíveis em seu *website*. Os dados estão dispostos na Tabela 10 de acordo com as cidades analisadas.

Tabela 10 - Temperatura média das máximas mensais aproximadas em °C

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
<i>Itajubá</i>	29	29	29	27	25	25	25	25	27	27	27	29	27
<i>Petrolina</i>	33	33	31	31	31	29	29	31	33	33	33	33	32
<i>Belém</i>	31	31	31	31	31	31	31	33	33	33	33	33	32
<i>Cuiabá</i>	33	33	33	33	31	31	31	35	35	35	33	33	33
<i>Porto Alegre</i>	29	29	27	25	21	19	19	21	21	23	25	27	24

Fonte: Instituto Nacional de Meteorologia (2019)

Utilizando as Equações (5) e (6) e as informações contidas na Tabela 6 e na Tabela 10 é possível então se obter os valores dos coeficientes de perda para cada caso estudado.

Com base na Equação (5), as temperaturas que são utilizadas nos cálculos para a cidade de Itajubá, Petrolina, Belém, Cuiabá e Porto Alegre são mostradas nas Equações (24), (25), (26), (27) e (28) respectivamente.

$$T_{calc_i} = 27 + 29 - 25 \quad T_{calc_i} = 31 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (24)$$

$$T_{calc_p} = 32 + 29 - 25 \quad T_{calc_p} = 36 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (25)$$

$$T_{calc_b} = 32 + 29 - 25 \quad T_{calc_b} = 36 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (26)$$

$$T_{calc_c} = 33 + 29 - 25 \quad T_{calc_c} = 37 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (27)$$

$$T_{calc_{pa}} = 24 + 29 - 25 \quad T_{calc_{pa}} = 28 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (28)$$

Onde:

T_{calc_i} – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Itajubá;

T_{calc_p} – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Petrolina;

T_{calc_b} – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Belém;

T_{calc_c} – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Cuiabá;

T_{calc_pa} – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Porto Alegre.

O coeficiente de temperatura para a potência nominal do módulo fotovoltaico é apresentado no seu *datasheet* e no caso do módulo adotado o valor de seu coeficiente é de 0,42%/°C.

Por fim, com base na Equação (6) e no coeficiente de temperatura para potência é possível se obter os coeficientes de perda por temperatura para cada localidade, conforme apresentado na Equações (29), (30), (31), (32) e (33).

$$K_{temp_i} = 0,42\% \cdot 31 \quad K_{temp_i} = 13,02\% \quad (29)$$

$$K_{temp_p} = 0,42\% \cdot 36 \quad K_{temp_p} = 15,12\% \quad (30)$$

$$K_{temp_b} = 0,42\% \cdot 36 \quad K_{temp_b} = 15,12\% \quad (31)$$

$$K_{temp_c} = 0,42\% \cdot 37 \quad K_{temp_c} = 15,54\% \quad (32)$$

$$K_{temp_pa} = 0,42\% \cdot 28 \quad K_{temp_pa} = 11,76\% \quad (33)$$

Onde:

K_{temp_i} – Coeficiente de perda por temperatura para a cidade de Itajubá;

K_{temp_p} – Coeficiente de perda por temperatura para a cidade de Petrolina;

K_{temp_b} – Coeficiente de perda por temperatura para a cidade de Belém;

K_{temp_c} – Coeficiente de perda por temperatura para a cidade de Cuiabá;

K_{temp_pa} – Coeficiente de perda por temperatura para a cidade de Porto Alegre.

A Tabela 11 traz um resumo das perdas, bem como seus valores.

Tabela 11 – Coeficientes de perda e seus valores por cidade – projetos tipo *rooftop*

<i>Coeficiente</i>	<i>Cidade</i>	<i>Valor</i>
K_s	Itajubá	3%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{suj}	Itajubá	4%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{mis}	Itajubá	0,50%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{temp}	Itajubá	13,02%
	Petrolina	15,12%
	Belém	15,12%
	Cuiabá	15,54%
	Porto Alegre	11,76%
K_{cc}	Itajubá	0,80%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{inv}	Itajubá	3,50%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{ca}	Itajubá	0,80%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Uma vez definidas as perdas, é possível o cálculo do rendimento para cada sistema, através da Equação (11). Os valores de rendimento global dos sistemas são obtidos através das Equações (34), (35), (36), (37) e (38).

$$\eta_{g_i} = (1 - 0,03) \cdot (1 - 0,04) \cdot (1 - 0,005) \cdot (1 - 0,1302) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)$$

$$\eta_{g_i} = 76,53\% \quad (34)$$

$$\eta_{g_p} = (1 - 0,03) \cdot (1 - 0,04) \cdot (1 - 0,005) \cdot (1 - 0,1512) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)$$

$$\eta_{g_p} = 74,68\% \quad (35)$$

$$\eta_{g_b} = (1 - 0,03) \cdot (1 - 0,04) \cdot (1 - 0,005) \cdot (1 - 0,1512) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)$$

$$\eta_{g_b} = 74,68\% \quad (36)$$

$$\eta_{g_c} = (1 - 0,03) \cdot (1 - 0,04) \cdot (1 - 0,005) \cdot (1 - 0,1554) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)$$

$$\eta_{g_c} = 74,31\% \quad (37)$$

$$\eta_{g_{pa}} = (1 - 0,03) \cdot (1 - 0,04) \cdot (1 - 0,005) \cdot (1 - 0,1176) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)$$

$$\eta_{g_{pa}} = 77,64\% \quad (38)$$

Onde:

η_{g_i} – Rendimento global do sistema de Itajubá;

η_{g_p} – Rendimento global do sistema de Petrolina;

η_{g_b} – Rendimento global do sistema de Belém;

η_{g_c} – Rendimento global do sistema de Cuiabá;

$\eta_{g_{pa}}$ – Rendimento global do sistema Porto Alegre.

6.2.4 Potência pico efetiva do sistema

Antes de se calcular a potência pico real do sistema, é calculada a potência pico efetiva do sistema fotovoltaico, aquela que representa um valor de potência ideal, considerando rendimento de 100% para o sistema.

Baseando-se na Equação (12) e nos valores apresentados na Equação (23) e na Tabela 9, têm-se as potências efetivas para os sistemas estudados calculadas através das Equações (39), (40), (41), (42) e (43).

$$P_{pe-pv_i} = \frac{350}{5,16} \cdot \frac{12}{365} \quad P_{pe-pv_i} = 2,23 \text{ kW} \quad (39)$$

$$P_{pe-pv_p} = \frac{350}{5,57} \cdot \frac{12}{365} \quad P_{pe-pv_p} = 2,07 \text{ kW} \quad (40)$$

$$P_{pe-pv_b} = \frac{350}{4,46} \cdot \frac{12}{365} \quad P_{pe-pv_b} = 2,58 \text{ kW} \quad (41)$$

$$P_{pe-pv_c} = \frac{350}{5,24} \cdot \frac{12}{365} \quad P_{pe-pv_c} = 2,20 \text{ kW} \quad (42)$$

$$P_{pe-pv_{pa}} = \frac{350}{4,76} \cdot \frac{12}{365} \quad P_{pe-pv_{pa}} = 2,42 \text{ kW} \quad (43)$$

Onde:

P_{pe-pv_i} – Potência pico efetiva do sistema de Itajubá;

P_{pe-pv_p} – Potência pico efetiva do sistema de Petrolina;

P_{pe-pv_b} – Potência pico efetiva do sistema de Belém;

P_{pe-pv_c} – Potência pico efetiva do sistema de Cuiabá;

$P_{pe-pv_{pa}}$ – Potência pico efetiva do sistema de Porto Alegre.

6.2.5 Potência pico real do sistema

Por fim, é calculada a potência pico real de cada sistema. Esse valor de potência é usado para estimar o custo de implantação de cada um dos sistemas.

Os cálculos das potências reais dos sistema são mostrados nas Equações (44), (45), (46), (47) e (48) e são baseados na Equação (13) bem como nos valores já calculados de potência efetiva e rendimento.

$$P_{p-pv_i} = \frac{2,23}{76,53\%} \quad P_{p-pv_i} = 2,91 \text{ kW} \quad (44)$$

$$P_{p-pv_p} = \frac{2,07}{74,68\%} \quad P_{p-pv_p} = 2,77 \text{ kW} \quad (45)$$

$$P_{p-pv_b} = \frac{2,58}{74,68\%} \quad P_{p-pv_b} = 3,45 \text{ kW} \quad (46)$$

$$P_{p-pv_c} = \frac{2,20}{74,31\%} \quad P_{p-pv_c} = 2,95 \text{ kW} \quad (47)$$

$$P_{p-pv_{pa}} = \frac{2,42}{77,64\%} \quad P_{p-pv_{pa}} = 3,11 \text{ kW} \quad (48)$$

Onde:

P_{p-pv_i} – Potência pico real do sistema de Itajubá;

P_{p-pv_p} – Potência pico real do sistema de Petrolina;

P_{p-pv_b} – Potência pico real do sistema de Belém;

P_{p-pv_c} – Potência pico real do sistema de Cuiabá;

$P_{p-pv_{pa}}$ – Potência pico real do sistema de Porto Alegre.

6.2.6 Resumo dos projetos

Portanto, os dados necessários relativos aos projetos para que se desenvolva a análise financeira, que é mostrada mais adiante, estão reunidos na Tabela 12.

Tabela 12 – Resumo dos dados referêntes aos sistemas tipo *rooftop* projetados

<i>Cidades analisadas</i>	<i>Potência pico real do sistema (kW)</i>	<i>Média da energia compensada mensalmente (kWh)</i>
Itajubá	2,91	350
Petrolina	2,77	350
Belém	3,45	350
Cuiabá	2,95	350
Porto Alegre	3,11	350

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

6.3 Projetos do tipo fazenda solar

Como visto anteriormente, os projetos do tipo fazenda solar terão as seguintes características:

- Modalidade da tarifa da unidade geradora: A4 – Tarifa Verde;
- Modalidade da tarifa das unidades consumidoras dos créditos: B3 – Convencional;
- Demanda contratada 5 MW;
- Conexão trifásica do tipo F+F+F+N;
- Potência efetiva máxima do sistema de 5 MW.

Para esse tipo de projeto, não existe um consumo médio a ser compensado. A energia a ser gerada não é preestabelecida, ela é função da potência efetiva máxima. O que ficará mais didático a medida que o projeto for se desenvolvendo.

Portanto, os cálculos se darão em ordem diferente quando comparado com o tipo de projeto *rooftop*.

6.3.1 Inclinação e desvio azimutal

Nos projetos de fazenda solar, a inclinação e o desvio azimutal não são definidos em função da topologia do local de instalação, ficando a cargo do projetista essa escolha.

Sabe-se que a direção Norte é a melhor opção para aqueles que estão no hemisfério sul, caso das cidades analisadas. Portanto, o desvio azimutal é 0°N e o ângulo de inclinação ideal é obtido através da Equação (1).

A Tabela 13 mostra a latitude de cada uma das cidades analisadas. Essas informações são relevantes para o cálculo da inclinação ideal.

Tabela 13 – Latitudes das cidades analisadas

<i>Cidades analisadas</i>	<i>Latitude (°)</i>
Itajubá	22,43
Petrolina	9,39
Belém	1,46
Cuiabá	15,60
Porto Alegre	30,03

Fonte: Banco de dados do Google (2019)

As Equações (49), (50), (51), (52) e (53) mostram o cálculo das inclinações que são adotadas em cada uma das localidades.

$$\beta_i = 3,7 + (0,69 \cdot 22,43) \quad \beta_i = 19^\circ \quad (49)$$

$$\beta_p = 3,7 + (0,69 \cdot 9,39) \quad \beta_p = 10^\circ \quad (50)$$

$$\beta_{bi} = 3,7 + (0,69 \cdot 1,46) \quad \beta_{bi} < 10^\circ \quad \therefore \beta_b = 10^\circ \quad (51)$$

$$\beta_c = 3,7 + (0,69 \cdot 15,60) \quad \beta_c = 14^\circ \quad (52)$$

$$\beta_{pa} = 3,7 + (0,69 \cdot 30,03) \quad \beta_{pa} = 24^\circ \quad (53)$$

Onde:

- β_i – Inclinação em graus do arranjo em Itajubá, em relação ao plano horizontal;
- β_p – Inclinação em graus do arranjo em Petrolina, em relação ao plano horizontal;
- β_{bi} – Inclinação em graus inicial do arranjo em Belém, em relação ao plano horizontal;
- β_b – Inclinação em graus do arranjo em Belém, em relação ao plano horizontal;
- β_c – Inclinação em graus do arranjo em Cuiabá, em relação ao plano horizontal;
- β_{pa} – Inclinação em graus do arranjo em Porto Alegre, em relação ao plano horizontal;

Portanto, as inclinações dos arranjos são como mostradas na Tabela 14.

Tabela 14 – Inclinações dos projetos por cidade

<i>Cidades analisadas</i>	<i>Inclinação (°)</i>
Itajubá	19
Petrolina	10
Belém	10
Cuiabá	14
Porto Alegre	24

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

6.3.2 Correção pela inclinação

Assim como nos projetos do tipo *rooftop*, a inclinação é relevante por alterar o valor da radiação média diária, ou ainda HSP, e conseqüentemente, modificar a quantidade de energia gerada.

Para correção dos dados de HSP da Tabela 8 também é utilizado o *software* Radiasol 2. Lembrando que agora a inclinação é diferente para cada um dos projetos, com seus valores descritos na Tabela 14.

Após as devidas correções, os novos valores de HSP ficaram como mostrados na Tabela 15.

Tabela 15 - Radiação solar diária média em kWh/m².dia-1 ou HSP considerando inclinação ideal nas cidades analisadas

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
<i>Itajubá</i>	5,14	5,64	5,2	5,15	4,6	4,51	4,72	5,46	5,44	5,52	5,21	5,36	5,16
<i>Petrolina</i>	6,02	6,01	6,09	5,49	5,22	5,03	5,27	5,89	6,58	6,33	6,2	5,99	5,84
<i>Belém</i>	4,07	4,08	4,26	4,46	4,82	5,22	5,26	5,35	5,25	4,92	4,64	4,2	4,71
<i>Cuiabá</i>	5,17	5,26	5,33	5,33	4,93	5,02	5,14	5,97	5,4	5,33	5,38	5,35	5,30
<i>Porto Alegre</i>	6,1	5,86	5,32	4,51	3,58	3,11	3,33	3,95	4,06	5,02	6,05	6,19	4,76

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

6.3.3 Perdas e rendimento

Os cálculos das perdas são feitos da mesma maneira como no caso dos projetos tipo *rooftop*. A maioria dos coeficientes de perda já foram definidos, restando o cálculo do coeficiente de perda por temperatura.

Os valores de temperatura ambiente e temperatura do teste, em STC, permanecerão os mesmos. Os valores que são alterados no cálculo, são aqueles referentes a Tabela 6, que passarão a ser de 22 °C – estrutura totalmente elevada.

Utilizando as Equações (5) e (6) e as informações contidas na Tabela 6 e na Tabela 10 é possível então se obter os valores dos coeficientes de perda para cada caso estudado.

Com base na Equação (5), as temperaturas que são utilizadas nos cálculos para a cidade de Itajubá, Petrolina, Belém, Cuiabá e Porto Alegre são mostradas nas Equações (54), (55), (56), (57) e (58) respectivamente.

$$T_{calc_i_fs} = 27 + 22 - 25 \quad T_{calc_i_fs} = 24 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (54)$$

$$T_{calc_p_fs} = 32 + 22 - 25 \quad T_{calc_p_fs} = 29 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (55)$$

$$T_{calc_b_fs} = 32 + 22 - 25 \quad T_{calc_b_fs} = 29 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (56)$$

$$T_{calc_c_fs} = 33 + 22 - 25 \quad T_{calc_c_fs} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (57)$$

$$T_{calc_pa_fs} = 24 + 22 - 25 \quad T_{calc_pa_fs} = 21 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (58)$$

Onde:

$T_{calc_i_fs}$ – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Itajubá;

$T_{calc_p_fs}$ – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Petrolina;

$T_{calc_b_fs}$ – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Belém;

$T_{calc_c_fs}$ – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Cuiabá;

$T_{calc_pa_fs}$ – Temperatura considerada para o cálculo das diferenças de características entre os valores nominais e os valores em condições reais de operação na cidade de Porto Alegre.

O coeficiente de temperatura para a potência nominal do módulo fotovoltaico é o mesmo utilizado anteriormente, 0,42%/°C.

Por fim, com base na Equação (6) e no coeficiente de temperatura para potência é possível se obter os coeficientes de perda por temperatura para cada localidade, conforme apresentado na Equações (59), (60), (61), (62) e (63).

$$K_{temp_i_fs} = 0,42\% \cdot 24 \quad K_{temp_i_fs} = 10,08\% \quad (59)$$

$$K_{temp_p_fs} = 0,42\% \cdot 29 \quad K_{temp_p_fs} = 12,18\% \quad (60)$$

$$K_{temp_b_fs} = 0,42\% \cdot 29 \quad K_{temp_b_fs} = 12,18\% \quad (61)$$

$$K_{temp_c_fs} = 0,42\% \cdot 30 \quad K_{temp_c_fs} = 12,60\% \quad (62)$$

$$K_{temp_pa_fs} = 0,42\% \cdot 21 \quad K_{temp_pa_fs} = 8,82\% \quad (63)$$

Onde:

$K_{temp_i_fs}$ – Coeficiente de perda por temperatura para a cidade de Itajubá;

$K_{temp_p_fs}$ – Coeficiente de perda por temperatura para a cidade de Petrolina;

$K_{temp_b_fs}$ – Coeficiente de perda por temperatura para a cidade de Belém;

$K_{temp_c_fs}$ – Coeficiente de perda por temperatura para a cidade de Cuiabá;

Portanto, têm-se assim todos os coeficientes de perdas. Para melhor visualização, os coeficientes são mostrados na Tabela 16.

Tabela 16 – Coeficientes de perda e seus valores por cidade – projetos tipo fazenda solar

<i>Coeficiente</i>	<i>Cidade</i>	<i>Valor</i>
K_s	Itajubá	1%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{suj}	Itajubá	3%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{mis}	Itajubá	0,50%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{temp}	Itajubá	10,08%
	Petrolina	12,18%
	Belém	12,18%
	Cuiabá	12,60%
	Porto Alegre	8,82%
K_{cc}	Itajubá	0,80%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{inv}	Itajubá	3,50%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	
K_{ca}	Itajubá	0,80%
	Petrolina	
	Belém	
	Cuiabá	
	Porto Alegre	

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Uma vez definidas as perdas, é possível o cálculo do rendimento para cada sistema, através da Equação (11). Os valores de rendimento global dos sistemas são obtidos através das Equações (64), (65), (66), (67) e (68).

$$\eta_{g_i_fs} = (1 - 1\%) \cdot (1 - 3\%) \cdot (1 - 0,5\%) \cdot (1 - 10,08\%) \cdot (1 - 0,8\%) \cdot (1 - 3,5\%) \cdot (1 - 0,8\%)$$

$$\eta_{g_i_fs} = 81,59\% \quad (64)$$

$$\eta_{g_p_fs} = (1 - 1\%) \cdot (1 - 3\%) \cdot (1 - 0,5\%) \cdot (1 - 12,18\%) \cdot (1 - 0,8\%) \cdot (1 - 3,5\%) \cdot (1 - 0,8\%)$$

$$\eta_{g_p_fs} = 79,68\% \quad (65)$$

$$\eta_{g_b_fs} = (1 - 1\%) \cdot (1 - 3\%) \cdot (1 - 0,5\%) \cdot (1 - 12,18\%) \cdot (1 - 0,8\%) \cdot (1 - 3,5\%) \cdot (1 - 0,8\%)$$

$$\eta_{g_b_fs} = 79,68\% \quad (66)$$

$$\eta_{g_c_fs} = (1 - 1\%) \cdot (1 - 3\%) \cdot (1 - 0,5\%) \cdot (1 - 12,60\%) \cdot (1 - 0,8\%) \cdot (1 - 3,5\%) \cdot (1 - 0,8\%)$$

$$\eta_{g_c_fs} = 79,30\% \quad (67)$$

$$\eta_{g_pa_fs} = (1 - 1\%) \cdot (1 - 3\%) \cdot (1 - 0,5\%) \cdot (1 - 8,82\%) \cdot (1 - 0,8\%) \cdot (1 - 3,5\%) \cdot (1 - 0,8\%)$$

$$\eta_{g_pa_fs} = 82,73\% \quad (68)$$

Onde:

$\eta_{g_i_fs}$ – Rendimento global do sistema de Itajubá;

$\eta_{g_p_fs}$ – Rendimento global do sistema de Petrolina;

$\eta_{g_b_fs}$ – Rendimento global do sistema de Belém;

$\eta_{g_c_fs}$ – Rendimento global do sistema de Cuiabá;

$\eta_{g_pa_fs}$ – Rendimento global do sistema Porto Alegre.

6.3.4 Potência pico real e efetiva do sistema

O intuito da fazenda solar é gerar o máximo de energia possível sem, contudo, ultrapassar uma potência pico efetiva de 5 MW que representa o valor máximo definido na regulação para fazer uso da compensação de energia. A fim de se maximizar a geração, a potência pico efetiva é fixada em 5 MW.

A potência do arranjo, ou seja, a potência real, é obtida com base na potência pico efetiva mais as perdas. Como as perdas podem variar de acordo com as condições momentâneas do sistema, são consideradas nulas as perdas por sombreamento e sujeira, assim, em condições favoráveis, os inversores não ceifarão parte da energia gerada.

Logo o cálculo da potência pico real é dado pela Equação (69).

$$P_{p-pv_fs} = \frac{P_{pe-pv_fs}}{(1 - k_{mis}) \cdot (1 - k_{temp}) \cdot (1 - k_{CC}) \cdot (1 - k_{inv}) \cdot (1 - k_{CA})} \quad (69)$$

Onde:

P_{p-pv_fs} – Potência pico real do arranjo da fazenda solar;

P_{pe-pv_fs} – Potência pico efetiva do arranjo da fazenda solar.

Logo, a potência pico real dos sistemas projetados são definidos pelas Equações (70), (71), (72), (73) e (74).

$$P_{p-pv_i_fs} = \frac{5}{(1 - 0,005) \cdot (1 - 0,1008) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)} \quad (70)$$
$$P_{p-pv_i_fs} = 5,88 \text{ MW}$$

$$P_{p-pv_p_fs} = \frac{5}{(1 - 0,005) \cdot (1 - 0,1218) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)} \quad (71)$$
$$P_{p-pv_p_fs} = 6,03 \text{ MW}$$

$$P_{p-pv_b_fs} = \frac{5}{(1 - 0,005) \cdot (1 - 0,1218) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)} \quad (72)$$

$$P_{p-pv_b_fs} = 6,03 \text{ MW}$$

$$P_{p-pv_c_fs} = \frac{5}{(1 - 0,005) \cdot (1 - 0,1260) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)} \quad (73)$$

$$P_{p-pv_c_fs} = 6,05 \text{ MW}$$

$$P_{p-pv_pa_fs} = \frac{5}{(1 - 0,005) \cdot (1 - 0,0882) \cdot (1 - 0,008) \cdot (1 - 0,035) \cdot (1 - 0,008)} \quad (74)$$

$$P_{p-pv_pa_fs} = 5,80 \text{ MW}$$

Onde:

$P_{p-pv_i_fs}$ – Potência pico real do arranjo da fazenda solar em Itajubá;

$P_{p-pv_p_fs}$ – Potência pico real do arranjo da fazenda solar em Petrolina;

$P_{p-pv_b_fs}$ – Potência pico real do arranjo da fazenda solar em Belém;

$P_{p-pv_c_fs}$ – Potência pico real do arranjo da fazenda solar em Cuiabá;

$P_{p-pv_pa_fs}$ – Potência pico real do arranjo da fazenda solar em Porto Alegre.

6.3.5 Energia gerada

Como uma variação das equações já vistas anteriormente é possível determinar a média de energia mensal que é gerada por cada um dos sistemas. A Equação (75) permite a obtenção desses valores. As HSP são extraídas da Tabela 15 e os demais dados necessários já foram calculados.

$$E_{gm_fs} = P_{p-pv_fs} \cdot \eta_{g_fs} \cdot HSP_{md} \cdot \frac{365}{12} \quad (75)$$

Onde:

E_{gm_fs} – Energia gerada mensalmente;

η_{g_fs} – Rendimento do sistema;

HSP_{ms} – Horas de sol pico corrigidas pela inclinação e em média diária.

Logo, os volumes de energia gerada em média mensal para cada um dos sistemas são dados pelas Equações (76), (77), (78), (79) e (80).

$$E_{gm_i_fs} = 5,88 \cdot 81,59\% \cdot 5,16 \cdot \frac{365}{12} \quad E_{gm_i_fs} = 753,96 \text{ MWh} \quad (76)$$

$$E_{gm_p_fs} = 6,03 \cdot 79,68\% \cdot 5,84 \cdot \frac{365}{12} \quad E_{gm_p_fs} = 853,39 \text{ MWh} \quad (77)$$

$$E_{gm_b_fs} = 6,03 \cdot 79,68\% \cdot 4,71 \cdot \frac{365}{12} \quad E_{gm_b_fs} = 688,00 \text{ MWh} \quad (78)$$

$$E_{gm_c_fs} = 6,05 \cdot 79,30\% \cdot 5,30 \cdot \frac{365}{12} \quad E_{gm_c_fs} = 774,16 \text{ MWh} \quad (79)$$

$$E_{gm_pa_fs} = 5,80 \cdot 82,73\% \cdot 4,76 \cdot \frac{365}{12} \quad E_{gm_pa_fs} = 694,69 \text{ MWh} \quad (80)$$

6.3.6 Resumo dos projetos

Os dados necessários relativos aos projetos para que se desenvolva a análise financeira, que é mostrada mais adiante, estão reunidos na Tabela 17.

Tabela 17 – Resumo dos dados referêntes as fazendas solares projetadas

<i>Cidades analisadas</i>	<i>Potência pico real do sistema (MW)</i>	<i>Média da energia gerada mensalmente (MWh)</i>
Itajubá	5,88	753,96
Petrolina	6,03	853,39
Belém	6,03	688,00
Cuiabá	6,05	774,16
Porto Alegre	5,80	694,69

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

6.4 Considerações finais do capítulo

Com o objetivo de se quantificar os impactos que a localidade de instalação da UFV pode causar, foram escolhidas 5 cidades, sendo cada uma delas pertencente a uma região brasileira diferente. No caso de sistemas do tipo *rooftop*, as potências dos sistemas chegaram a apresentar um acréscimo de 24,55% para produção de uma mesma quantidade de energia média mensal. Já no caso das UFVs do tipo fazenda solar, a média da energia gerada mensalmente teve um acréscimo de 22,85% quando comparada a UFV de menor geração com a de maior.

7 A REGULAÇÃO E IMPACTOS FINANCEIROS

Este capítulo tem como objetivo apresentar os benefícios financeiros proporcionados pela GD sob a ótica do empreendedor, bem como as implicações que as modificações propostas na regulação podem causar.

7.1 Impacto da GD na fatura de energia

A fatura de energia, popularmente conhecida como conta de energia, é a forma como as concessionárias cobram pela energia elétrica e serviço prestado e sua composição foi vista anteriormente.

Para se entender o impacto que a geração distribuída causa na fatura, esta é dividida em três partes:

- TUSD e TE;
- Contribuição de Iluminação Pública;
- Tributos.

De forma resumida, a TUSD e a TE englobam os custos de aquisição de energia, o transporte da energia, os encargos e as perdas.

A parcela referente a TUSD e a TE é altamente impactada pela GD. No caso do *rooftop* a energia gerada será usada para abater a parcela energia consumida localmente. E no caso dos projetos do tipo fazenda solar, a energia gerada será utilizada para abater o consumo das unidades que receberão os créditos. Lembrando que no caso do sistema do tipo *rooftop*, o pagamento do custo de disponibilidade é obrigatório. O mesmo se dá no caso da fazenda solar, onde o pagamento da demanda contratada também é compulsório.

A Contribuição de Iluminação Pública – CIP ou Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública – COSIP está estabelecida no art. 149-A da Constituição Federal e é a parte da

fatura destinada a prefeitura municipal pela prestação de serviço de iluminação pública (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016b).

Independente do tipo de sistema, se *rooftop* ou fazenda solar, a cobrança da CIP ou COSIP continuará sendo requerida do acessante, portanto esse custo não é utilizado como parâmetro para a análise de viabilidade econômica do projeto.

Os tributos são formados por ICMS, PIS e COFINS e incidem sobre a parcela de energia elétrica.

No caso dos tributos, há uma diferença na forma como são aplicados. Através da Lei nº 22.549 promulgada em junho de 2017, Minas Gerais optou por conceder isenção do ICMS sobre a energia gerada através da GD fotovoltaica para empreendimentos de todos os tipos – compensação local, autoconsumo remoto, múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada – bem como estender o limite de potência máximo para concessão do benefício para 5 MW. Nos demais estados, a isenção do ICMS se limita a empreendimentos do tipo compensação local e autoconsumo remoto com potências inferiores a 1 MW, sendo que para empreendimentos do tipo geração compartilhada e múltiplas unidades consumidoras o ICMS incide sobre toda energia consumida da rede. Assim como o ICMS, o PIS e a COFINS incidem apenas sobre a energia a ser faturada não tendo um limite de potência para essa regra, mas essa isenção só é válida para projetos do tipo consumo local ou autoconsumo remoto.

Portanto a incidência dos tributos se dará de diferentes formas, a depender do projeto analisado, tendendo a beneficiar o estado de Minas Gerais e também os projetos do tipo compensação local e autoconsumo remoto em todos estados.

7.2 Dados para análise financeira

Para realização da análise financeira é necessário que se tenha conhecimento de todos os custos e receitas provenientes do empreendimento ao longo dos anos, bem como do valor do investimento inicial e da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) requerida do investimento. A proposta dessa seção é justamente a determinação desses dados.

7.2.1 Dados da tarifa

Nos projetos *rooftop* a compensação é local e o tipo de instalação é tarifado como: Residencial B1 – Tarifa Convencional. Os projetos de fazenda solar são do tipo autoconsumo remoto e geração compartilhada, sendo o local de geração tarifado como: Grupo A4 – Tarifa Verde; e os locais de compensação tarifados como: Comercial B3 – Tarifa Convencional.

A demanda mínima que poderá ser contratada pelo Grupo A4, e a utilizada nos cenários propostos, é fixada pela ANEEL em 30 kW (ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010c).

A Tabela 18 expõe as informações relativas aos valores de tarifas aplicadas em cada uma das concessionárias analisadas.

Tabela 18 - Dados das tarifas por distribuidora

<i>Cidades</i>	<i>Distribuidora</i>	<i>Alíquota ICMS (%)</i>	<i>Alíquota média PIS/COFINS (%)</i>	<i>Valor da tarifa B1 e B3 (R\$/kWh)</i>	<i>Tarifa final B1 e B3 - com tributos (R\$/kWh)</i>	<i>Demanda A4 Verde (R\$/kW)</i>
Itajubá	CEMIG-D	30	5,29	0,58684	0,90687	14,59
Petrolina	CELPE	25	5,53	0,52156	0,75073	15,21
Belém	CELPA	25	5,69	0,67098	0,96808	25,29
Cuiabá	Energisa MT	25	5,36	0,56825	0,81602	15,86
Porto Alegre	CEEE-D	30	4,51	0,54760	0,83610	16,94

Fonte: Desenvolvida pelo autor com base nos dados disponibilizados pelas concessionárias e ANEEL, (2019)

As alíquotas do ICMS apresentadas são referentes ao consumo médio proposto por esse trabalho, 400 kWh/mês e seus valores são fornecidos pelas distribuidoras. As alíquotas médias do PIS/COFINS foram calculadas através dos Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição fornecidos pela ANEEL, com base nos dados dos anos de 2016, 2017 e 2018. E os valores das tarifas sem tributos também são disponibilizados pelas distribuidoras. Vale a pena ressaltar que o valor dos tributos é calculado “por dentro”, conforme demonstrado na Equação (81).

$$Tarifa\ final = \frac{Valor\ da\ tarifa\ publicada\ pela\ ANEEL}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (81)$$

A CP 10/2018 propõe alternativas de modificações que implicam em diferentes formas de compensação da energia gerada, conforme Figura 21.

O montante que cada parcela da TUSD e da TE representa na fatura de energia das distribuidoras pode ser inferido através da Planilha de Abertura Tarifária (PCAT) da última revisão tarifária de cada uma das distribuidoras analisadas. A Tabela 19, Tabela 20, Tabela 21, Tabela 22 e Tabela 23 mostram o montante dos custos que compõe cada uma das parcelas e, conseqüentemente, a representatividade desses na fatura de energia elétrica.

Tabela 19 - Composição da tarifa da CEMIG-D

	<i>Parcela</i>	<i>Custo (R\$)</i>	<i>Representação (%)</i>
<i>TUSD</i>	Fio A	1.186.647.678,99	7,96
	Fio B	4.501.477.596,48	30,20
	Encargos	1.743.247.187,67	11,70
	Perdas	1.161.410.236,56	7,79
<i>TE</i>	Energia	4.671.965.176,10	31,35
	Encargos e demais componentes	1.639.207.684,45	11,00

Fonte: Desenvolvida pelo autor com base na PCAT da CEMIG-D disponibilizada pela ANEEL (2019)

Tabela 20 - Composição da tarifa da CELPE

	<i>Parcela</i>	<i>Custo (R\$)</i>	<i>Representação (%)</i>
<i>TUSD</i>	Fio A	407.353.630,24	8,09
	Fio B	1.478.804.735,13	29,36
	Encargos	236.911.483,04	4,70
	Perdas	467.687.532,10	9,28
<i>TE</i>	Energia	1.896.499.870,47	37,65
	Encargos e demais componentes	549.959.175,86	10,92

Fonte: Desenvolvida pelo autor com base na PCAT da CELPE disponibilizada pela ANEEL (2019)

Tabela 21 - Composição da tarifa da CELPA

	<i>Parcela</i>	<i>Custo (R\$)</i>	<i>Representação (%)</i>
<i>TUSD</i>	Fio A	312.978.115,60	6,66
	Fio B	1.677.777.464,90	35,73
	Encargos	180.325.482,88	3,84
	Perdas	630.082.510,28	13,42
<i>TE</i>	Energia	1.443.626.104,40	30,74
	Encargos e demais componentes	451.423.959,18	9,61
			59,65
			40,35

Fonte: Desenvolvida pelo autor com base na PCAT da CELPA disponibilizada pela ANEEL (2019)

Tabela 22 - Composição da tarifa da Energisa MT

	<i>Parcela</i>	<i>Custo (R\$)</i>	<i>Representação (%)</i>
<i>TUSD</i>	Fio A	213.105.817,69	5,31
	Fio B	1.374.488.650,19	34,25
	Encargos	361.062.150,49	9,00
	Perdas	277.341.670,76	6,91
<i>TE</i>	Energia	1.424.651.752,99	35,50
	Encargos e demais componentes	362.292.388,75	9,03
			55,47
			44,53

Fonte: Desenvolvida pelo autor com base na PCAT da Energisa MT disponibilizada pela ANEEL (2019)

Tabela 23 - Composição da tarifa da CEEE-D

	<i>Parcela</i>	<i>Custo (R\$)</i>	<i>Representação (%)</i>
<i>TUSD</i>	Fio A	292.466.509,18	8,18
	Fio B	738.918.429,83	20,68
	Encargos	400.516.785,82	11,21
	Perdas	219.544.917,42	6,14
<i>TE</i>	Energia	1.387.678.726,44	38,84
	Encargos e demais componentes	534.081.859,16	14,95
			46,22
			53,78

Fonte: Desenvolvida pelo autor com base na PCAT da CEEE-D disponibilizada pela ANEEL (2019)

Para uma correta análise financeira, é necessário que se considere o reajuste das tarifas de energia. A determinação exata da trajetória das tarifas não é possível em razão dos fatores que culminam para sua modificação, como por exemplo, as políticas adotadas, as intervenções governamentais e até mesmo mudanças no setor elétrico brasileiro.

Portanto, o histórico dos reajustes é utilizado como premissa para a determinação da taxa de crescimento das tarifas de energia elétrica para os próximos anos. A Figura 31 apresenta o histórico das tarifas de cada uma das concessionárias analisadas no período de 2003 a 2019.

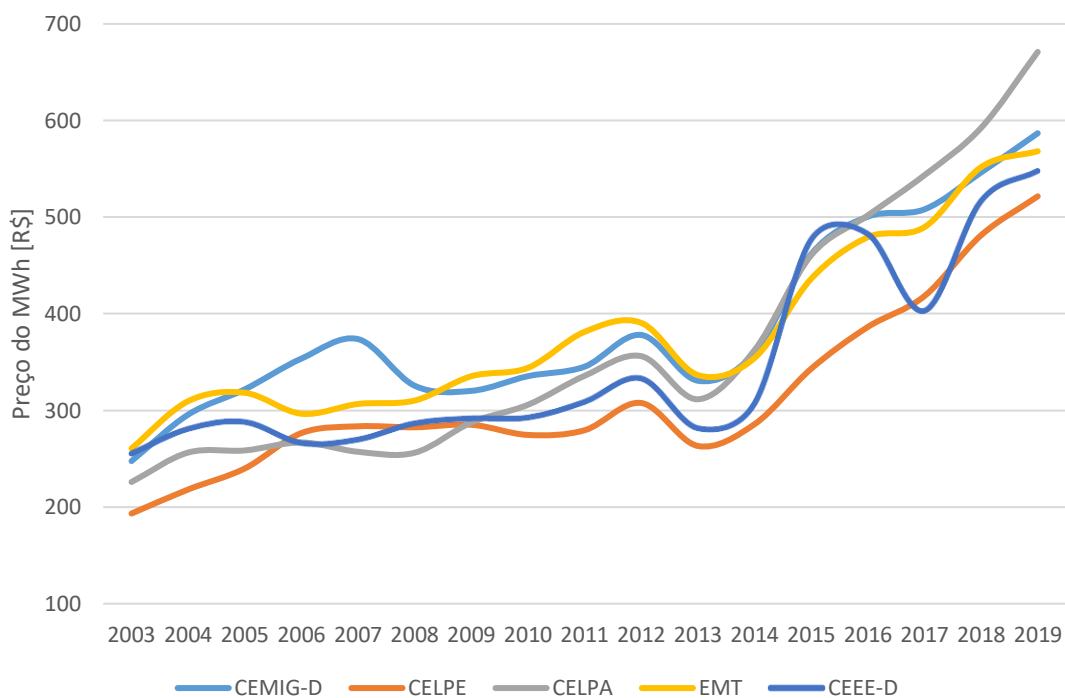


Figura 31 – Histórico das tarifas de energia elétrica
 Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2019)

Tomando como base os valores históricos apresentados na Figura 31 obtiveram-se as taxas de crescimento apresentadas na Tabela 24. Essas taxas são usadas para estimar o aumento das tarifas nos próximos anos.

Tabela 24 – Taxa de crescimento das tarifas de energia elétrica

Distribuidora	Crescimento 2003-2019 (%)	Taxa de crescimento ao ano (% a.a.)
CEMIG-D	137,02	5,54
CELPE	169,80	6,40
CELPA	197,00	7,04
Energisa MT	118,01	4,99
CEEE-D	114,34	4,88

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados da ANEEL (2019)

7.2.2 Investimento inicial

A Greener é uma empresa de pesquisa e consultoria especializada no setor de energia solar fotovoltaica que realiza pesquisa de mercado trimestralmente. Em sua última pesquisa, entrevistou 760 empresas integradoras no período de 03 de dezembro de 2018 a 09 de janeiro de 2019. A pesquisa contou com amostragem de empresas de todo o país, todos os portes e idades, obtendo assim uma amostra heterogênea e confiável do mercado fotovoltaico (GREENER, 2019).

Portanto, os dados referentes aos custos dos sistemas fotovoltaicos são extraídos desse estudo e estão descritos na Figura 32.

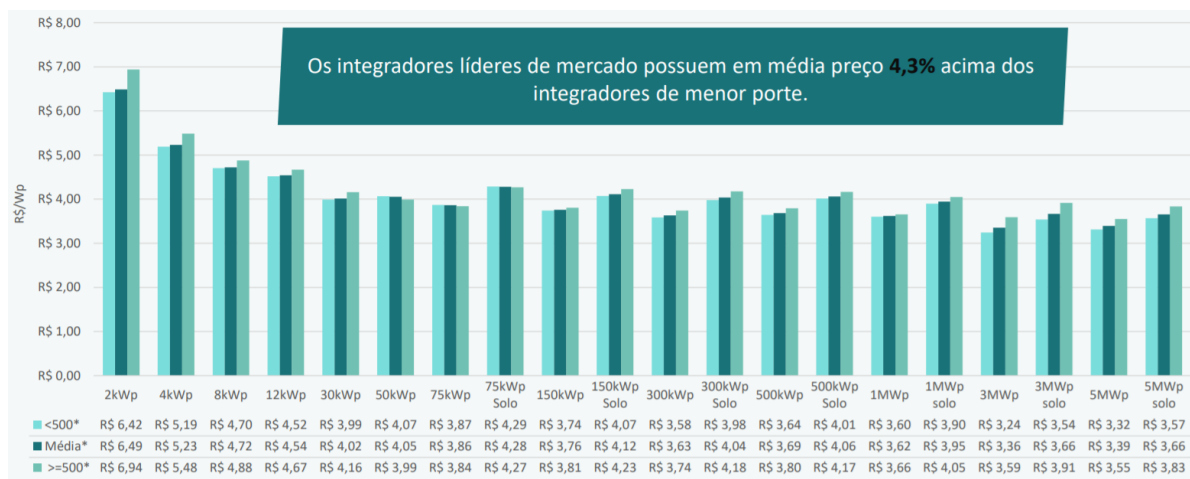


Figura 32 - Preços de sistemas fotovoltaicos em 2018 por faixa de potência
Fonte: Greener (2018)

Tomando como base os valores apurados pelo estudo e considerando que os valores atuais se mantêm iguais ou muito próximos desses, são utilizados os valores contidos na Tabela 25 para a análise de viabilidade financeira dos projetos em questão.

Tabela 25 – Preço médio de um sistema fotovoltaico

<i>Tipo de sistema</i>	<i>Preço por Wp (R\$/Wp)</i>
<i>Rooftop</i>	5,86
Fazenda solar	3,66

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados da pesquisa da Greener, 2019

O valor considerado para os projetos do tipo *rooftop* na Tabela 25 é a média dos valores médios para sistemas de 2 e 4 kWp.

Sendo assim, o custo final para cada um dos sistemas é dado pela Equação (82).

$$C_t = C_{Wp} \cdot P_{p-pv} \quad (82)$$

Onde:

C_t – Custo total do sistema em R\$;

C_{Wp} – Custo por kWp em R\$/Wp;

P_{p-pv} – Potência pico real do sistema em Wp.

Logo, utilizando-se a Equação (82), a Tabela 12, a Tabela 17 e a Tabela 25, têm-se os custos para implantação de cada um dos sistemas, mostrados na Tabela 26.

Tabela 26 - Custos dos projetos

<i>Cidades analisadas</i>	<i>Custo rooftop (R\$)</i>	<i>Custo fazenda solar (R\$)</i>
Itajubá	17.052,60	21.520.800,00
Petrolina	16.232,20	22.069.800,00
Belém	20.217,00	22.069.800,00
Cuiabá	17.287,00	22.143.000,00
Porto Alegre	18.224,60	21.228.000,00

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

7.2.3 Custo de O&M e perda de eficiência

O Custo de Operação e Manutenção (O&M) refere-se as despesas decorrentes da administração do sistema, como por exemplo, a limpeza dos módulos, substituição de componentes danificados e eventuais aprimoramentos.

O valor utilizado para o Custo de O&M é estimado e é adotado como sendo de 1% ao ano do custo total do projeto.

Outro fator relevante que deve ser considerado é o de produção decrescente do sistema fotovoltaico, em especial dos módulos. A cada ano o sistema tende a produzir menos energia e obviamente isso impactará no retorno financeiro do projeto. É comum se utilizar valores de 0,2 a 0,5% ao ano do custo total do projeto para perdas de eficiência (BRANKER, K., PATHAK, M. J. M., & PEARCE, 2011). Nos casos desse trabalho, é adotado o valor de 0,3% ao ano.

A Tabela 27 mostra os valores de Custo de O&M e os Custo de Perda de Eficiência adotados.

Tabela 27 – Custo de O&M e Perda de Eficiência

	<i>Fator considerado (% a.a.)</i>
<i>O&M</i>	1
<i>Perda de Eficiência</i>	0,3

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

7.2.4 TMA

A TMA pode ser estipulada com base em outro investimento com risco semelhante ao investimento em questão, ou ainda com base em critérios pessoais de cada investidor. Portanto não existe uma fórmula universal para seu cálculo.

A Selic é a taxa básica de juros da economia. É o principal instrumento de política monetária utilizado pelo Banco Central para controlar a inflação. Ela influencia todas as taxas de juros do país, como as taxas de juros dos empréstimos, dos financiamentos e das aplicações financeiras (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019). Portanto, a utilização da taxa Selic como a TMA é uma boa escolha.

Com base nas expectativas do mercado, o Banco Central disponibiliza toda segunda feira o relatório de mercado Focus, onde apresenta, dentre outros indicadores, a previsão da taxa Selic para os próximos anos. A Tabela 28 apresenta os valores previstos pelo Banco Central até o ano de 2022. Para os anos subsequentes, o valor da taxa de 2022 é extrapolado a eles.

Tabela 28 - Meta da taxa Selic

<i>Meta Taxa Selic – fim do período (% a.a.)</i>	
2020	7,5
2021	8,0
2022	8,0
≥ 2023	8,0

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base no relatório de mercado Focus (2019)

7.3 Modificações propostas pela CP 10/2018

O intuito dessa seção é mostrar como as modificações propostas pela CP 10/2018 podem impactar a viabilidade econômica da geração distribuída fotovoltaica.

É adotado o método do VPL para essa análise. Utilizando as equações propostas anteriormente, pretende-se determinar o tempo de retorno para cada um dos diferentes cenários. Portanto, o VPL é considerado nulo e o objetivo é determinar o tempo para que isso ocorra.

São muitos cenários possíveis, portanto são analisados um de cada tipo de empreendimento proposto para fim de demonstração dos cálculos.

Investimentos com tempo de retorno acima de 30 anos foram considerados inviáveis devido a vida útil dos equipamentos.

7.3.1 Rooftop

Para esse caso é utilizado como exemplo a Alternativa 0 na cidade de Itajubá, concessionária CEMIG-D.

A Alternativa 0 é a utilizada atualmente e ela propõe que seja considerada a tarifa em sua totalidade para compensação dos créditos. Portanto, a Parcela de Compensação (PC) é 100%.

Baseado na Equação (17), a economia gerada neste caso é dada pela Equação (83).

$$EA_{n_r_i} = \frac{0,58684 \cdot (1 + 5,54\%)^n \cdot 350 \cdot 12}{1 - 30\% - 5,29\%} \cdot (1 - 0,30\%)^n \cdot 100\% \quad (83)$$

$$EA_{n_r_i} = 3.808,88 \cdot (1 + 5,54\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n$$

Onde:

$EA_{n_r_i}$ – Economia proporcionada anualmente no ano n;

n – O período analisado.

O custo de O&M é dado pela Equação (84).

$$C_{O\&M_r_i} = -1\% \cdot 17.052,60 \quad C_{O\&M_r_i} = -170,53 \quad (84)$$

Onde:

$C_{O\&M_r_i}$ – Custo de operação e manutenção.

Para o caso do *rooftop* não existe o custo de demanda, ficando o valor do montante anual dado pela Equação (85).

$$M_{n_r_i} = 3.808,88 \cdot (1 + 5,54\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n - 170,53 \quad (85)$$

Onde:

$M_{n_r_i}$ - O montante acrescentado ou deduzido no ano n.

Logo a equação que permite o cálculo do tempo de retorno do investimento é mostrada na Equação (86) e baseada na Equação (16).

$$0 = -17.052,60 + \frac{1}{(1+7,5\%)} \cdot \left(3.808,88 \cdot (1 + 5,54\%) \cdot (1 - 0,30\%) - 170,53 + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{3.808,88 \cdot (1+5,54\%)^n \cdot (1-0,30\%)^n - 170,53}{(1+8\%)^{n-1}} + \frac{3.808,88 \cdot (1+5,54\%)^{nf} \cdot (1-0,30\%)^{nf} - 170,53}{(1+8\%)^{nf-1}} \cdot (nf - n_{max}) \right) \quad (86)$$

$$nf = 5,009 \text{ anos} \quad \text{ou} \quad nf = 5 \text{ anos e } 1 \text{ mês}$$

Onde:

n – O período analisado;

nf – Período onde se recupera o capital investido;

n_{max} – Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf.

O tempo de retorno (nf) foi calculado através de *software* computacional e indica um retorno do investimento para esse caso de 5 anos e 1 mês.

Seguindo a mesma metodologia, foram calculados os demais tempos de retorno para os empreendimentos do tipo *rooftop*, como mostrados na Tabela 29.

Tabela 29 – Tempo de retorno para os empreendimentos do tipo *rooftop*

	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Alternativa 0</i>	5 anos e 1 mês	5 anos e 9 meses	5 anos e 5 meses	5 anos e 10 meses	6 anos e 1 mês
<i>Alternativa 1</i>	7 anos e 7 meses	8 anos e 5 meses	8 anos e 8 meses	9 anos e 7 meses	8 anos
<i>Alternativa 2</i>	8 anos e 8 meses	9 anos e 8 meses	9 anos e 10 meses	10 anos e 8 meses	9 anos e 1 mês
<i>Alternativa 3</i>	11 anos e 2 meses	10 anos e 6 meses	10 anos e 7 meses	13 anos e 1 mês	11 anos e 3 meses
<i>Alternativa 4</i>	13 anos e 9 meses	12 anos e 11 meses	14 anos e 7 meses	15 anos e 10 meses	12 anos e 11 meses
<i>Alternativa 5</i>	20 anos e 5 meses	17 anos e 6 meses	20 anos e 1 mês	21 anos e 11 meses	20 anos e 3 meses

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

7.3.2 Fazenda solar – compensação remota

Para esse caso é utilizada a Alternativa 2 na cidade de Belém, concessionária CELPA.

A Alternativa 2 propõe que as parcelas referentes ao Fio A e ao Fio B da TUSD não sejam consideradas para a compensação pela energia injetada na rede, portanto a Parcela de Compensação é a mostrada na Equação (87).

$$\begin{aligned}
 PC_{cp,b} &= 100\% - \%Fio A - \%Fio B & PC_{cp,b} &= 100\% - 6,66\% - 35,73\% \\
 & & PC_{cp,b} &= 57,61\%
 \end{aligned}
 \tag{87}$$

Baseado na Equação (17), a economia gerada pelo sistema em questão é dada pela Equação (88).

$$EA_{n_{cr_b}} = \frac{0,67098 \cdot (1 + 7,04\%)^n \cdot 687.996,60 \cdot 12}{1 - 5,69\%} \cdot (1 - 0,30\%)^n \cdot 57,61\% \quad (88)$$

$$EA_{n_{cr_b}} = 3.383.897,84 \cdot (1 + 7,04\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n$$

Onde:

$EA_{n_{cr_b}}$ – Economia proporcionada anualmente no ano n;

n – O período analisado.

Observa-se que não há isenção de ICMS para empreendimento desse porte, com exceção do estado de Minas Gerais.

O custo de O&M é dado pela Equação (89).

$$C_{O\&M_{cr_b}} = -1\% \cdot 22.069.800 \quad C_{O\&M_{cr_b}} = -220.698,00 \quad (89)$$

Onde:

$C_{O\&M_{cr_b}}$ – Custo de operação e manutenção.

Para os casos de fazenda solar, ainda é necessário que se pague a parcela de demanda, que nos casos analisados é correspondente a 5.000 kW. Tomando como base a Equação (19) e o custo do kW mostrado na Tabela 18 o custo de demanda é definido na Equação (90).

$$C_{D_{n_{cr_b}}} = -5.000 \cdot 12 \cdot 25,29 \cdot (1 + 7,04\%)^n \quad (90)$$

$$C_{D_{n_{cr_b}}} = -1.517.400 \cdot (1 + 7,04\%)^n$$

Portanto, o montante anual é dado pela Equação (91).

$$M_{n_{cr_b}} = 3.383.897,84 \cdot (1 + 7,04\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n - 220.698,00 \quad (91)$$

$$- 1.517.400 \cdot (1 + 7,04\%)^n$$

Onde:

$M_{n_cr_b}$ - O montante acrescentado ou deduzido no ano n.

Logo a equação que permite o cálculo do tempo de retorno do investimento é mostrada na Equação (92) e baseada na Equação (16).

$$0 = -22.069.800 + \frac{1}{(1+7,5\%)} \cdot \left(3.383.897,84 \cdot (1 + 7,04\%) \cdot (1 - 0,30\%) - 220.698,00 - \right. \\ \left. 1.517.400 \cdot (1 + 7,04\%) + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{3.383.897,84 \cdot (1+7,04\%)^n \cdot (1-0,30\%)^n - 220.698,00 - 1.517.400 \cdot (1+7,04\%)^n}{(1+8\%)^{n-1}} + \right. \\ \left. \frac{3.383.897,84 \cdot (1+7,04\%)^{nf} \cdot (1-0,30\%)^{nf} - 220.698,00 - 1.517.400 \cdot (1+7,04\%)^{nf}}{(1+8\%)^{nf-1}} \cdot (nf - n_{max}) \right) \quad (92)$$

$$nf = 14,588 \text{ anos} \quad \text{ou} \quad nf = 14 \text{ anos e } 8 \text{ meses}$$

Onde:

n – O período analisado;

nf – Período onde se recupera o capital investido;

n_{max} – Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf.

O tempo de retorno (nf) foi calculado através de *software* computacional e indica um retorno do investimento para esse caso de 14 anos e 8 meses.

Seguindo a mesma metodologia, foram calculados os demais tempos de retorno para os empreendimentos do tipo fazenda solar para compensação remota, como mostrados na Tabela 30.

Tabela 30 – Tempo de retorno para os empreendimentos do tipo fazenda solar para compensação remota

	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Alternativa 0</i>	3 anos e 4 meses	5 anos e 4 meses	5 anos e 8 meses	5 anos e 8 meses	6 anos e 10 meses
<i>Alternativa 1</i>	5 anos	8 anos e 5 meses	11 anos e 8 meses	10 anos e 7 meses	9 anos e 10 meses
<i>Alternativa 2</i>	5 anos e 11 meses	10 anos	14 anos e 8 meses	12 anos e 4 meses	11 anos e 10 meses
<i>Alternativa 3</i>	7 anos e 11 meses	11 anos e 6 meses	16 anos e 10 meses	16 anos e 9 meses	17 anos e 0 meses
<i>Alternativa 4</i>	10 anos e 6 meses	15 anos e 6 meses	Inviável	23 anos e 7 meses	21 anos e 10 meses
<i>Alternativa 5</i>	17 anos e 10 meses	26 anos e 6 meses	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

7.3.3 Fazenda solar – geração compartilhada

Para esse caso é utilizada a Alternativa 4 na cidade de Porto Alegre, concessionária CEEE-D.

A Alternativa 4 propõe que toda parcela referente a TUSD não seja considerada para a compensação pela energia injetada na rede, portanto a Parcela de Compensação é a mostrada na Equação (93).

$$\begin{aligned}
 PC_{gc_pa} &= 100\% - \%TUSD & PC_{gc_pa} &= 100\% - 46,21\% \\
 & & PC_{gc_pa} &= 53,79\%
 \end{aligned}
 \tag{93}$$

Baseado na Equação (17), a economia gerada pelo sistema em questão é dada pela Equação (94).

$$\begin{aligned}
 EA_{n_gc_pa} &= \frac{0,54760 \cdot (1 + 4,88\%)^n \cdot 694.690,36 \cdot 12}{1 - 0\%} \cdot (1 - 0,30\%)^n \cdot 53,79\% \\
 EA_{n_gc_pa} &= 2.455.486,21 \cdot (1 + 4,88\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n
 \end{aligned}
 \tag{94}$$

Onde:

$EA_{n_gc_pa}$ – Economia proporcionada anualmente no ano n;

n – O período analisado.

Observa-se que não há isenção de tributos para empreendimento desse tipo, com exceção do estado de Minas Gerais, que concede a isenção de ICMS.

O custo de O&M é dado pela Equação (95).

$$C_{O\&M_gc_pa} = -1\% \cdot 21.228.000 \qquad C_{O\&M_gc_pa} = -212.280,00 \qquad (95)$$

Onde:

$C_{O\&M_gc_pa}$ – Custo de operação e manutenção.

Assim como no caso anterior, é necessário que se pague a parcela de demanda, que nos casos analisados é correspondente a 5.000 kW. Tomando como base a Equação (19) e o custo do kW mostrado na Tabela 18 o custo de demanda é definido na Equação (96).

$$\begin{aligned} C_{D_n_cg_pa} &= -5.000 \cdot 12 \cdot 16,94 \cdot (1 + 4,88\%)^n \\ C_{D_n_cg_pa} &= -1.016.400 \cdot (1 + 4,88\%)^n \end{aligned} \qquad (96)$$

Portanto, o montante anual é dado pela Equação (97).

$$\begin{aligned} M_{n_cg_pa} &= 2.455.486,21 \cdot (1 + 4,88\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n - 212.280,00 - \\ & \qquad 1.016.400 \cdot (1 + 4,88\%)^n \end{aligned} \qquad (97)$$

Onde:

$M_{n_cg_pa}$ - O montante acrescentado ou deduzido no ano n.

Logo a equação que permite o cálculo do tempo de retorno do investimento é mostrada na Equação (98) e baseada na Equação (16).

$$0 = -21.228.000 + \frac{1}{(1+7,5\%)} \cdot \left(2.455.486,21 \cdot (1 + 4,88\%) \cdot (1 - 0,30\%) - 212.280,00 - \right. \\ \left. 1.016.400 \cdot (1 + 4,88\%) + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{2.455.486,21 \cdot (1+4,88\%)^n \cdot (1-0,30\%)^n - 212.280,00 - 1.016.400 \cdot (1+4,88\%)^n}{(1+8\%)^{n-1}} + \right. \\ \left. \frac{2.455.486,21 \cdot (1+4,88\%)^{nf} \cdot (1-0,30\%)^{nf} - 212.280,00 - 1.016.400 \cdot (1+4,88\%)^{nf}}{(1+8\%)^{nf-1}} \cdot (nf - n_{max}) \right) \quad (98)$$

$$nf = 24,726 \text{ anos} \quad \text{ou} \quad nf = 24 \text{ anos e 9 meses}$$

Onde:

n – O período analisado;

nf – Período onde se recupera o capital investido;

n_{max} – Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf.

O tempo de retorno (nf) foi calculado através de *software* computacional e indica um retorno do investimento para esse caso de 24 anos e 9 meses.

Seguindo a mesma metodologia, foram calculados os demais tempos de retorno para os empreendimentos do tipo geração compartilhada, como mostrados na Tabela 31.

Tabela 31 – Tempo de retorno para os empreendimentos do tipo fazenda solar para geração compartilhada

	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Alternativa 0</i>	3 anos e 7 meses	5 anos e 8 meses	6 anos	6 anos	7 anos e 5 meses
<i>Alternativa 1</i>	5 anos e 8 meses	9 anos	12 anos e 11 meses	11 anos e 8 meses	10 anos e 8 meses
<i>Alternativa 2</i>	6 anos e 8 meses	10 anos e 11 meses	16 anos e 8 meses	13 anos e 7 meses	12 anos e 11 meses
<i>Alternativa 3</i>	8 anos e 11 meses	12 anos e 7 meses	19 anos e 8 meses	18 anos e 10 meses	18 anos e 9 meses
<i>Alternativa 4</i>	11 anos e 10 meses	17 anos	Inviável	27 anos	24 anos e 9 meses
<i>Alternativa 5</i>	21 anos e 6 meses	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

7.4 Modificações propostas pela CP 02/2018 e AIR 59/2018

Apesar da diferença entre as parcelas fixas, as alternativas de 3 à 6d apresentam a mesma forma de cálculo para as parcelas variáveis com o consumo, o que faz com que o valor a ser pago por essa parcela seja o mesmo, independente da alternativa escolhida. Logo, a economia proporcionada pela GD para qualquer desses casos é a mesma, bem como o tamanho do sistema necessário para atender ao consumo. Portanto a análise de viabilidade econômica é feita para três cenários:

- Alternativa 1 – Alteração do custo de disponibilidade;
- Alternativa 2 – Custo comercial;
- Alternativa 3 à 6b – Demais alternativas.

Apesar de a CP 02/2018 visar a alteração na forma de tarifação do Grupo B, os empreendimentos de maior porte pertencentes ao Grupo A (fazenda solar) também podem ser afetados, já que a energia gerada por eles pode ser consumida em locais de tarifação que pertencem ao Grupo B3, como nos casos analisados aqui.

7.4.1 Rooftop

Um aumento no custo de disponibilidade implica na necessidade de adequação do porte do sistema para que se compense apenas a energia que é consumida além da relativa a esse custo. Da mesma forma, a eliminação do custo de disponibilidade resulta em um aumento do porte do sistema a fim de que se compense toda a energia consumida. Isso serve apenas para os casos de *rooftop*, portanto esse tipo de empreendimento é analisado de forma individual.

Alternativa 1 – Alteração no custo de disponibilidade

A análise para esse caso é semelhante as análises que já vêm sendo feitas, sendo necessário apenas algumas atualizações de dados.

A Tabela 32 mostra os novos custos de disponibilidade propostos e as informações relativas as novas tarifas calculadas. Essas informações foram disponibilizadas em planilha para a AIR 59/2018 e fazem referências a uma UC com as características do cenário de *rooftop* em questão.

Tabela 32 – Dados para análise da alternativa 1

	<i>Custo de disponibilidade (kWh)</i>	<i>Novo valor da tarifa (R\$/kWh)</i>
<i>CEMIG-D</i>	146,24	0,58133
<i>CELPE</i>	162,52	0,51567
<i>CELPA</i>	152,16	0,66357
<i>Energisa MT</i>	152,94	0,56268
<i>CEEE-D</i>	117,52	0,50268

Fonte: Planilha disponibilizada pela ANEEL (2018)

Uma vez que o custo de disponibilidade foi alterado, é necessário que se altere o porte do sistema que atenderá essa UC, a fim de que se gere uma quantidade de energia para suprir apenas a parcela que é de fato compensada. Para o caso estudado o custo de disponibilidade era equivalente a 50 kWh, as potências dos sistemas foram calculadas e seus resultados estão expressos

na Tabela 12. A alteração da potência do sistema é calculada com base na proporcionalidade, conforme Equação (99).

$$P_{p-pv_c1} = \frac{P_{p-pv_velho}}{350} \cdot (400 - C_{d_novo}) \quad (99)$$

Onde:

P_{p-pv_c1} – Potência pico real do sistema para o cenário 1 em kWp;

P_{p-pv_velho} – Potência pico real do sistema para as condições de tarifação atuais em kWp;

350 – Energia mensal a ser compensada no cenário sem modificações em kWh/mês;

400 – Energia mensal consumida pela UC em kWh/mês;

C_{d_novo} – Energia equivalente ao custo de disponibilidade para o cenário 1 em kWh/mês.

Utilizando Equação (99) obtêm-se os novos valores de potência para os sistemas, bem como os novos custos para sua implantação, como mostrados na Tabela 33.

Tabela 33 – Potência e custos de implementação da alternativa 1

	<i>Potência pico do sistema (kWp)</i>	<i>Custo do projeto (R\$)</i>
<i>CEMIG-D</i>	2,11	13.692,59
<i>CELPE</i>	1,88	12.197,62
<i>CELPA</i>	2,44	15.855,07
<i>Energisa MT</i>	2,08	13.514,64
<i>CEEE-D</i>	2,51	16.290,04

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2019)

Os custos dos projetos foram calculados com base nos valores fornecidos pela Greener, disponíveis na Figura 32. O custo por Wp utilizado foi o custo médio referente a projetos de 2 kWp (R\$ 6,49) devido a sua maior proximidade com os valores da Tabela 33.

Com base nos dados atualizados, é possível a análise do tempo de retorno, no caso do cenário 1 ser o escolhido, através do método do VPL.

A fim de se exemplificar o cálculo, é demonstrada a análise de viabilidade para o caso do cenário 1 da CELPE.

Baseado na Equação (17), a economia gerada neste caso é dada pela Equação (100).

$$EA_{n_r_{c1}} = \frac{0,51567 \cdot (1 + 6,40\%)^n \cdot (400 - 162,52) \cdot 12}{1 - 25\% - 5,53\%} \cdot (1 - 0,30\%)^n \cdot 100\% \quad (100)$$

$$EA_{n_r_{c1}} = 2.115,35 \cdot (1 + 6,40\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n$$

Onde:

$EA_{n_r_{c1}}$ – Economia proporcionada anualmente no ano n;

n – O período analisado.

O custo de O&M é dado pela Equação (101).

$$C_{O\&M_r_{c1}} = -1\% \cdot 12.197,62 \quad C_{O\&M_r_{c1}} = -121,98 \quad (101)$$

Onde:

$C_{O\&M_r_{c1}}$ – Custo de operação e manutenção.

Para o caso do *rooftop* não existe o custo de demanda, ficando o valor do montante anual dado pela Equação (102).

$$M_{n_r_{c1}} = 2.115,35 \cdot (1 + 6,40\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n - 121,98 \quad (102)$$

Onde:

$M_{n_r_{c1}}$ - O montante acrescentado ou deduzido no ano n.

Logo a equação que permite o cálculo do tempo de retorno do investimento é mostrada na Equação (103) e baseada na Equação (16).

$$0 = -12.197,62 + \frac{1}{(1+7,5\%)} \cdot \left(2.115,35 \cdot (1 + 6,40\%) \cdot (1 - 0,30\%) - 121,98 + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{2.115,35 \cdot (1+6,40\%)^n \cdot (1-0,30\%)^n - 121,98}{(1+8\%)^{n-1}} + \frac{2.115,35 \cdot (1+6,40\%)^{nf} \cdot (1-0,30\%)^{nf} - 121,98}{(1+8\%)^{nf-1}} \cdot (nf - n_{max}) \right) \quad (103)$$

$$nf = 6,344 \text{ anos} \quad \text{ou} \quad nf = 6 \text{ anos e } 5 \text{ meses}$$

Onde:

n – O período analisado;

nf – Período onde se recupera o capital investido;

n_{max} – Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf.

Seguindo a mesma metodologia, foram calculados os demais tempos de retorno para os empreendimentos do tipo *rooftop*, como mostrados na Tabela 34.

Tabela 34 – Tempo de retorno do investimento tipo *rooftop* considerando a alternativa 1

<i>CEMIG-D</i>	5 anos e 9 meses
<i>CELPE</i>	6 anos e 6 meses
<i>CELPA</i>	6 anos e 1 mês
<i>Energisa MT</i>	6 anos e 8 meses
<i>CEEE-D</i>	7 anos e 7 meses

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Alternativa 2 – Custo comercial

Como explicado anteriormente, a Alternativa 2 propõe que a tarifa seja dividida em duas partes, uma fixa e outra variável. Neste caso, a GD seria responsável por compensar toda a energia, a fim de zerar a parcela variável, cabendo ao titular o pagamento compulsório da parcela fixa. Portanto, apenas a parcela variável é alvo da análise aqui realizada.

Assim como no caso da Alternativa 1, é necessário a atualização dos valores das tarifas aplicadas. Essas informações também foram disponibilizadas pela planilha disponibilizada para a AIR 59/2018 e fazem referências a uma UC com as características do cenário de *rooftop* em questão. Esses dados se encontram na Tabela 35.

Tabela 35 – Valores das tarifas para análise da alternativa 2

	<i>Novo valor da tarifa (R\$/kWh)</i>
<i>CEMIG-D</i>	0,569
<i>CELPE</i>	0,476
<i>CELPA</i>	0,647
<i>Energisa MT</i>	0,559
<i>CEEE-D</i>	0,485

Fonte: Planilha disponibilizada pela ANEEL (2018)

Uma vez que já não há mais o custo de disponibilidade, é necessário que se atualize o porte do sistema que atenderá essa UC, a fim de que se gere a quantia de energia para suprir o consumo total. Para o caso estudado o custo de disponibilidade era equivalente a 50 kWh e as potências dos sistemas foram calculados e seus resultados estão expressos na Tabela 12. A alteração da potência do sistema é calculada com base na proporcionalidade, conforme Equação (104)(99).

$$P_{p-pv_{c2}} = \frac{P_{p-pv_{velho}}}{350} \cdot 400 \quad (104)$$

Onde:

P_{p-pv_c2} – Potência pico real do sistema para o cenário 2 em kWp;

P_{p-pv_velho} – Potência pico real do sistema para as condições de tarifação atuais em kWp;

350 – Energia mensal a ser compensada no cenário sem modificações em kWh/mês;

400 – Energia mensal consumida pela UC em kWh/mês.

Utilizando Equação (104) obtêm-se os novos valores de potência para os sistemas, bem como os novos custos para sua implantação, como mostrados na Tabela 36.

Tabela 36 – Potência e custos de implementação da alternativa 2

	<i>Potência pico do sistema (kWp)</i>	<i>Custo do projeto (R\$)</i>
<i>CEMIG-D</i>	3,33	19.488,69
<i>CELPE</i>	3,17	18.551,09
<i>CELPA</i>	3,94	23.105,14
<i>Energisa MT</i>	3,37	19.756,57
<i>CEEE-D</i>	3,55	20.828,11

Fonte: Desenvolvido pelo autor com base nos dados disponibilizados pela ANEEL (2019)

Os custos dos projetos foram calculados com base nos valores fornecidos pela Greener, disponíveis na Figura 32. O custo por Wp utilizado foi a média do custo médio referente a projetos de 2 kWp e 4 kW.

Com base nos dados atualizados, é possível a análise do tempo de retorno, no caso do cenário 2 ser o escolhido, através do método do VPL.

A fim de se exemplificar o cálculo, é demonstrada a análise de viabilidade para o caso do cenário 2 da Energisa MT.

Baseado na Equação (17), a economia gerada neste caso é dada pela Equação (105).

$$EA_{n,r,c2} = \frac{0,55943 \cdot (1 + 4,99\%)^n \cdot 400 \cdot 12}{1 - 30\% - 4,51\%} \cdot (1 - 0,30\%)^n \cdot 100\% \quad (105)$$

$$EA_{n,r,c2} = 4.100,27 \cdot (1 + 4,99\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n$$

Onde:

$EA_{n,r,c2}$ – Economia proporcionada anualmente no ano n;

n – O período analisado.

O custo de O&M é dado pela Equação (106).

$$C_{O\&M,r,c2} = -1\% \cdot 19.756,57 \qquad C_{O\&M,r,c2} = -197,57 \qquad (106)$$

Onde:

$C_{O\&M,r,c2}$ – Custo de operação e manutenção.

Para o caso do *rooftop* não existe o custo de demanda, ficando o valor do montante anual dado pela Equação (107).

$$M_{n,r,c2} = 4.100,27 \cdot (1 + 4,99\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n - 197,57 \qquad (107)$$

Onde:

$M_{n,r,c2}$ - O montante acrescentado ou deduzido no ano n.

Logo a equação que permite o cálculo do tempo de retorno do investimento é mostrada na Equação (108) e baseada na Equação (16).

$$0 = -19.756,57 + \frac{1}{(1+7,5\%)} \cdot \left(4.100,27 \cdot (1 + 4,99\%) \cdot (1 - 0,30\%) - 197,57 + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{4.100,27 \cdot (1+4,99\%)^n \cdot (1-0,30\%)^n - 197,57}{(1+8\%)^{n-1}} + \frac{4.100,27 \cdot (1+4,99\%)^{n_f} \cdot (1-0,30\%)^{n_f} - 197,57}{(1+8\%)^{n_f-1}} \cdot (n_f - n_{max}) \right) \quad (108)$$

$$n_f = 5,937 \text{ anos} \quad \text{ou} \quad n_f = 6 \text{ anos}$$

Onde:

n – O período analisado;

nf – Período onde se recupera o capital investido;

n_{\max} – Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf.

Seguindo a mesma metodologia, foram calculados os demais tempos de retorno para os empreendimentos do tipo *rooftop*, como mostrados na Tabela 37.

Tabela 37 – Tempo de retorno do investimento tipo *rooftop* considerando a alternativa 2

<i>CEMIG-D</i>	5 anos e 3 meses
<i>CELPE</i>	6 anos e 4 meses
<i>CELPA</i>	5 anos e 7 meses
<i>Energisa MT</i>	6 anos
<i>CEEE-D</i>	7 anos

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Demais alternativas - 3 à 6d

Assim como na Alternativa 2, os demais casos propõem que a tarifa seja dividida em uma parte fixa e uma outra variável. As partes variáveis desses demais casos são iguais, o que justifica o agrupamento dos cenários para cálculo do tempo de retorno do investimento que depende da economia que é gerada pela compensação da parte variável.

Para esses demais casos, as potências dos sistemas são exatamente iguais as potências do cenário 2, uma vez que ambos pretendem compensar toda a energia consumida pela residência, 400 kWh/mês. Logo, tanto as potências como os custos dos investimentos para o cenário 3 são iguais para o caso do cenário 2.

Sendo necessário apenas a atualização da tarifa de energia da parte variável, que para esse caso, são expressas na Tabela 38. Esses valores de tarifas também foram retirados da planilha disponibilizada pela ANEEL para a AIR 59/2018.

Tabela 38 - Valores das tarifas para análise das alternativas 3-6d

	<i>Novo valor da tarifa (R\$/kWh)</i>
<i>CEMIG-D</i>	0,418
<i>CELPE</i>	0,384
<i>CELPA</i>	0,465
<i>Energisa MT</i>	0,387
<i>CEEE-D</i>	0,424

Fonte: Planilha disponibilizada pela ANEEL (2018)

A potência do sistema e o custo de implantação dos empreendimentos são os mesmo que os mostrados na Tabela 36.

Para se exemplificar o cálculo do tempo de retorno do investimento utilizando o método do VPL, são demonstrados os cálculos para um caso que pertence ao cenário 3 à 6d da concessionária CEMID-D.

A economia gerada neste caso é dada pela Equação (109) e foi baseada na Equação (17).

$$EA_{n,r,c3} = \frac{0,41810 \cdot (1 + 5,54\%)^n \cdot 400 \cdot 12}{1 - 30\% - 5,29\%} \cdot (1 - 0,30\%)^n \cdot 100\% \quad (109)$$

$$EA_{n,r,c3} = 3.101,34 \cdot (1 + 5,54\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n$$

Onde:

$EA_{n,r,c3}$ – Economia proporcionada anualmente no ano n;

n – O período analisado.

O custo de O&M é dado pela Equação (110).

$$C_{O\&M,r,c3} = -1\% \cdot 194,89 \quad C_{O\&M,r,c3} = -194,89 \quad (110)$$

Onde:

$C_{O\&M_r_c3}$ – Custo de operação e manutenção.

Para o caso do *rooftop* não existe o custo de demanda, ficando o valor do montante anual dado pela Equação (111).

$$M_{n_r_c3} = 3.101,34 \cdot (1 + 5,54\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n - 194,89 \quad (111)$$

Onde:

$M_{n_r_c3}$ - O montante acrescentado ou deduzido no ano n.

Logo a equação que permite o cálculo do tempo de retorno do investimento é mostrada na Equação (112) e baseada na Equação (16).

$$0 = - \text{R\$ } 19.488,69 + \frac{1}{(1+7,5\%)} \cdot \left(3.101,34 \cdot (1 + 5,54\%) \cdot (1 - 0,30\%) - 194,89 + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{3.101,34 \cdot (1+5,54\%)^n \cdot (1-0,30\%)^n - 194,89}{(1+8\%)^{n-1}} + \frac{3.101,34 \cdot (1+5,54\%)^{nf} \cdot (1-0,30\%)^{nf} - 194,89}{(1+8\%)^{nf-1}} \cdot (nf - n_{max}) \right) \quad (112)$$

$$nf = 7,337 \text{ anos} \quad \text{ou} \quad nf = 7 \text{ anos e } 5 \text{ meses}$$

Onde:

n – O período analisado;

nf – Período onde se recupera o capital investido;

n_{max} – Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf.

Seguindo a mesma metodologia, foram calculados os demais tempos de retorno para os empreendimentos do tipo *rooftop*, como mostrados na Tabela 39.

Tabela 39 – Tempo de retorno do investimento tipo *rooftop* considerando as alternativas de 3 à 6d

<i>CEMIG-D</i>	7 anos e 5 meses
<i>CELPE</i>	8 anos
<i>CELPA</i>	8 anos
<i>Energisa MT</i>	9 anos e 2 meses
<i>CEEE-D</i>	8 anos e 3 meses

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Para uma melhor visualização a Tabela 40 mostra o tempo de retorno para a forma de tarifação atual e para as diferentes alternativas propostas.

Tabela 40 – Tempo de retorno dos investimentos tipo *rooftop* para as propostas dadas pela CP 02 de 2018

	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Atual</i>	5 anos e 1 mês	5 anos e 9 meses	5 anos e 5 meses	5 anos e 10 meses	6 anos e 1 mês
<i>Alternativa 1</i>	5 anos e 8 meses	6 anos e 5 meses	6 anos	6 anos e 7 meses	7 anos e 6 meses
<i>Alternativa 2</i>	5 anos e 3 meses	6 anos e 4 meses	5 anos e 7 meses	6 anos	7 anos
<i>Alternativa 3-6d</i>	7 anos e 5 meses	8 anos	8 anos	9 anos e 2 meses	8 anos e 3 meses

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

7.4.2 Fazenda solar

Os cálculos de viabilidade para projetos do tipo Autoconsumo Remoto e Geração Compartilhada são semelhantes, sendo que apenas a forma de tributação os diferencia. Logo, a análise financeira é feita em conjunto para os dois tipos de empreendimento.

Alternativa 1 – Alteração no custo de disponibilidade

Neste caso, os projetos do tipo fazenda solar não seriam afetados quanto ao custo de disponibilidade, mas sim em razão da alteração no valor do kWh para as unidades receptoras dos créditos – unidades pertencentes ao Grupo B3.

Para fins de demonstração dos cálculos é usado o empreendimento destinado a autoconsumo remoto na cidade de Belém, concessionária CELPA.

Com base na Equação (17) e utilizando os valores disponíveis na Tabela 17, Tabela 18, Tabela 24, Tabela 26, Tabela 27 e Tabela 32 é possível se calcular a economia proporcionada anualmente, como descrito na Equação (113).

$$EA_{n_{cr_{c1}}} = \frac{0,66357 \cdot (1 + 7,04\%)^n \cdot 687.996,60 \cdot 12}{1 - 5,69\%} \cdot (1 - 0,30\%)^n \quad (113)$$
$$EA_{n_{cr_{c1}}} = 5.808.935,26 \cdot (1 + 7,04\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n$$

Onde:

$EA_{n_{cr_{c1}}}$ – Economia proporcionada anualmente no ano n;

n – O período analisado.

Lembrando que não há isenção de ICMS para empreendimento desse porte, com exceção do estado de Minas Gerais.

Tendo como base os valores da Tabela 26 e Tabela 27, o custo de O&M é dado pela Equação (114).

$$C_{O\&M_{cr_{c1}}} = -1\% \cdot 22.069.800,00 \quad C_{O\&M_{cr_{c1}}} = -220.698,00 \quad (114)$$

Onde:

$C_{O\&M_{cr_{c1}}}$ – Custo de operação e manutenção.

Tomando como base a Equação (19) e o custo do kW mostrado na Tabela 18 o custo de demanda é definido na Equação (115).

$$\begin{aligned} C_{D_{n_{cr_{c1}}}} &= -5.000 \cdot 12 \cdot 25,29 \cdot (1 + 7,04\%)^n \\ C_{D_{n_{cr_{c1}}}} &= -1.517.400 \cdot (1 + 7,04\%)^n \end{aligned} \quad (115)$$

Onde:

$C_{D_{n_{cr_{c1}}}}$ – Custo de demanda anual;

n – O período analisado.

Portanto, o montante anual é dado pela Equação (116).

$$\begin{aligned} M_{n_{cr_{c1}}} &= 5.808.935,26 \cdot (1 + 7,04\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n - 220.698,00 \\ &\quad - 1.517.400 \cdot (1 + 7,04\%)^n \end{aligned} \quad (116)$$

Onde:

$M_{n_{cr_{c1}}}$ - O montante acrescentado ou deduzido no ano n ;

n – O período analisado.

Logo, a equação que permite o cálculo do tempo de retorno do investimento é mostrada na Equação (117) e baseada na Equação (16).

$$\begin{aligned} 0 &= -22.069.800 + \frac{1}{(1+7,5\%)} \cdot \left(5.808.935,26 \cdot (1 + 7,04\%) \cdot (1 - 0,30\%) - 220.698,00 - \right. \\ & 1.517.400 \cdot (1 + 7,04\%) + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{5.808.935,26 \cdot (1+7,04\%)^n \cdot (1-0,30\%)^n - 220.698,00 - 1.517.400 \cdot (1+7,04\%)^n}{(1+8\%)^{n-1}} + \\ & \left. \frac{5.808.935,26 \cdot (1+7,04\%)^{n_f} \cdot (1-0,30\%)^{n_f} - 220.698,00 - 1.517.400 \cdot (1+7,04\%)^{n_f}}{(1+8\%)^{n_f-1}} \cdot (n_f - n_{max}) \right) \end{aligned} \quad (117)$$

$$nf = 5,691 \text{ anos} \quad \text{ou} \quad nf = 5 \text{ anos e } 9 \text{ meses}$$

Onde:

n – O período analisado;

nf – Período onde se recupera o capital investido;

n_{\max} – Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf .

Seguindo a mesma metodologia, foram calculados os demais tempos de retorno para os empreendimentos do tipo compensação remota e também geração compartilhada como mostrados na Tabela 41.

Tabela 41 – Tempo de retorno dos investimentos do tipo fazenda solar para a alternativa 1 dada pela CP 02 de 2018

	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Compensação remota</i>	3 anos e 4 meses	5 anos e 4 meses	5 anos e 9 meses	5 anos e 8 meses	7 anos e 6 meses
<i>Geração compartilhada</i>	3 anos e 7 meses	5 anos e 8 meses	6 anos e 1 mês	6 anos e 1 mês	8 anos e 2 meses

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Alternativa 2 – Custo comercial

Caso a Alternativa 2 seja escolhida, os projetos do tipo fazenda solar não são afetados quanto a parcela fixa, assim como nas demais alternativas, mas sim em razão da alteração no valor do kWh para as unidades receptoras dos créditos – unidades pertencentes ao Grupo B3.

Para fins de demonstração de como o retorno do capital investido seria afetado caso a Alternativa 2 fosse a escolhida, é usado o empreendimento tipo fazenda solar destinado a geração compartilhada da cidade de Porto Alegre, concessionária CEEE-D.

Com base na Equação (17) e utilizando os valores disponíveis na Tabela 17, Tabela 18, Tabela 24, Tabela 26, Tabela 27 e Tabela 35 é possível se calcular a economia proporcionada anualmente, como descrito na Equação (118).

$$EA_{n_{gc_{c2}}} = 0,48462 \cdot (1 + 4,88\%)^n \cdot 694.690,36 \cdot 12 \cdot (1 - 0,30\%)^n$$

$$EA_{n_{gc_{c2}}} = 4.039.930,11 \cdot (1 + 4,88\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n \quad (118)$$

Onde:

$EA_{n_{gc_{c2}}}$ – Economia proporcionada anualmente no ano n;

n – O período analisado.

Lembrando que não há isenção de ICMS para empreendimento desse porte, com exceção do estado de Minas Gerais.

Tendo como base os valores da Tabela 26 e Tabela 27, o custo de O&M é dado pela Equação (119).

$$C_{O\&M_{gc_{c2}}} = -1\% \cdot 21.228.000,00 \quad C_{O\&M_{gc_{c2}}} = -212.280,00 \quad (119)$$

Onde:

$C_{O\&M_{gc_{c2}}}$ – Custo de operação e manutenção.

Tomando como base a Equação (19) e o custo do kW mostrado na Tabela 18 o custo de demanda é definido na Equação (120).

$$C_{D_{n_{gc_{c2}}}} = -5.000 \cdot 12 \cdot 16,94 \cdot (1 + 4,88\%)^n$$

$$C_{D_{n_{gc_{c2}}}} = -1.016.400 \cdot (1 + 4,88\%)^n \quad (120)$$

Onde:

$C_{D_{n_{gc_{c2}}}}$ – Custo de demanda anual;

n – O período analisado.

Portanto, o montante anual é dado pela Equação (121).

$$M_{n_gc_c2} = 4.039.930,11 \cdot (1 + 4,88\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n - 212.280,00 - 1.016.400 \cdot (1 + 4,88\%)^n \quad (121)$$

Onde:

$M_{n_gc_c2}$ - O montante acrescentado ou deduzido no ano n ;

n - O período analisado.

Logo, a equação que permite o cálculo do tempo de retorno do investimento é mostrada na Equação (122) e baseada na Equação (16).

$$0 = -21.228.000 + \frac{1}{(1+7,5\%)} \cdot \left(4.039.930,11 \cdot (1 + 4,88\%) \cdot (1 - 0,30\%) - 212.280,00 - 1.016.400 \cdot (1 + 4,88\%) + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{4.039.930,11 \cdot (1+4,88\%)^n \cdot (1-0,30\%)^n - 212.280,00 - 1.016.400 \cdot (1+4,88\%)^n}{(1+8\%)^{n-1}} + \frac{4.039.930,11 \cdot (1+4,88\%)^{nf} \cdot (1-0,30\%)^{nf} - 212.280,00 - 1.016.400 \cdot (1+4,88\%)^{nf}}{(1+8\%)^{nf-1}} \cdot (nf - n_{max}) \right) \quad (122)$$

$$nf = 8,769 \text{ anos} \quad \text{ou} \quad nf = 8 \text{ anos e } 10 \text{ meses}$$

Onde:

n - O período analisado;

nf - Período onde se recupera o capital investido;

n_{max} - Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf .

Seguindo a mesma metodologia, foram calculados os demais tempos de retorno para os empreendimentos do tipo geração compartilhada e também compensação remota como mostrados na Tabela 42.

Tabela 42 – Tempo de retorno dos investimentos do tipo fazenda solar para a alternativa 2 dada pela CP 02 de 2018

	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Compensação remota</i>	3 anos e 5 meses	5 anos e 10 meses	5 anos e 11 meses	5 anos e 9 meses	8 anos e 4 meses
<i>Geração compartilhada</i>	3 anos e 8 meses	6 anos e 3 meses	6 anos e 7 meses	6 anos e 4 meses	8 anos e 10 meses

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Demais alternativas - 3 à 6d

A parcela variável é a mesma para cada uma dessas alternativas, o que justifica o tratamento delas em conjunto.

Para fins de demonstração de como o retorno do capital investido será afetado caso uma dessas alternativas for a escolhida, é usado o empreendimento tipo fazenda solar destinado a compensação remota da cidade de Petrolina, concessionária CELPE.

Com base na Equação (17) e utilizando os valores disponíveis na Tabela 17, Tabela 18, Tabela 24, Tabela 26, Tabela 27 e Tabela 38 é possível se calcular a economia proporcionada anualmente, como descrito na Equação (123).

$$EA_{n_{cr_{c3}}} = \frac{0,38432 \cdot (1 + 6,40\%)^n \cdot 853.393,27 \cdot 12 \cdot (1 - 0,30\%)^n}{1 - 5,53\%} \quad (123)$$

$$EA_{n_{cr_{c3}}} = 4.166.098,46 \cdot (1 + 6,40\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n$$

Onde:

$EA_{n_{cr_{c3}}}$ – Economia proporcionada anualmente no ano n;

n – O período analisado.

Vale a pena ressaltar que não há isenção de ICMS para empreendimento desse porte, com exceção do estado de Minas Gerais.

Tendo como base os valores da Tabela 26 e Tabela 27, o custo de O&M é dado pela Equação (124).

$$C_{O\&M_cr_c3} = -1\% \cdot 22.069.800,00 \qquad C_{O\&M_cr_c3} = -220.698,00 \qquad (124)$$

Onde:

$C_{O\&M_cr_c3}$ – Custo de operação e manutenção.

Tomando como base a Equação (19) e o custo do kW mostrado na Tabela 18 o custo de demanda é definido na Equação (125).

$$\begin{aligned} C_{D_n_cr_c3} &= -5.000 \cdot 12 \cdot 15,21 \cdot (1 + 6,40\%)^n \\ C_{D_n_cr_c3} &= -912.600 \cdot (1 + 6,40\%)^n \end{aligned} \qquad (125)$$

Onde:

$C_{D_n_cr_c3}$ – Custo de demanda anual;

n – O período analisado.

Portanto, o montante anual é dado pela Equação (126).

$$\begin{aligned} M_{n_cr_c3} &= 4.166.098,46 \cdot (1 + 6,40\%)^n \cdot (1 - 0,30\%)^n - 220.698,00 \\ &\quad - 912.600 \cdot (1 + 6,40\%)^n \end{aligned} \qquad (126)$$

Onde:

$M_{n_cr_c3}$ - O montante acrescentado ou deduzido no ano n;

n – O período analisado.

Logo, a equação que permite o cálculo do tempo de retorno do investimento é mostrada na Equação (127) e baseada na Equação (16).

$$0 = -22.069.800 + \frac{1}{(1+7,5\%)} \cdot \left(4.166.098,46 \cdot (1 + 6,40\%) \cdot (1 - 0,30\%) - 220.698,00 - \right. \\ \left. 912.600 \cdot (1 + 6,40\%) + \sum_{n=2}^{n_{max}} \frac{4.166.098,46 \cdot (1+6,40\%)^n \cdot (1-0,30\%)^n - 220.698,00 - 912.600 \cdot (1+6,40\%)^n}{(1+8\%)^{n-1}} + \right. \\ \left. \frac{4.166.098,46 \cdot (1+6,40\%)^{nf} \cdot (1-0,30\%)^{nf} - 220.698,00 - 912.600 \cdot (1+6,40\%)^{nf}}{(1+8\%)^{nf-1}} \cdot (nf - n_{max}) \right) \quad (127)$$

$$nf = 7,796 \text{ anos} \quad \text{ou} \quad nf = 7 \text{ anos e } 10 \text{ meses}$$

Onde:

n – O período analisado;

nf – Período onde se recupera o capital investido;

n_{max} – Maior período inteiro imediatamente inferior ao nf.

Seguindo a mesma metodologia, foram calculados os demais tempos de retorno para os empreendimentos do tipo geração compartilhada e também compensação remota como mostrados na Tabela 43.

Tabela 43 – Tempo de retorno dos investimentos do tipo fazenda solar para as alternativas de 3 à 6d dada pela CP 02 de 2018

	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Compensação remota</i>	4 anos e 11 meses	7 anos e 10 meses	10 anos	9 anos e 10 meses	10 anos e 5 meses
<i>Geração compartilhada</i>	5 anos e 6 meses	8 anos e 7 meses	11 anos	10 anos e 10 meses	11 anos

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Para fins de comparação a Tabela 44 mostra as variações no tempo de retorno do investimento para empreendimentos do tipo fazenda solar para autoconsumo remoto para cada uma das alternativas propostas e a Tabela 45 apresenta a alteração do mesmo parâmetro para empreendimentos do tipo fazenda solar para geração compartilhada.

Tabela 44 - Tempo de retorno dos investimentos tipo autoconsumo remoto para as propostas dadas pela CP 02 de 2018

	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Atual</i>	3 anos e 4 meses	5 anos e 4 meses	5 anos e 8 meses	5 anos e 8 meses	6 anos e 10 meses
<i>Alternativa 1</i>	3 anos e 4 meses	5 anos e 4 meses	5 anos e 9 meses	5 anos e 8 meses	7 anos e 6 meses
<i>Alternativa 2</i>	3 anos e 5 meses	5 anos e 10 meses	5 anos e 11 meses	5 anos e 9 meses	8 anos e 4 meses
<i>Alternativa 3-6d</i>	4 anos e 11 meses	7 anos e 10 meses	10 anos	9 anos e 10 meses	10 anos e 5 meses

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Tabela 45 - Tempo de retorno dos investimentos tipo geração compartilhada para as propostas dadas pela CP 02 de 2018

	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Atual</i>	3 anos e 7 meses	5 anos e 8 meses	6 anos	6 anos	7 anos e 5 meses
<i>Alternativa 1</i>	3 anos e 7 meses	5 anos e 8 meses	6 anos e 1 mês	6 anos e 1 mês	8 anos e 2 meses
<i>Alternativa 2</i>	3 anos e 8 meses	6 anos e 3 meses	6 anos e 7 meses	6 anos e 4 meses	8 anos e 10 meses
<i>Alternativa 3-6d</i>	5 anos e 6 meses	8 anos e 7 meses	11 anos	10 anos e 10 meses	11 anos

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

7.5 Considerações finais do capítulo

A fim de facilitar a visualização dos resultados obtidos, a Tabela 46 mostra o tempo de retorno para cada uma das alternativas de mudança na forma de compensação propostas e para cada um dos tipos de UFV analisados. Já a Tabela 47 traz o tempo de retorno para cada uma das alternativas de mudança na forma de tarifação proposta e para cada um dos tipos de UFV analisados.

Tabela 46 - Tempo de retorno dos investimentos para as alternativas dadas pela CP 10 de 2018

	<i>Tipo de UFV</i>	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Alternativa 0</i>	Rooftop	5 anos e 1 mês	5 anos e 9 meses	5 anos e 5 meses	5 anos e 10 meses	6 anos e 1 mês
	Compensação remota	3 anos e 4 meses	5 anos e 4 meses	5 anos e 8 meses	5 anos e 8 meses	6 anos e 10 meses
	Geração compartilhada	3 anos e 7 meses	5 anos e 8 meses	6 anos	6 anos	7 anos e 5 meses
<i>Alternativa 1</i>	Rooftop	7 anos e 7 meses	8 anos e 5 meses	8 anos e 8 meses	9 anos e 7 meses	8 anos
	Compensação remota	5 anos	8 anos e 5 meses	11 anos e 8 meses	10 anos e 7 meses	9 anos e 10 meses
	Geração compartilhada	5 anos e 8 meses	9 anos	12 anos e 11 meses	11 anos e 8 meses	10 anos e 8 meses
<i>Alternativa 2</i>	Rooftop	8 anos e 8 meses	9 anos e 8 meses	9 anos e 10 meses	10 anos e 8 meses	9 anos e 1 mês
	Compensação remota	5 anos e 11 meses	10 anos	14 anos e 8 meses	12 anos e 4 meses	11 anos e 10 meses
	Geração compartilhada	6 anos e 8 meses	10 anos e 11 meses	16 anos e 8 meses	13 anos e 7 meses	12 anos e 11 meses
<i>Alternativa 3</i>	Rooftop	11 anos e 2 meses	10 anos e 6 meses	10 anos e 7 meses	13 anos e 1 mês	11 anos e 3 meses
	Compensação remota	7 anos e 11 meses	11 anos e 6 meses	16 anos e 10 meses	16 anos e 9 meses	17 anos e 0 meses
	Geração compartilhada	8 anos e 11 meses	12 anos e 7 meses	19 anos e 8 meses	18 anos e 10 meses	18 anos e 9 meses
<i>Alternativa 4</i>	Rooftop	13 anos e 9 meses	12 anos e 11 meses	14 anos e 7 meses	15 anos e 10 meses	12 anos e 11 meses
	Compensação remota	10 anos e 6 meses	15 anos e 6 meses	Inviável	23 anos e 7 meses	21 anos e 10 meses
	Geração compartilhada	11 anos e 10 meses	17 anos	Inviável	27 anos	24 anos e 9 meses
<i>Alternativa 5</i>	Rooftop	20 anos e 5 meses	17 anos e 6 meses	20 anos e 1 mês	21 anos e 11 meses	20 anos e 3 meses
	Compensação remota	17 anos e 10 meses	26 anos e 6 meses	Inviável	Inviável	Inviável
	Geração compartilhada	21 anos e 6 meses	Inviável	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

Tabela 47 - Tempo de retorno dos investimentos para as alternativas dadas pela CP 02 de 2018

	<i>Tipo de UFV</i>	<i>CEMIG-D</i>	<i>CELPE</i>	<i>CELPA</i>	<i>Energisa MT</i>	<i>CEEE-D</i>
<i>Atual</i>	<i>Rooftop</i>	<i>5 anos e 1 mês</i>	<i>5 anos e 9 meses</i>	<i>5 anos e 5 meses</i>	<i>5 anos e 10 meses</i>	<i>6 anos e 1 mês</i>
	<i>Compensação remota</i>	<i>3 anos e 4 meses</i>	<i>5 anos e 4 meses</i>	<i>5 anos e 8 meses</i>	<i>5 anos e 8 meses</i>	<i>6 anos e 10 meses</i>
	<i>Geração compartilhada</i>	<i>3 anos e 7 meses</i>	<i>5 anos e 8 meses</i>	<i>6 anos</i>	<i>6 anos</i>	<i>7 anos e 5 meses</i>
<i>Alternativa 1</i>	<i>Rooftop</i>	<i>5 anos e 8 meses</i>	<i>6 anos e 5 meses</i>	<i>6 anos</i>	<i>6 anos e 7 meses</i>	<i>7 anos e 6 meses</i>
	<i>Compensação remota</i>	<i>3 anos e 4 meses</i>	<i>5 anos e 4 meses</i>	<i>5 anos e 9 meses</i>	<i>5 anos e 8 meses</i>	<i>7 anos e 6 meses</i>
	<i>Geração compartilhada</i>	<i>3 anos e 7 meses</i>	<i>5 anos e 8 meses</i>	<i>6 anos e 1 mês</i>	<i>6 anos e 1 mês</i>	<i>8 anos e 2 meses</i>
<i>Alternativa 2</i>	<i>Rooftop</i>	<i>5 anos e 3 meses</i>	<i>6 anos e 4 meses</i>	<i>5 anos e 7 meses</i>	<i>6 anos</i>	<i>7 anos</i>
	<i>Compensação remota</i>	<i>3 anos e 5 meses</i>	<i>5 anos e 10 meses</i>	<i>5 anos e 11 meses</i>	<i>5 anos e 9 meses</i>	<i>8 anos e 4 meses</i>
	<i>Geração compartilhada</i>	<i>3 anos e 8 meses</i>	<i>6 anos e 3 meses</i>	<i>6 anos e 7 meses</i>	<i>6 anos e 4 meses</i>	<i>8 anos e 10 meses</i>
<i>Alternativa 3-6d</i>	<i>Rooftop</i>	<i>7 anos e 5 meses</i>	<i>8 anos</i>	<i>8 anos</i>	<i>9 anos e 2 meses</i>	<i>8 anos e 3 meses</i>
	<i>Compensação remota</i>	<i>4 anos e 11 meses</i>	<i>7 anos e 10 meses</i>	<i>10 anos</i>	<i>9 anos e 10 meses</i>	<i>10 anos e 5 meses</i>
	<i>Geração compartilhada</i>	<i>5 anos e 6 meses</i>	<i>8 anos e 7 meses</i>	<i>11 anos</i>	<i>10 anos e 10 meses</i>	<i>11 anos</i>

Fonte: Desenvolvido pelo autor (2019)

8 CONCLUSÃO

As propostas de mudanças são divididas em duas categorias – propostas de mudança na forma de compensação e propostas de mudança na forma de tarifação.

No caso de a alternativa mais branda (Alternativa 1) de mudança na forma de compensação ser adotada, já se têm impactos muito expressivos no tempo de retorno. Para o *rooftop*, observa-se que o tempo de retorno está entre 31 e 63% acima do que é observado hoje, podendo chegar a 9 anos e 7 meses no caso da concessionária Energisa MT. Para UFV de compensação remota, o tempo de retorno fica entre 44 e 107% a mais do atual, podendo chegar a 11 anos e 8 meses no caso da concessionária CELPA. E para UFV de geração compartilhada o tempo acrescido para retorno do investimento fica entre 44 e 115%, tendo seu máximo retorno também na concessionária CELPA, onde o tempo de retorno passa a ser 12 anos e 11 meses.

Obviamente o tempo de retorno aumenta para as demais alternativas, o que faz com que o tempo de retorno de um investimento do tipo *rooftop* chegue a 21 anos e 11 meses, como é o caso da Alternativa 5 para a concessionária Energisa MT, e que alguns investimentos já se tornem inviáveis para UFV na modalidade compensação remota ou compartilhada a partir da Alternativa 4.

Todas as alternativas propostas de mudança na forma de tarifação também trazem prejuízos ao tempo de retorno dos investimentos, no entanto, não tão severos quando comparados com os prejuízos causados pela mudança na forma de compensação. Para os casos *rooftop* o tempo de retorno acrescido fica entre 2 e 56%, podendo chegar a 9 anos e dois meses no caso da Energisa MT. Para UFV de compensação remota o tempo fica entre 1 e 76% a mais do que o previsto atualmente, chegando a 10 anos e 5 meses no caso da CEEE-D. E no caso das UFVs de geração compartilhada o tempo extra de retorno é de 1 a 83%, chegando a 11 anos no caso da CELPA e da CEEE-D.

No caso das UFVs residenciais a opção que traz menos prejuízo ao tempo de retorno é a Alternativa 2 – Custo Comercial e as que trazem mais prejuízos são as alternativas de 3 a 6d. Já para as UFVs de compensação remota e geração compartilhada, a Alternativa 1 – Alteração do Custo de Disponibilidade é a que menos interfere no tempo de retorno e a que mais interfere são também as alternativas de 3 a 6d.

As agências reguladoras têm uma tarefa difícil de conciliar interesses dos vários agentes. No caso do setor elétrico, vários agentes operam no setor, e por ser uma área estratégica para o crescimento do país, há a presença tanto do capital privado como do público. O mercado de Geração Distribuída agregou uma grande quantidade de pequenos agentes que investem em geração, o que não existia antes da entrada da geração solar. Qualquer que seja a alteração nas resoluções, há impactos no desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro e, conseqüentemente, para população e organizações ligadas ao setor.

A ANEEL tem o objetivo de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Portanto, deve-se analisar as alterações propostas sob essa ótica: equilíbrio entre os agentes e benefício à sociedade.

Observou-se nesse trabalho que as mudanças propostas na regulação da GD, tanto através da CP 02 de 2018 como da CP 10 de 2018, tendem a elevar o tempo de retorno do investimento para aqueles que optarem por fazer uso dessa tecnologia, ao mesmo tempo em que prometem reduzir os subsídios cruzados entre os consumidores e ajustarem a receita das distribuidoras de forma a se alcançar uma tarifação mais justa.

As alternativas da CP 10 de 2018 impactam fortemente na recuperação do capital investido, tendo desde a Alternativa 1 – a mais branda alternativa proposta – o *payback* aumentado significativamente. Apesar de, aparentemente, proporcionar um maior equilíbrio entre os agentes, uma alteração desse porte pode comprometer a atratividade do uso da GDFV em algumas regiões do Brasil, o que deixaria de ser um benefício a sociedade, visto as vantagens da sua utilização em larga escala.

A proposta de atualização na forma de tarifação do Grupo B apresentada pela CP 02 de 2018 é justificável, visto que a forma de tarifação atual trata de maneira igualitária consumidores com impactos diferentes ao sistema. Os impactos na viabilidade causados por tais mudanças, em especial das alternativas de 3 à 6d, são grandes e tendem a não incentivar o crescimento da GD. Visto que o número de consumidores que fazem uso da GDFV já tem sido inferior ao previsto, essa alteração na regulamentação tem que ser tratada com muito cuidado.

A mudança na forma de compensação junto com a mudança na forma de tarifação, pode representar o fim da microgeração distribuída em algumas regiões do Brasil. Nesse aspecto, o estado de Minas Gerais se destaca positivamente devido a isenção do ICMS aplicada aos

empreendimentos caracterizados como micro e minigeração, resultando em um tempo de retorno significativamente menor, quando comparado as demais alternativas analisadas nesse trabalho.

Espera-se que as mudanças adotadas pela ANEEL atendam aos objetivos da organização, ou seja, que as mudanças na regulamentação da GD no Brasil possam garantir um equilíbrio entre os agentes ao mesmo tempo em que proporcionem benefícios a sociedade. Entende-se que a disseminação da GD representa benefícios a sociedade e ao país como um todo, como por exemplo: a redução do impacto ambiental, a sustentabilidade da matriz energética brasileira ao longo prazo, maior geração de emprego, que não são normalmente incluídos nas análises de impacto.

Diante do trabalho desenvolvido, sugere-se a sua continuação através de por exemplo: uma avaliação melhor das incertezas futuras tanto na questão tecnológica como diminuição do custo das placas/inversor e de sua “irmã” a bateria de estado sólido; de uma análise da relação GD com distribuidora incluindo benefícios locacionais associados; de uma melhor estruturação tarifária que venha a sinalizar melhor a eficiência alocativa.

REFERÊNCIAS

ABC.NET.AU. *Explained: Why solar feed-in tariffs began so high and have fallen so low.*

Disponível em: <<http://www.abc.net.au/news/2016-07-19/solar-feed-in-tariffs-explained/7640218>>. Acesso em: 11 out 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Anexo 1 da Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018. p. 1–10, 2018a.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Audiência Pública 042/2011.*

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=k3jQMPBL&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_>. Acesso em: 24 set 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Consulta Pública 015/2010.*

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=k3jQMPBL&p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_Aud>. Acesso em: 24 set 2018a.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Custo com transporte.*

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/uso-do-sistema-de-distribuicao/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fliferayhom%2Fweb%2Fguest%2Fcalculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INST>. Acesso em: 5 nov 2018a.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Custo de Aquisição.* Disponível

em: <http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/energia/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fliferayhom%2Fweb%2Fguest%2Fcalculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e%26p_p>.

Acesso em: 5 nov 2018b.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Custos Operacionais.*

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/custo

operacional/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br/Calculo-Tarifario-e-Metodologia%3Fp_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4>. Acesso em: 5 nov 2018c.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Depreciação e Remuneração dos Investimentos*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/cota-de-depreciacao-e-remuneracao-dos-investimentos/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br/Calculo-Tarifario-e-Metodologia%3Fp_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4>. Acesso em: 5 nov 2018a.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Dicionário - Plano de dados abertos 2017-2018. p. 2018, 2018b. Disponível em: <<http://novoportal.unipampa.edu.br/novoportal/sites/default/files/plano-dados-abertos-unipampa.pdf>>.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Iluminação pública*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/destaques-consumidor/-/asset_publisher/kM1X2uTBr6qH/content/iluminacao-publica/655804>. Acesso em: 20 mar 2019b.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica - CP 010/2018. p. 1–35, 2018c.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica - CP 02/2018. p. 1–30, 2018d.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL*. . [S.l: s.n.], 2010b.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *O que é Parcela B?* Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/parcela-b/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa%3Fp_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_>. Acesso em: 5 nov 2018d.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de

Distribuição. 2017a.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. PRORET - Submódulo 7.1. p. 1–16, 2017b.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Receitas Irrecuperáveis*.

Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-](http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/receitas-irrecuperaveis/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fcalculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2)

[/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/receitas-](http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/receitas-irrecuperaveis/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fcalculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2)

[irrecuperaveis/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fcalculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2](http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/receitas-irrecuperaveis/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fcalculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2)>. Acesso em: 5

nov 2018e.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Registro de Central Geradora*

de Capacidade Reduzida. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registros-de-centrais-geradoras-de-capacidade-reduzida-todas-as-fontes-/655808?inheritRedirect=false)

[/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registros-de-centrais-geradoras-de-capacidade-reduzida-](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registros-de-centrais-geradoras-de-capacidade-reduzida-todas-as-fontes-/655808?inheritRedirect=false)

[todas-as-fontes-/655808?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registros-de-centrais-geradoras-de-capacidade-reduzida-todas-as-fontes-/655808?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 8 out 2018e.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Relatório de Análise de Impacto Regulatório 02/2018. p. 1–78, 2018f.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 414/2010. 2010c.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 482/2012. 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 517/2012. 2012b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 687/2015. 2015f. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa 786/2017. 2017c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Unidades Consumidoras com*

Geração Distribuída. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qc)

[/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qc)

[reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qc](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qc)>. Acesso em: 8 out 2018g.

AUGUSTUS, Conrado e colab. Nonconventional renewable energy governance in Brazil :

Lessons to learn from the German experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 61, p. 222–234, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.054>>.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. *Electricity*. Disponível em: <<https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity>>. Acesso em: 10 out 2018a.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. *Electricity market*. Disponível em: <<https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-market>>. Acesso em: 10 out 2018b.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. *Electricity supply chain*. Disponível em: <<https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/electricity-supply-chain>>. Acesso em: 10 out 2018c.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Taxa SELIC*. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em: 4 abr 2019.

BLUESOL. Fatores de Rendimento Energético de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 2016a.

BLUESOL. Requisitos do Local de Instalação do SFCR. 2016b.

BRANKER, K., PATHAK, M. J. M., & PEARCE, Joshua M. *A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity*. Michigan: [s.n.], 2011. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/304090739_A_Review_of_Solar_Photovoltaic_Levelized_Cost_of_Electricity>.

BUNDESNETZAGENTUR. *His-to-ry of lib-er-al-i-sa-tion*. Disponível em: <https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/GeneralInformationOnEnergyRegulation/HistoryOfLiberalisation/historyofliberalisation_node.html>. Acesso em: 15 out 2018.

BURGER, Bruno. Power generation in Germany – assessment of 2017. p. 46, 2018.

CANAL ENERGIA. *Brasil ultrapassa IGW em geração distribuída*. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53102286/brasil-ultrapassa-1gw-em-geracao-distribuida>>. Acesso em: 15 ago 2019.

CANSTAR BLUE. *Embedded Electricity Networks Explained*. Disponível em: <<https://www.canstarblue.com.au/electricity/what-is-an-embedded-electricity-network/>>. Acesso em: 10 out 2018.

CARLEY, Sanya. State renewable energy electricity policies : An empirical evaluation of effectiveness. *Energy Policy*, v. 37, n. 8, p. 3071–3081, 2009. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.03.062>>.

CPFL ENERGIA. Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de países e/ou estados. p. 412, 2014.

ENERGY MATTERS. *INFORMATION ON AUSTRALIAN SOLAR FEED-IN TARIFFS*.

Disponível em: <<https://www.energymatters.com.au/rebates-incentives/feedintariff/#fit-gross-net>>. Acesso em: 11 out 2018.

ENERGY TRANSITION. *Germany's energy consumption in 2017*. Disponível em:

<<https://energytransition.org/2018/01/german-energy-consumption-2017/>>. Acesso em: 15 out 2018.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. p. 345, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE_2027_aprovado_OFICIAL.pdf>.

FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY. *Renewable Energy*.

Disponível em: <<https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/renewable-energy.html>>. Acesso em: 9 nov 2019.

GAN, Lin; ESKELAND, Gunnar S; KOLSHUS, Hans H. Green electricity market development : Lessons from Europe and the US. *Energy Policy*, v. 35, n. 2007, p. 144–155, 2010.

GREENER. Estudo Estratégico do Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída no Brasil. 2019.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Total Electricity Consumption*. Disponível em: <<https://www.iea.org/statistics/?country=BRAZIL&year=2016&category=Electricity&indicator=undefined&mode=chart&dataTable=INDICATORS>>. Acesso em: 15 ago 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Energy Policies of IEA Countries - Norway 2017 Review. p. 165, 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Germany*. Disponível em:

<<https://www.iea.org/countries/germany/>>. Acesso em: 15 out 2018.

JUNIOR, M Kawai e colab. Distributed Generation in Brazil : Advances and gaps in regulation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 8, p. 2594–2601, 2015.

MARANGONI. *Módulo 3 do PRODIST: veja as últimas mudanças no acesso ao sistema de distribuição*. Disponível em: <<https://smartgrid.marangoni.com.br/modulo-3-do-prodist-veja-as-ultimas-mudancas-no-acesso-ao-sistema-de-distribuicao/>>. Acesso em: 3 out 2018.

MARQUES, António Cardoso; FUINHAS, José Alberto. Are public policies towards renewables successful? Evidence from European countries. *Renewable Energy*, v. 44, p. 109–118, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.007>>.

MARTINO, Gilberto De; AUGUSTUS, Conrado; MELO, De. Energy for Sustainable Development Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, v. 17, n. 1, p. 40–46, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2012.10.010>>.

MAX, Ramalho; BENJAMIN, Bayer. *Experiências Internacionais em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes*. [S.l: s.n.], 2018.

MINISTÉRIO DE PETRÓLEO E ENERGIA DA NORUEGA. FACTS 2015 - Energy and Water Resources in Norway. p. 85, 2015.

NORD POOL. *About us*. Disponível em: <<https://www.nordpoolgroup.com/About-us/>>. Acesso em: 16 out 2018.

REN21. *Renewables 2019 - Global Status Report 2019*. [S.l: s.n.], 2019.

SWECO AND OSLO ECONOMICS. Distributed electricity production and self-consumption in the Nordics Sweco. 2019.

THE CLEAN ENERGY REGULATOR. *About the Renewable Energy Target*. Disponível em: <<http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target>>. Acesso em: 10 out 2018a.

THE CLEAN ENERGY REGULATOR. *Large-scale Renewable Energy Target*. Disponível em: <<http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/How-the-scheme-works/Large-scale-Renewable-Energy-Target>>. Acesso em: 10 out 2018b.

THE CLEAN ENERGY REGULATOR. *Small-scale Renewable Energy Scheme*. Disponível em: <<http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/How-the-scheme-works/Small-scale-Renewable-Energy-Scheme>>. Acesso em: 10 out 2018c.

WATTEVER. *Best Solar Feed-in Tariffs by State and Territory*. Disponível em: <<https://wattever.com.au/retailer-solar-feed-in-tariffs-by-state-and-territory/>>. Acesso em: 11 out 2018.