

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Autor: André Seiki Figueiredo Komeno

Orientador: Anésio de Leles Ferreira Filho

Coorientador: Elder Geraldo Domingues

Brasília, 12 dezembro de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

André Seiki Figueiredo Komeno

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista

Banca Examinadora

Anésio Leles Ferreira Filho (Orientador)

Rafael Amaral Shayani, ENE/UnB

Daniel Vieira, ASD/ANEEL

Lívia Maria de Rezende Raggi, SRD/ANEEL

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais e ao meu irmão por sempre me apoiarem.

Agradeço aos professores Anésio e Elder, por todo esforço e pela oportunidade de realizar este trabalho. Também ao professor Ivan por ter auxiliado em momentos críticos ao desenvolvimento do trabalho.

Agradeço aos meus amigos do período da escola Eloah, Fernanda, Pedro, Rodrigo e Rogério.

Agradeço aos meus amigos do curso Arthur, Hiandra, Pedro e Pedro Caio. Em especial ao Pedro por sempre estar disponível para ajudar.

Agradeço à Letícia por todo companheirismo e carinho, que foram essenciais para chegar até aqui.

Agradeço a todos Tilos, em especial ao Carlos, Carol, Gustavo, Igor, Letícia, Luiz, Pedro e Rebeca por todo trabalho em equipe ao longo do ano.

Agradeço aos colegas de trabalho da ANEEL pelo desenvolvimento profissional. Agradeço ao Daniel, Lívia e Marco pelas discussões engrandecedoras acerca do assunto do trabalho.

RESUMO

A geração solar fotovoltaica tem se destacado globalmente em função do seu acentuado crescimento. No Brasil, o incentivo regulatório do Sistema de Compensação de Energia, estabelecido pela ANEEL por meio da REN 482/2012, tem possibilitado o seu desenvolvimento. Em 2018, foi iniciado o processo de revisão dessa resolução, tendo em vista o subsídio implícito gerado pela sua aplicação. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar os potenciais impactos econômicos no setor elétrico do atual Sistema de Compensação. Para isso, é realizada uma projeção do número de adotantes do sistema fotovoltaico considerando-se os cenários otimista, realista e pessimista. Além disso, para cada distribuidora, calcula-se o impacto da adesão de consumidores ao sistema. A partir de cada cenário de projeção e do impacto da adesão para cada distribuidora, obtém-se o impacto total no setor por meio do fluxo de caixa em valor presente líquido. É ainda efetuada a análise de sensibilidade do valor presente líquido à variação de algumas grandezas. Dessa forma, este trabalho contribui para a quantificação dos impactos em estudo, subsidiando eventuais decisões para a mudança do Sistema de Compensação de Energia. Em todos cenários projetados, calculou-se um custo líquido para o setor da ordem de bilhões, indicando a necessidade de alteração do modelo. Observou-se, também, que o fator de maior influência no resultado são as projeções, reforçando a importância de se considerar diferentes cenários.

Palavras-chaves: Geração Distribuída, Subsídio Cruzado, Modelo de Bass, Sistema de Compensação de Energia.

ABSTRACT

The photovoltaic generation stands out globally for its fast growth rate. In Brazil, an incentive to photovoltaic (PV) generation was established by the regulatory agency in the resolution 482/2012, creating an energy credit system to promote the development of PV. In 2018, the regulatory agency started to review this regulation, considering the skewed unintended consequences of this policy, in order to propose a new, fairer, policy. In this context, this study evaluates the economic impacts on the national electric sector of the current regulation. To accomplish this, a forecast of the number of adopters under optimist, realist and pessimist scenario is calculated. Besides, for each utility distributor, the impact of new adopters is calculated in net present value. With the forecast of the number of users and the impact of each user given for each utility, the total impact on the electric sector is determined. A sensitivity analysis for some variables is also performed. Therefore, this study contributes to quantify the regulatory impacts, being useful to support future decisions related to changes in the energy-credit system. In all forecasted scenarios, a cost of billions of reals is calculated, implying a need to change the model. Additionally, the forecasts were noted as the most influential step in the analysis, reinforcing the importance of considering different scenarios.

Keywords: Distributed Generation, Skewed Incentive, Bass Model, Net metering.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	22
1.1	OBJETIVOS	23
1.1.1	Objetivos Específicos	23
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	23
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	24
2.1	RESOLUÇÕES NORMATIVAS N° 482 E N° 687.....	24
2.2	ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO.....	26
2.3	PROJEÇÃO.....	30
3	METODOLOGIA	32
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	32
3.2	RESUMO DA METODOLOGIA	32
3.3	CATEGORIZAÇÃO DOS SISTEMAS.....	34
3.4	ESCOLHA DAS DISTRIBUIDORAS.....	35
3.5	ENERGIA GERADA POR CADA SFV	36
3.6	PROJEÇÃO.....	36
3.6.1	Mercado potencial	36
3.6.2	Cálculo do payback	37
3.6.3	Coeficientes de inovação e imitação	41
3.6.4	Projeção com mercado potencial atualizado	42
3.7	FLUXO DE CAIXA DO SETOR	42
3.8	METODOLOGIA DE MONTE CARLO	45
3.8.1	Preço do sistema.....	45
3.8.2	Tarifa de cada distribuidora.....	46
3.8.3	Potência média instalada	46
3.9	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	47
3.9.1	Mercado potencial da GD.....	47
3.9.2	Desempenho dos SFVs.....	48

3.9.3	Irradiação solar média	48
3.9.4	Simultaneidade	49
3.9.5	WACC.....	49
3.9.6	Valoração da Energia	49
3.9.7	Número de beneficiários por SFV	50
3.9.8	Percentual pago do custo de disponibilidade	50
3.9.9	Custo de disponibilidade	50
3.9.10	Diferença da demanda de gerador e consumidor	50
3.9.11	Redução nas Perdas de Transmissão e Distribuição	51
3.9.12	Redução anual do preço do SFV	51
3.9.13	Custo capital do investimento em GD.....	52
3.9.14	Índice de degradação do sistema.....	52
3.9.15	Bandeira tarifária média	52
3.9.16	Preço mínimo do sistema fotovoltaico	52
3.9.17	Custo de operação e manutenção dos sistemas	52
3.9.18	Valoração da capacidade evitada	53
3.9.19	Custo de troca do inversor.....	53
3.9.20	Intervalos adotados.....	53
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	55
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	55
4.2	SELEÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS.....	55
4.3	VARIÁVEIS ALEATÓRIAS.....	57
4.3.1	Potência média	57
4.3.2	Tarifa de Energia Elétrica.....	58
4.3.3	Preço dos sistemas.....	59
4.3.4	Avaliação das distribuições.....	60
4.4	PROJEÇÕES	61

4.4.1	Cenários.....	61
4.4.2	Projeções de micro GD	62
4.4.3	Projeções de mini GD	64
4.4.4	Projeções de GD instalada no Brasil	66
4.5	IMPACTO DE UM SISTEMA.....	68
4.6	VPL DO SETOR	71
4.7	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	76
4.7.1	Variáveis com comportamento decrescente	78
4.7.2	Variáveis com comportamento crescente.....	83
4.8	RESULTADOS GLOBAIS	92
5	CONCLUSÕES	95
5.1	ASPECTOS GERAIS.....	95
5.2	TRABALHOS FUTUROS	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Evolução da potência instalada de micro e mini GD. Fonte: (ANEEL, 2018a)	27
Figura 2.2 - Metodologia para a avaliação do impacto do setor elétrico. Fonte: (ANEEL, 2018a)	28
Figura 2.3 - Fluxograma da metodologia da ANEEL. Fonte: (ANEEL, 2018b)	29
Figura 2.4 - Curva do modelo de Bass	31
Figura 3.1 – Fluxograma da metodologia	33
Figura 3.2 - Categorias de GD utilizadas pela ANEEL (2018b) e pela metodologia adotada	35
Figura 3.3 - Metodologia de cálculo do <i>payback</i>	38
Figura 3.4 - Metodologia do cálculo do VPL	43
Figura 4.1 – Tarifa desinflacionada da CEB e índice IPCA	58
Figura 4.2 – Preço dos sistemas fotovoltaicos de 8kWp e 300kWp e diferenças entre os preços estimados e reais	60
Figura 4.3 - Fração máxima do mercado potencial	62
Figura 4.4 - Projeção de potência instalada de micro GD	63
Figura 4.5 - Projeção estocástica de potência instalada de micro GD	63
Figura 4.6 - Projeção de potência instalada de mini GD	65
Figura 4.7 - Projeção estocástica de potência instalada de mini GD	66
Figura 4.8 - Projeção de potência instalada no Brasil pelo Método de Bass	67
Figura 4.9 - Soma da projeção das distribuidoras pelo Método de Bass	67
Figura 4.10 - VPL de um SFV de micro GD instalado na Eletropaulo por ano de instalação	69
Figura 4.11 - VPL de um SFV de micro GD instalado na Cepisa por ano de instalação	69
Figura 4.12 - VPL de um SFV de mini GD instalado na Eletropaulo por ano de instalação	70
Figura 4.13 - VPL de um SFV de mini GD instalado na Cepisa por ano de instalação	71
Figura 4.16 - VPL dos SFVs de micro GD pelo ano final de entrada de sistemas	73
Figura 4.17 - VPL dos SFVs de mini GD pelo ano final de entrada de sistemas	74
Figura 4.18 - Representatividade de cada benefício no total de benefícios da micro GD	75

Figura 4.19 - Representatividade de cada benefício no total de benefícios da mini GD.....	76
Figura 4.20 - Média e desvio padrão do VPL em função do mercado potencial para a micro GD	79
Figura 4.21 - Média e desvio padrão do VPL em função do mercado potencial para a mini GD	80
Figura 4.22 - Média e desvio padrão do VPL em função do desempenho do sistema para a micro GD.....	81
Figura 4.23 - Média e desvio padrão do VPL em função do desempenho do sistema para a mini GD.....	81
Figura 4.24 - Média e desvio padrão do VPL em função da irradiação para a micro GD ..	82
Figura 4.25 - Média e desvio padrão do VPL em função da irradiação para a mini GD	83
Figura 4.26 - Média e desvio padrão do VPL em função da simultaneidade para a micro GD	84
Figura 4.27 - Média e desvio padrão do VPL em função da simultaneidade para a mini GD	84
Figura 4.28 - Média e desvio padrão do VPL em função do WACC para a micro GD	85
Figura 4.29 - Média e desvio padrão do VPL em função do WACC para a mini GD	86
Figura 4.30 - Média e desvio padrão do VPL em função da valoração da energia para a micro GD	86
Figura 4.31 - Média e desvio padrão do VPL em função da valoração da energia para a mini GD	87
Figura 4.32 - Média e desvio padrão do VPL em função do número de beneficiários dos créditos para a mini GD.....	88
Figura 4.33 - Média e desvio padrão do VPL em função do percentual pago do custo de disponibilidade para a micro GD.....	89
Figura 4.34 - Média e desvio padrão do VPL em função do percentual pago do custo de disponibilidade para a mini GD	90
Figura 4.35 - Média e desvio padrão do VPL em função da diferença entre a demanda de consumidor e gerador para a mini GD	91
Figura 4.36 - Média e desvio padrão do VPL em função das redução nas perdas de distribuição para a mini GD	92
Figura 4.37 - Projeção estocástica da potência de GD instalada no Brasil	93
Figura 4.38 - VPL até 2035 da GD.....	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Exemplo de fatura com GD. Fonte: ANEEL, (2016a), adaptado.....	25
Tabela 3.1 - Histórico do índice oficial de inflação	46
Tabela 3.2 – Intervalos adotados na análise de sensibilidade do VPL às variáveis determinísticas.....	54
Tabela 4.1 - Distribuidoras selecionadas e potência instalada de micro GD	56
Tabela 4.2 - Distribuidoras selecionadas e potência instalada de mini GD	56
Tabela 4.3 - Correlação de potência com número de sistemas e de potência instalada com número de UCs com créditos.	57
Tabela 4.4 - Média e desvio-padrão das tarifas das distribuidoras nos últimos 10 anos.....	59
Tabela 4.5 - Análise de sensibilidade do VPL na avaliação determinística	78

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CP	Consulta Pública
GD	Geração distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas
PIS	Programas de Integração Social
RN	Resolução Normativa
SFV	Sistema Fotovoltaico
SAD	Sistema de Apoio à Decisão
SISGD	Sistema de Registro de Geração Distribuída
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é essencial no mundo contemporâneo. Desde a 3ª Revolução Industrial seu uso é crescente nas esferas comercial, industrial e residencial. Grande parte das tecnologias desenvolvidas no último século a envolvem. Sua importância é reafirmada pela agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU), que define o acesso à energia como um dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) (ONU, 2015).

O sétimo ODS define como meta aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global. As fontes não renováveis produzem a maior parte da energia elétrica, sendo responsáveis por mais de 74% da matriz elétrica mundial (IEA, 2019). O Brasil, por sua vez, tem as fontes renováveis como principais fontes de geração, representando 80% de sua matriz elétrica (EPE, 2019). Apesar disso, as fontes não renováveis representam mais de 57% da matriz energética nacional (EPE, 2019).

Entre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica tem se destacado como a tecnologia de geração de energia que cresce mais rápido no mundo (REN21, 2019). Seu crescimento é caracterizado pela instalação de sistemas fotovoltaicos (SFVs) próximos à carga, caracterizando-se como Geração Distribuída (GD).

No Brasil, a Resolução Normativa (RN) nº 482 (ANEEL, 2012) publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi o principal incentivo para a GD. A Resolução Normativa estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia, um incentivo regulatório do tipo *Net Metering* por meio do qual se possibilita a redução na tarifa de energia elétrica a partir da inserção da energia produzida na Rede de Distribuição (ANEEL, 2012).

Conforme Pérez-Arriaga & Knittel, (2016), incentivos do tipo *Net Metering* em conjunto com o uso de tarifas volumétricas¹ caracteriza um subsídio cruzado. Isso ocorre, pois, os adotantes da GD deixam de arcar com os custos fixos da rede. Para reestabelecer a sustentabilidade financeira do modelo, a ANEEL abriu Consulta Pública em 2018 e iniciou em 2019 o processo de Análise de Impacto Regulatório (AIR).

¹ A tarifa volumétrica é calculada pelo produto da energia produzida por um preço, sem componente fixa. Em contraste, uma tarifa binômica consiste em uma componente em energia somada a uma parcela fixa.

Dessa forma, se fazem necessários estudos a respeito dos impactos da GD, avaliando os impactos econômicos do modelo adotado.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo desse trabalho é estimar a GD instalada para projeções otimista, realista e pessimista, avaliando, em cada cenário, os possíveis impactos econômicos da continuidade do Sistema de Compensação de Energia até 2035 no setor elétrico brasileiro.

1.1.1 Objetivos Específicos

Para se alcançar os resultados supracitados, se utiliza como base a metodologia da ANEEL (2019b). Dessa forma, tem-se como objetivos específicos do trabalho:

- A divisão dos SFVs em categorias que possuam características típicas em comum;
- A obtenção de uma projeção de GD por distribuidora para cada cenário de análise;
- O levantamento histórico e a descrição das variáveis aleatórias selecionadas na análise em questão;
- O cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) dos impactos ao setor elétrico por sistema instalado em cada distribuidora;
- O cálculo do VPL de todo o país considerando cada cenário;
- Análise de sensibilidade de alguns parâmetros que no modelo são considerados determinísticos com o intuito de verificar quais são os mais sensíveis e mais impactam nos resultados do VPL.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Com a finalidade de se atingir os objetivos supracitados, o Capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos utilizados para o desenvolvimento deste estudo a partir da descrição do histórico da regulação e da descrição do método de projeção. O Capítulo 3 traz a descrição da metodologia utilizada, detalhando os equacionamentos da análise e os intervalos considerados para a análise de sensibilidade. O Capítulo 4 apresenta os resultados da aplicação da metodologia descrita no Capítulo 3 e as análises executadas. Para isso, descreve primeiro o processo de seleção das distribuidoras para a análise. Em seguida traz a descrição das variáveis aleatórias adotadas, as projeções obtidas, o VPL para um único sistema em cada distribuidora e para todo o país e a análise de sensibilidade das variáveis determinísticas. Por fim, apresenta-se o resultado total obtido para o país. No Capítulo 5 são expostas as conclusões acerca dos resultados obtidos além das propostas para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 RESOLUÇÕES NORMATIVAS N° 482 E N° 687

Por meio da RN 482 (ANEEL,2012), foi criada a possibilidade de se conectar um sistema de geração distribuída à rede e regulamentada a troca de energia entre o consumidor e a distribuidora. Determinou-se que, para cada Wh de energia ativa inserido pelo usuário, seria concedido um crédito, que pode ser utilizado em um prazo de 36 meses. Os créditos obtidos podem ser empregados no mês em que a energia consumida pela Unidade Consumidora (UC) for maior que a gerada pelo SFV. Dessa forma, o usuário é cobrado pela diferença entre a energia consumida e a injetada. Caso se gere mais energia que se consumiu no mês, os créditos acumulam (ANEEL, 2012).

O valor cobrado, contudo, não pode ser nulo. Para consumidores do grupo B, é cobrado no mínimo o custo de disponibilidade no mês em que a diferença entre a energia consumida pela Unidade Consumidora (UC) e a gerada pelo SFV for menor que um valor mínimo. Esse valor é de 30 kWh para sistemas com conexão monofásica, 50 kWh para bifásica e 100 kWh para trifásica. No caso de consumidores do grupo A, paga-se no mínimo a demanda contratada (ANEEL, 2012).

A Tab. (2.1) apresenta um exemplo de fatura do tipo B para um SFV com conexão trifásica, com tarifa de 0,51 R\$/kWh e sem impostos. Como se observa na fatura exemplificada, os créditos acumulados de meses anteriores não são utilizados para compensar o custo de disponibilidade (ANEEL, 2016a).

O Sistema de Compensação de Energia inicialmente foi aplicado para sistemas com micro GD e mini GD que utilizassem fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, permitindo que os créditos gerados em determinada UC sejam utilizados em outra UC sob a mesma titularidade. Além disso, a RN definiu que a ANEEL a revisaria em até cinco anos após sua publicação (ANEEL, 2012).

Posteriormente, a ANEEL promulgou a RN n° 687, que modificou alguns pontos-chave da RN n° 482. O prazo em que o crédito pode ser consumido passou de 36 meses para 60 meses. A potência limite dos sistemas também foi alterada, sendo que sistemas de até 75 kW passaram a ser considerados microgeração distribuída. Sistemas de 75 kW a 3 MW para fontes hídricas

e sistemas de 75 kW a 5 MW para demais fontes foram definidos como minigeração distribuída (ANEEL, 2015).

Tabela 2.1 - Exemplo de fatura com GD. Fonte: ANEEL, (2016a), adaptado.

Mês	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)	Crédito acumulado (kWh)	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Diferença (R\$)
Jan.	330	353	23	168,30	51,00	117,30
Fev.	360	360	23	183,60	51,00	132,60
Mar.	460	335	0	234,60	52,02	182,58
Abr.	440	357	0	224,40	51,00	173,40
Mai.	450	333	0	229,50	59,67	169,83
Jun.	390	308	0	198,90	51,00	147,90
Jul.	350	360	10	178,50	51,00	127,50
Ago.	476	370	4	242,76	51,00	193,80
Set.	484	380	0	246,84	51,00	183,60
Out.	480	378	0	244,80	52,02	192,78
Nov.	430	338	0	219,30	51,00	168,30
Dez.	390	332	0	198,90	51,00	147,90
Total	5100	4204	-	2.560,20	622,71	1.937,49

As modalidades de geração compartilhada, empreendimento de múltiplas unidades consumidoras também foram acrescentadas a partir desta resolução. A geração compartilhada consiste na reunião de consumidores por meio de consórcio ou cooperativa que possua UC com GD em local diferente das UCs em que será compensada a energia excedente. No caso do autoconsumo remoto, um consumidor que possua UC com SFV também pode compensar parte de seus créditos em outras UCs sobre sua titularidade, mesmo que essas não tenham SFVs. Por fim, o empreendimento com múltiplas unidades consumidora consiste na utilização de frações da energia gerada em uma UC de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento em outras UCs na mesma propriedade (ANEEL, 2015).

Na RN nº 687 ficou definido que uma nova revisão seria efetuada até 31 de dezembro de 2019, retificando o prazo de cinco anos (ANEEL, 2015). O quadro 2.1 resume do ponto de vista de sistemas solares fotovoltaicos as mudanças alcançadas pelas duas resoluções.

Quadro 2.1 – Evolução normativa

Antes da RN n° 482	A partir da RN n° 482	A partir da RN n° 687
<p>Apenas era viável a utilização de sistemas isolados (<i>off grid</i>);</p> <p>Praticamente não existiam sistemas que utilizassem energia solar fotovoltaica no Brasil.</p>	<p>O usuário pôde utilizar um sistema conectado à rede (<i>on grid</i>) em que a energia injetada na rede seria utilizada posteriormente para abater seu consumo;</p> <p>O crédito poderia ser utilizado em até 36 meses consecutivos;</p> <p>Permitiu-se sistemas de até 1 MW;</p> <p>Determinou-se a revisão da norma em cinco anos.</p>	<p>Definiu-se a geração compartilhada e empreendimento de múltiplas UCs;</p> <p>O prazo de utilização do crédito aumentou para 60 meses;</p> <p>Permitiu-se sistemas de até 3 MW para fontes hídricas ou de até 5 MW para demais fontes;</p> <p>Alterou-se o prazo de revisão da RN n° 482 para 31 de dezembro de 2019.</p>

2.2 ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

Conforme previsto na RN n° 687, em 2018 teve início a revisão para o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e mini GD, por meio da AIR. A primeira etapa deste processo foi a Consulta Pública (CP) n° 10 de 2018, que teve a finalidade de obter subsídios para a revisão da norma. Junto à abertura da CP foi publicada a NT n° 62 (ANEEL, 2018a), na qual se apresentou a diferença entre as projeções de potência e de quantidade de sistemas instalados previstas pela ANEEL com a verificada nos anos seguintes, mostrando que a potência instalada superou consideravelmente a esperada, ainda que o número de sistemas instalados tenha sido abaixo do previsto. A Fig. (2.1) apresenta a evolução da potência instalada de micro e mini GD.

A NT n°62 também introduziu sugestões para a alteração do valor associado ao crédito no sistema de compensação de energia. Foram definidas 6 alternativas a partir das componentes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE) (ANEEL, 2016b). Estabeleceu-se o objetivo de avaliar qual delas resulta em maior equilíbrio considerando a situação atual do mercado e sua previsão de crescimento (ANEEL, 2018a). As alternativas definidas foram as seguintes:

- Alternativa 0: tarifa integral;
- Alternativa 1: tarifa integral, com exceção da TUSD Fio B;
- Alternativa 2: tarifa integral, com exceção da TUSD Fio B e Fio A;
- Alternativa 3: TE e componente de perdas da TUSD;

- Alternativa 4: TE;
- Alternativa 5: TE energia;

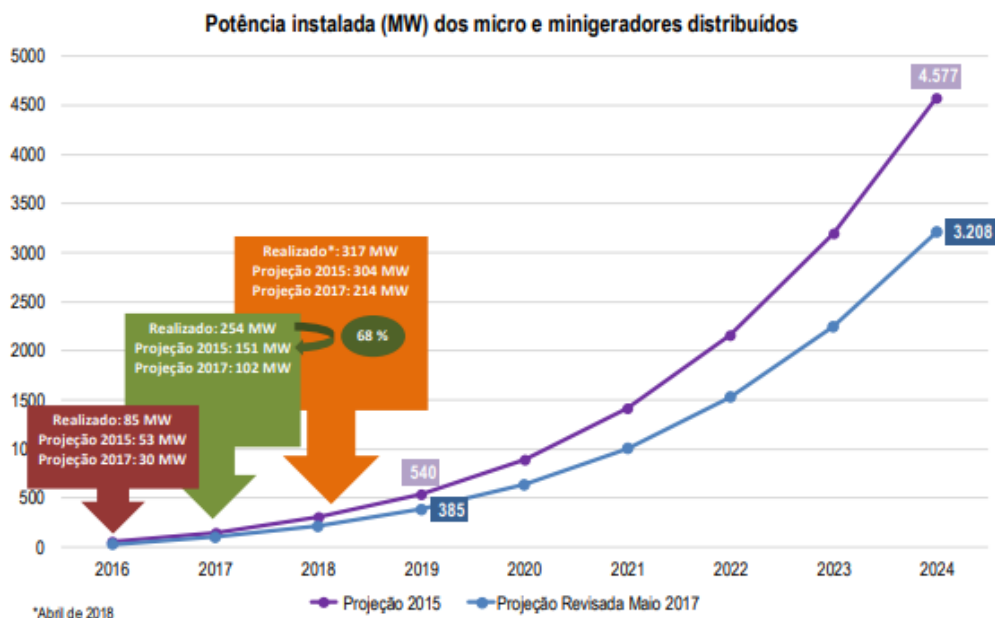


Figura 2.1 - Evolução da potência instalada de micro e mini GD. Fonte: (ANEEL, 2018a)

Como cada alternativa valora a energia injetada por uma parcela menor da tarifa, a viabilidade econômica de investimentos em GD é reduzida quanto maior o índice da alternativa adotada, o que resultaria numa menor adoção dos sistemas. Contudo, ao valorar a energia injetada por menor parcela da tarifa se reduz também o custo arcado pelas distribuidoras e pelos demais usuários da rede. Assim, por meio da AIR se pretende avaliar os custos e benefícios associados a cada alternativa, valorando os efeitos de diferentes níveis de adoção de novos sistemas.

Para a determinação da alternativa a ser escolhida, se propôs a metodologia apresentada no fluxograma da Fig. (2.2). Inicialmente, determina-se o impacto ao investimento do consumidor que instala GD. Em seguida, gera-se a projeção da quantidade de GD que entrará no sistema com base no impacto no investimento. Por fim, determinam-se os impactos econômicos ao setor elétrico em VPL.

Além das mencionadas alternativas, a NT também sugeriu a diferenciação entre os sistemas em que a compensação de energia ocorre no mesmo local da geração e os sistemas em que a geração ocorre em local distinto do uso dos créditos. As denominações utilizadas foram, respectivamente, sistemas locais e sistemas remotos (ANEEL, 2018a).

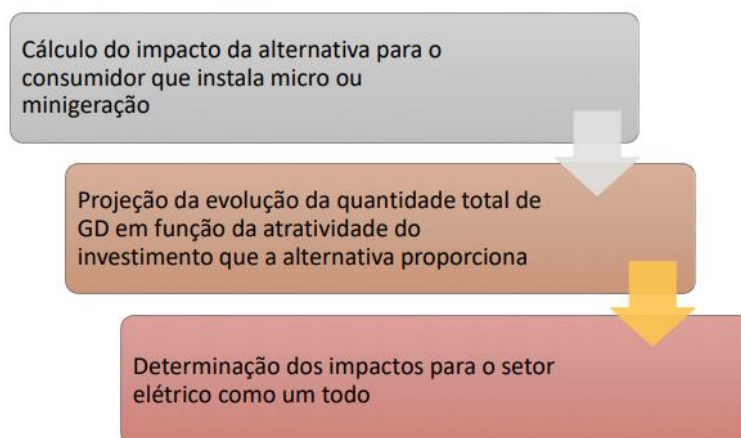


Figura 2.2 - Metodologia para a avaliação do impacto do setor elétrico. Fonte: (ANEEL, 2018a)

O processo da AIR seguiu com a abertura da Audiência Pública (AP) n° 1 de 2019. Junto à abertura foi lançada a NT n° 108 de 2018 em que se apresentou uma proposta inicial subsidiada pelas contribuições da CP (ANEEL, 2018b). O relatório discriminou os custos e benefícios da GD ao setor elétrico. O custo considerado foi redução de mercado das distribuidoras. A energia evitada, a redução nas perdas de transmissão e distribuição e a redução na capacidade em potência foram consideradas como benefícios. A redução de CO_2 e a geração de empregos também foram quantificadas, mas não monetizadas, sendo consideradas externalidades positivas da instalação dos sistemas. A Fig. (2.3) apresenta o método utilizado para a estimação dos impactos.

Utilizando o modelo descrito no documento sugeriu-se a aplicação da Alternativa 1 quando se alcança-se o patamar de potência previsto para 2025 para sistemas locais. Para sistemas remotos, foi proposta a aplicação da alternativa 1 em quando se atingisse o patamar previsto para 2022 e 3 em para o patamar previsto para 2025, tendo em vista que a aplicação da alternativa 3 imediatamente levaria a uma redução considerável na taxa de adoção dos sistemas. Essas escolhas se basearam em cenários em que se tinha o mínimo de redistribuição dos custos para o setor, segundo a metodologia calculada, e ao mesmo não se inviabilizava o mercado de GD (ANEEL, 2018b).

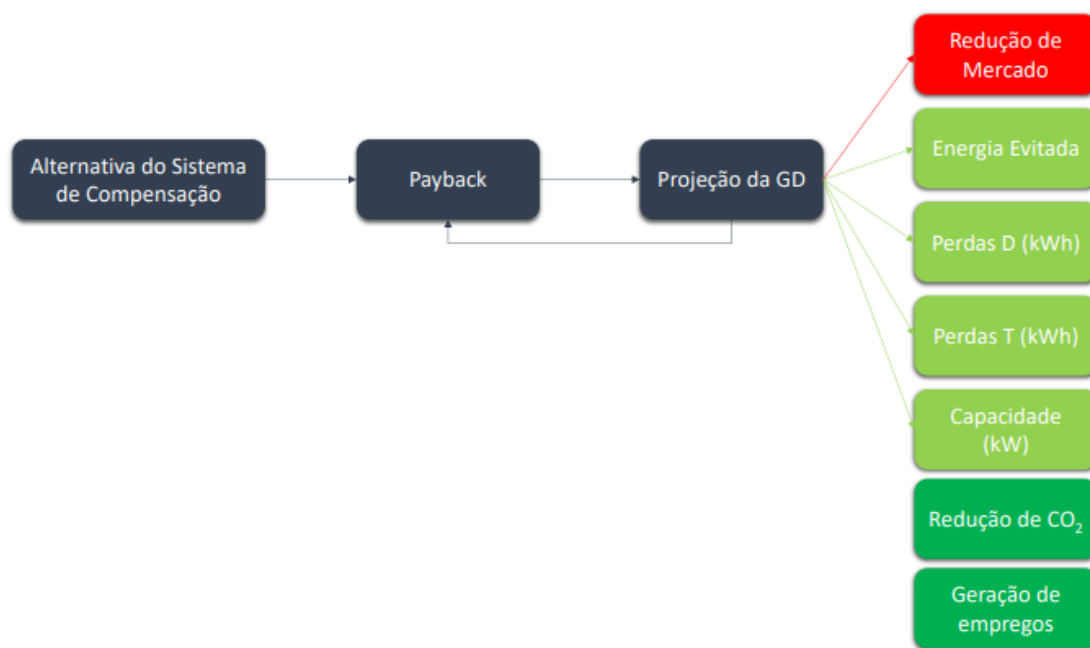


Figura 2.3 - Fluxograma da metodologia da ANEEL. Fonte: (ANEEL, 2018b)

Apesar de modelar tipos de SFVs, a ANEEL utilizou também os dados dos outros tipos de geradores em suas projeções para prever o crescimento de toda GD. Além disso, os dados utilizados para modelar o sistema típico da GD local e GD remota não foram obtidos de acordo com as modalidades em que se enquadram (geração local, autoconsumo remoto, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada). Para os sistemas locais, considerou-se os dados de toda micro GD. Em relação à GD remota foram considerados os dados da mini GD em que pelo menos dois usuários se beneficiassem dos créditos.

Em continuidade ao processo de revisão, publicou-se uma nova versão da AIR, com consideração das contribuições da Audiência Pública nº 01/2019 e foi aberta CP nº 25/2019. Também se publicou o relatório de AIR nº 003/2019. A partir de uma avaliação conceitual sob a perspectiva tarifária, chegou-se à conclusão de que a Alternativa 5 deveria ser aplicada no longo prazo, por se entender que essa alternativa minimiza a transferência de custos para os demais usuários e permite o crescimento sustentável da GD no país. A mudança da regra ocorreria por distribuidora, quando se instalasse a proporção da projeção de potência referente ao tamanho de seu mercado consumidor (ANEEL, 2019b).

A NT também acrescentou na avaliação uma análise de risco, variando o valor utilizado para algumas variáveis em distribuições aleatórias determinadas com base em valores obtidos nas

contribuições. A partir do resultado obtido, propôs-se para a GD local a aplicação da alternativa 2 assim que o novo regulamento fosse aprovado e a alternativa 5 quando fossem instalados mais 4,7 GW na GD local. Com relação à GD remota, propôs-se a aplicação da alternativa 5 a partir da aprovação do novo regulamento (ANEEL, 2019b).

2.3 PROJEÇÃO

Para a avaliação dos impactos da inserção dos sistemas se faz necessário prever a quantidade de adotantes da tecnologia. O modelo de difusão proposto por Bass (1969) foi utilizado com esse propósito em diversos trabalhos (Guidolin & Mortarino, 2010; Kouzen, 2014; Radomes & Arango 2015; ANEEL, 2018b; ANEEL, 2019b). Tal modelo, dado pela Eq. (2.1), descreve a difusão de um produto ao longo do tempo. A solução dessa equação tem o formato de sigmoide (Fig. 2.4), representando um crescimento nas vendas que começa lento com a inserção do produto no mercado e se acelera até o seu limite à medida que mais usuários o adquirem. Com a saturação de seu mercado potencial, esse crescimento diminui até se tornar praticamente nulo.

$$\frac{dN(t)}{dt} = \left(p + \frac{q}{M} N(t) \right) (M - N(t)) \quad (2.1)$$

Em que, em (2.1), $N(t)$ é o número acumulado de adotantes no ano t , M é o mercado potencial de adotantes, p e q são, respectivamente, o coeficiente de inovação e coeficiente de imitação.

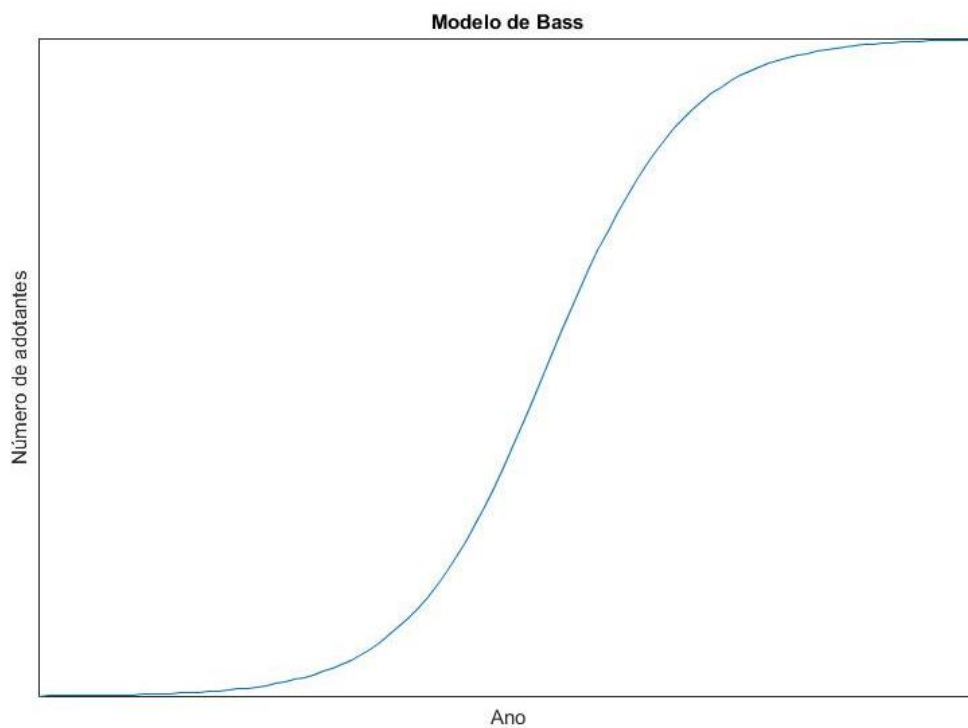


Figura 2.4 - Curva do modelo de Bass

A Equação (2.2) (Bass, 1969) apresenta o análogo discreto à Eq. (2.1). Sendo uma equação linear para $N(t - 1)$ constante, pode-se aplicar o método dos mínimos quadrados para se obter p , q e M a partir dos valores históricos de $N(t)$.

$$N(t) - N(t - 1) = \Delta N(t) = pM + (q - p)N(t - 1) - \frac{q}{M}(N(t - 1))^2 \quad (2.2)$$

3 METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nesse capítulo são apresentadas as etapas da metodologia empregada para quantificar o impacto econômico do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Apresenta-se o fluxograma geral da metodologia. Em seguida, apresenta-se as categorias empregadas para dividir os sistemas e os critérios para a seleção das distribuidoras a se analisar. Exibe-se a formulação utilizada para se obter as projeções e calcular o impacto econômico a partir delas. Posteriormente, se apresenta as variáveis estocásticas modeladas no método de Monte Carlo. Por fim, são apresentados os intervalos de variação empregados na análise de sensibilidade do método.

3.2 RESUMO DA METODOLOGIA

A Fig. 3.1 apresenta o fluxograma da metodologia. A metodologia consiste em três partes principais: a projeção da potência instalada ao longo dos anos em análise, a aplicação da metodologia de Monte Carlo para o cálculo do impacto econômico da GD e a análise de sensibilidade do VPL para as variáveis mais sensíveis da metodologia.

Inicialmente, definem-se categorias de GD que representem determinada parcela dos SFVs instalados. A potência dos sistemas é utilizada para isso, os diferenciando nas categorias micro e mini GD. Em seguida, para cada categoria selecionam-se as distribuidoras que possuam uma quantidade mínima de sistemas instalados. A maior parte dos sistemas devem se concentrar nessas distribuidoras e se espera que o avanço da GD se concentre nelas. Selecionam-se então três cenários para a projeção com diferentes níveis finais de penetração de GD. Esses cenários são escolhidos de forma que se espera que a instalação entre o cenário mais otimista e o mais pessimista em relação ao crescimento da GD. Também se assume um mercado potencial para cada categoria e cada distribuidora, com base no número de consumidores de baixa tensão no caso da micro GD e com base no número de consumidores de alta tensão para a mini GD.

A partir das premissas adotadas, pode-se calcular a energia gerada por um SFV a depender da distribuidora em que se instale. Utiliza-se a potência média dos sistemas para definir o

sistema típico de cada categoria, de forma que a energia produzida varia a depender da região em que se instala o sistema, ou seja, da distribuidora.

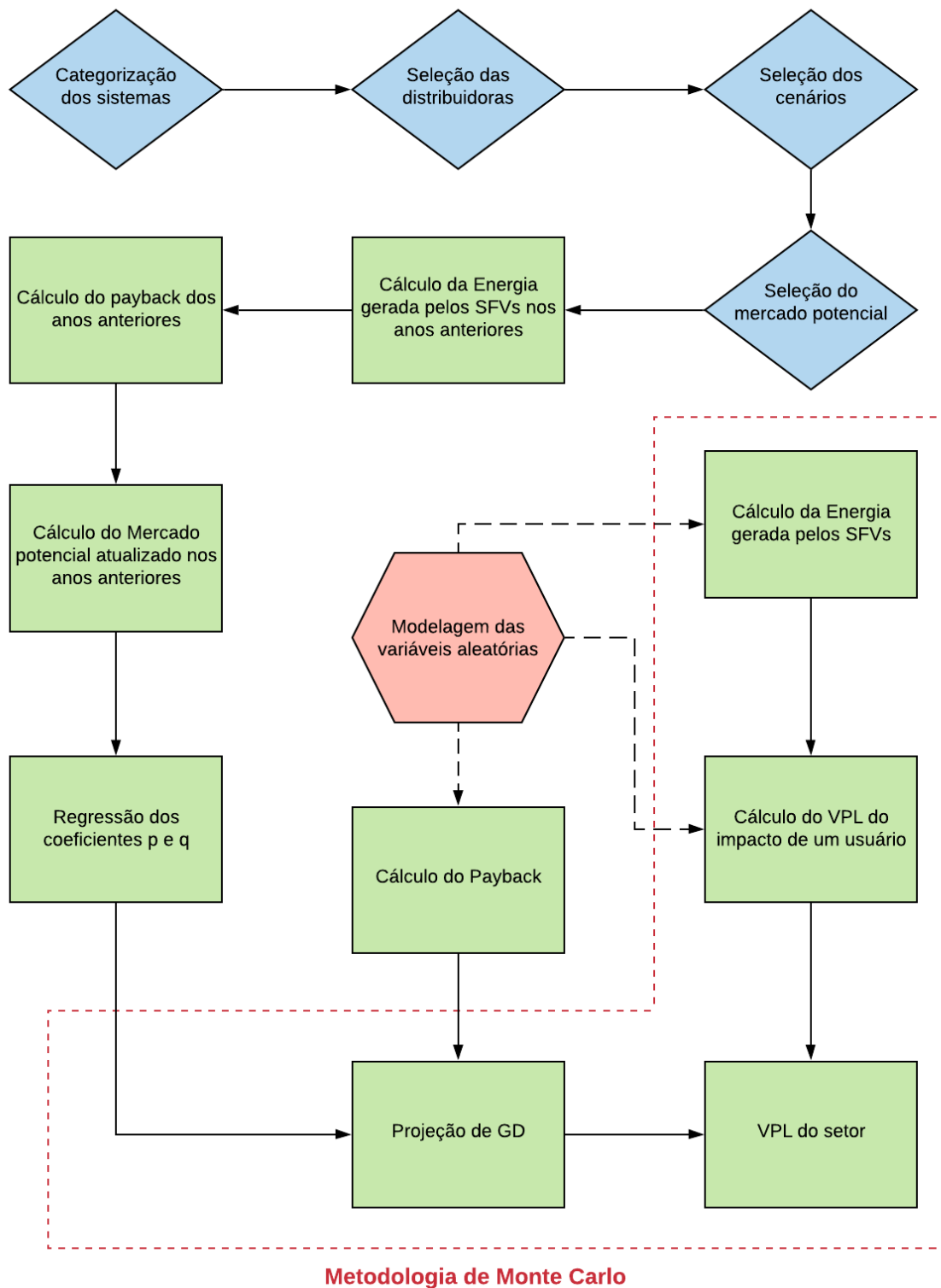


Figura 3.1 – Fluxograma da metodologia

A energia gerada é utilizada para o cálculo do *payback* nos anos anteriores, obtido por meio do fluxo de caixa do consumidor. Em conjunto com o mercado potencial inicial, o *payback* é empregado para o cálculo do mercado potencial atualizado em cada ano. A partir disso, se pode obter os coeficientes p e q para cada distribuidora, que determinam a curva de projeção em cada cenário. Assim, se pode realizar uma projeção da GD para cada distribuidora selecionada. Somando as projeções das distribuidoras se obtém uma projeção nacional da potência instalada no país em cada cenário.

Em seguida, modela-se o preço dos sistemas, a tarifa das distribuidoras e a média de potência dos sistemas instalados como variáveis aleatórias. Essas variáveis são escolhidas tendo em vista a possibilidade de as modelar a partir de seu histórico. Então se aplica a metodologia de Monte Carlo para se obter a distribuição de probabilidade do VPL do setor. O VPL do setor é obtido a partir do produto da projeção de cada modalidade de GD em cada distribuidora pelo VPL de cada usuário, sendo essas saídas intermediárias da metodologia.

Ademais, realiza-se uma análise de sensibilidade do VPL para variáveis selecionadas do modelo. Para isso, se considera um intervalo provável para cada variável. Dessa forma, se obtém a influência das variáveis estudadas que não foram modeladas como variáveis estocásticas no resultado.

3.3 CATEGORIZAÇÃO DOS SISTEMAS

Inicialmente se deve definir as características dos sistemas em estudo. Dividiram-se os sistemas em micro e mini GD, conforme a RN n° 687 (ANEEL, 2015). A categoria micro GD também foi utilizada pela ANEEL (2018b) para selecionar os dados da GD local. Para um sistema ser classificado como autoconsumo remoto, basta que parte da compensação dos créditos ocorra em local diferente da geração, mesmo que parte da compensação ocorra localmente. Ademais, o custo de disponibilidade torna menos atrativa a instalação de um SFV pequeno, incentivando o autoconsumo remoto. Assim, adota-se a hipótese de que os sistemas de micro GD com autoconsumo remoto consomem parte da energia produzida no mesmo local de geração e parte em outra UC.

No caso da mini GD, a ANEEL (2018b) acabou desprezando uma parcela de sistemas locais ao utilizar apenas dados de mini GD com mais de um beneficiário de créditos. Isso foi feito para caracterizar sistemas com a característica de grandes geradores remotos. Para representar

todos SFVs, utilizou-se toda categoria de mini GD, considerando que a geração ocorre principalmente de forma remota. Na Fig. (3.2) é representado em Diagrama de Venn a diferenciação entre as categorias adotadas pela ANEEL (2018b) com a classificação em micro e mini GD. O círculo roxo representa a micro GD, que foi caracterizada pela análise da ANEEL como GD local. O círculo verde, por sua vez, representa a mini GD. O círculo verde escuro representa os sistemas com mais de um beneficiário, caracterizado pela ANEEL como GD remota.

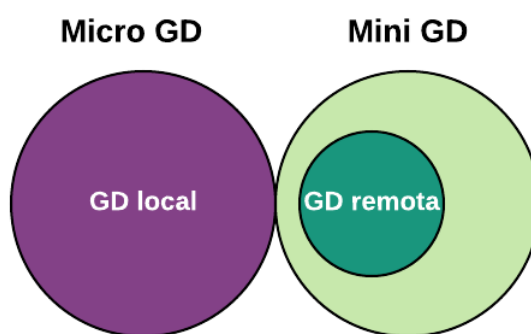


Figura 3.2 - Categorias de GD utilizadas pela ANEEL (2018b) e pela metodologia adotada

3.4 ESCOLHA DAS DISTRIBUIDORAS

Os dados referentes ao número de sistemas de cada distribuidora são obtidos no Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD), que pode ser acessado no *site* da ANEEL. Este sistema é atualizado à medida que as distribuidoras enviam suas informações para a Aneel. Neste estudo, optou-se por utilizar dados de até junho de 2019. Além disso, diferentemente da metodologia adotada pela ANEEL (2018b), exclui-se as demais fontes de GD, utilizando-se apenas os dados referentes a SFV. Essa seleção se faz necessária uma vez que as características em estudo se restringem à essa categoria.

Para selecionar as distribuidoras em análise, se deve considerar a representatividade da distribuidora no total de SFVs instalados para cada categoria. As distribuidoras sem sistemas instalados ou com poucos sistemas não entram na análise, pois se pode obter resultados fora da realidade ao se projetar o número de adotantes utilizando tal histórico com o Método de Bass. Isso se deve ao fato de que as equações do modelo levariam a atingir o mercado potencial atualizado, mesmo se esse mercado fosse consideravelmente maior do que o número de sistemas atualmente instalados. Dessa forma, se define um critério de potência instalada para selecionar as distribuidoras para a análise.

3.5 ENERGIA GERADA POR CADA SFV

Uma vez determinadas as categorias de sistema, pode-se determinar a energia gerada pelas mesmas a cada ano pela Eq. (3.1), conforme ANEEL (2018b). Para levar em consideração os anos bissextos, utilizou-se a média de dias por ano a cada 4 anos.

$$E_g(t) = 365,25 \cdot Irrad \cdot P \cdot \eta \cdot (1 - \tau)^t \quad (3.1)$$

Em que, em (3.1), $E_g(t)$ é a energia gerada no ano t (em kWh); P é a potência média dos SFV (em kWp); $Irrad$ é a irradiação média anual da região (em kWh/m².dia); η é o rendimento médio global do sistema (*performance ratio*); τ é a taxa de degradação anual do sistema (em %); e t é o tempo (em anos).

3.6 PROJEÇÃO

3.6.1 Mercado potencial

Calcula-se o mercado potencial de cada distribuidora para a micro GD proporcionalizando o mercado potencial adotado pela ANEEL (2019b) para a GD local (6.550.000 unidades) pelo número de usuários de BT de cada distribuidora que foi obtido no Sistema de Apoio à Decisão (SAD), acessível no *site* da ANEEL. Exclui-se desses usuários os classificados como baixa renda, por se entender que é improvável que eles adotem o sistema. Para a mini GD, por sua vez, utiliza-se o mercado de alta tensão de cada distribuidora como estimativa do mercado potencial.

A estimativa do mercado potencial utilizando apenas os dados históricos do número de adotantes pode levar a valores incoerentes com a realidade. Em função disso, Kouzen (2014) utiliza dados de número de unidades consumidoras, consumo e renda para determinar os potenciais adotantes do sistema. Além disso, para determinar a parcela desses potenciais adotantes que efetivamente irão adotar a tecnologia, considera-se um perfil de intenção de investimento a partir do *payback* simples, conforme a Eq. (3.2).

$$f_{mm} = e^{-s \cdot T_{PB}} \quad (3.2)$$

Em que, em (3.2), f_{mm} é a fração máxima do mercado potencial; s é a sensibilidade ao *payback*; e T_{PB} é o tempo de retorno (*payback*) (em anos).

Para tornar as projeções mais próximas da realidade adotam-se três cenários: pessimista, realista e otimista. Com esses cenários, pretende-se que haja grande possibilidade de que a adoção de sistemas esteja entre os cenários pessimista e otimista, estando mais próxima do cenário realista. Dessa forma, a avaliação abarca diferentes possibilidades em relação à velocidade da adoção dos sistemas e mercado final adotante. Os cenários se diferenciam pela sensibilidade ao *payback* adotada, sendo o cenário pessimista o que leva a uma menor adoção de sistemas, o cenário realista o que leva a uma adoção intermediária entre os outros dois cenários e o cenário otimista o que leva à maior adoção de sistemas.

3.6.2 Cálculo do *payback*

Utiliza-se a fração do mercado máximo, descrita pela Eq. (3.2) para calcular qual fração do mercado efetivamente adotará o sistema. Para isso, é necessário o cálculo do *payback* dos anos anteriores. O *payback* do investidor em GD é obtido calculando-se o fluxo de caixa do usuário que instala o sistema. Para isso, necessita-se determinar os custos e benefícios do SFV para o usuário. Utiliza-se as mesmas equações adotadas na AIR (ANEEL, 2019b). A metodologia adotada, bem como a discriminação dos custos e benefícios calculados é apresentada na Fig. (3.3).

Considera-se como benefícios o valor economizado pela energia gerada no pagamento das parcelas da tarifa, impostos e eventuais bandeiras tarifárias (Equações 3.3 a 3.5). A Eq. (3.3) apresenta o cálculo da economia com a compensação das parcelas da tarifa na fatura. Essa é a parcela que se propõe alterar no processo de revisão da norma para uma das alternativas (ANEEL, 2019b).

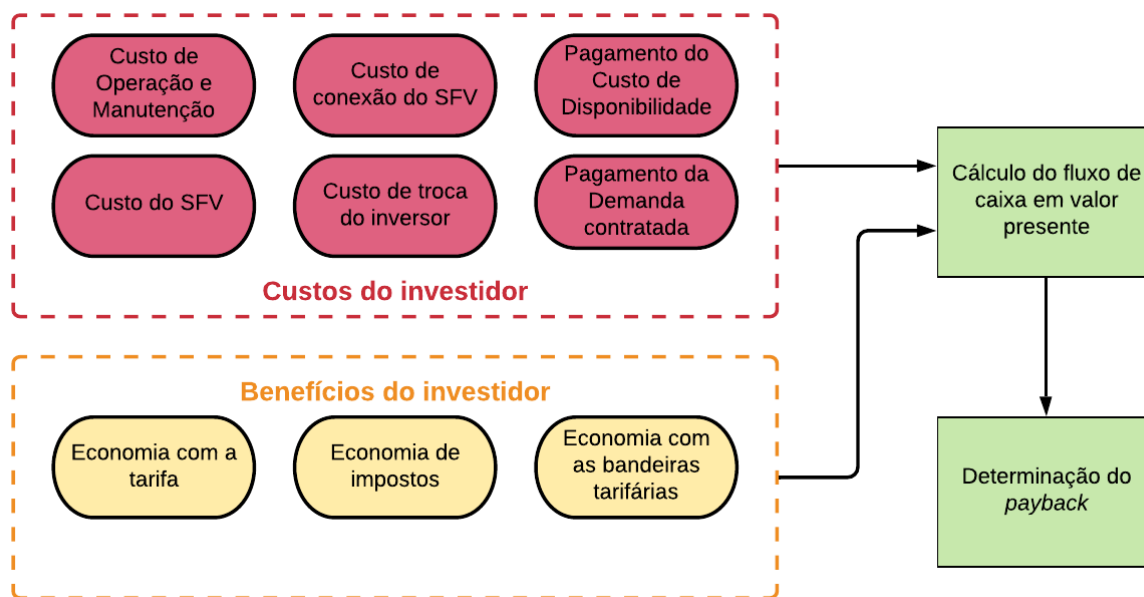


Figura 3.3 - Metodologia de cálculo do *payback*

$$Ec_E(t) = Tarifa(t) \cdot E_g(t) \quad (3.3)$$

Em que, em (3.3), $Ec_E(t)$ é a economia com a energia gerada no ano t (em reais); e $Tarifa(t)$ é a tarifa de energia elétrica no ano t (em R\$/kWh).

A Eq. (3.4) apresenta a economia do usuário com isenção de impostos na parcela compensada da energia injetada.

$$Ec_{imp}(t) = \left(\frac{1}{1-ICMS-PISCOFINS} - 1 \right) \cdot Ec_E(t) \quad (3.4)$$

Em que $Ec_{imp}(t)$ é a economia com impostos na fatura de energia elétrica ano t (em reais); $ICMS$ é o ICMS² (em %); e $PISCOFINS$ representa os impostos PIS³ e COFINS⁴ (em %).

² ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços) é o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.

³ PIS (Programas de Integração Social) é o tributo destinado a promover a integração do empregado na vida e no desenvolvimento das empresas.

⁴ COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) é um tributo para o financiamento da Seguridade Social

A Eq. (3.5) apresenta a economia em cada ano com as eventuais bandeiras tarifárias aplicadas nele, que também são compensadas.

$$Ec_{band}(t) = Bandeira(t) \cdot E_g(t) \quad (3.5)$$

Em que, em (3.5), $Ec_{band}(t)$ é a economia com acréscimos de bandeira tarifária no ano t (em reais); e $Bandeira(t)$ é o acréscimo médio devido à bandeira tarifária no ano t (em R\$/kWh);

Como os créditos são contabilizados em energia, a energia injetada compensa o valor da tarifa e da bandeira. Assim, para calcular esse benefício, se faz necessário o histórico da tarifa de cada distribuidora que pode ser obtido no sistema Luz na Tarifa, acessível pelo site da ANEEL (2019a). Com relação ao valor do acréscimo de bandeira tarifária, tendo em vista que é um valor pouco representativo do total economizado pelo investidor, adota-se o valor médio igual a 10 R\$/MWh que tem sido adotado pela ANEEL (ANEEL, 2019b).

A economia com impostos (ICMS, PIS e Cofins) depende da lei estadual. Em consonância com a avaliação exposta pela ANEEL (2018b), utiliza-se a hipótese de que para todas as distribuidoras em análise o pagamento desses impostos para o usuário de GD é compensado. Assim, calcula-se as porcentagens de acordo com os impostos de cada área de concessão.

Em relação aos custos, considera-se os gastos dos sistemas (preço de obtenção do sistema no ano inicial, os custos de operação e manutenção anual, custo de troca do inversor, custo de conexão) e o eventual pagamento do custo de disponibilidade. No caso da mini GD, acrescentou-se o pagamento da demanda contratada.

As Equações (3.6) e (3.7) apresentam, respectivamente, o cálculo do custo de obtenção do sistema (C_{sist}) e o custo de troca do inversor no ano t ($Inv(t)$). O preço dos sistemas por kWp instalados dependem da potência dos sistemas. Esses preços foram obtidos na pesquisa da Greener (2019). Na pesquisa, se indica que o inversor representa em torno de 15% do valor dos sistemas. Além disso, para os valores mais próximos da potência do sistema padrão que representa a micro e mini GD os preços dos SFVs em 2019 são, respectivamente, 4,41 R\$/kWp e 3,27 R\$/kWp.

$$C_{sist} = Valor_{sist} \cdot P \quad (3.6)$$

Em que, em (3.6), C_{sist} é o custo do SFV (em R\$); e $Valor_{sist}$ é o preço do SFV (em R\$/kWp)

$$Inv(t) = \begin{cases} C_{sist} \cdot \iota, & t = 13 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.7)$$

Em que, em (3.7), $Inv(t)$ é o custo com a troca de inversor no ano t (em R\$); e ι é a proporção do custo do inversor no custo do sistema (%).

As Equações (3.8) e (3.9) apresentam, respectivamente, o custo de operação e manutenção do SFV (C_{OeM}) e o custo de conexão desse (C_{conex}) (ANEEL, 2019b). O custo de operação e manutenção depende do tamanho do sistema, assim se considera um custo de 1% para a micro GD e 2% para a mini GD, de forma similar à consideração da ANEEL (2019b) para a GD local e remota. O custo de conexão também tem a mesma relação, de forma que foi apenas considerado para a mini GD, com um custo de 200 R\$/kW (ANEEL, 2019b).

$$C_{OeM} = C_{sist} \cdot o \quad (3.8)$$

Em que, em (3.8), C_{OeM} é o custo de operação e manutenção (em R\$); e o é a proporção do custo de operação e manutenção (em % do custo do sistema).

$$C_{conex} = Valor_{conex} \cdot P \quad (3.9)$$

Em que, em (3.9), C_{conex} é o custo de conexão do SFV (em R\$); e $Valor_{conex}$ é o valor da conexão do SFV (em R\$/kWp).

Conforme se depreende da Tab. (2.2), quando se gera energia de forma que a diferença entre o consumo e a geração seja pelo menos igual ao custo de disponibilidade, a energia gerada além desse limite será injetada, porém sem compensação, tendo em vista que o pagamento mínimo é o custo de disponibilidade. Dessa forma, nesses meses há para o investidor um custo associado a esse pagamento. A Eq. (3.10) apresenta o cálculo desse custo anual. O percentual dos meses em que a geração supera o consumo estimado é de 30%, com base nas estimativas da ANEEL (2018b).

$$C_{disp}(t) = 12 \cdot n \cdot Tarifa(t) \cdot E_{disp} \cdot v \quad (3.10)$$

Em que, em (3.10), n é o número de beneficiários do sistema de créditos; E_{disp} é a energia correspondente ao custo de disponibilidade (em kWh); e v é o percentual dos meses em que a geração supera o consumo (em %).

A Eq. (3.11) apresenta a demanda paga anualmente pelo usuário de mini GD. Assim como em ANEEL (2018b), se considera o valor do grupo A4. A demanda é um valor que é sempre arcado pelo investidor, mas que não tem efeito diferente a depender da quantidade de energia produzida.

$$D(t) = 12 \cdot P \cdot Demanda \quad (3.11)$$

Em que, em (3.11), *Demanda* é a TUSD do grupo A4.

Para o cálculo do fluxo de caixa anual, calcula-se a cada ano a diferença dos custos e benefícios (Eq. 3.11), trazendo para valor presente a partir do custo de capital do investidor (Eq. 3.10).

$$f_{cc}(t) = (1 + cc)^{t_1 - t} \quad (3.12)$$

Em que, em (3.12), $f_{cc}(t)$ é o fator de atualização do custo de capital (em %); cc é o custo de capital do investidor em geração distribuída; e t_1 é o ano em que se instala o sistema.

$$F_C(t) = \begin{cases} F_C(t-1) + (Ben(t) - Cus(t)) \cdot f_{cc}(t), & t > 0 \\ -C_{sist}, & t = 0 \end{cases} \quad (3.13)$$

Em que, em (3.13), $F_C(t)$ é o fluxo de caixa do investidor no ano t ; $F_C(t-1)$ é o Fluxo de caixa do investidor no ano $t-1$; $Ben(t)$ é o somatório dos benefícios das Equações (3.3) a (3.5) (em R\$); e $Cus(t)$ é o somatório dos custos das Equações (3.7) a (3.11).

O *payback* é definido como o tempo decorrido desde a compra do sistema até o fluxo de caixa ficar positivo. Dessa forma, ele pode ser calculado pela Eq. (3.14).

$$T_{PB} = t_0 - \frac{F_C(t_0-1)}{Ben(t_0)} \quad (3.14)$$

Em que, em (3.14), t_0 é o primeiro ano em que o fluxo de caixa é positivo.

Uma vez determinado o *payback*, o mercado potencial atualizado pode ser calculado realizando o produto da fração máxima do mercado (Eq. 3.2) com o mercado potencial a cada ano. Dessa forma, possibilita-se projetar o número de adotantes de GD.

3.6.3 Coeficientes de inovação e imitação

De posse do mercado potencial atualizado de cada distribuidora a cada ano e do histórico do número de adotantes, utiliza-se o método dos mínimos quadrados para se obter p e q , conforme Eq. (2.2). Como entrada do método utiliza-se dados históricos a partir de 2016, tendo em vista que a pesquisa da Greener (2019) só possui dados a partir desse ano. Além disso, com o objetivo de descrever melhor o desenvolvimento do mercado, se adota dados semestrais do número de entrantes.

O parâmetro p é variado de 10^{-5} a 0,01, com passos de 10^{-5} e o parâmetro q é variado de 10^{-3} a 2 com passos de 10^{-3} . Deve-se levar em conta que a projeção semestral apresenta

parâmetros distintos da anual, de forma que o intervalo verificado foi maior que o adotado em Kouzen (2014) ou ANEEL (2019b).

Além de se regredir os dados de cada distribuidora, também se regride os dados acumulados do Brasil a título de comparação, utilizando a média de payback das demais distribuidoras.

Com os fatores determinados, inicialmente é realizada uma projeção considerando que o payback mais recente é mantido constante. Para isso, ajusta-se a Eq. (2.2) para que se desconsidere os valores negativos, conforme a Eq. (3.15).

$$\Delta N(t) = \begin{cases} pM + (q - p)N(t - 1) - \frac{q}{M}(N(t - 1))^2, \Delta N(t) > 0 \\ 0, \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.15)$$

3.6.4 Projeção com mercado potencial atualizado

Com os fatores p e q de cada distribuidora, pode-se obter a projeção por meio do cálculo do *payback* futuro. Para realizar essa estimativa, considera-se uma redução anual do preço dos sistemas (Greener, 2019). Então, repete-se a metodologia descrita nas Equações (3.3) a (3.14). Uma vez determinado o *payback* a cada ano, por distribuidora, por meio da Eq. (3.15) é realizada a projeção. Os dados históricos de SFVs instalados até junho de 2019 são utilizados como pontos iniciais.

3.7 FLUXO DE CAIXA DO SETOR

O efeito econômico acumulado de todos SFVs instalados foi calculado pela ANEEL (2018b). Esse impacto pode ser calculado de forma individualizada, considerando um sistema instalado em cada distribuidora. A Fig. (3.3) apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do VPL.

Os benefícios ao setor elétrico oriundos da instalação de um SFV são: a energia injetada no sistema, as perdas de distribuição e transmissão evitadas e a redução na capacidade máxima do sistema. Além disso, pela forma que o Sistema de Compensação funciona, considera-se o pagamento do custo de disponibilidade e o pagamento de demanda como benefícios adicionais. A redução do mercado da distribuidora para a compensação dos créditos é considerada como o custo do Sistema de Compensação.

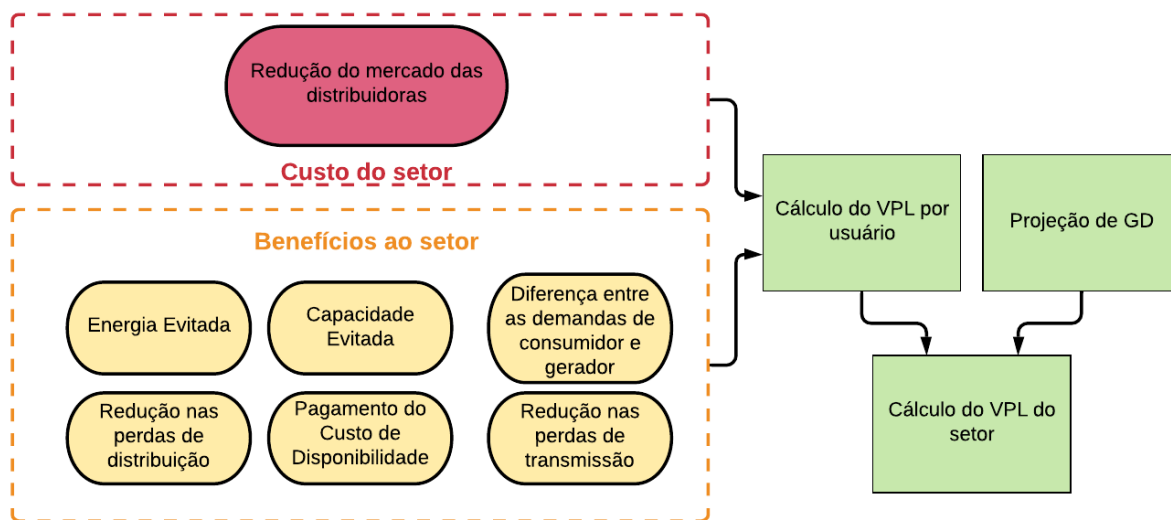


Figura 3.4 - Metodologia do cálculo do VPL

A Eq. (3.16) apresenta o cálculo do benefício referente à energia que é injetada na rede pelos SFVs. Para precificar essa energia que as distribuidoras deixam de comprar, utilizou-se o Custo Marginal de Expansão (CME) (ANEEL, 2019b). A ANEEL (2019b) estimou que a parcela de energia consumida de forma simultânea é de 45%.

$$E_{evi}(t) = E_g(t) \cdot Valor_E \cdot (1 - \xi) \quad (3.16)$$

Em que, em (3.16), $E_{evi}(t)$ é o valor da Energia evitada no ano t (em R\$); $Valor_E$ é o valor da energia (em R\$/MWh); e ξ é a taxa de simultaneidade entre a geração e o consumo (em %);

A GD tem a característica de geração de energia próxima à carga. Dessa forma, as perdas de distribuição e de transmissão são reduzidas, tendo em vista que estão associadas à distância entre a fonte da energia e o consumidor. Esse benefício é quantificado pelas equações (3.17) e (3.18) apresentam o cálculo, respectivamente, do valor da redução nas perdas de distribuição e da redução nas perdas de transmissão. Para se estimar o percentual de redução de perdas, usam-se as perdas regulatórias (ANEEL, 2019b).

$$Red_d(t) = E_{evi}(t) \cdot \left(\frac{1}{1 - P_d} - 1 \right) \quad (3.17)$$

Em que, em (3.17), $Red_d(t)$ é a redução nas perdas de distribuição no ano t (em R\$); P_d é o percentual regulatório de perdas técnicas de distribuição (em %).

$$Red_t(t) = E_{evi}(t) \cdot \left(\frac{1}{1 - P_t} - 1 \right) \quad (3.18)$$

Em que, em (3.18), $Red_d(t)$ é a redução nas perdas de transmissão no ano t (em R\$); e P_t é o percentual regulatório de perdas técnicas de transmissão (em %).

Em seguida, se quantifica a expansão evitada do sistema de transmissão. A Eq. (3.19) apresenta o cálculo desse benefício. Para monetizá-lo, utilizou-se o valor de 0,703 R\$/kW da análise da ANEEL (2019b).

$$Cap_{evi} = P \cdot Valor_p \quad (3.19)$$

Em que, em (3.19), Cap_{evi} é a expansão evitada do sistema de transmissão (em R\$); e $Valor_p$ é o valor da expansão evitada (em R\$/kW).

Como exposto no cálculo do *payback* o pagamento do custo de disponibilidade e da demanda são custos para o usuário. O valor pago acaba por ser um benefício ao setor. Dessa forma, esse benefício também foi quantificado conforme as Equações (3.10) e (3.11). Contudo, no caso da demanda, apenas se considera o valor da diferença entre a demanda de um consumidor e de um gerador como benefício, uma vez que parte do valor pode ser arcado pela distribuidora pelo investimento de conexão.

O custo associado ao sistema de compensação consiste no próprio valor da tarifa, tendo em vista que na Alternativa 0 a compensação ocorre por energia. Dessa forma, a Eq. (3.22) quantifica tal custo.

$$Red_{merc}(t) = E_g(t) \cdot Tarifa(t) \cdot (1 - \xi) \quad (3.22)$$

Em que, em (3.22), $Red_{merc}(t)$ é a redução do mercado das distribuidoras no ano t ;

Para trazer o fluxo de caixa para valor presente, utiliza-se o fator descrito pela Eq. (3.23).

$$f_a(t) = (1 + WACC)^{2020-t} \quad (3.23)$$

Em que, em (3.23), $f_a(t)$ é o fator de atualização do capital (em %); $WACC$ é o custo médio ponderado de capital (em %).

Por fim, calcula-se o fluxo de caixa de um sistema instalado em cada distribuidora, para cada ano de instalação. O cálculo do fluxo de caixa é discriminado pela Eq. (3.24). Em seguida, para o cálculo do VPL considerando cada ano de instalação, realiza-se o somatório do fluxo de caixa correspondente àquele sistema (Eq. 3.25).

$$F_S(\Delta t, a) = \begin{cases} F_S(\Delta t - 1, a) + (Ben_S(\Delta t + a) - Cus_S(\Delta t + a)) \cdot f_a(\Delta t + a), & \Delta t \geq 0 \\ 0, & \Delta t < 0 \text{ ou } \Delta t + a > 2035 \end{cases} \quad (3.24)$$

Em que, em (3.24), $F_S(\Delta t, a)$ é o fluxo de caixa do setor para um sistema instalado no ano a , decorridos Δt anos desde sua instalação (em R\$); $Ben_S(\Delta t + a)$ é o somatório dos benefícios do setor no ano $\Delta t + a$ (em R\$); e $Cus_S(\Delta t + a)$ é o somatório dos custos do setor no ano $\Delta t + a$ (em R\$);

$$VPL_0(a) = \sum_{i=0}^{2035-a} (F_S(i, a)) \quad (3.25)$$

Em que, em (3.25), $VPL_0(a)$ é o valor presente líquido do impacto econômico de um SFV instalado no ano a (em R\$).

Por fim, realiza-se o produto para cada distribuidora do número de usuários adotantes em cada ano com o VPL do setor associado àquele ano. O produto é somado para todos os anos de análise, conforme a Eq. (3.26), obtendo-se então o VPL do setor.

$$VPL = \sum_{i=2020}^{2035} (VPL_0(i) \cdot \Delta N(i)) \quad (3.26)$$

Em que, em (3.26), VPL é o valor presente líquido do setor (em R\$).

3.8 METODOLOGIA DE MONTE CARLO

A metodologia do cálculo do VPL descrita nas seções anteriores é determinística. Contudo, algumas de suas variáveis tem características aleatórias, de forma que pode não ser adequado representá-las apenas pelo seu valor médio. Para tornar a análise mais genérica, levanta-se o histórico do preço do sistema, da tarifa das distribuidoras e da potência média instalada. Essas variáveis são modeladas como variáveis estocásticas.

3.8.1 Preço do sistema

Greener (2019) apresenta o preço médio dos SFVs por potência e por semestre de junho de 2016 a junho de 2019. A partir desse histórico, pode-se modelar o preço dos sistemas ao longo dos anos. Como na análise de VPL se desconsidera a inflação, esse histórico precisa ser desinflacionado. Para isso, utiliza-se o índice IPCA histórico. Esses índices são apresentados na Tab. (3.1).

Tabela 3.1 - Histórico do índice oficial de inflação

Ano	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
IPCA	5,91%	6,50%	5,84%	5,91%	6,41%	10,67%	6,29%	2,95%	3,75%

Verifica-se então a média anual da redução nos preços. O preço futuro é modelado pela Eq. (3.26), considerando-se que seu valor se estabiliza em 50% do preço atual.

$$Valor_{sist}(t) = máx \left(\left(Valor_{sist}(0) + e_p(t) \right) \cdot (1 - \vartheta)^{t-2020} ; 0,5 \cdot Valor_{sist}(0) \right) \quad (3.27)$$

Em que, em $Valor_{sist}$ é o preço do SFV (em R\$/kWp); $e_p(t)$ é a variação aleatória do custo do SFV (em R\$/kWp); e ϑ é a taxa de redução média do preço (em %).

Assim, modela-se uma variação anual no custo do sistema como uma variável estocástica com distribuição normal. Essa variação é obtida a partir dos valores históricos.

3.8.2 Tarifa de cada distribuidora

Como se observa nas Equações (3.3) e (3.22), a compensação da tarifa é o principal benefício do usuário e, por outro lado, um custo aos demais integrantes do setor elétrico. Esse valor depende da tarifa de cada distribuidora, que varia ao longo dos anos. Dessa forma, variações na tarifa podem afetar consideravelmente a análise, tendo em vista que quanto maior é seu valor, maior o impacto de cada usuário e mais atrativo é o modelo.

Assim, obtém-se o histórico da tarifa de cada distribuidora para que se possa modelá-la como variável aleatória. O histórico é desinflacionado da mesma forma que é feito com o preço dos SFVs. Para cada distribuidora da análise a tarifa é modelada como uma distribuição normal, com média e desvio-padrão obtidos da própria distribuição.

3.8.3 Potência média instalada

A micro e mini GD são modeladas por um sistema padrão de potência igual à média das potências dos respectivos SFVs. Contudo, essa média também pode ser modelada como variável aleatória. A distribuição que modela a média amostral de uma variável aleatória é a t de Student. Contudo, quando há muitos graus de liberdades essa distribuição se aproxima de uma gaussiana. Dessa forma, a potência média também é modelada por meio da distribuição normal, a partir das médias e desvios-padrões amostrais.

3.9 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A metodologia empregada neste estudo depende de diversas variáveis. Algumas delas não foram modeladas estocasticamente, ou seja, com base em seus históricos. Em função disso, é realizada uma análise de sensibilidade univariada. Nessa análise, a grandeza em avaliação é variada considerando-se um intervalo pré-estabelecido, e as demais são tomadas como constantes, com exceção das variáveis aleatórias empregadas na metodologia de Monte Carlo, que também variam de acordo com sua distribuição aleatória. Assim, obtém-se o comportamento da média e o desvio padrão do VPL em função de cada variável considerada na análise de sensibilidade. As variáveis consideradas na análise de sensibilidade são:

- Mercado potencial da GD;
- Desempenho dos SFVs;
- Irradiação solar média;
- Percentual de simultaneidade;
- WACC;
- Valoração da Energia Evitada;
- Número de beneficiários por SFV;
- Percentual pago do custo de disponibilidade;
- Custo de disponibilidade;
- Diferença das demandas de gerador e consumidor;
- Redução nas perdas de distribuição e transmissão;
- Redução anual do preço do SFV;
- Custo capital do investimento em GD;
- Índice de degradação do sistema;
- Bandeira tarifária média;
- Preço mínimo do sistema fotovoltaico;
- Custo de operação e manutenção dos sistemas;
- Valoração da capacidade evitada; e
- Custo de troca do inversor.

Para avaliar as variáveis que possuem maior efeito no comportamento da distribuição do VPL, realiza-se uma seleção entre essas variáveis por meio de uma avaliação determinística. Assim, apenas as variáveis que levem a uma variação de pelo menos 10% no VPL são selecionadas para a análise de sensibilidade do método de Monte Carlo.

3.9.1 Mercado potencial da GD

A estimativa do mercado potencial da GD é um dos passos mais importantes do Método de Bass. Como se depreende de sua formulação (Eq. 3.15), essa variável influencia na velocidade

da projeção calculada, de forma que quanto maior seu valor, mais rápido é o crescimento projetado. Além disso, essa variável representa o valor final da curva (Fig. 2.4).

A ANEEL (2019b) considerou em suas projeções uma taxa de crescimento do mercado potencial de 2% ao ano. Contudo, ao se realizar o produto do mercado por uma exponencial, não se altera somente o valor final, mas também é acelerada a projeção obtida. Por isso, esse fator não foi utilizado no método apresentado. Neste estudo, considerou-se a possibilidade do mercado potencial ser maior ou menor que o adotado. Na análise de sensibilidade, varia-se o mercado potencial de 65% do valor empregado a 135%. O limite superior de 135% é equivalente ao crescimento acumulado de 2% ao longo 16 anos de análise adotado pela ANEEL (2019b). O limite inferior, por sua vez, foi definido de forma a tornar o intervalo simétrico ($100\% \pm 35\%$). Essa variação é realizada para a micro e mini GD.

3.9.2 Desempenho dos SFVs

A taxa de desempenho dos sistemas é utilizada para o cálculo de sua produtividade (Eq. 3.1). Dessa forma, ela influencia no *payback* do investidor e no VPL do sistema. Almeida (2012) indica que essa taxa varia entre 0,6 e 0,8. Dessa forma, esses foram os limites empregados na análise de sensibilidade.

Em relação ao desempenho dos sistemas, adotou-se os valores 0,75 e 0,8 respectivamente para a micro e mini GD, tendo como base os valores adotados pela ANEEL (2019b).

3.9.3 Irradiação solar média

O índice de irradiação solar diária é uma variável aleatória, assim como sua média anual. Contudo, a média anual tem desvio-padrão consideravelmente pequeno, por se tratar da distribuição da média de uma variável aleatória, descrito pela Eq. (3.28).

$$\sigma = \frac{\sigma_d}{\sqrt{365}} \quad (3.28)$$

Em que, em (3.28), σ é o desvio-padrão da irradiação solar média anual; e σ_d é o desvio-padrão da irradiação solar diária;

A partir de dados do SAM do NREL, modelou-se a irradiação média anual de Brasília (média igual a 5,72 kWh/m².dia e desvio padrão igual a 0,16 kWh/m².dia). Adotou-se, no entanto, para cada distribuidora, o valor utilizado pela ANEEL (2019b). Esse valor representa uma média específica para a área de concessão de cada distribuidora. Essa consideração é possível devido

ao fato de o desvio padrão ser pequeno. Para a análise de sensibilidade, no entanto, variou-se de 90% a 110% o valor da irradiação de cada distribuidora. Essa variação de 10% representa mais de 3 desvios padrões em relação à distribuição encontrada para Brasília, de forma que ela representa um intervalo extenso.

3.9.4 Simultaneidade

A ANEEL (2019b) optou por quantificar os impactos econômicos apenas da parte da energia que é injetada na rede, tendo em vista que a parcela que é consumida de forma simultânea à geração não é contabilizada nem utiliza a rede da distribuidora. Dessa forma, como se observa nas Eq (3.16) e (3.22), uma parte considerável dos impactos é influenciada por tal taxa. Dado que não se tem entendimento de como seria a média brasileira da simultaneidade, optou-se na análise de sensibilidade por se avaliar todo intervalo possível, ou seja, de 0% a 100%. Na metodologia de Monte Carlo, adota-se as hipóteses da ANEEL (2019b), de 45% para a micro GD e 0% para a mini GD.

3.9.5 WACC

O fluxo de caixa é trazido para valor presente utilizando-se o Custo Médio Ponderado de Capital (do inglês, *Weight Average Cost of Capital (WACC)*) (ANEEL, 2019b), tendo em vista que a taxa SELIC se encontra perto de seu mínimo histórico. Para a análise de sensibilidade adotou-se o mínimo e o máximo histórico do IPCA como taxa de desconto, com a finalidade de se observar o efeito dessa hipótese.

3.9.6 Valoração da Energia

Conforme ANEEL (2019b), valora-se a energia injetada pela GD a partir do Custo Marginal de Expansão⁵ (CME) do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2027. Seu valor é de 234 R\$/MWh.

Para a análise de sensibilidade, optou-se por utilizar os mesmos limites superior e inferior adotados pela ANEEL (2019b) para descrever a valoração da energia. Assim, varia-se a variável de 225 R\$/MWh a 270 R\$/MWh. Optou-se por não descrever tal variável como aleatória tendo

⁵ O Custo Marginal de Expansão é o custo do investimento necessário para atender uma unidade adicional de demanda.

em vista que o CME não é o único valor que poderia ser utilizado para valorar a energia que a distribuidora deixa de adquirir. Assim, ao se obter seu histórico e o modelar como variável aleatória, se desconsideraria a escolha outros valores. Por outro lado, o intervalo adotado pela ANEEL (2019b) envolve outros valores, como o mix de compra das distribuidoras, de forma que se preferiu utilizar a variável como determinística no Método de Monte Carlo e a sensibilizar por tal intervalo.

3.9.7 Número de beneficiários por SFV

Para a mini GD, considera-se que o sistema adotante tem características de sistema remoto, tendo em vista que se obteve uma média de 4 beneficiários por sistema da categoria, aproximadamente. Assim, no cálculo do custo de disponibilidade (Eq. 3.10) para o *payback* e VPL, utiliza-se esse valor. Para avaliar o efeito de sua variação, considera-se na análise de sensibilidade o aumento dele até o valor adotado pela ANEEL (2019b) para a GD remota, de 63 usuários.

3.9.8 Percentual pago do custo de disponibilidade

O percentual pago do custo de disponibilidade depende da produção de cada SFV ao longo dos meses do ano. Pela dificuldade de estimá-lo, adota-se o valor de 30% (ANEEL, 2018b). Contudo, assim como a simultaneidade, avalia-se todo intervalo possível de 0% a 100% na análise de sensibilidade.

3.9.9 Custo de disponibilidade

Os sistemas típicos considerados para a micro e mini GD são trifásicos, tendo assim o custo de disponibilidade de 100 kWh. Contudo, há sistemas monofásicos e bifásicos conectados. O valor médio pago por cada sistema, então, deve ser algo entre 30 kWh e 100 kWh. Contudo, para encontrá-lo seriam necessários estudos mais aprofundados. Dessa forma, na metodologia de Monte Carlo se manteve o custo de disponibilidade de um sistema trifásico. Porém, para a análise de sensibilidade seu valor é variado de 30 kWh a 100 kWh.

3.9.10 Diferença da demanda de gerador e consumidor

Parte-se da hipótese que o sistema típico de mini GD conectado tem características de gerador, ou seja, pode não ter uma carga instalada. Assim, assumindo-se o Sistema de Compensação de Energia nos moldes atuais, se pode considerar a diferença paga pela demanda

aplicada ao consumidor com GD aplicando-se a TUSD de carga e a demanda que pagaria se aplicada a TUSD de gerador como um benefício para o setor, tendo em vista que o valor da TUSD de carga é maior (ANEEL, 2018b).

Para a análise de Monte Carlo, adota-se o mesmo valor da ANEEL (2018b) de 913,17 R\$/MW. Entretanto, devido a existência de usuários com carga no grupo da mini GD, na análise de sensibilidade verifica-se o efeito da redução dessa diferença até 0.

3.9.11 Redução nas Perdas de Transmissão e Distribuição

As Eq. (3.17) e (3.18) representam um método para a estimativa do benefício oriundo da redução nas perdas de distribuição e transmissão. Conforme Denholm et al (2014), esse benefício pode ser consideravelmente maior se os picos da curva de carga do sistema coincidirem com a curva de produtividade da GD. O valor estimado para as perdas regulatórias foi de 5% para a transmissão e 7,44% para a distribuição.

No caso da mini GD, desconsiderou-se o efeito da redução das perdas de distribuição, por se considerar que o sistema tem características de um sistema remoto. Para avaliar o efeito no VPL dessa consideração, na análise de sensibilidade, varia-se o valor dessa redução de 0% até os 7,44% considerados para a micro GD. Com relação aos outros percentuais de perdas (transmissão e distribuição para a micro GD e transmissão para a mini GD), leva-se em consideração a possibilidade de flutuação nos valores estimados, variando-se de 50% a 150% do valor adotado.

3.9.12 Redução anual do preço do SFV

Por meio da observação da redução semestral dos preços de SFVs (Greener, 2019), adotou-se a média de 8,03% de redução do preço por semestre para a micro GD, e 7,79% para a mini GD. Tais valores representam a redução média nos últimos 4 semestres. Para avaliar a variação ocasionada no VPL, na análise de sensibilidade, adotou-se o intervalo de 3% de redução ao ano para o limite inferior, mesmo valor utilizado pela ANEEL (2019b). Para o limite superior do intervalo se adotou o valor de 33,1% ao ano, tendo em vista representar o semestre com queda mais acentuada no preço dos sistemas com base na pesquisa da Greener (2019).

3.9.13 Custo capital do investimento em GD

A ANEEL (2019b) trata essa variável como estocástica, considerando uma distribuição triangular centrada em 4% para a GD local e 8% para a GD remota. Neste estudo, adota-se os mesmos valores para a micro GD e mini GD, tendo em vista a equivalência do porte dos sistemas tratados. Contudo, optou-se por tratar essa grandeza de forma determinística, tendo em vista a falta de acesso a seu histórico por distribuidora.

Na análise de sensibilidade, utiliza-se os intervalos superior e inferior empregados pela ANEEL (2019b). Assim, para a micro GD varia-se de 2% a 7%, e para a mini GD de 6% a 12%.

3.9.14 Índice de degradação do sistema

A produtividade dos SFVs reduz ao longo dos anos pela própria exposição aos efeitos climáticos. JORDAN & KURTZ (2013) avaliam esse índice para aproximadamente 2000 sistemas, encontrando menos de 1% ao ano para a maior parte deles. Dessa forma, esse índice foi adotado para ambas categorias. Na análise de sensibilidade, varia-se seu valor de 0% a 1% de forma a se observar o efeito de um índice menor.

3.9.15 Bandeira tarifária média

A ANEEL (2019b) adotou para representar a bandeira tarifária média retornada ao investidor em GD um valor conservador de 10 R\$/MWh. Neste estudo, optou-se por utilizar o mesmo valor. Contudo, na análise de sensibilidade considera-se uma variação da condição sem benefício à média histórica da bandeira, de 27,50 R\$/MWh.

3.9.16 Preço mínimo do sistema fotovoltaico

O preço dos SFVs tem caído nos últimos anos (Greener, 2019). Entretanto, adota-se como hipótese que tal preço se estabiliza em 50% de seu valor atual (Eq. 3.27). Para avaliar o efeito dessa hipótese, considera-se na análise de sensibilidade uma variação desse percentual de 25% a 75% do preço no ano inicial.

3.9.17 Custo de operação e manutenção dos sistemas

Adicionalmente ao custo do sistema, o investidor de GD arca com um custo para a operação e manutenção do SFV (Eq. 3.8). Esse custo é estimado em 1% do custo do sistema ao ano para

a micro GD e 2% para a mini GD, conforme ANEEL (2019b). Na análise de sensibilidade, considera-se uma variação desse custo de 50% de seu valor a 150%.

3.9.18 Valoração da capacidade evitada

O efeito agregado dos SFVs conectados na rede elétrica pode postergar investimentos e reforços no sistema de transmissão (ANEEL, 2019b). O valor utilizado para monetizar esse benefício foi de 703 R\$/MW, conforme análise da ANEEL (2019b). Para avaliar seu efeito, na análise de sensibilidade, considerou-se uma variação de 50% a 150% no valor adotado.

3.9.19 Custo de troca do inversor

Greener (2019) apresenta o custo do inversor como percentual do custo total do sistema. Seu valor é em torno de 15%. Para se considerar possíveis flutuações considerando a possibilidade de redução no seu preço maior ou menor que das demais componentes dos sistemas, considera-se uma variação de 50% a 150% de seu valor na análise de sensibilidade. Assim, o percentual é variado de 7,5% a 22,5%.

3.9.20 Intervalos adotados

A Tab. (3.2) resume os intervalos a se utilizar na análise de sensibilidade. No caso da irradiação solar local e do mercado potencial exibe-se apenas o percentual aplicado no valor adotado, tendo em vista que é um valor distinto para cada distribuidora. Para as demais grandezas, se exibe o valor adotado na análise.

Tabela 3.2 – Intervalos adotados na análise de sensibilidade do VPL às variáveis determinísticas

Variáveis	Mínimo avaliado	Máximo avaliado
Irradiação solar local	90%	110%
Mercado potencial nacional	65%	135%
Taxa de desempenho do sistema	0,6	0,8
Valoração da energia evitada	225 R\$/MWh	270 R\$/MWh
Percentual de simultaneidade	0%	100%
WACC	2,95%	10,67%
Redução percentual do preço por semestre	3%	33,1%
Custo de capital de investimento em micro GD	2% micro e 6% mini	7% micro e 12% mini
Índice de degradação do sistema	0%	1%
Bandeira tarifária	0	27,5 R\$/kWh
Custo de Disponibilidade	30 kWh	100 kWh
Número de beneficiários dos créditos	1	63 (mini GD)
Percentual pago do custo de disponibilidade	0%	100%
Preço mínimo sistema	1102,50 R\$/kWp micro e 817,50 R\$/kWp mini	3307,50 R\$/kWp micro e 2452,50 R\$/kWp mini
Percentual de redução das perdas técnicas na distribuição	3,72% micro e 0% mini	11,16% micro e 7,44% mini
Percentual de redução das perdas técnicas na Rede Básica	2,5%	7,5%
Custo de operação e manutenção	0,5% micro e 1% mini (do custo do sistema)	1,5% micro e 3% mini (do custo do sistema)
Valoração da capacidade evitada	351 R\$/MW	1054,50 R\$/MW

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia descrita no capítulo 3. Inicialmente, é efetuada a seleção das distribuidoras para a análise. Em seguida, faz-se a descrição das variáveis aleatórias e as projeções. Com isso, executa-se o cálculo do VPL para um único usuário e para todos os sistemas instalados. Por fim, apresenta-se a análise de sensibilidade do VPL às variáveis selecionadas e os resultados totais.

4.2 SELEÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS

Para cada categoria, selecionou-se as distribuidoras que possuem pelo menos 1 MW de potência fotovoltaica instalada em sua área de concessão. Essa potência representa 0,11% da potência total instalada no Brasil de micro GD (900,6 MW) e 0,55% da potência instalada de mini GD (182,4 MW). Acredita-se que as distribuidoras que ainda não atingiram esse estágio de desenvolvimento devem ter características que dificultam o desenvolvimento da GD, não sendo razoável a hipótese de que grande parte de seu mercado terá adotado o sistema no fim do período de análise. Foram selecionadas 45 distribuidoras para a micro GD e 23 para a mini GD. Essas distribuidoras representam 98,70% de toda potência instalada de micro GD e 89,89% de toda potência instalada de mini GD. As Tab. (4.1) e (4.2) apresentam as distribuidoras selecionadas por esses critérios, assim como a sua potência instalada.

As distribuidoras CEMIRIM e CERTEL foram excluídas da análise do mercado potencial. Isso ocorre devido à ausência de dados a respeito da tarifa histórica da distribuidora CEMIRIM e de consumidores da distribuidora CERTEL. Tal exclusão foi necessária tendo em vista que o histórico da tarifa é utilizado para modelar a tarifa como variável aleatória e que número de consumidores é utilizado para o cálculo do mercado potencial por distribuidora. Após a exclusão, as distribuidoras selecionadas no caso da micro GD possuem 98,4% das UCs do grupo B excluindo-se o grupo de baixa renda. Além disso, consomem 97,8% da energia elétrica consumida por esse grupo, o que reforça que representam a maioria dos consumidores. No caso da mini GD, as distribuidoras selecionadas possuem uma parcela menor de 76,5% dos consumidores do grupo A, que consomem 76,1% consumida por esse grupo. Todas as

distribuidoras excluídas da análise possuem menos de 10 sistemas, no entanto. Dessa forma, nessa parcela escolhida concentra o mercado de GD.

Tabela 4.1 - Distribuidoras selecionadas e potência instalada de micro GD

Distribuidora	Potência (kW)	Distribuidora	Potência (kW)	Distribuidora	Potência (kW)
CEMIG-D	154303,49	ESS	15167,52	CEAL	5770,03
Copel-DIS	124198,74	Cemar	14709,63	CPFL Jaguari	3098,52
RGE SUL	85870,83	Light	14698,62	Eletrocar	2485,57
EMT	48875,86	EPB	14429,39	AME	2309,17
CPFL-PAULISTA	40885,8	CEEE-D	13798,32	CERTEL	2175,89
Celesc-DIS	38713,53	Cepisa	12318,72	Ceron	2136,15
Celg-D	30348,96	EDP ES	12217,55	EBO	2058,68
Elektro	27054,57	EMG	11257,39	Ienergia	1985,21
Enel CE	26994,16	ETO	9572,62	ELFSM	1933,65
EMS	23440,65	CEBDIS	8294,99	Coprel	1837,32
RGE	22687,28	CPFL-Piratininga	7734,16	CEMIRIM	1512,39
Enel RJ	19444,21	Celpe	7385,53	Demei	1466,15
Celpe	19126,22	Eletropaulo	6761,8	Cermissões	1285,52
Coelba	17245,57	EDP SP	6692,25	Eletroacre	1124,83
Cosern	16141,13	ESE	6284,88	Hidropan	1058,59

Tabela 4.2 - Distribuidoras selecionadas e potência instalada de mini GD

Distribuidora	Potência (kW)	Distribuidora	Potência (kW)	Distribuidora	Potência (kW)
CEMIG-D	39484,88	Celg-D	6834,17	EDP ES	3200,51
RGE SUL	16855,39	CEBDIS	5403,7	CEEE-D	2665,2
EMT	16200,35	Cosern	4954,76	EPB	2175,1
Enel CE	14489,08	Cepisa	4852,9	Copel-DIS	1639,45
Celpe	9155,74	Coelba	3855,32	ETO	1318
Light	8500,26	ESS	3680,6	Eletropaulo	1147,6
Celesc-DIS	8367,3	EMS	3313,4	CEMIRIM	1081,7
CPFL-PAULISTA	6941,46	RGE	3226,89	-	-

4.3 VARIÁVEIS ALEATÓRIAS

4.3.1 Potência média

As potências médias dos SFVs que representam a micro e mini GD podem ser calculadas de duas formas: a partir do número de UCs com SFVs ou a partir do número de UCs que recebem créditos do Sistema de Compensação de Energia. Para avaliar qual quociente seria mais adequado em cada caso, avaliou-se a correlação entre a potência e o número de sistemas instalados por mês e também entre a potência instalada e o número de adotantes do sistema de créditos por mês. Cada sistema pode ter vários beneficiários no sistema de créditos utilizando-se as modalidades existentes. A Tab. (4.3) apresenta a correlação supracitada para a micro e a mini GD. Observa-se que, para a micro GD, tanto o número de sistemas quanto o número de usuários com créditos têm relação linear com a potência instalada, contudo, para a mini GD, apenas o número de sistemas adotantes mantém essa relação.

Tabela 4.3 - Correlação de potência com número de sistemas e de potência instalada com número de UCs com créditos.

Micro GD	0,992460551	Número de sistemas
	0,994846109	Número de UCs com créditos
Mini GD	0,939854786	Número de sistemas
	0,523843331	Número de UCs com créditos

O mercado potencial adotado pela ANEEL (2019b) de 6.550.000 representa todas unidades com potencial de aderir ao uso de um sistema local. Como se tem por hipótese que o usuário de micro GD faz uso local do SFV, considera-se que quando seu sistema atende outra UC além da que se instala o sistema, a potência instalada será proporcionalmente maior, como se dois sistemas tivessem sido instalados. Essa hipótese é reafirmada pela alta correlação entre a potência instalada a cada mês e o número de usuário beneficiários dos créditos (Tab. 4.3). Por isso, escolheu-se a média de potência utilizando o número de UCs com créditos para modelar o sistema base da micro GD. Poder-se-ia também escolher a potência média com o número de sistemas, contudo essa escolha não levaria em conta o fato de que na micro GD há sistemas com mais de um usuário beneficiário. Isso se refletiria numa potência média maior que não

caracterizaria adequadamente o sistema típico instalado nessa modalidade. No caso da mini GD, no entanto, a correlação entre potência e número de sistemas é significativamente mais forte. Dessa forma, utilizou-se a média de potência instalada por sistema.

Para a micro GD, a média encontrada foi de 7,60 kW, com desvio-padrão de 0,04 kW. No caso da mini GD, a potência média é 219,47 kW, com desvio-padrão de 11,72 kW.

4.3.2 Tarifa de Energia Elétrica

A partir do sistema Luz na Tarifa da ANEEL foi possível coletar as tarifas do grupo B1 da maior parte das distribuidoras de 2011 a 2019. Esse valor foi desinflacionado a partir do índice IPCA de seu respectivo ano. A Fig. (4.1) apresenta a tarifa de uma das distribuidoras em análise (CEB) desinflacionada pelo IPCA. Também é apresentado o índice IPCA de cada ano.

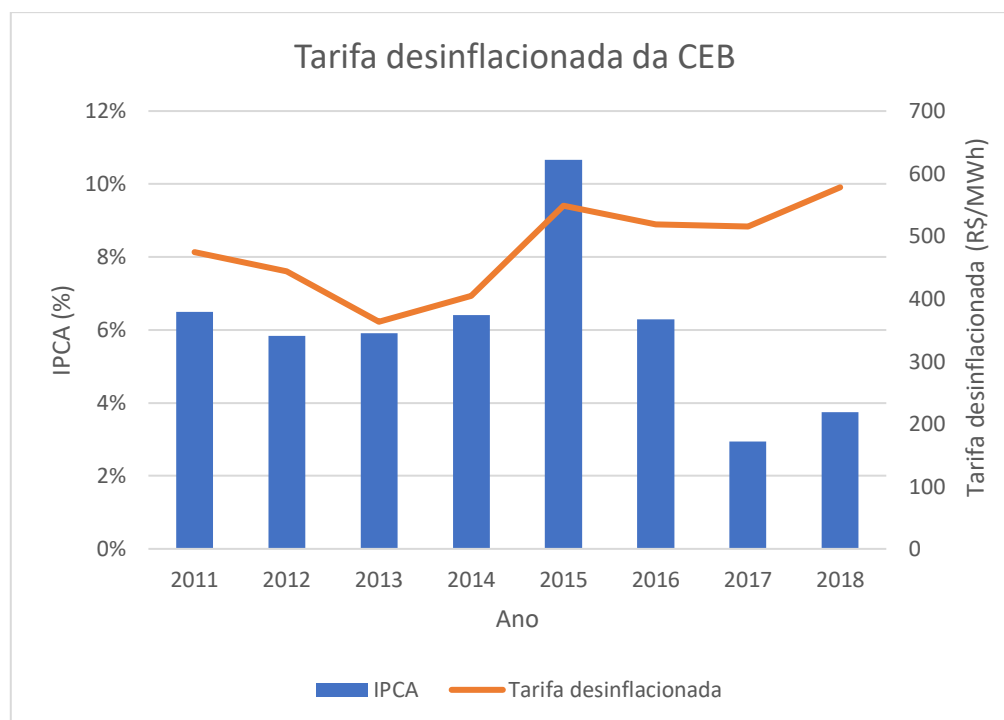


Figura 4.1 – Tarifa desinflacionada da CEB e índice IPCA

Os valores obtidos para cada distribuidora foram modelados como uma distribuição normal, a partir das médias e variâncias amostrais. A Tab. (4.4) apresenta a média e desvio-padrão da tarifa para cada distribuidora em análise.

Tabela 4.4 - Média e desvio-padrão das tarifas das distribuidoras nos últimos 10 anos.

Distribuidora	Média (R\$/MWh)	Desvio- padrão (R\$/MWh)	Distribuidora	Média (R\$/MWh)	Desvio- padrão (R\$/MWh)
AME	551,46	112,90	EDP ES	528,90	55,13
CEAL	528,54	44,60	EDP SP	516,79	63,99
CEBDIS	480,89	73,44	ELEKTRO	546,72	64,22
CEEE-D	520,97	55,94	ELETROACRE	594,78	66,61
CELESC-DIS	494,65	47,21	ELETROCAR	573,18	59,09
CELG-D	514,07	57,95	ELETROPAULO	441,97	66,11
CELPA	620,97	56,89	ELFSM	584,29	67,76
CELPE	504,27	42,76	EMG	596,97	71,59
CEMAR	607,12	73,87	EMS	566,18	79,50
CEMIG-D	578,68	54,16	EMT	571,35	59,64
CEPISA	653,34	256,64	ENEL CE	511,47	38,34
CERMISSÕES	605,36	75,66	ENEL RJ	602,52	54,63
CERON	646,36	222,10	EPB	531,25	58,03
COELBA	508,53	70,54	ESE	500,64	36,68
COPEL-DIS	480,54	71,75	ESS	484,25	43,38
COPREL	520,81	67,57	ETO	604,51	54,38
COSERN	483,49	43,67	HIDROPAN	587,30	54,19
CPFL Jaguari	518,72	82,61	IENERGIA	510,47	57,76
CPFL- PAULISTA	476,06	54,14	LIGHT	561,22	63,02
CPFL- Piratinga	490,96	79,64	RGE	525,15	88,05
DEMEI	554,70	54,75	RGE SUL	561,66	182,19
EBO	464,01	50,58	-	-	-

4.3.3 Preço dos sistemas

Com o uso dos dados da Greener (2019) se pode observar o comportamento do preço dos sistemas fotovoltaicos nos últimos semestres. Após desinflacionar tais valores com o índice IPCA, calculou-se a redução média nos preços desinflacionados. Escolheu-se a variação média até 2018 por apresentar dados mais recentes e, concomitantemente, estar no ponto em que se começou a diminuir a taxa. Por fim, observou-se o erro do preço projetado com os dados e estimou-se o erro no preço como uma variável aleatória gaussiana. Seus parâmetros foram a média e desvio-padrão amostral.

A Fig. (4.2) apresenta, por semestre, o preço desinflacionado dos sistemas fotovoltaicos para sistemas de 8kWp e 300kWp. Essas categorias foram escolhidas tendo em vista que, entre os

sistemas estudados na pesquisa da Greener (2019), são as que mais se aproximam da potência média calculada da micro e mini GD. Na Figura também se observa a diferença entre o preço obtido pela pesquisa e o preço estimado considerando-se uma taxa fixa de redução. Essa variação é modelada como variável aleatória e adicionada ao preço estimado obtido pela taxa de decrescimento.

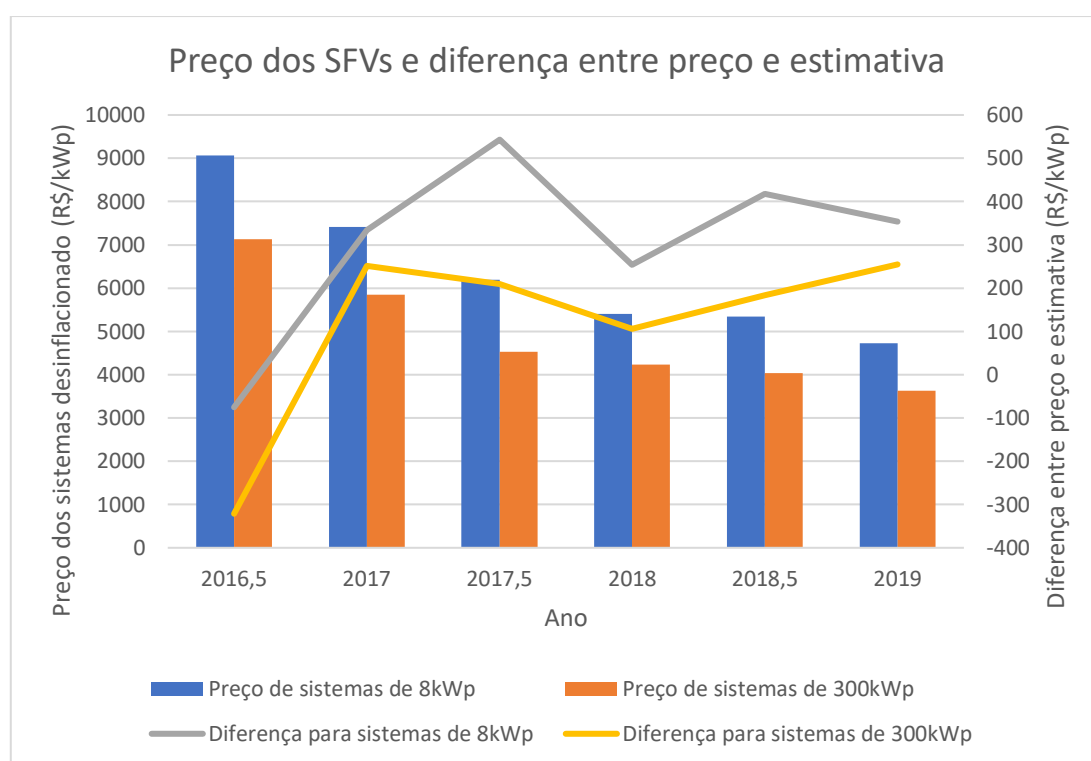


Figura 4.2 – Preço dos sistemas fotovoltaicos de 8kWp e 300kWp e diferenças entre os preços estimados e reais

Para a micro GD, a média e desvio-padrão encontrados para o erro foram, respectivamente, de 304,58 R\$/kWp e 209,72 R\$/kWp. Em relação à mini GD, encontrou-se 113,93 R\$/kWp e 220,09 R\$/kWp respectivamente para a média e desvio-padrão do erro.

4.3.4 Avaliação das distribuições

Realizou-se um teste Qui-Quadrado de Person para cada variável modelada a partir de sua série histórica. Em todos os casos, a hipótese de que tal variável pode ser modelada por uma normal não foi recusada. Assim, as distribuições utilizadas representam consideravelmente bem suas respectivas séries.

4.4 PROJEÇÕES

4.4.1 Cenários

Para caracterizar os cenários otimista, realista e pessimista das projeções, variou-se o valor da *sensibilidade ao payback*. No cenário otimista, utiliza-se o valor proposto por Kouzen (2014) de 0,3, oriundo de estudos no mercado americano. Tal valor implicaria numa potência instalada de 11,6 GW de micro GD e 7,31 GW de mini GD ao fim do período de análise caso o *payback* se mantenha constante.

Adotou-se então para os cenários realista e pessimista, inicialmente, os fatores 0,38 e 0,52, que representam respectivamente $2/3$ e $1/3$ da fração do mercado instalado no caso otimista para um *payback* de 5 anos. Entretanto, para o fator de 0,52, diversas distribuidoras já teriam alcançado seu mercado potencial no caso da mini GD. Por isso, para o cenário pessimista, adotou-se o fator de 0,44, que representa $1/2$ do mercado instalado no cenário otimista com um *payback* de 5 anos.

A Fig. (4.3) apresenta o comportamento da fração máxima do mercado em função do tempo de *payback* para esses fatores. Para um *payback* de 5 anos, têm-se, respectivamente, 22,3%, 15,0%, 11,1% e 7,4% como fração máxima do mercado potencial para os cenários otimista, realista, pessimista da micro GD e pessimista da mini GD. Assim, ao final do período de análise se o *payback* se mantivesse constante em 5 anos, obter-se-ia tais frações do mercado potencial em cada cenário. Contudo, o *payback* reduz ao longo dos anos, de forma que se obtêm uma fração maior do mercado potencial, conforme se observa das curvas de cada cenário.

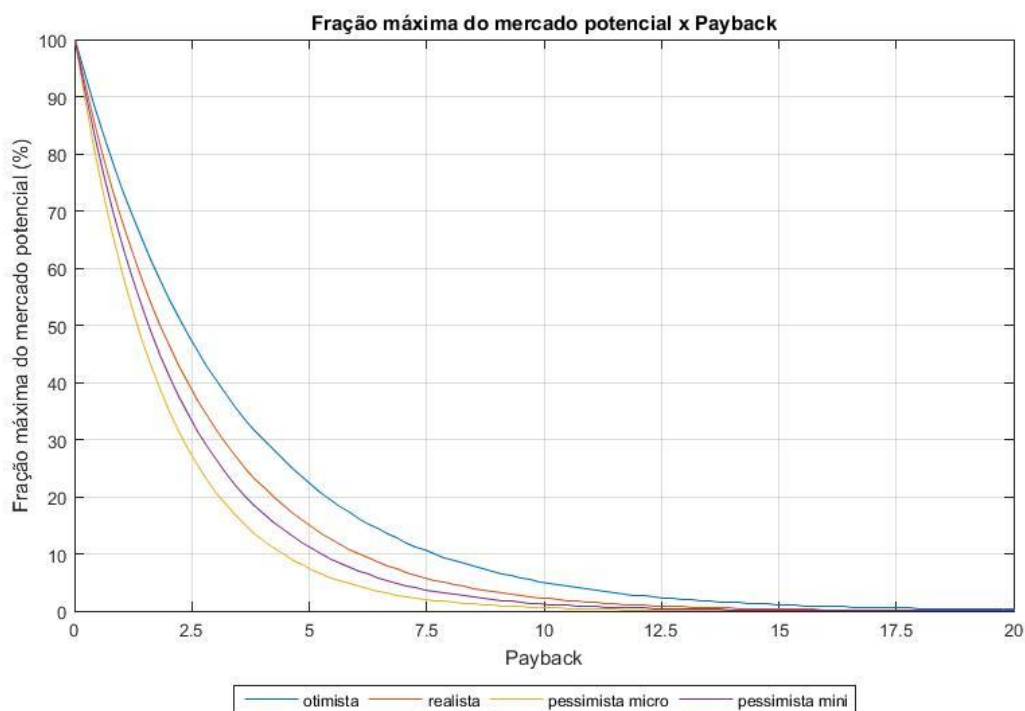


Figura 4.3 - Fração máxima do mercado potencial

4.4.2 Projeções de micro GD

Inicialmente, levantou-se o histórico do número de UCs com créditos de cada distribuidora selecionada. Além disso, obteve-se o número de consumidores do grupo B, excluindo o grupo de baixa renda. Tal número foi utilizado para proporcionalizar o mercado potencial de micro GD por meio de média ponderada. A partir desses dados, para cada cenário e para cada distribuidora realizou-se o método dos mínimos quadrados na Eq. (2.2) para se obter os coeficientes p e q de cada distribuidora.

A partir dos valores obtidos de p e q , realizou-se inicialmente as projeções mantendo-se o *payback* constante. A Fig. (4.4) apresenta a projeção de potência de micro GD a partir da soma das projeções de potência de cada distribuidora para cada cenário. Chegou-se nessa projeção multiplicando a projeção obtida para o número de UCs com créditos pela média da potência de 7,60 kW.

Em seguida, realizou-se a simulação de Monte Carlo, obtendo-se as distribuições de probabilidades da potência acumulada ao longo dos anos. A Fig. (4.5) apresenta o *boxplot* da projeção em potência para cada ano simulado, em cada cenário.

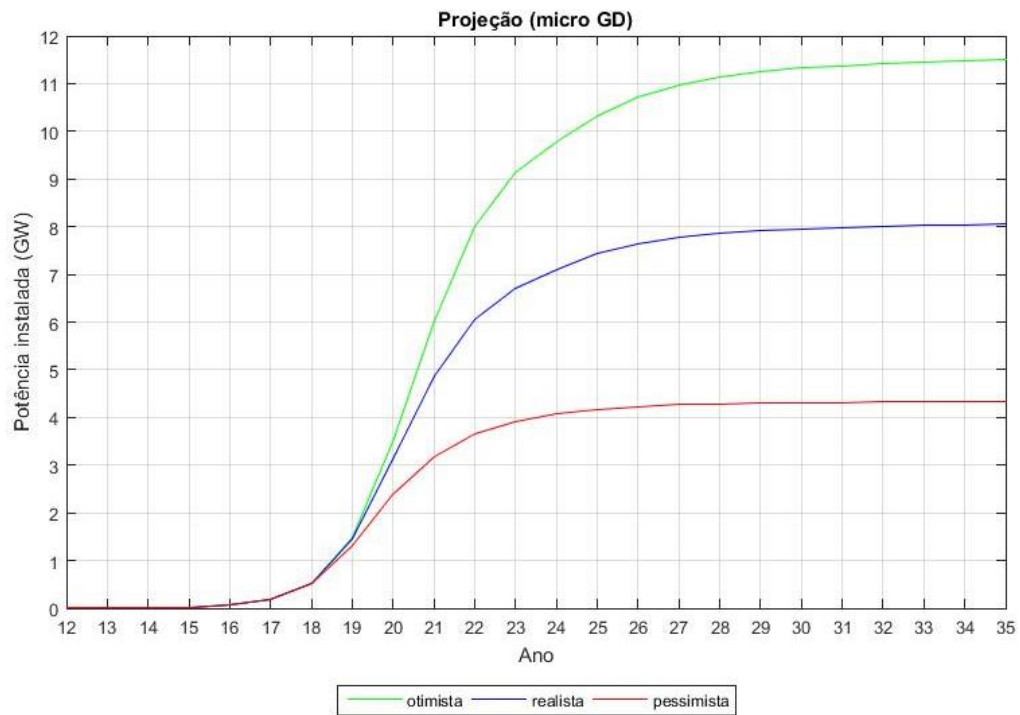


Figura 4.4 - Projeção de potência instalada de micro GD

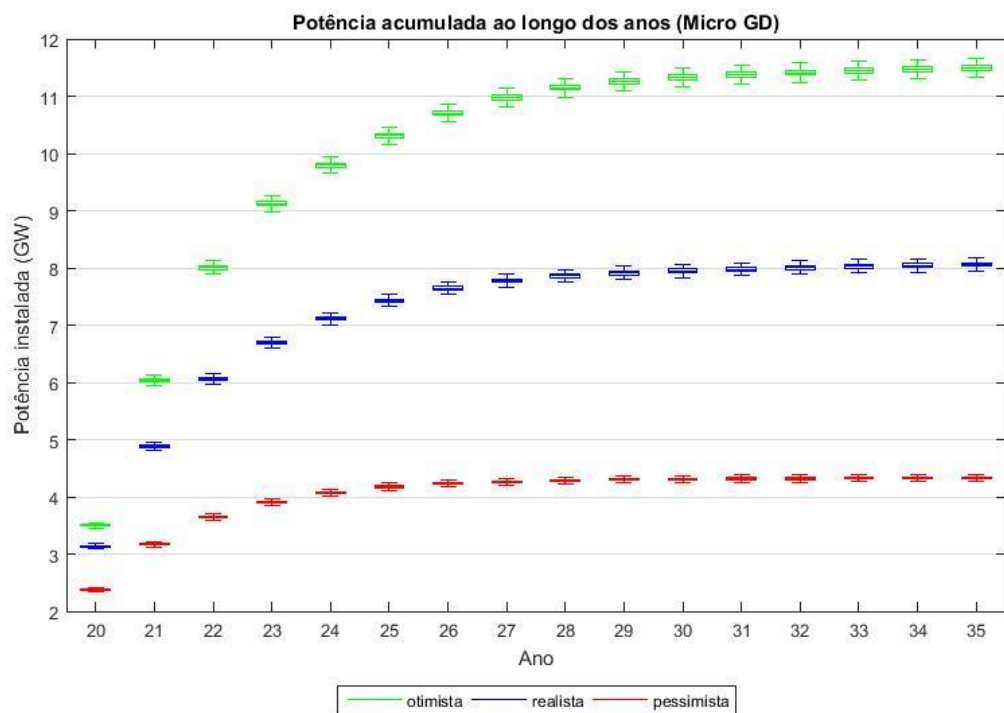


Figura 4.5 - Projeção estocástica de potência instalada de micro GD

A projeção determinística apresenta aproximadamente o mesmo resultado que a estocástica nesse caso, mostrando que no intervalo de variação das variáveis estocásticas não se têm grande variação em relação a quantos sistemas serão adotados.

Nota-se que o desvio-padrão obtido para cada ano é muito pequeno. Isso se deve ao fato que o desvio-padrão da média da potência de micro GD é pequeno, devido à grande quantidade de sistemas instalados.

Ademais, apesar da diminuição do *payback* ao longo dos anos devido à redução do preço dos sistemas (Eq. 3.13), a forma do Modelo de Bass utilizada (Eq. 2.2), apresenta menos variação que a solução fechada utilizada pela ANEEL (2018b).

4.4.3 Projeções de mini GD

Para a mini GD levantou-se o histórico de sistemas instalados de cada distribuidora selecionada. O mercado potencial adotado nesse caso foi o próprio número de UCs conectadas no grupo A de cada distribuidora. De posse desses dados, para cada cenário e para cada distribuidora realizou-se novamente o método dos mínimos quadrados na Eq. (2.2), obtendo-se os coeficientes p e q de cada distribuidora.

Da mesma forma empregada com a micro GD, realizou-se inicialmente as projeções mantendo-se o *payback* constante. A Fig. (4.6) apresenta a projeção de potência de mini GD a partir da soma das projeções de cada distribuidora para cada cenário. Nesse caso, multiplicou-se a projeção obtida para o número de sistemas conectados pela média da potência de 219,47 kW.

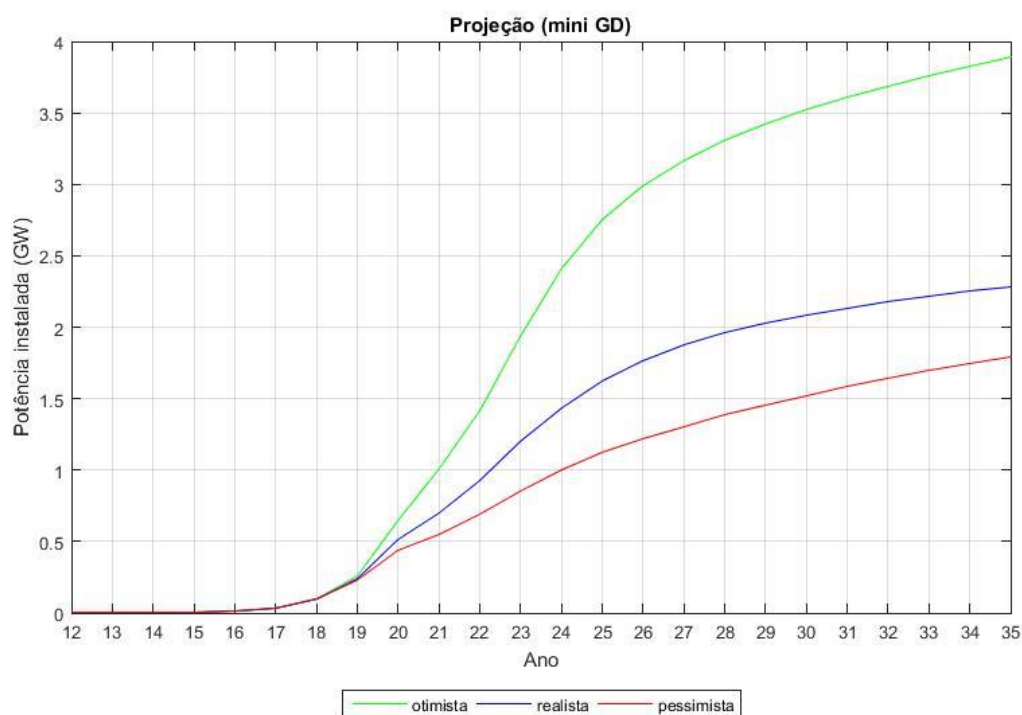


Figura 4.6 - Projeção de potência instalada de mini GD

Uma vez que os cenários realista e pessimista se aproximam de frações próximas do mercado potencial do cenário otimista ($2/3$ e $1/2$), nota-se a proximidade dos dois cenários, com a diferença de aproximadamente 1 GW de potência instalada no final do período de análise. Observa-se que a projeção não se estabiliza no período completo, o que indica que o crescimento no caso da mini GD é mais lento que no caso da micro GD.

Por fim, realizou-se a simulação de Monte Carlo, obtendo-se as distribuições de probabilidades da potência acumulada ao longo dos anos. A Fig. (4.7) apresenta o *boxplot* da projeção em potência para cada ano simulado, em cada cenário.

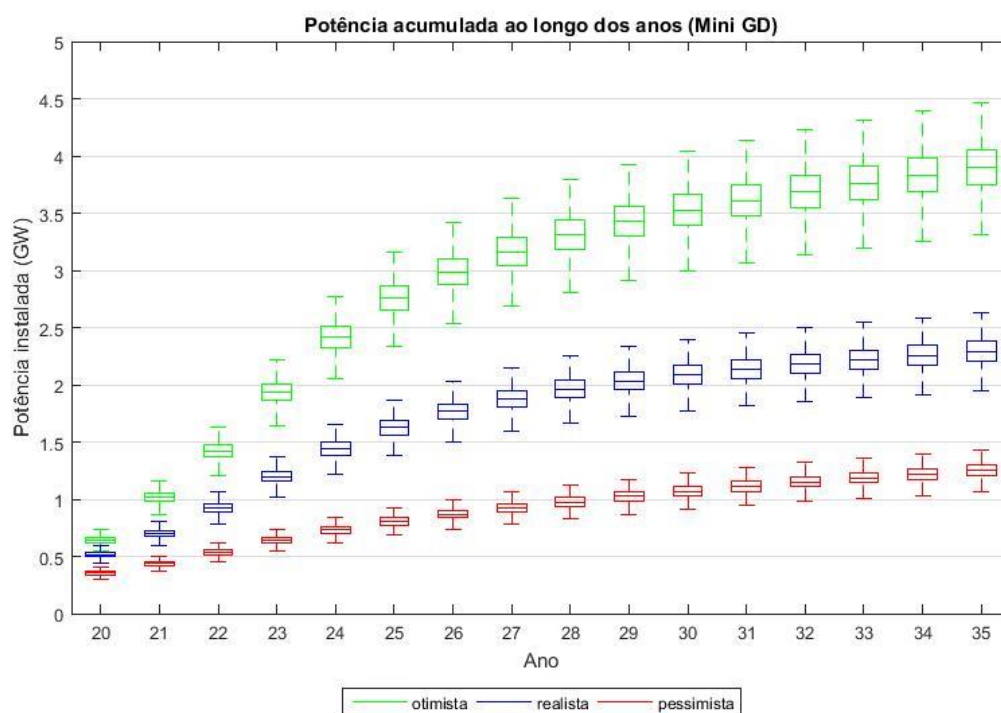


Figura 4.7 - Projeção estocástica de potência instalada de mini GD

De forma contrária à projeção obtida pela micro GD (Fig. 4.5), observa-se uma maior variação na projeção de cada ano. Isso ocorre, pois, a média da potência instalada possui desvio-padrão consideravelmente maior, influenciando no desvio-padrão da projeção de cada ano.

4.4.4 Projeções de GD instalada no Brasil

Para comparar os resultados obtidos pelo modelo de Bass utilizando o histórico de adotantes em todo país sem discriminação por distribuidora com o resultado da soma das projeções de cada distribuidora, considerou-se a projeção de toda GD instalada no Brasil. Dessa forma, a Fig. (4.8) apresenta a projeção obtida utilizando dados médios do Brasil. A Fig. (4.9), por sua vez, apresenta a soma das projeções das distribuidoras. Em ambos os casos se apresenta uma projeção determinística, que considera que não há variação do *payback*.

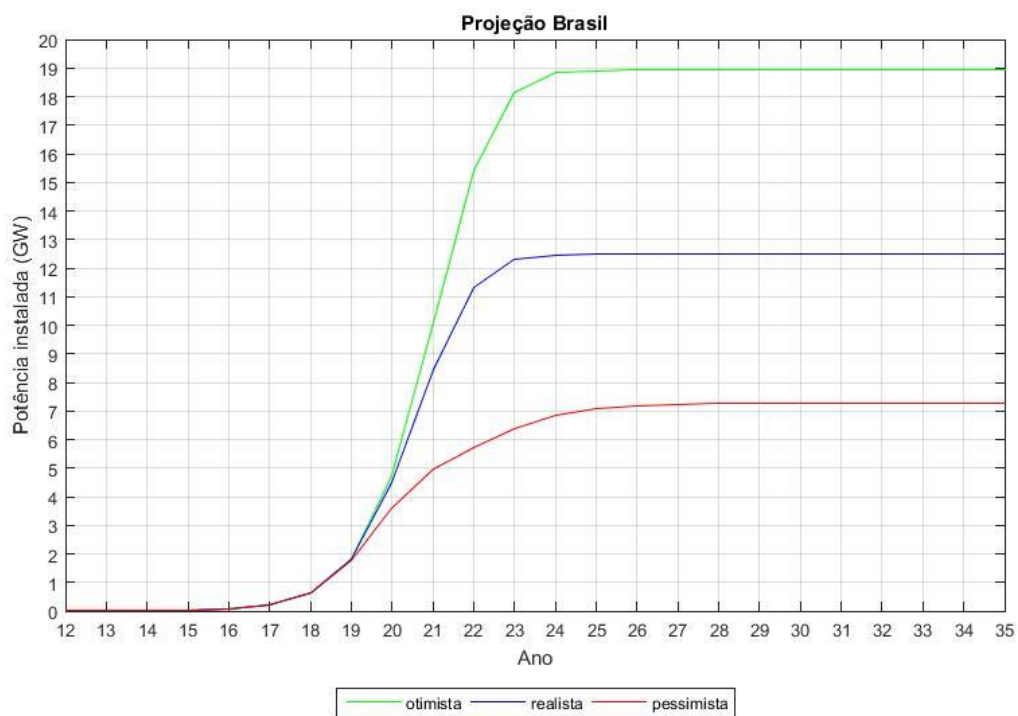


Figura 4.8 - Projeção de potência instalada no Brasil pelo Método de Bass

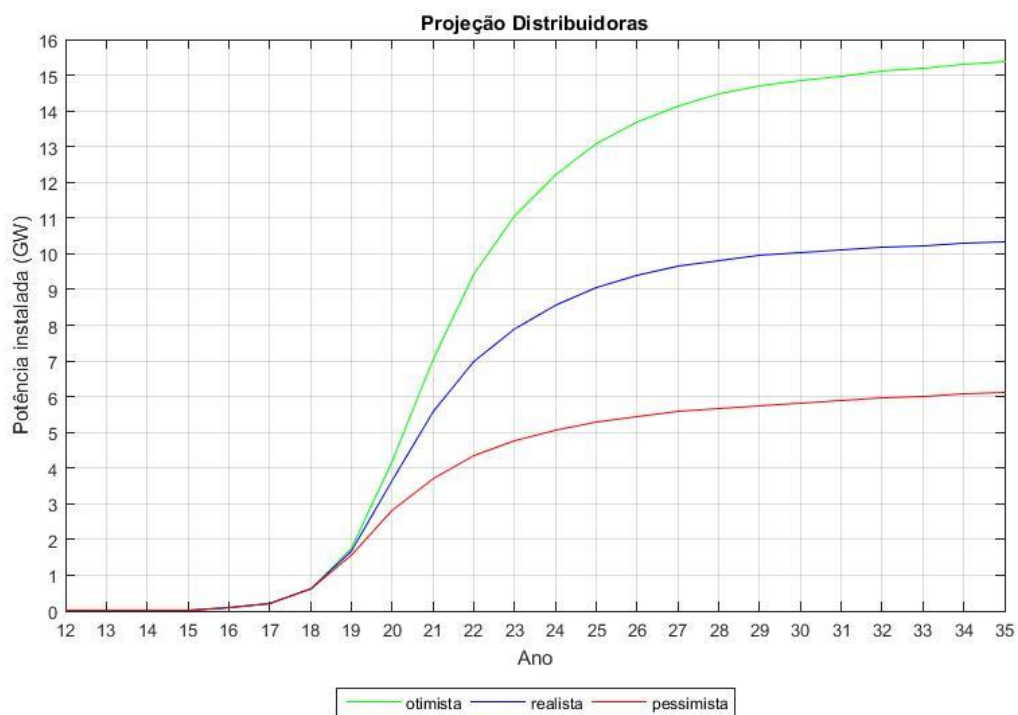


Figura 4.9 - Soma da projeção das distribuidoras pelo Método de Bass

Como se observa da Fig. (4.9), a projeção obtida pela soma das projeções das distribuidoras demanda mais tempo para atingir o mercado potencial. Neste caso, as projeções exibem um

comportamento mais suave que o obtido pela média do Brasil. A (Fig. 4.8), por sua vez, apresenta um comportamento abrupto, que conduz rapidamente à saturação no mercado potencial. Ao se utilizar apenas dados médios na projeção, adota-se a hipótese de que o crescimento de todas as distribuidoras ocorre com a mesma velocidade, o que acaba representando um crescimento muito mais rápido do que o observado na projeção por distribuidora.

4.5 IMPACTO DE UM SISTEMA

Para cada distribuidora em avaliação, calculou-se o fluxo de caixa do setor até 2035 considerando-se o efeito da entrada de um único sistema no Sistema de Compensação de Energia nessa distribuidora para cada ano de análise. Esse valor foi trazido para o valor presente de 2020. A título de ilustração, selecionou-se as distribuidoras com maior e menor média de VPL para um sistema instalado em 2020 nos casos de micro e mini GD. A distribuidora Eletropaulo apresentou o menor impacto tanto para entrada de um SFV de micro quanto de mini GD. A distribuidora Cepisa, por sua vez, apresentou o maior impacto para ambas modalidades.

As Figuras (4.10) e (4.11) apresentam, respectivamente, o comportamento das distribuições de probabilidades do VPL até 2035 de um SFV de micro GD instalado tanto na Eletropaulo e como na Cepisa, em função do ano de instalação. As diferenças entre ambos são significativas, sendo que, para um sistema instalado em 2020, a mediana do VPL referente ao sistema instalado na Cepisa é menor do que mais de 95% dos valores obtidos para o VPL de um sistema instalado na Eletropaulo no mesmo ano. Isso ocorre, principalmente, pela combinação das diferenças tarifárias e de irradiação das áreas de concessão.

Considera-se na análise o horizonte até 2035. Dessa forma, o efeito de um sistema instalado em um ano mais próximo do final da análise é menor, pois apenas se contabiliza o efeito até 2035. Esse fato, somado à atualização monetária por meio do custo médio ponderado de capital resulta no efeito observado nas Figuras (4.10) a (4.13) de redução do impacto quanto mais tardia a implementação do sistema.

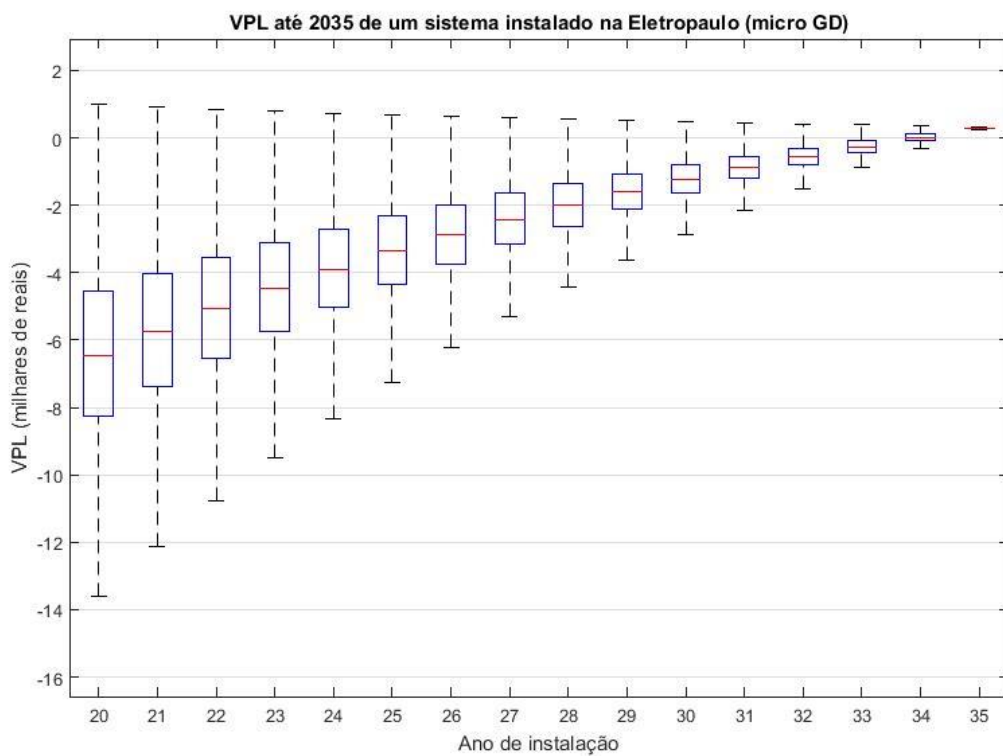


Figura 4.10 - VPL de um SFV de micro GD instalado na Eletropaulo por ano de instalação

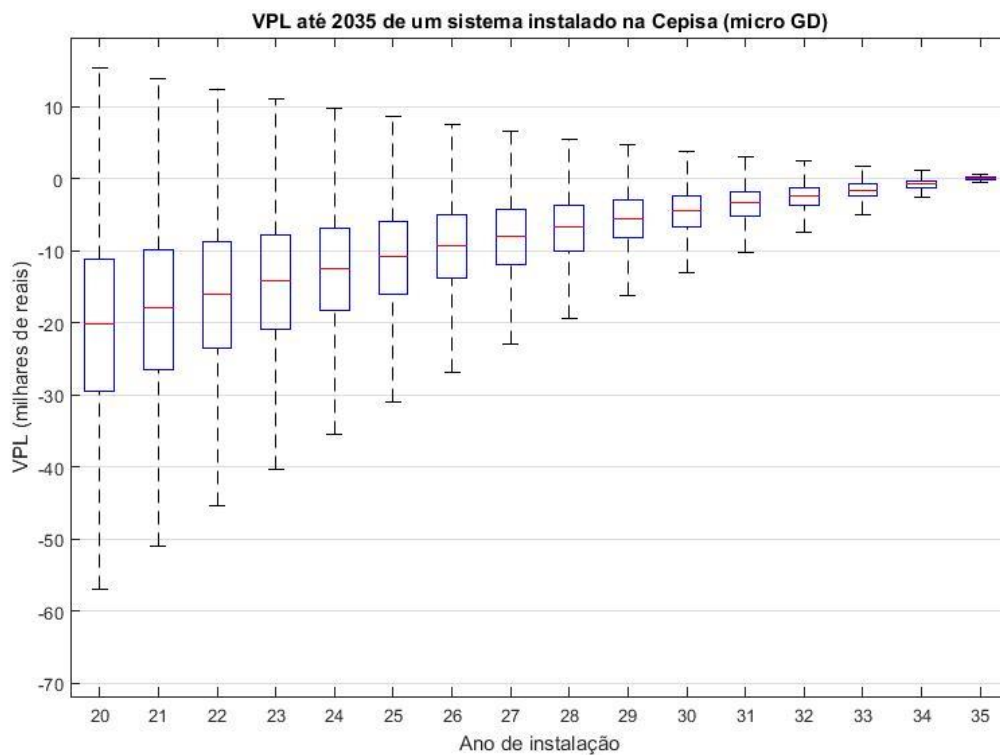


Figura 4.11 - VPL de um SFV de micro GD instalado na Cepisa por ano de instalação

As Figuras (4.12) e (4.13), por sua vez, apresentam o VPL até 2035 de um SFV de mini GD instalado na Eletropaulo e também na Cepisa, respectivamente, em função do ano de instalação. A mesma avaliação realizada para um SFV de micro GD é válida para esse caso, com a diferença de que a ordem de grandeza do impacto e da diferença entre as distribuidoras é consideravelmente maior.

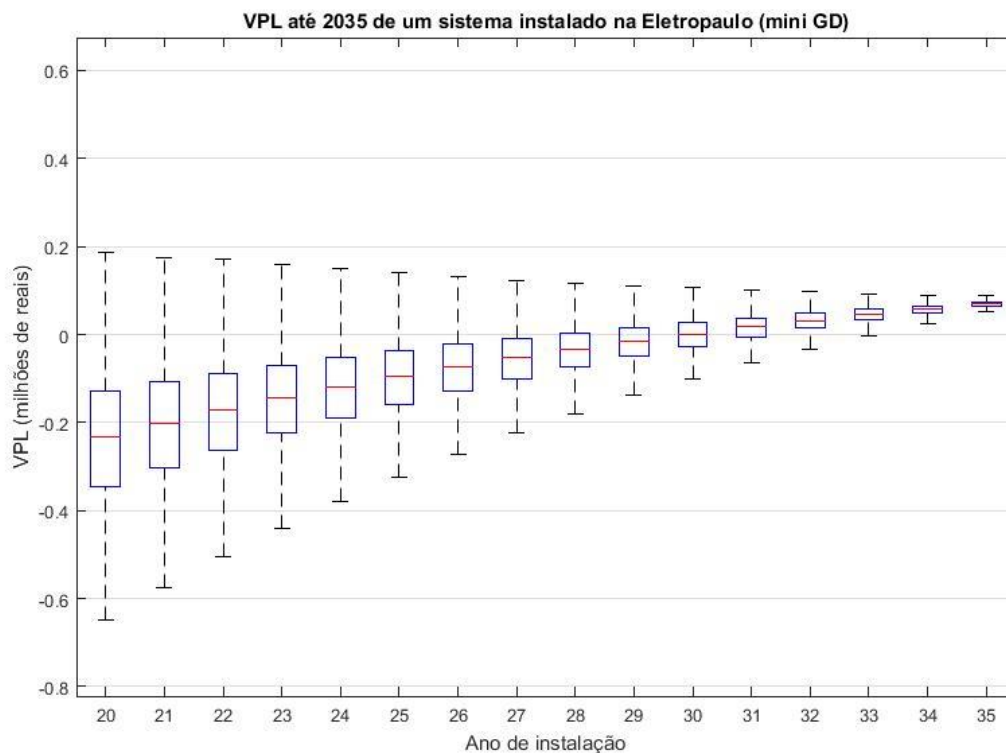


Figura 4.12 - VPL de um SFV de mini GD instalado na Eletropaulo por ano de instalação

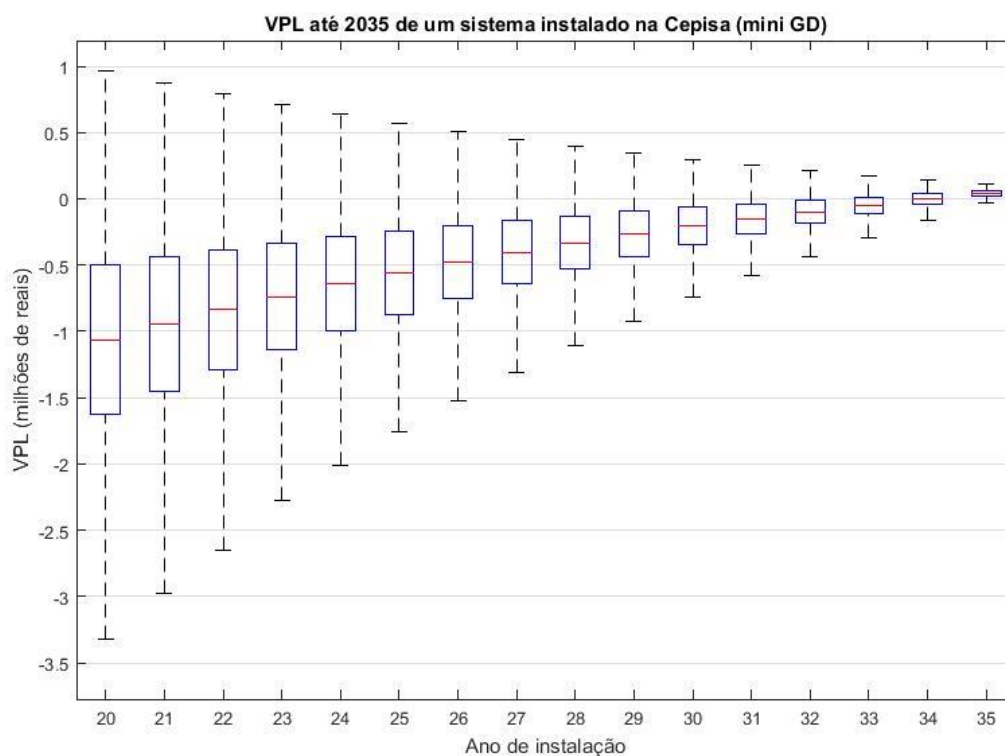


Figura 4.13 - VPL de um SFV de mini GD instalado na Cepisa por ano de instalação

4.6 VPL DO SETOR

A projeção e o VPL de um sistema obtidos para cada distribuidora são utilizados na Eq. (3.25). Somando-se o VPL calculado para cada distribuidora, obtém-se o impacto econômico acumulado até 2035 do setor. As Figuras (4.14) e (4.15) apresentam, respectivamente, os *boxplot* do VPL da micro e mini GD para cada cenário. Observa-se que o impacto da micro GD é mais do que o dobro do impacto da mini GD em todos os cenários, apesar de um SFV de mini GD levar a um impacto consideravelmente maior que um sistema de micro GD (Figuras 4.10 a 4.13). Isso se deve ao fato de que as projeções do número de adotantes de micro GD são algumas ordens de grandeza maiores do que as projeções do número de adotantes de mini GD.

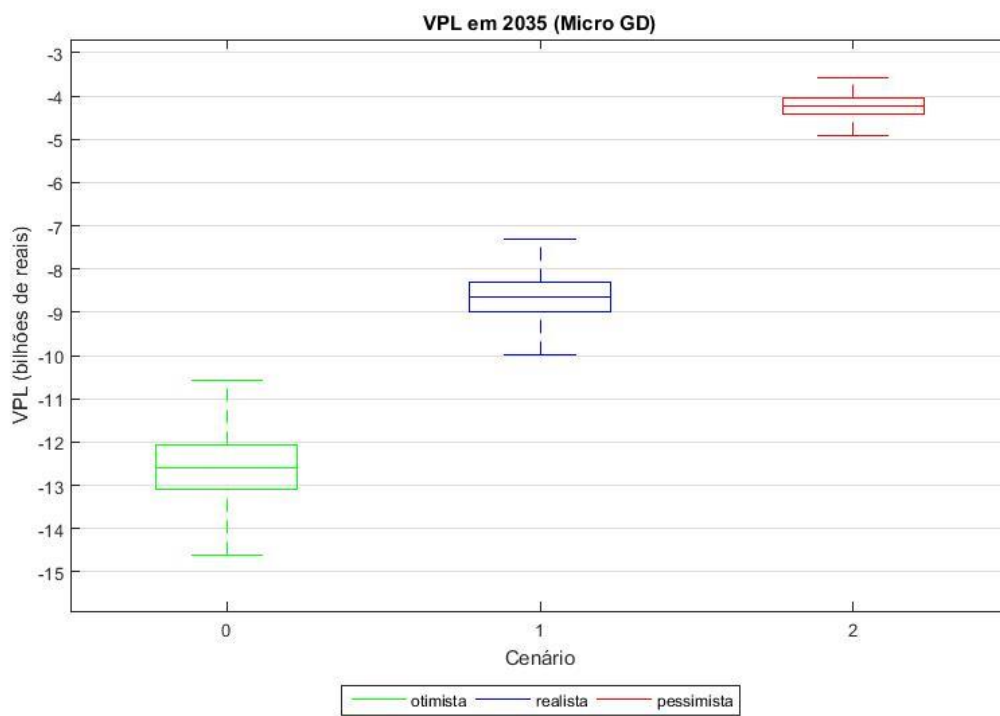


Figura 4.16 - VPL de todos sistemas de micro GD instalados até 2035 por cenário

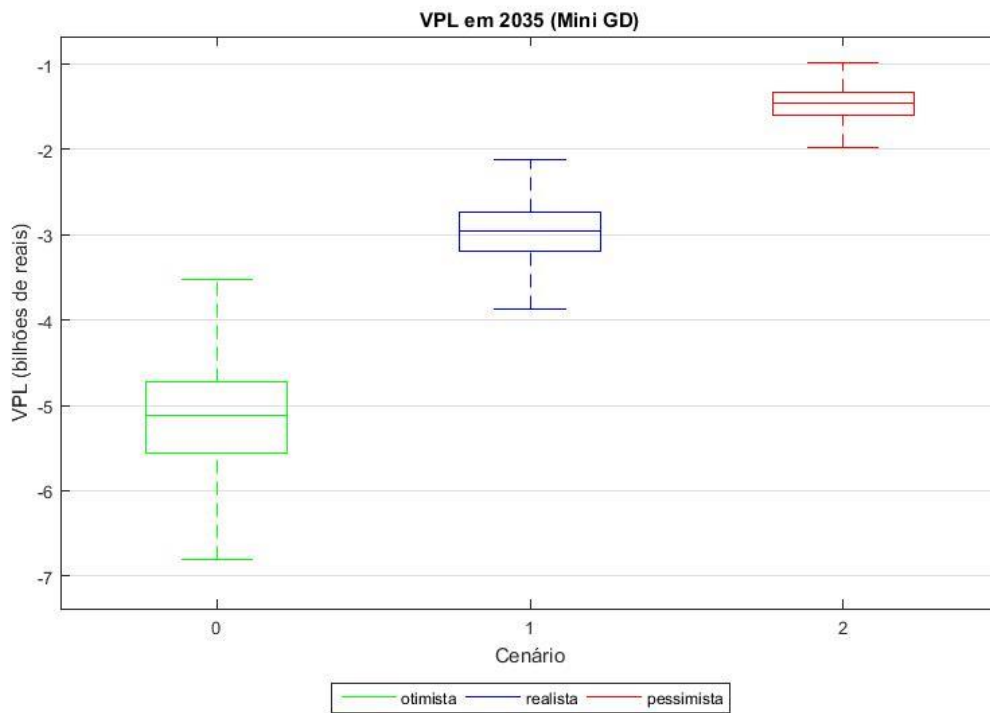


Figura 4.17 - VPL de todos sistemas de mini GD instalados até 2035 por cenário

As Figuras (4.14) e (4.15) levam em consideração o impacto de toda GD projetada. Para se avaliar o impacto que a manutenção do Sistema de Compensação nos moldes atuais, supôs-se que, para cada ano de análise, não seriam conectados mais sistemas a partir daquele ano. Os sistemas anteriormente conectados continuariam no Sistema de Compensação. Assim, as Figuras (4.16) e (4.17) apresentam, respectivamente para a micro e mini GD, os *boxplots* do VPL até 2035 considerando-se a entrada de sistemas até determinado ano.

Observa-se que os sistemas entrantes até 2026 representam a maior parte do impacto, tendo em vista que a partir desse ano a entrada de sistemas não provoca grande variação no VPL. Isso é consequência de se considerar um ano final para a análise. Dessa forma, quanto mais perto do final da avaliação ocorre a entrada do SFV no Sistema de Compensação, menor o impacto considerado para tal sistema, pois será mais curto o período em que se considerará o recebimento de créditos. Isso também é depreendido das Figuras (4.10) a (4.13), onde se observa que o impacto é menor quanto maior o ano em que se instala o sistema.

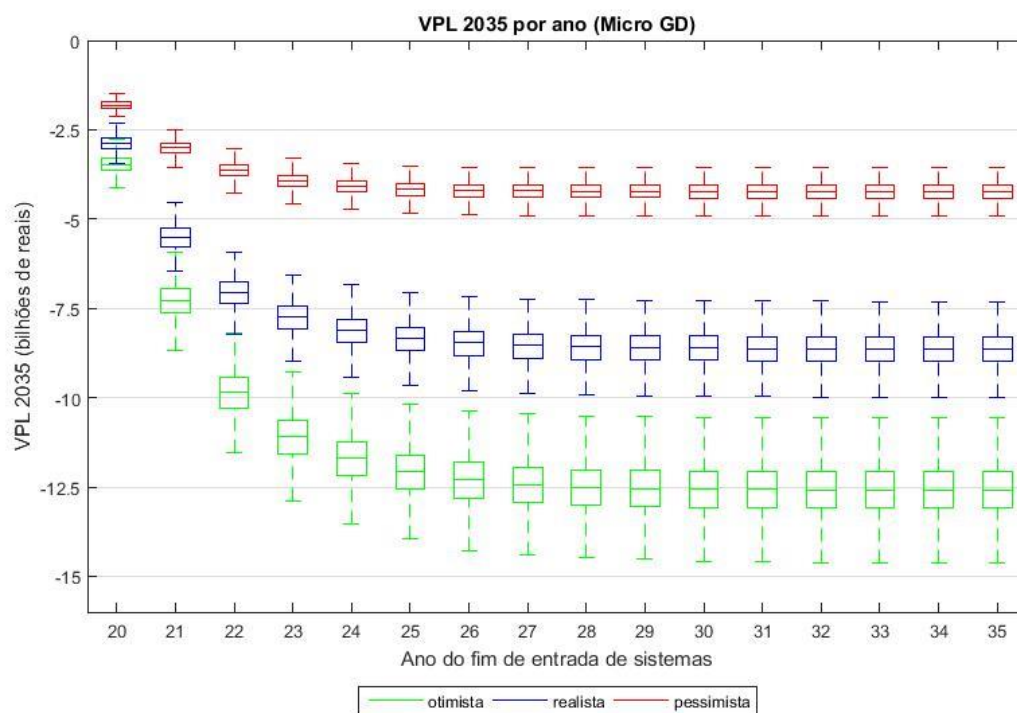


Figura 4.14 - VPL dos SFVs de micro GD pelo ano final de entrada de sistemas

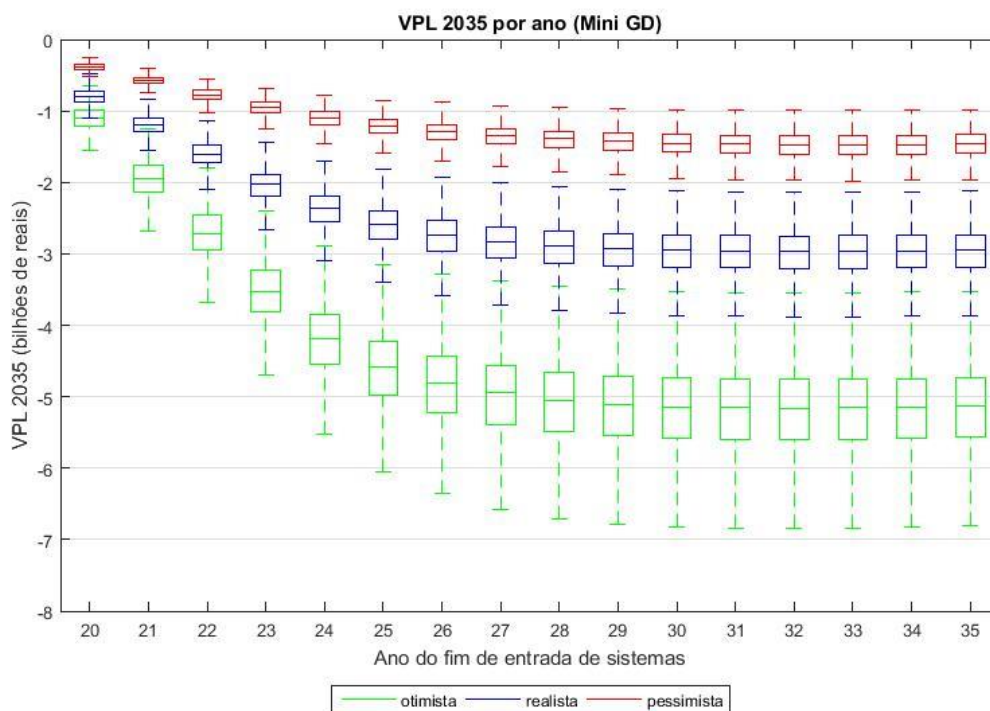


Figura 4.15 - VPL dos SFVs de mini GD pelo ano final de entrada de sistemas

Também foi avaliada a representatividade de cada benefício no total do sistema. A avaliação apresentou resultados idênticos para os três cenários, por isso representou-se num único gráfico a proporção média dos benefícios para micro e mini GD. A Fig. (4.18) apresenta a proporção dos benefícios da micro GD (Energia evitada, Pagamento de Custo de Disponibilidade, Redução nas perdas de distribuição e transmissão e Capacidade Evitada).

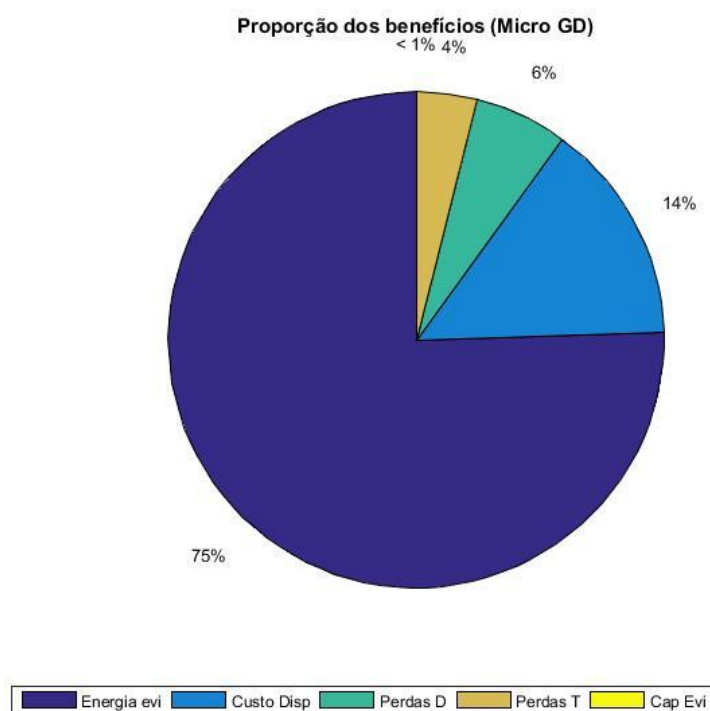


Figura 4.16 - Representatividade de cada benefício no total de benefícios da micro GD

Nota-se que o principal benefício da GD é a Energia Evitada. Além disso, o pagamento do custo de disponibilidade também representa uma fração considerável do benefício, apesar da dificuldade de se avaliar qual a proporção dele que é paga. A representatividade das perdas também reforça a importância de se valorar corretamente tal benefício. A capacidade de potência evitada é, no entanto, desprezível diante das grandezas das outras variáveis em análise.

A Fig. (4.19) apresenta a proporção dos benefícios no caso da mini GD (Energia evitada, pagamento do custo de disponibilidade, redução nas perdas de transmissão, capacidade evitada e diferença entre a demanda de consumidor e gerador).

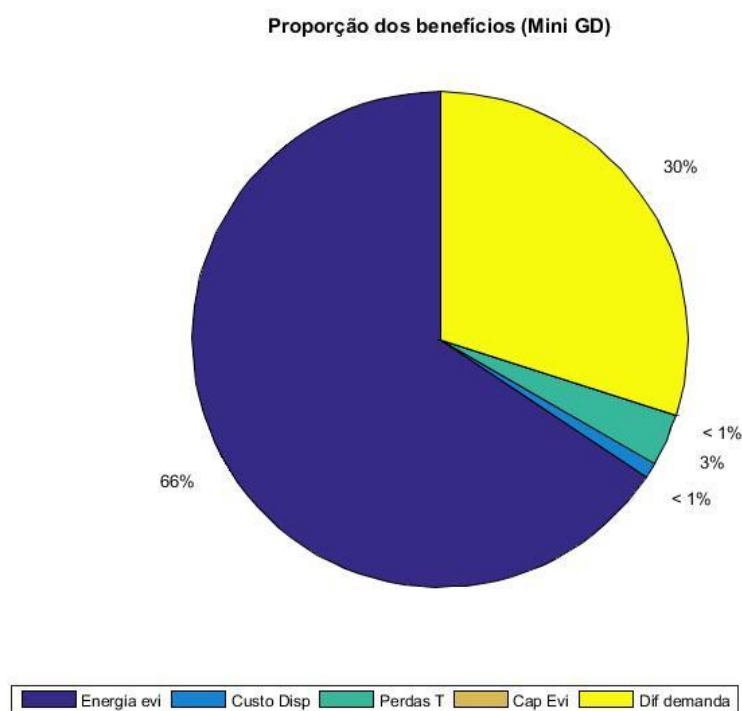


Figura 4.17 - Representatividade de cada benefício no total de benefícios da mini GD

Observa-se de maneira similar à micro GD que a maior parte do benefício é representada pela Energia Evitada. Nesse caso, grande parte do benefício está concentrado na diferença da demanda de gerador e consumidor. Esse fato indica que a opção de se considerar esse benefício como nulo para a GD Remota tem impacto considerável na análise.

4.7 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A Tab. (4.5) apresenta a variação percentual do VPL até 2035 para micro e mini GD considerando-se a variação de cada grandeza conforme descrito na Tab. (3.2). Neste estudo, todas as variáveis que levaram a uma variação menor do que 10% do VPL foram excluídas da avaliação de sensibilidade. Em função disso, são empregadas na análise de sensibilidade as seguintes grandezas:

- Mercado potencial da GD;
- Desempenho dos SFVs;
- Irradiação solar média;
- Percentual de simultaneidade;
- WACC;
- Valoração da Energia Evitada;
- Número de beneficiários por SFV;

- Percentual pago do custo de disponibilidade;
- Custo de disponibilidade;
- Diferença das demandas de gerador e consumidor; e
- Redução nas perdas de distribuição (mini GD).

As grandezas excluídas foram:

- Redução nas perdas de distribuição (micro GD);
- Redução nas perdas de transmissão;
- Redução anual do preço do SFV;
- Custo capital do investimento em GD;
- Índice de degradação do sistema;
- Bandeira tarifária média;
- Preço mínimo do sistema fotovoltaico;
- Custo de operação e manutenção dos sistemas;
- Valoração da capacidade evitada; e
- Custo de troca do inversor.

Tabela 4.5 - Análise de sensibilidade do VPL na avaliação determinística

Variáveis	Variação Total Micro GD	Variação Total Mini GD
Irradiação solar local	25,51%	31,90%
Mercado potencial nacional	72,90%	65,68%
Taxa de desempenho do sistema	29,16%	44,10%
Valoração da energia evitada	20,05%	26,27%
Percentual de simultaneidade	218,69%	159,51%
WACC	51,03%	37,53%
Redução percentual do preço por semestre	0,00%	0,00%
Custo de capital de investimento em micro GD	0,00%	0,00%
Índice de degradação do sistema	6,43%	7,51%
Bandeira tarifária	0,00%	0,00%
Custo de Disponibilidade	12,99%	1,34%
Número de beneficiários dos créditos	18,22%	30,03%
Percentual pago do custo de disponibilidade	58,32%	6,10%
Preço mínimo sistema	0,00%	0,00%
Percentual de redução das perdas técnicas na distribuição	8,02%	10,32%
Percentual de redução das perdas técnicas na Rede Básica	5,10%	7,51%
Custo de operação e manutenção	0,00%	0,00%
Valoração da capacidade evitada	0,05%	0,03%
Custo da troca do inversor	0,00%	0,00%

A seguir, apresenta-se o resultado da análise de sensibilidade das variáveis selecionadas. Nos gráficos exibidos nesta seção, os cenários otimista, realista e pessimista são tratados como cenários 0, 1 e 2, respectivamente.

4.7.1 Variáveis com comportamento decrescente

Inicialmente, são apresentados os resultados obtidos para as variáveis em que o VPL é uma função decrescente. Para tais variáveis, quanto maior o seu valor, menor o VPL e, portanto, maior o impacto no setor dos SFVs. São elas: a irradiação solar, o mercado potencial nacional e a taxa de desempenho do sistema.

As Figuras (4.20) e (4.21) apresentam, respectivamente, para a micro e mini GD a variação da média e do desvio padrão do VPL em função do mercado potencial. Observa-se a forte dependência do VPL com essa variável, justificada pelo fato de que ela define quantos adotantes se conectarão ao sistema no final do período de análise. Nota-se em ambos os casos que a depender do acréscimo no mercado potencial, obtêm-se o VPL igual a outro cenário, ilustrando essa influência.

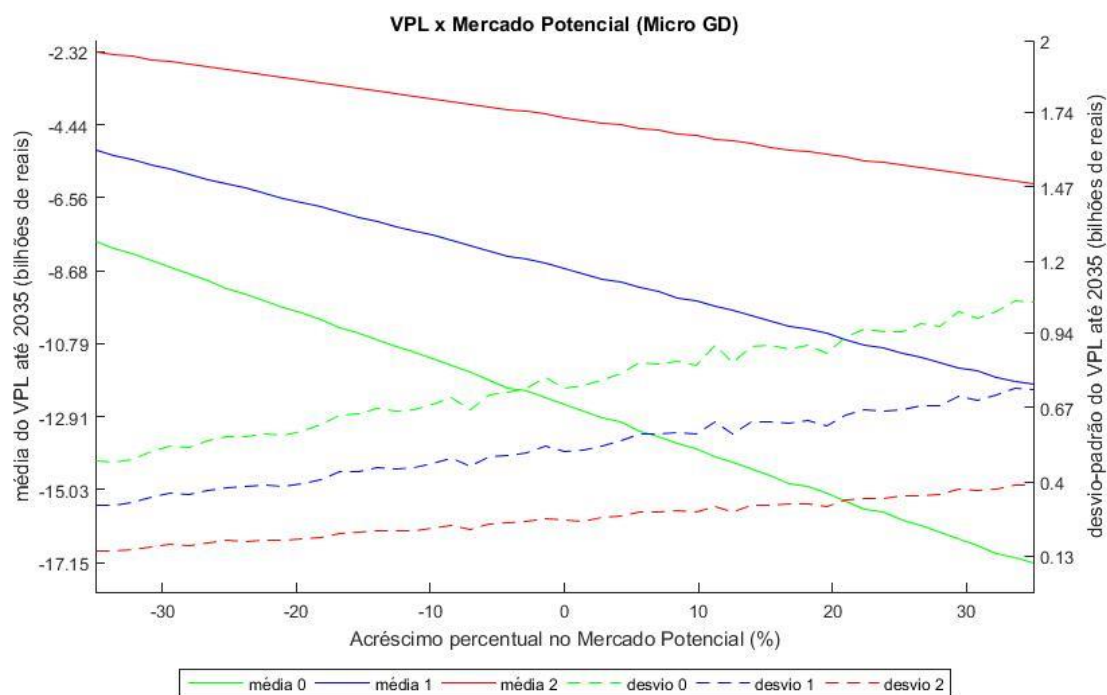


Figura 4.18 - Média e desvio padrão do VPL em função do mercado potencial para a micro GD

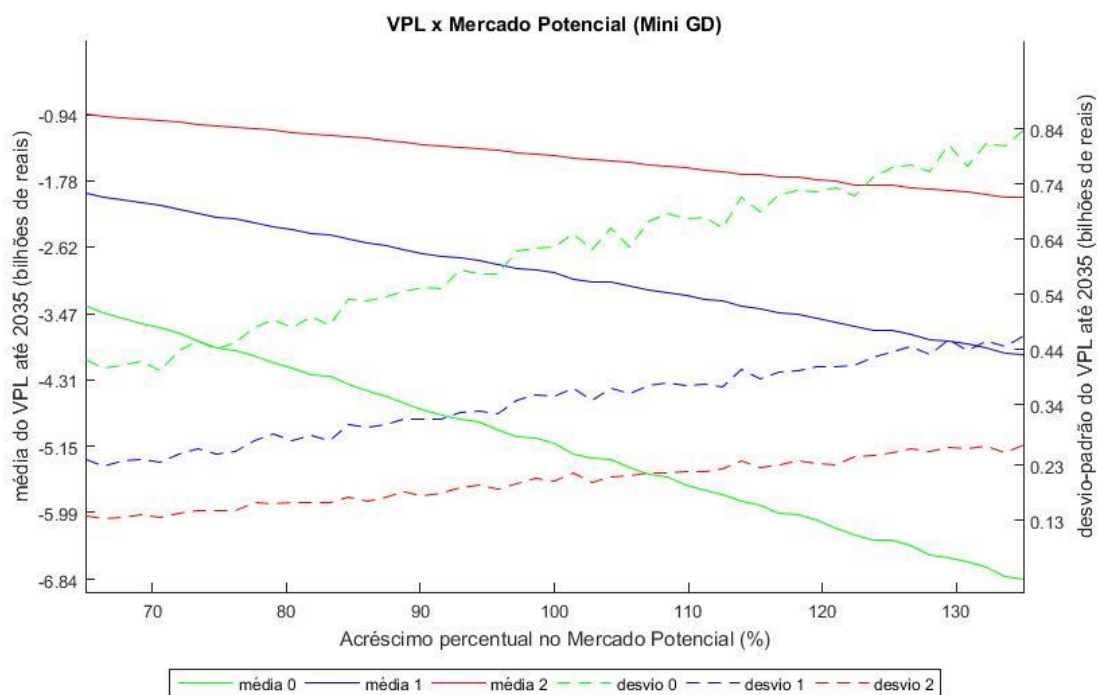


Figura 4.19 - Média e desvio padrão do VPL em função do mercado potencial para a mini GD

As Figuras (4.22) e (4.23) apresentam a avaliação da sensibilidade da média e do desvio-padrão do VPL em função do desempenho do sistema. Tal variável é diretamente proporcional à energia gerada pelos sistemas e, portanto, à redução de mercado das distribuidoras. Mesmo sendo pequena a variação do desempenho do sistema, conforme observado na literatura (Almeida, 2012), constata-se uma significativa variação do VPL. Entretanto, deve-se notar que é improvável que a média dos SFVs instalados de cada categoria se aproxime dos extremos dos intervalos teóricos. Caso a média se aproximasse do limite superior, poder-se-ia concluir que os sistemas brasileiros são significativamente mais eficientes que os sistemas estudados na literatura. Da mesma forma, um valor para a média nacional próximo do limite inferior implicaria no contrário.

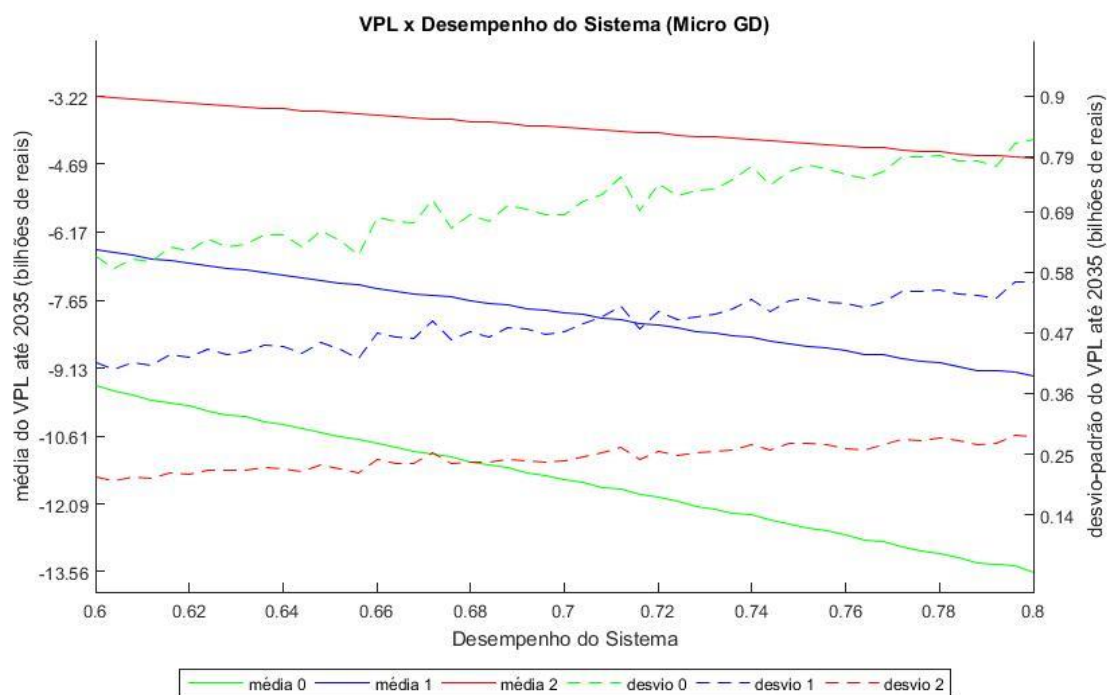


Figura 4.20 - Média e desvio padrão do VPL em função do desempenho do sistema para a micro GD

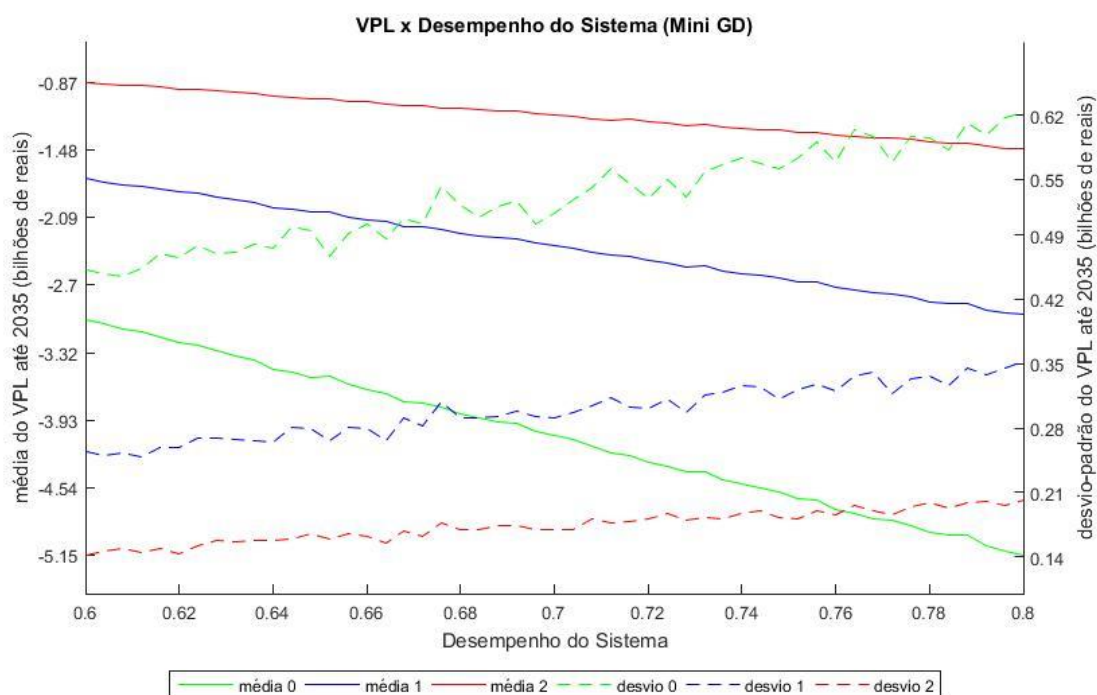


Figura 4.21 - Média e desvio padrão do VPL em função do desempenho do sistema para a mini GD

As Figuras (4.24) e (4.25) apresentam a sensibilidade do VPL para a micro e mini GD, respectivamente, em função de um acréscimo percentual na irradiação de todas distribuidoras. Assim como ocorre com o desempenho dos sistemas, essa variável é diretamente proporcional

à energia produzida. Contudo, a análise se limitou a aumentar ou diminuir simultaneamente a irradiação em todas distribuidoras, sem considerar as possibilidades de que em algumas a irradiação média anual possa aumentar e, em outras, diminuir. Devido a essa possibilidade, é improvável que se observe os valores dos extremos do intervalo analisado.

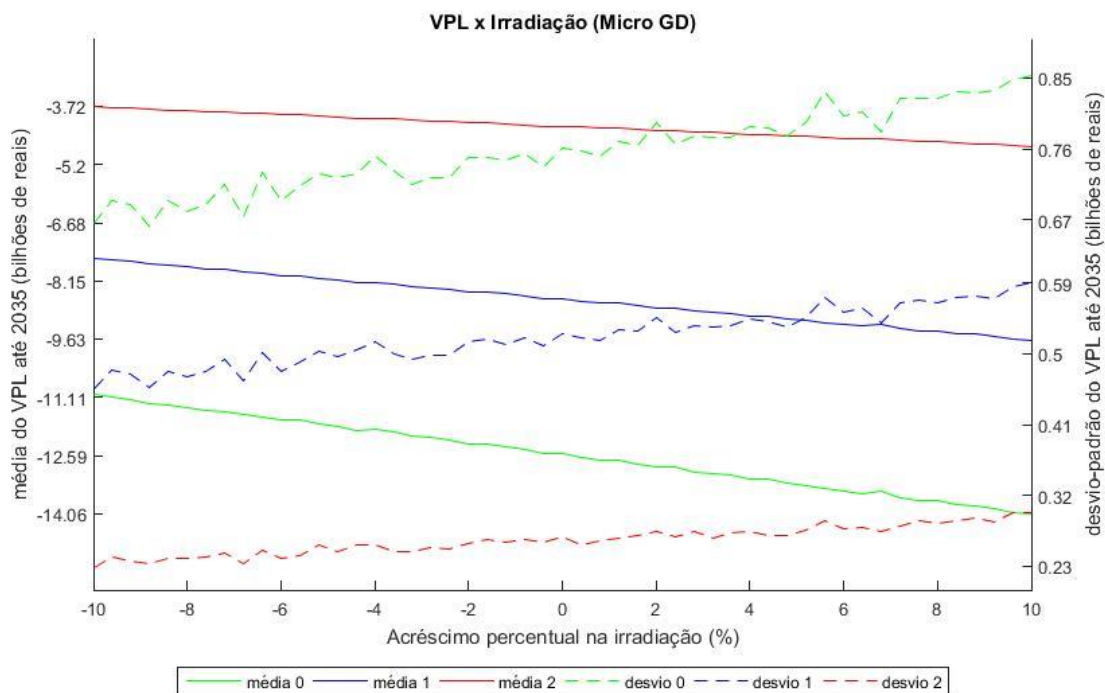


Figura 4.22 - Média e desvio padrão do VPL em função da irradiação para a micro GD

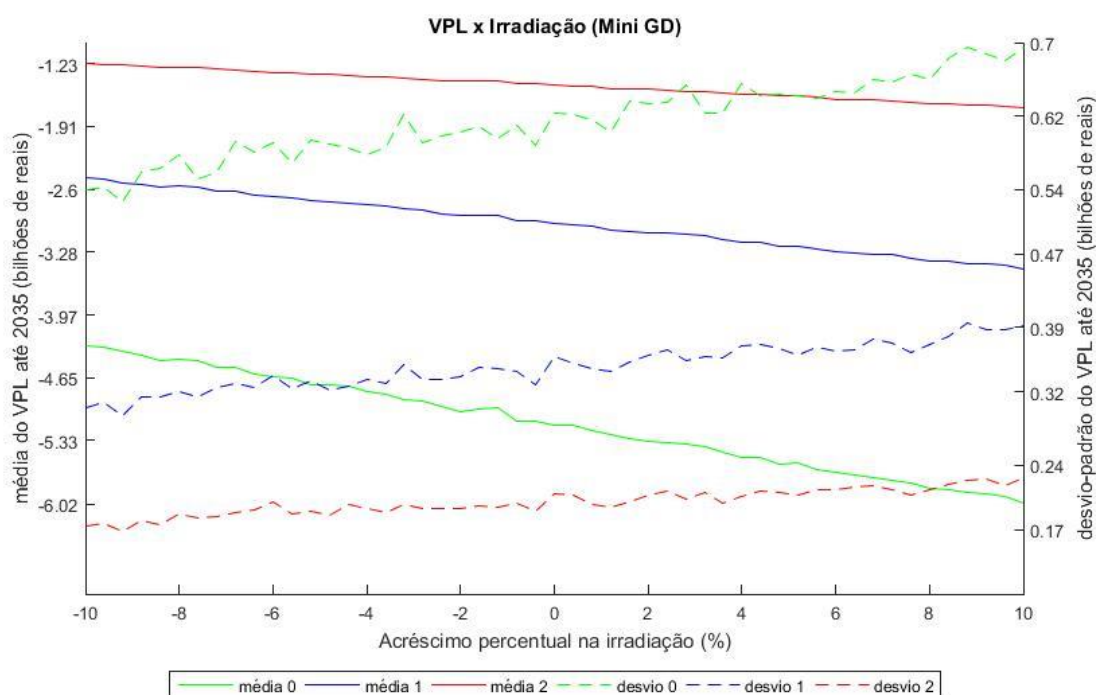


Figura 4.23 - Média e desvio padrão do VPL em função da irradiação para a mini GD

4.7.2 Variáveis com comportamento crescente

O VPL se comportou como função crescente das variáveis simultaneidade, WACC, valoração da energia, número de usuários beneficiados pelo sistema de créditos por SFV, custo de disponibilidade, percentual pago do custo de disponibilidade e redução nas perdas de distribuição.

As Figuras (4.26) e (4.27) mostram, respectivamente para a micro e mini GD a variação da média e do desvio-padrão do VPL em função da alteração do percentual de simultaneidade. Pode-se notar dos gráficos que essa variável, apesar de ser de difícil determinação, pode mudar completamente o resultado da análise. Como o modelo leva apenas em consideração a parcela não simultânea da energia para avaliar o impacto da GD, um aumento considerável nessa parcela reduz os impactos na mesma proporção. Os benefícios do pagamento do custo de disponibilidade e diferença entre demandas de consumidor e gerador são independentes a esse fato, e se tornam preponderantes com o aumento da taxa.

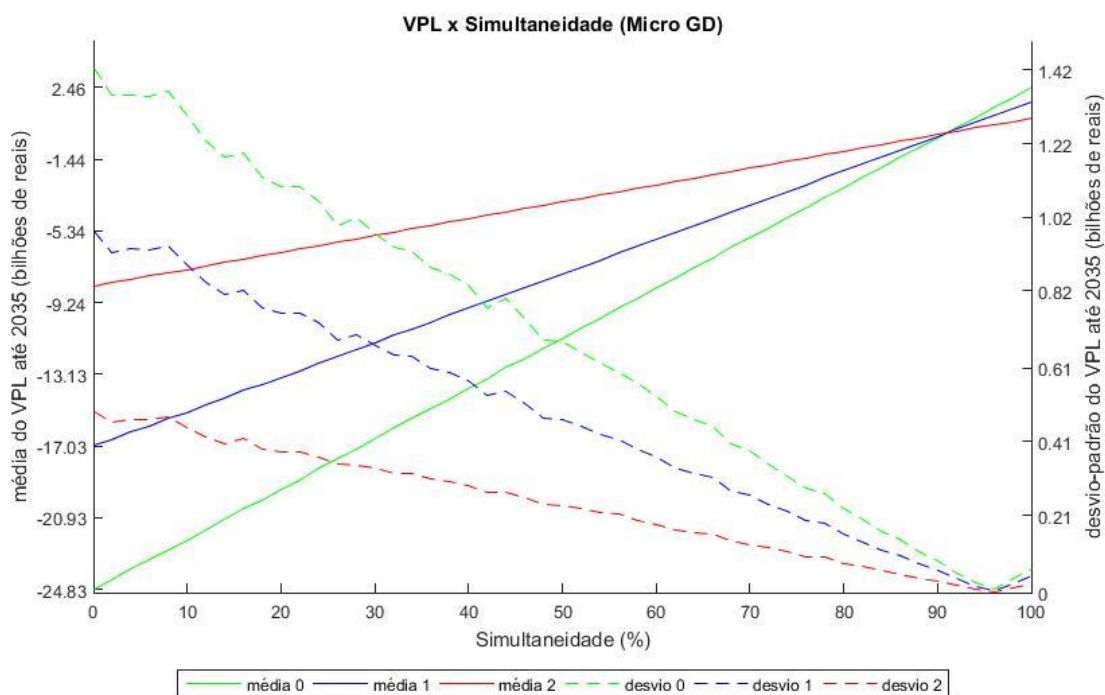


Figura 4.24 - Média e desvio padrão do VPL em função da simultaneidade para a micro GD

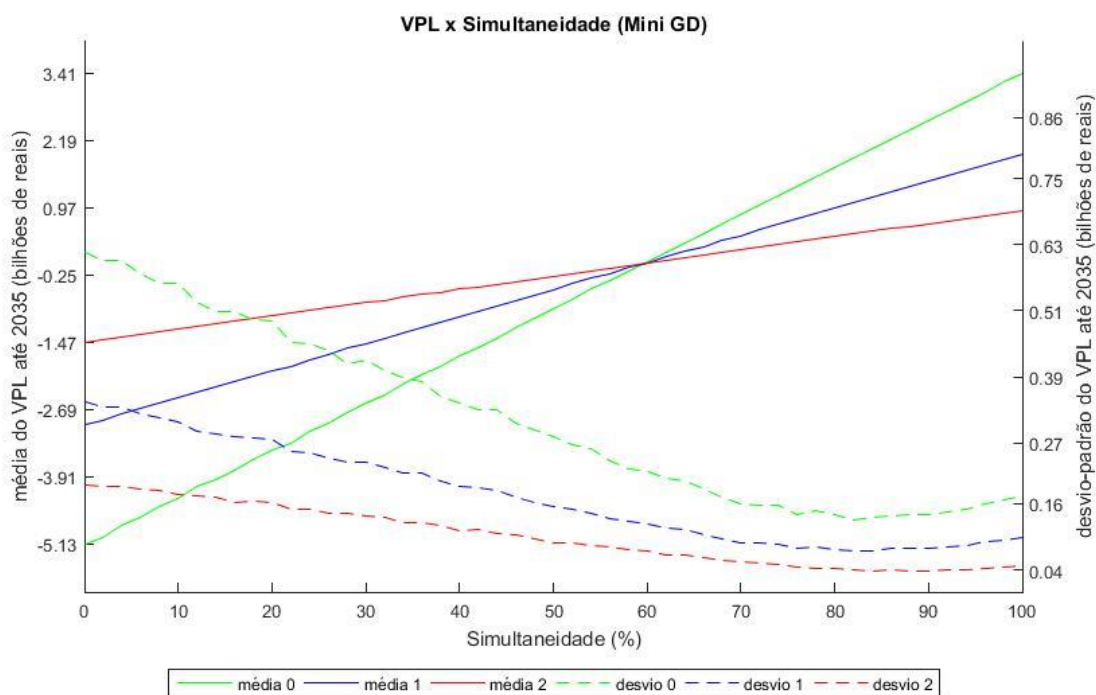


Figura 4.25 - Média e desvio padrão do VPL em função da simultaneidade para a mini GD

Considerou-se a simultaneidade dos sistemas de mini GD nula na metodologia para o cálculo do VPL. Contudo vários sistemas de mini GD têm característica local, de forma que a média de simultaneidade de todos os sistemas deve ser maior que 0, ainda que exista grandes usinas sem

carga conectada nesse grupo. Dessa forma, a variação da simultaneidade permitiu a verificação dos efeitos dessa consideração na análise.

As Figuras (4.28) e (4.29) apresentam a variação da média e do desvio padrão do VPL da micro e mini GD, respectivamente, para diferentes valores de WACC. Observa-se que a escolha de utilização da taxa para o desconto do fluxo de caixa caracteriza-se como conservadora, tendo em vista que índices mais próximos da inflação atual aumentam consideravelmente o valor presente dos impactos.

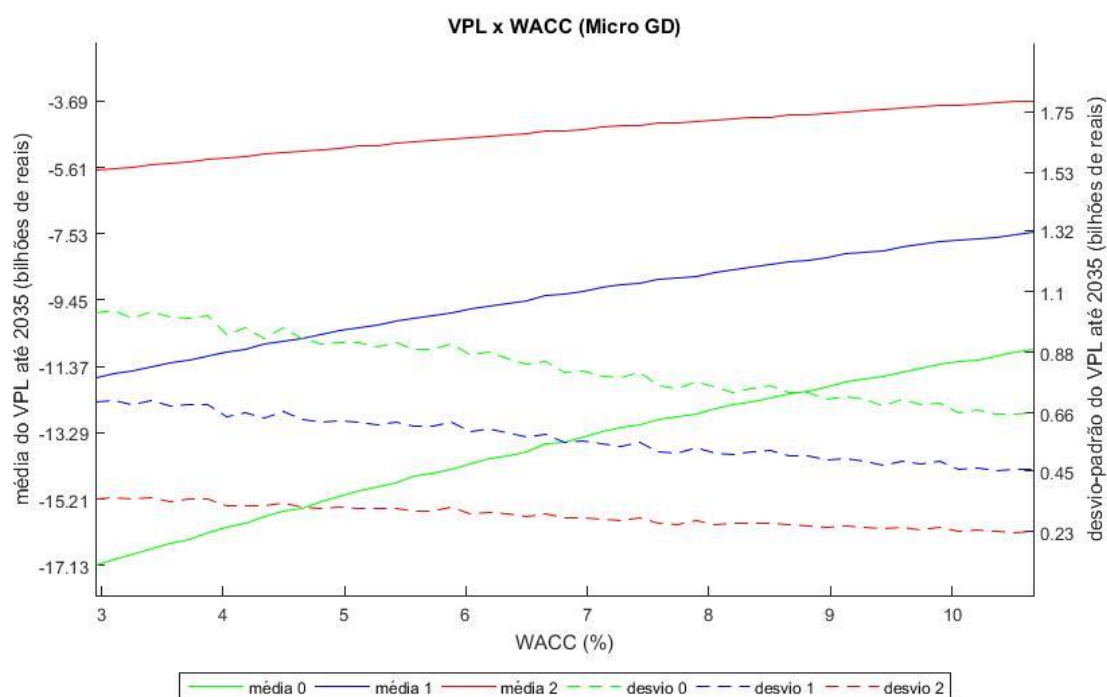


Figura 4.26 - Média e desvio padrão do VPL em função do WACC para a micro GD

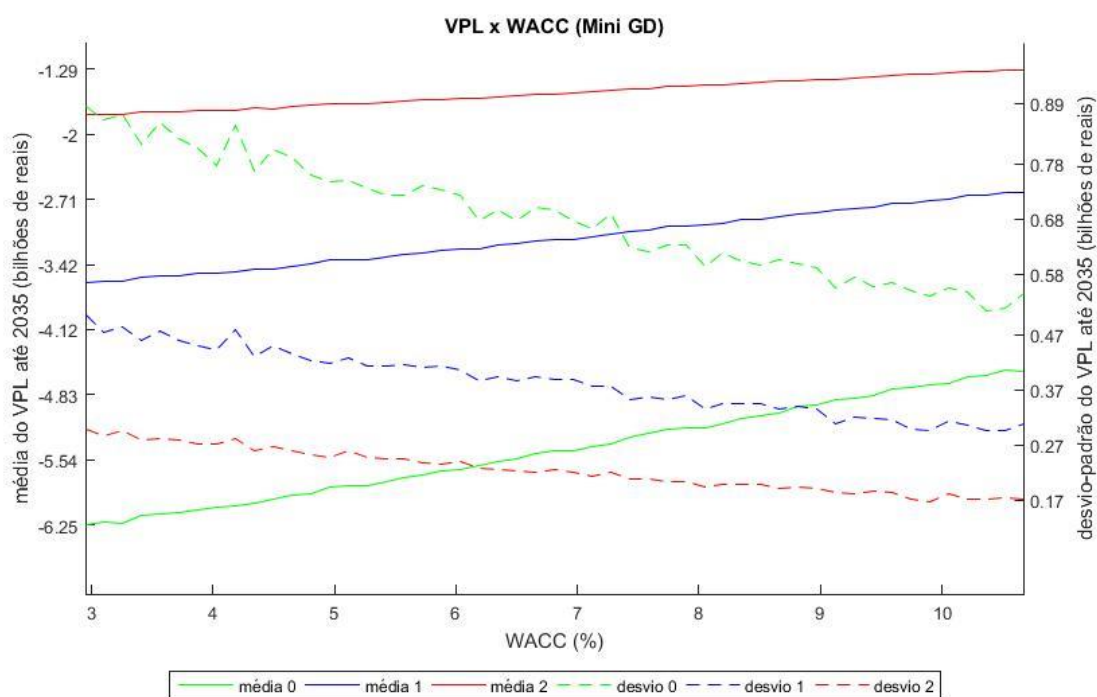


Figura 4.27 - Média e desvio padrão do VPL em função do WACC para a mini GD

As Figuras (4.30) e (4.31) apresentam a variação da média e do desvio padrão do VPL para micro e mini GD, respectivamente, em função da energia evitada. Nota-se que quanto mais adotantes do sistema, mais essa variável influencia nas análises.

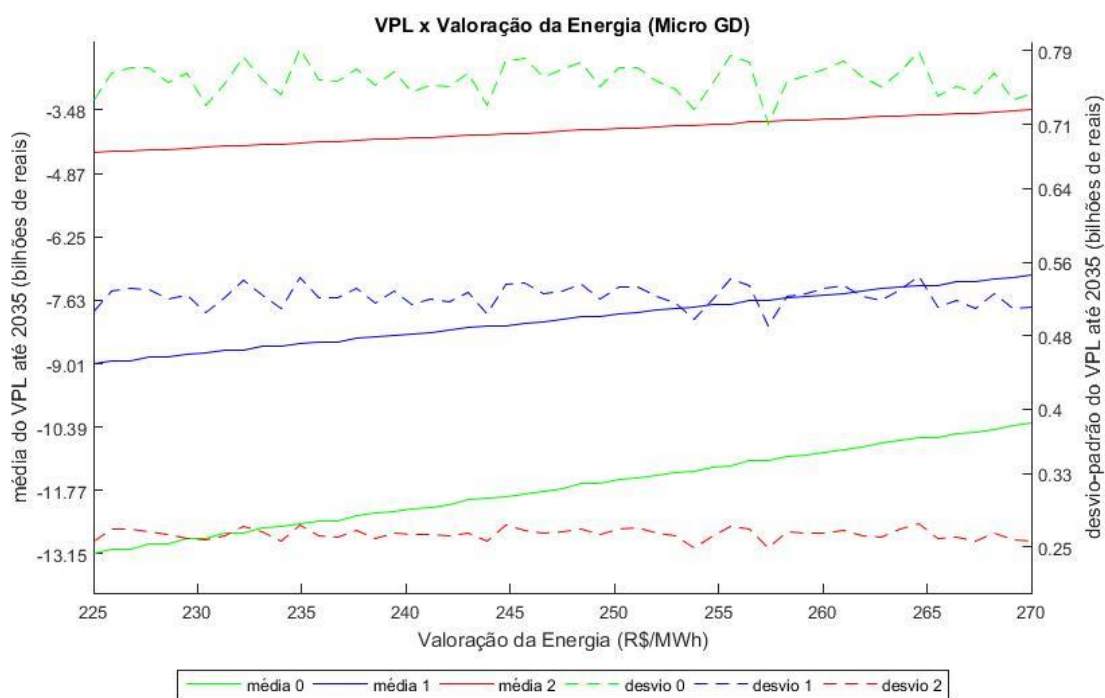


Figura 4.28 - Média e desvio padrão do VPL em função da valoração da energia para a micro GD

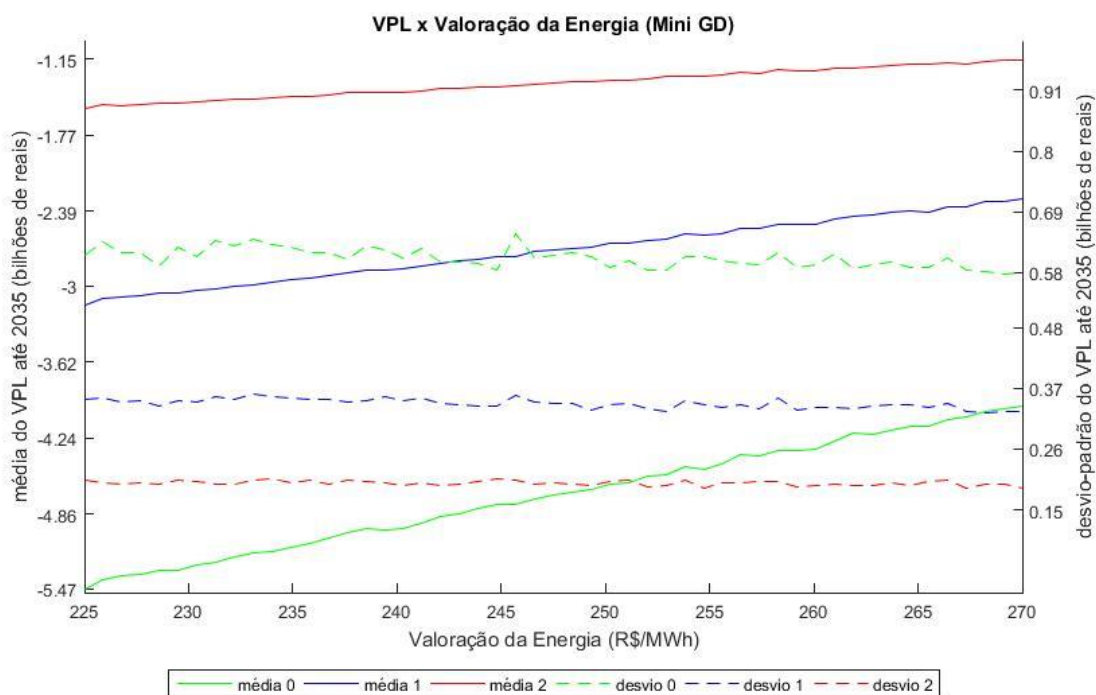


Figura 4.29 - Média e desvio padrão do VPL em função da valoração da energia para a mini GD

A Fig. (4.32) exibe a variação da média e do desvio padrão do VPL para a mini GD em função do número de UCs beneficiárias do sistema de créditos. Esse número representa a média de todos os sistemas. Essa variável é diferentemente proporcional ao custo de disponibilidade pago, de forma que quanto maior seu valor, maior o VPL.

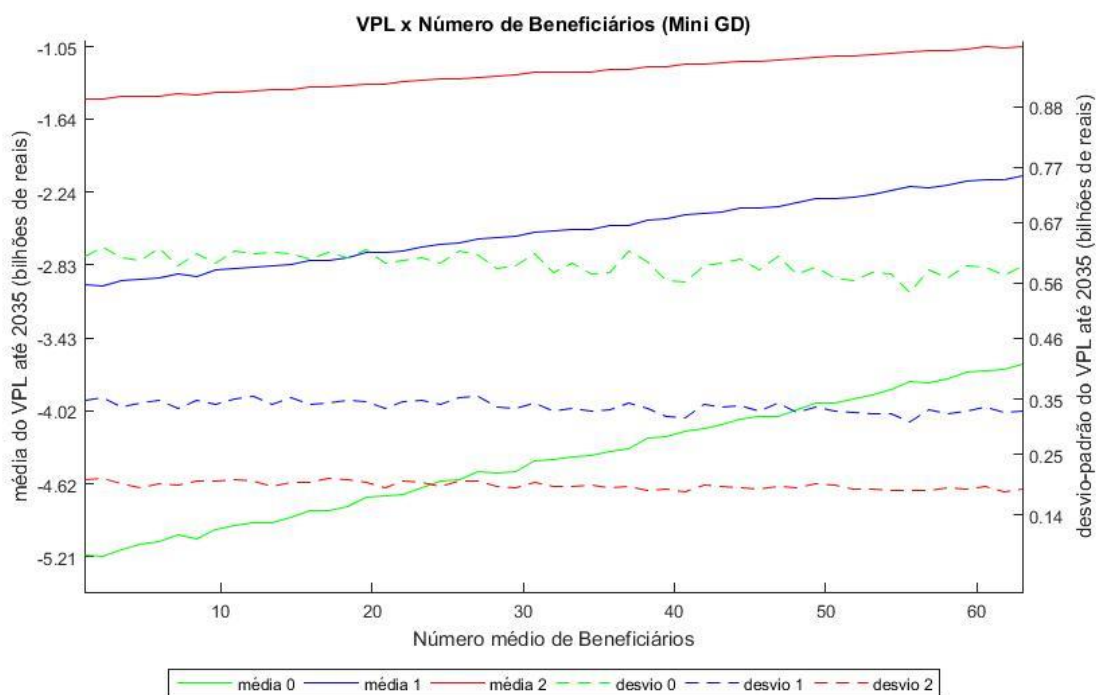


Figura 4.30 - Média e desvio padrão do VPL em função do número de beneficiários dos créditos para a mini GD

No caso da micro GD, como se apresentou na Fig. 4.18, o pagamento do custo de disponibilidade representa uma parte considerável do benefício. Por essa razão, as variáveis que o afetam foram selecionadas para a avaliação de sensibilidade dessa modalidade.

A Fig. (4.33) apresenta a variação da média e desvio padrão do VPL para a micro GD em função dos percentuais pagos do custo de disponibilidade. Essa variável é de difícil mensuração, mas ela influencia consideravelmente na análise.

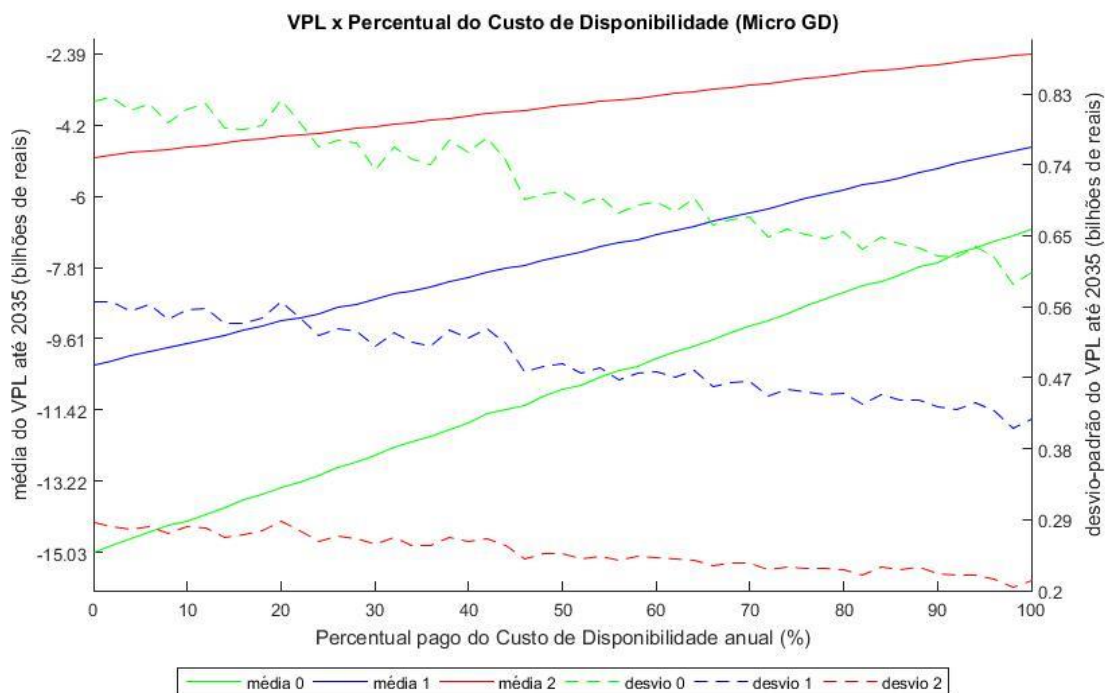


Figura 4.31 - Média e desvio padrão do VPL em função do percentual pago do custo de disponibilidade para a micro GD

A Fig. (4.34) apresenta a variação da média e do desvio padrão do VPL para a micro GD em função do custo de disponibilidade. A consideração de que o SFV médio de micro GD é trifásico resultou na adoção do valor de 100 kWh para o custo de disponibilidade. Contudo, também há sistemas bifásicos e monofásicos. Dessa forma, acredita-se que essa também foi uma consideração conservadora do modelo, tendo em vista que o impacto seria maior se o custo de disponibilidade fosse menor, adotando-se uma média de todos sistemas, por exemplo.

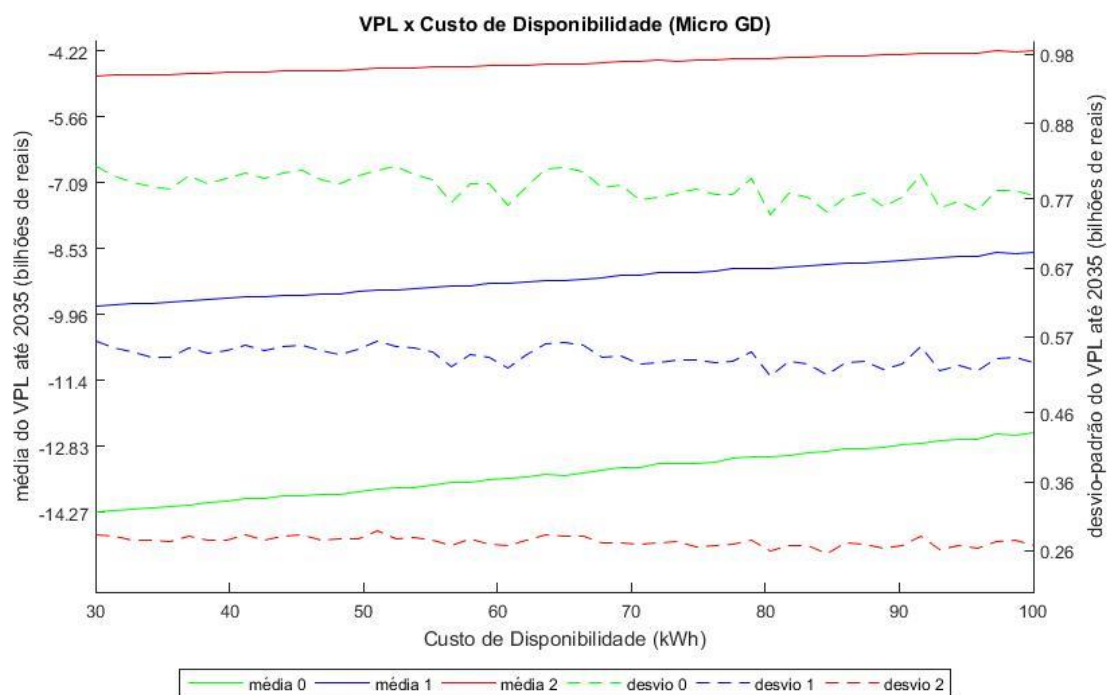


Figura 4.32 - Média e desvio padrão do VPL em função do percentual pago do custo de disponibilidade para a mini GD

A Fig. (4.35) apresenta a variação da média e do desvio padrão do VPL em função da diferença do valor da demanda de consumidor e de gerador. Cabe destacar que assim como o custo de disponibilidade é o segundo maior benefício para a micro GD, Fig. (4.18), o pagamento da diferença entre as demandas é o segundo maior benefício para a mini GD, Fig. (4.19). Dessa forma, ele pode impactar o VPL significativamente. Observa-se que na categoria de mini GD, há sistemas com características de consumidor, sendo que o benefício nesse caso não existiria. Entretanto, também há sistemas com a característica de gerador puro (ANEEL 2018b), de forma que a diferença média seria algo entre o valor adotado e zero.

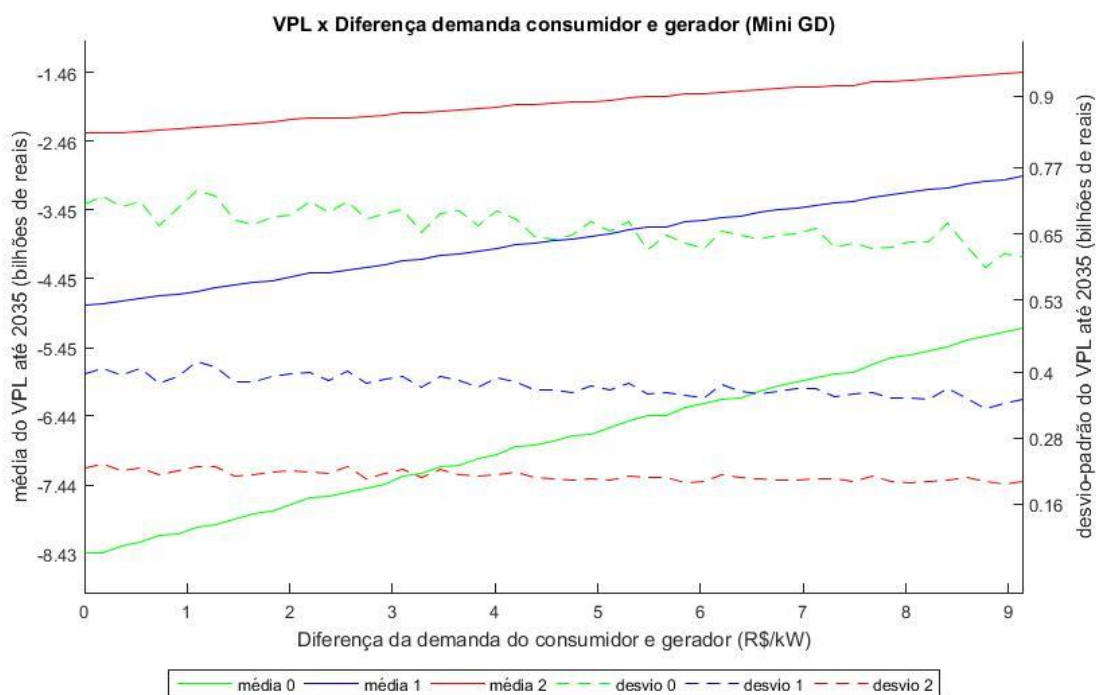


Figura 4.33 - Média e desvio padrão do VPL em função da diferença entre a demanda de consumidor e gerador para a mini GD

Por fim, considerou-se também a redução nas perdas de distribuição da mini GD. Como há sistemas locais nessa categoria, é possível que na média exista alguma redução de perdas. A Fig. (4.36) apresenta a média e o desvio padrão do VPL para a mini GD em função dos níveis de redução nas perdas de distribuição. Nota-se que a consideração desse benefício reduz o impacto no setor, principalmente nos cenários com maior entrada de GD.

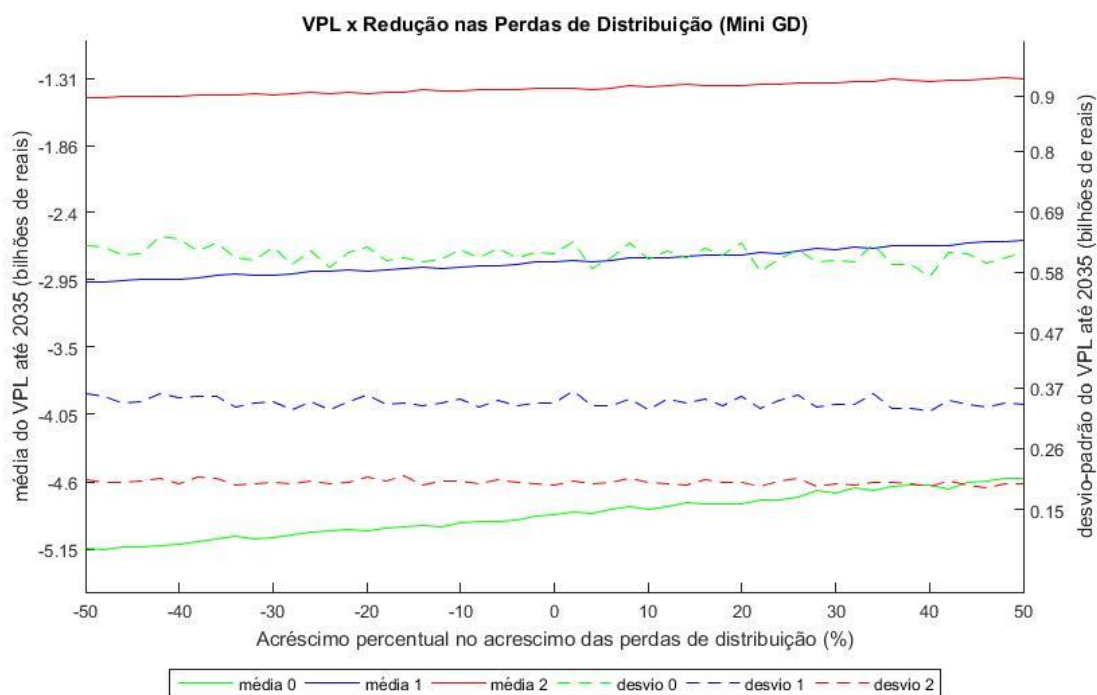


Figura 4.34 - Média e desvio padrão do VPL em função das redução nas perdas de distribuição para a mini GD

4.8 RESULTADOS GLOBAIS

Nesta seção são apresentados a soma dos resultados da micro e da mini GD. A Fig. (4.37) apresenta a previsão de potência instalada para a GD ao longo dos anos, considerando-se a manutenção do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. As projeções realizadas estão fortemente atreladas ao mercado potencial e a fração máxima adotada. Como se observa da Fig. (4.37), o número de adotantes se estabiliza por característica do Modelo de Bass.

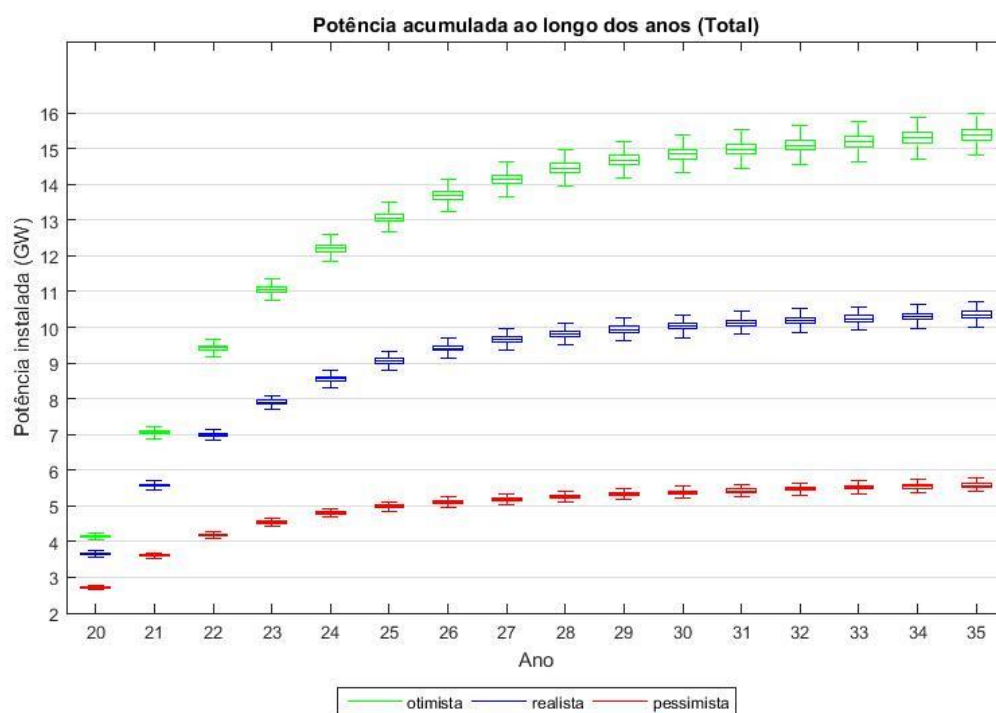


Figura 4.35 - Projeção estocástica da potência de GD instalada no Brasil

A Fig. (4.38) apresenta o VPL do setor estimado para cada cenário considerando todos os SFVs adotantes. Como se observa, a diferença entre os cenários é significativa. Isso reforça a necessidade de se calcular o VPL por usuário, tendo em vista que o impacto de todo o setor é um produto entre o impacto de um único usuário pelo número de usuários entrantes. Dessa forma, a projeção pode distorcer a análise, tendo em vista que projeções muito agressivas irão resultar num VPL muito negativo, ao passo que projeções pessimistas irão resultar num VPL mais próximo de zero ou até mesmo positivo.

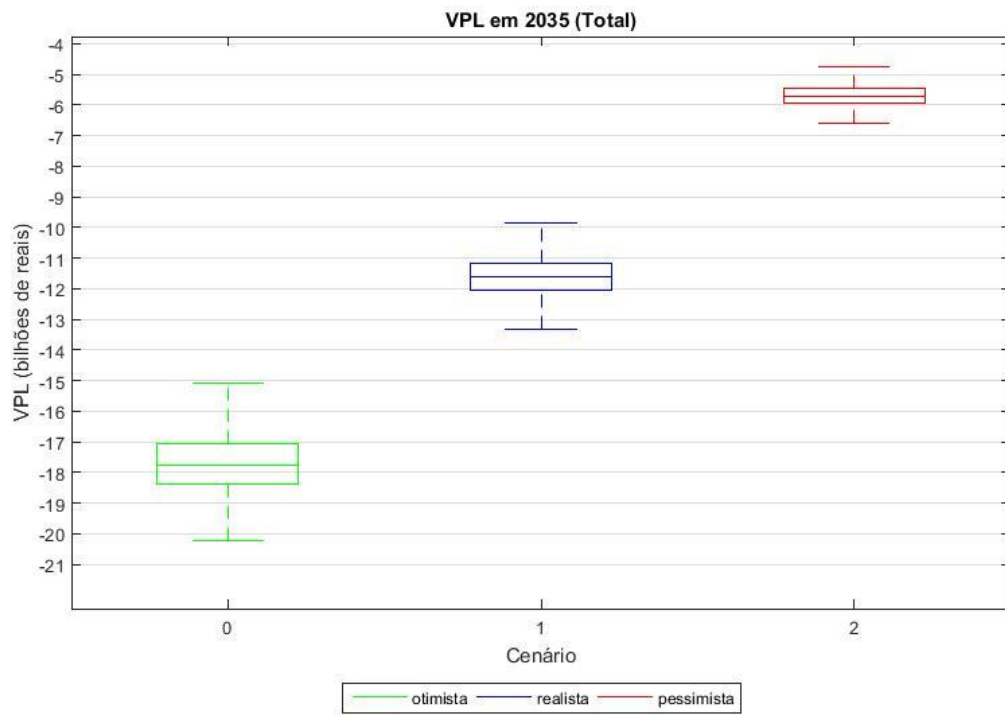


Figura 4.36 - VPL até 2035 da GD

5 CONCLUSÕES

5.1 ASPECTOS GERAIS

Este trabalho teve como objetivo avaliar os impactos econômicos da continuidade do Sistema de Compensação de Energia até 2035 no setor elétrico brasileiro. A partir da metodologia empregada, observa-se que, a depender do cenário, o impacto deve variar entre pouco mais de 4,5 bilhões a mais de 20 bilhões de reais. O fluxo de caixa depende não só de quantos usuários adotarão o sistema, mas também da velocidade de adoção. Em todos cenários, no entanto, observa-se que o VPL é negativo, indicando a necessidade de alteração no sistema.

As projeções obtidas se diferem principalmente pelos diferentes valores finais de potência instalada. Ainda assim, se observa que a projeção realizada utilizando apenas a média de tarifas e todo histórico nacional tem crescimento muito mais acentuado do que a obtida pela soma das projeções das distribuidoras.

Considerar diferentes cenários de adoção da GD tem impacto significativo no VPL. Percebe-se que o resultado é praticamente proporcional à projeção adotada, o que reforça a importância da consideração de mais de um cenário para a projeção. A proposta de escolher o gatilho pela potência instalada (ANEEL, 2019b) por si só não resolve esse problema, tendo em vista que o VPL também é influenciado pela velocidade da projeção adotada.

O cálculo do VPL por sistema adotante em cada distribuidora demonstra variação considerável entre diferentes áreas de concessão. As diferenças de tarifas e irradiação justificam os distintos níveis de adoção de SFVs e, por consequência, os diferentes impactos econômicos.

A grande proporção dos benefícios que a energia evitada representa também reforça a necessidade de sua correta mensuração. De forma simplificada, a análise se torna a comparação do valor economizado pela energia injetada com o valor devolvido ao usuário por meio dos créditos. A adoção do cálculo do VPL por sistema permite a verificação de que essa diferença varia consideravelmente a cada distribuidora.

Outra premissa que influencia fortemente o VPL são as categorias adotadas. Mesmo que a mini GD inclua todos SFVs classificados pela ANEEL como GD remota (2018b, 2019b), o impacto encontrado pela metodologia foi menor que o calculado pela agência. Os principais

fatores que justificam este fato são a diferença de tamanho entre as duas categorias e a diferença de projeção.

Observa-se também que, caso houvesse um pico de entrada de sistemas perto de 2020, maximizar-se-ia o impacto ao setor. Uma possível “corrida” para se obter os maiores benefícios (ANEEL, 2019b) seria, então, a pior situação possível do ponto de vista do impacto econômico.

A avaliação de sensibilidade das variáveis do modelo permitiu a identificação das variáveis que mais influenciam nos resultados. Destaca-se os efeitos do mercado potencial adotado e da simultaneidade, tendo em vista que são variáveis estimadas que têm grande influência na análise. A consideração de diferentes cenários mitiga a influência do mercado potencial na análise.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

As simulações realizadas dependem principalmente da estimação da produtividade média dos sistemas instalados em cada distribuidora, da projeção da GD e do valor utilizado para monetizar a energia produzida pelos SFVs. Portanto, para trabalhos futuros, propõe-se uma investigação da produtividade dos sistemas *in loco*, tendo em vista que uma visão generalizada da energia que os sistemas físicos efetivamente estão injetando tornaria mais precisa a análise. Da mesma forma, propõe-se a adoção de outras metodologias para a projeção da GD, tendo em vista que a análise é dependente dessa avaliação. Além disso, recomenda-se o desenvolvimento de estudos para se identificar a simultaneidade, variável essencial para a decisão do modelo sucessor do Sistema de Compensação de Energia.

Nesse estudo, avaliou-se o efeito da continuidade do sistema atual até 2035. A metodologia pode também ser replicada considerando a alteração do modelo e suas implicações, de maneira similar à realizada pela ANEEL (2019b). Em trabalhos futuros também se recomenda a simplificação da metodologia, excluindo-se variáveis que não influenciam na análise.

Por meio da adição de mais variáveis aleatórias, se pode ter um resultado mais generalista, desde que essas sejam descritas a partir de seu histórico. Assim, levantamento do histórico de outras variáveis também pode ser uma contribuição à análise.

O estudo dos impactos técnicos da inserção da GD também é essencial para a devida contabilização dos impactos. O estudo da redução de perdas agregado pelos vários sistemas

pode reforçar as conclusões da análise. Ademais, outros impactos devidamente generalizados poderiam ser incluídos na metodologia.

Outro ponto importante são as categorias adotadas para a análise. Para trabalhos futuros, sugere-se a divisão dentro da micro e mini GD em mais categorias, de forma a se obter as particularidades dos impactos causados pelos diferentes tamanhos de SFVs e as diferentes modalidades.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 171 f. 2012. Tese de Doutorado. Dissertação (Mestrado–Programa de Pós-Graduação em Energia)–EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, São Paulo-SP.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482**. [S.l.], 2012.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687**. [S.l.], 2015.

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2a edição. ed. [S.l.], 2016.

ANEEL. **Procedimentos de regulação Tarifária (PRORET)**. [S.l.], 2016.

ANEEL. **Nota Técnica N° 62/2018 – SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA**. [S.l.], 2018.

ANEEL. **Nota Técnica N° 108/2018 – SRD/SCG/SMA**. [S.l.], 2018.

ANEEL. **Luz na Tarifa**. 2019. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>>

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório n° 003/2019 – SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA**. [S.l.], 2019.

BASS, Frank M. **A new product growth for model consumer durables**. Management science, v. 15, n. 5 5, p. 215-227, 1969.

DENHOLM, Paul et al. **Methods for analyzing the benefits and costs of distributed photovoltaic generation to the US electric utility system**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética] **Balanco Energético Nacional 2019**. 2019. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>>

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 2° Trimestre de 2019**. 2019. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado-energia-solar-fotovoltaica-brasil/>>

GUIDOLIN, Mariangela; MORTARINO, Cinzia. **Cross-country diffusion of photovoltaic systems: modelling choices and forecasts for national adoption patterns**. Technological forecasting and social change, v. 77, n. 2, p. 279-296, 2010.

IEA [International Energy Agency]. **Renewables**. 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>>

JORDAN, Dirk C.; KURTZ, Sarah R. **Photovoltaic degradation rates—an analytical review**. Progress in photovoltaics: Research and Applications, v. 21, n. 1, p. 12-29, 2013.

KONZEN, Gabriel. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. Master Degree at University of Sao Paulo-USP. Sao Paulo, SP, 2014.

ONU. **A Agenda 2030**. 2015. Disponível em <<https://nacoesunidas.org/pos2015/>>

PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio; KNITTLE, Christopher. **Utility of the future: An mit energy initiative response to an industry in transition**. MIT Energy Initiative, 2016.

RADOMES JR, Amando A.; ARANGO, Santiago. **Renewable energy technology diffusion: an analysis of photovoltaic-system support schemes in Medellín, Colombia.** Journal of Cleaner Production, v. 92, p. 152-161, 2015.

REN21. **Renewables 2019 Global Status Report.** 2019. Disponível em: <<https://www.ren21.net/reports/ren21-reports/>>