

Universidade Doctum Juiz de Fora

João Gabriel Rodrigues Viana

Análise do Impacto Regulatório na Geração Distribuída Brasileira

Belo Horizonte, MG – Brasil

2024

João Gabriel Rodrigues Viana

Análise do Impacto Regulatório na Geração Distribuída Brasileira

Trabalho de Conclusão de Curso,
apresentado a Doctum Juiz de Fora,
como parte das exigências para a
obtenção do título de engenheiro
eletricista.

João Gabriel Rodrigues Viana

Análise do Impacto Regulatório na Geração Distribuída Brasileira

Trabalho de Conclusão de Curso,
apresentado a Doctum Juiz de Fora,
como parte das exigências para a
obtenção do título de engenheiro
eletricista.

Prof. Me. Luís Gustavo Schroder E Braga

RESUMO

A promulgação da Resolução Normativa nº 482 de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), abriu a oportunidade para que os consumidores cativos de energia pudessem ter mais autonomia sobre seus gastos com energia elétrica através da geração própria. Com isso, observou-se a expansão dos sistemas de microgeração fotovoltaica pelo país, sobretudo nas residências e pequenos comércios. O presente estudo se propõe a investigar os impactos de novas regulamentações para o setor, tomando como base as propostas apresentadas pela agência reguladora e um projeto de lei protocolado na Câmara dos Deputados, cuja intenção é lançar os novos critérios para o funcionamento do setor.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Mercado; Regulação.

ABSTRACT

The publication of Normative Resolution No. 482 of 2012, of the National Electric Energy Agency (ANEEL), launched the opportunity for captive energy consumers to have more autonomy over their spending on electricity, facilitating the use of the self-generation. As a result, the expansion of photovoltaic microgeneration systems across the country was noticed, especially in homes and small businesses. The present study aims to investigate the impacts of new regulations for the sector, based on the proposals already discussed by the regulatory agency and a bill filed in the Chamber of Deputies, whose intention is to launch the new criteria for the sector's operation.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy; Market; Regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo final de energia por fonte no Brasil	12
Figura 2 - Potência Instalada em Geração Distribuída	12
Figura 3 - Faixas de energia.....	17
Figura 4 - Cristal de silício com dopagem tipo N (esquerda) e tipo P (direita)..	18
Figura 5 - Esquema básico do gerador fotovoltaico conectado à rede.....	20
Figura 6 - Postos tarifários na Tarifa Branca	25
Figura 7 - Participação na formação da tarifa por função de custo	26
Figura 8 - Alternativas propostas pela ANEEL	30
Figura 9 - Taxa interna de retorno do caso residencial	51
Figura 10 - Valor presente líquido do caso residencial.....	51
Figura 11 - Taxa interna de retorno do caso comercial	52
Figura 12 - Valor presente líquido do caso comercial.....	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Número de conexões em geração distribuída por subgrupo	14
Tabela 2 - Subgrupos tarifários	21
Tabela 3 - Componentes da Tarifa de Energia – CEMIG	37
Tabela 4 - Dados para cálculos financeiros do Caso 1 (residencial)	39
Tabela 5 - Dados para cálculos financeiros do Caso 2 (comercial)	39
Tabela 6 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.3.1	40
Tabela 7 - Dados de saída do FDC do caso 6.3.1	40
Tabela 8 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.3.2	41
Tabela 9 - Dados de saída do FDC do caso 6.3.2	41
Tabela 10 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.4.1	43
Tabela 11 - Dados de saída do FDC do caso 6.4.1	43
Tabela 12 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.4.2	44
Tabela 13 - Dados de saída do FDC do caso 6.4.2	44
Tabela 14 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.5.1	46
Tabela 15 - Dados de saída do FDC do caso 6.5.1	46
Tabela 16 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.5.2	47
Tabela 17 - Dados de saída do FDC do caso 6.5.2	47
Tabela 18 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.6.1	48
Tabela 19 - Dados de saída do FDC do caso 6.6.1	49
Tabela 20 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.6.2	49
Tabela 21 - Dados de saída do FDC do caso 6.6.2	50

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
TE	Tarifas de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

	LISTA DE FIGURAS	6
	LISTA DE TABELAS	7
	LISTA DE SIGLAS	8
1	INTRODUÇÃO	11
1.1	JUSTIFICATIVA	13
1.2	OBJETIVOS	13
1.3	CONSIDERAÇÕES SOBRE O ESTUDO	14
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2	APROVEITAMENTO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	16
2.1	PRINCÍPIOS FÍSICOS.....	16
2.2	O GERADOR FOTOVOLTAICO.....	19
3	TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	21
3.1	ESTRUTURA TARIFÁRIA DA ENERGIA ELÉTRICA	21
3.2	COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA	22
3.3	TRIBUTAÇÃO	23
3.4	BANDEIRAS TARIFÁRIAS.....	24
3.5	TARIFA BRANCA.....	24
3.6	TARIFAS NA REGIÃO DE ATENDIMENTO DA CEMIG.....	25
4	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	27
4.1	A NORMATIVA VIGENTE	27
4.2	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULATÓRIA DA ANEEL.....	28
4.3	O PROJETO DE LEI.....	30
5	TÉCNICAS DE ENGENHARIA ECONÔMICA	33
5.1	FLUXO DE CAIXA DESCONTADO.....	33
5.2	VALOR PRESENTE LÍQUIDO	34
5.3	TAXA INTERNA DE RETORNO.....	34
5.4	PAYBACK.....	35

6	ANÁLISE DE CENÁRIOS	36
6.1	ESCOPO DOS CENÁRIOS ANALISADOS	36
6.2	PREMISSAS ADOTADAS	37
6.3	CENÁRIO ZERO	39
6.3.1	CASO RESIDENCIAL.....	40
6.3.2	CASO COMERCIAL	41
6.4	CENÁRIO PROPOSTO PELA ANEEL: ALTERNATIVA 1.....	42
6.4.1	CASO RESIDENCIAL.....	42
6.4.2	CASO COMERCIAL	44
6.5	CENÁRIO PROPOSTO PELA ANEEL: ALTERNATIVA 5.....	45
6.5.1	CASO RESIDENCIAL.....	45
6.5.2	CASO COMERCIAL	47
6.6	CENÁRIO DO PROJETO DE LEI.....	48
6.6.1	CASO RESIDENCIAL.....	48
6.6.2	CASO COMERCIAL	49
6.7	ANÁLISE DOS RESULTADOS	50
7	CONCLUSÕES	54
7.1	TRABALHOS FUTUROS.....	55
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	56
	ANEXO A: Ficha técnica dos módulos fotovoltaicos	59
	ANEXO B: Ficha técnica do inversor fotovoltaico 3kW	61
	ANEXO C: Ficha técnica do inversor fotovoltaico 30kW	63

1 INTRODUÇÃO

O consumo de energia constitui um dos principais indicadores de qualidade de vida e desenvolvimento econômico de uma nação, pois expressa não só o poder aquisitivo de sua população como também seu potencial produtivo. Por isso, é de se esperar diversas políticas de expansão e melhoria do parque gerador de um país. Junto a esse crescimento, deve-se atentar para fontes energéticas capazes de atender a demanda de consumo de maneira que não sejam exauridos os recursos naturais utilizados pela humanidade (COSTA, 2006).

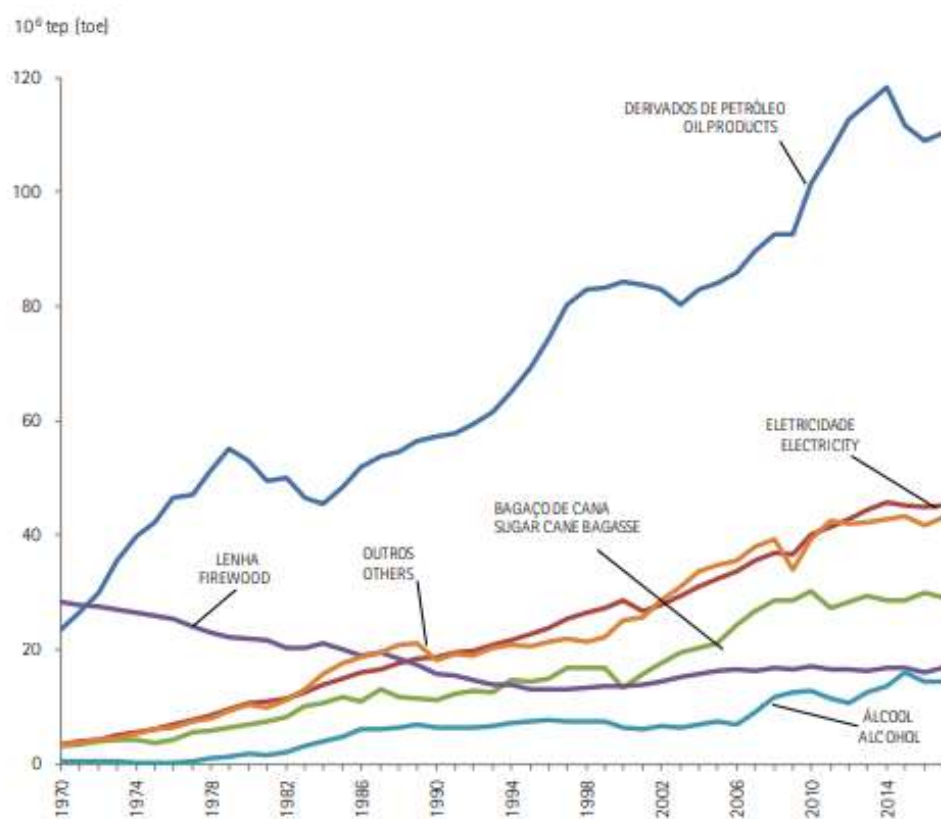
No Brasil, o consumo anual de energia elétrica atingiu 636,4 TWh em 2018, um aumento de 1,7% frente ao ano anterior. Neste mesmo ano, as perdas elétricas (comerciais e técnicas) atingiu 101 GWh, de forma que a energia elétrica disponibilizada para consumo final foi de 535,4 GWh (BEN, 2019). Diante do constante aumento do consumo de energia elétrica e das relevantes perdas técnicas aferidas, faz-se necessário buscar por soluções que sejam capazes de assegurar o fornecimento e eficiência energética no país.

Em adição, a energia elétrica é um insumo fundamental para o Brasil, dado que seu consumo é alto relativamente à outras fontes de energia. Como mostra a figura 1, essa fonte de energia é a segunda mais utilizada no país, reforçando a importância dos investimentos na diversificação da matriz energética e no aumento da capacidade de geração do país.

Diante desses fatos, a energia fotovoltaica apresenta-se como uma solução em forte ascensão, em especial quando conectado na rede de distribuição, em que favorece a redução das perdas técnicas.

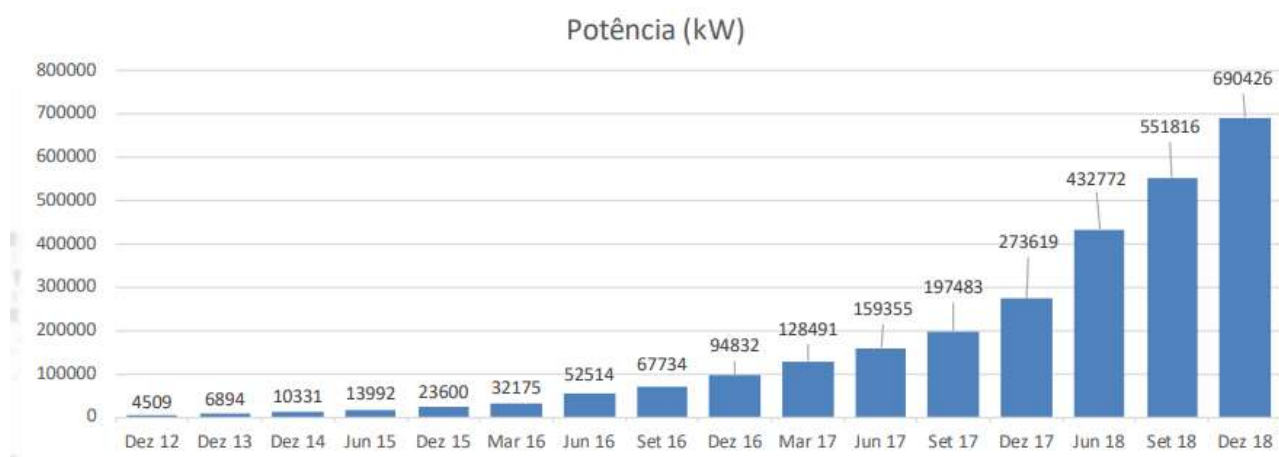
Em 2018, a geração distribuída no Brasil chegou a 690,4 MW de potência instalada, quase triplicando o resultado do ano anterior, de 273,6 MW. A fonte solar fotovoltaica manteve o predomínio no segmento de Geração Distribuída (GD), com 583 MW de potência instalada (BOLETIM ANEEL – DEZ 2018). Essas informações são ilustradas na figura 2, que mostra a potência instalada conectada na rede na forma de GD.

Figura 1 - Consumo final de energia por fonte no Brasil



Fonte: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL DE 2017.

Figura 2 - Potência Instalada em Geração Distribuída



Fonte: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD

Com a popularização da energia fotovoltaica distribuída, que exibe um forte ritmo de crescimento desde 2012, a ANEEL apresentou em 2019 suas novas propostas regulatórias, a fim de controlar a inserção dessa fonte de geração e garantir a sustentabilidade da operação do sistema elétrico brasileiro. Por outro lado, o Congresso Nacional protocolou o Projeto de Lei 2215 de 2020 na intenção de sobrepor à regulação da ANEEL, cujas propostas apresentam grandes divergências quanto ao proposto pela agência reguladora.

1.1 JUSTIFICATIVA

O Brasil recebeu grandes investimentos em novas energias renováveis nos últimos anos. FS-UNEP (2017) aponta que os investimentos somaram cerca de 34,4 bilhões de entre 2012 e 2017. Entretanto, esse valor constitui apenas 2,6% do total mundial investido no mesmo período, o que sinaliza um grande potencial de expansão em energias renováveis no país.

Após o início dos trabalhos da ANEEL na revisão da Resolução Normativa nº482/2012 (ANEEL, 2012), que regula a geração distribuída, criou-se um clima de insegurança jurídica para os investidores. Estes, reticentes quanto às novas regras, estão aguardando uma definição antes de realizar novos aportes no setor. Entre esses investidores, incluem-se desde cidadãos interessados em investir em microgeração em suas residências até os grandes investidores institucionais. Apesar de no Art. 15 da Resolução 482, constar a revisão da mesma no ano de 2019, a indefinição dos novos critérios tem provocado um clima de insegurança jurídica no mercado.

Diante disso, é de grande importância avaliar os impactos que a nova regulamentação trará para o setor, uma vez que um relevante volume de capital de investidores está em espera de mais segurança institucional para se converter em novos empreendimentos, desde unidades de produção industrial de insumos até plantas de micro e minigeração fotovoltaica.

1.2 OBJETIVOS

No intuito de avaliar os impactos da alteração da regulamentação na atratividade dos investimentos em GD, o presente trabalho propõe comparar os

indicadores de análise de investimentos em quatro cenários propostos: (i) o cenário atual; (ii) o cenário moderado proposto pela ANEEL, chamado de Alternativa 1; (iii) o cenário severo proposto pela ANEEL, chamado de Alternativa 5, e (iv) o cenário proposto pelo projeto de lei protocolado do deputado federal Beto Pereira (PSDB), tratado como o marco regulatório da energia solar no país.

Pela tabela 1, observa-se que 97,9% das conexões de geração distribuída, efetuadas até a data de extração dos dados, são relativas aos consumidores do grupo B. Dada a relevância desse grupo na quantidade de sistemas conectados, e por sua vez, de usuários afetados pelas mudanças regulatórias, este trabalho foca suas análises no grupo B.

Tabela 1 - Número de conexões em geração distribuída por subgrupo

GRUPO	QTD GD	Ucs REB CRÉDITOS	POT INSTALADA (kW)
A1	96	129	11.552,98
A2	61	228	4.739,51
A3	124	220	14.225,34
A3a	170	1186	78.172,18
A4	3488	18728	464.240,47
AS	59	67	650,53
B1	137463	163604	866.373,47
B2	12245	17639	205.138,28
B3	36469	49888	732.820,79
B4	179	227	36.71,83
Total	190354	251916	2381585,38

Fonte: ANEEL. Retirado em 26/02/2020

1.3 CONSIDERAÇÕES SOBRE O ESTUDO

O presente estudo tem suas análises realizadas sobre dois casos reais de microgeração: um sistema do subgrupo residencial e, outro, do subgrupo comercial, ambos em operação na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais. A intenção, com isso, é mensurar os impactos nos dois subgrupos mais representativos. A proposta deste trabalho é verificar a extensão dos impactos das alterações regulatórias em ambos os casos, verificando se eles ainda seriam atrativos após a vigência de todos os quatro cenários avaliados.

Os casos estudados são os seguintes:

- 1) Sistema residencial de 3,4 kWp com consumo na própria unidade onde a GD está conectada;
- 2) Sistema comercial de 67,32 kWp com autoconsumo remoto, ou seja, a energia gerada no local da usina é utilizada para amortizar uma fatura de energia de outra unidade consumidora.

Ambos os sistemas estão homologados na rede de distribuição em baixa tensão da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), e os dados utilizados nos estudos, tanto de custos da tarifa de energia, de montante de energia gerada e valores de investimentos realizados, são do caso real.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em 7 capítulos, em que a primeira seção trata de contextualizar e apresentar a problemática estudada, além de fazer uma breve descrição dos objetivos do trabalho, da relevância do tema no contexto atual do país e apresentar as considerações que serão adotadas para as análises.

O capítulo 2 aborda os fundamentos do aproveitamento da energia solar fotovoltaica, apresentando os princípios físicos de funcionamento e os componentes básicos do gerador fotovoltaico.

O capítulo 3 analisa a estrutura do sistema de faturamento dos clientes cativos em baixa tensão, os impostos incidentes nas tarifas de energia e os modelos horo sazonais.

O capítulo 4 apresenta o mercado de geração distribuída no Brasil, a regulamentação vigente e detalha as duas propostas mais relevantes para o setor: a proposta apresentada pela ANEEL e a proposta de lei já protocolada.

O capítulo 5 apresenta os métodos de análise de investimentos utilizadas para comparar os cenários abordados, apresentando os conceitos de *payback*, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

O capítulo 6 dedica-se às análises dos quatro cenários do estudo, para os dois casos propostos.

Por fim, o capítulo 7 apresenta as conclusões finais, apresentando e discutindo os impactos de diferentes condições regulatórias na atratividade do investimento em GD no Brasil.

2 APROVEITAMENTO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

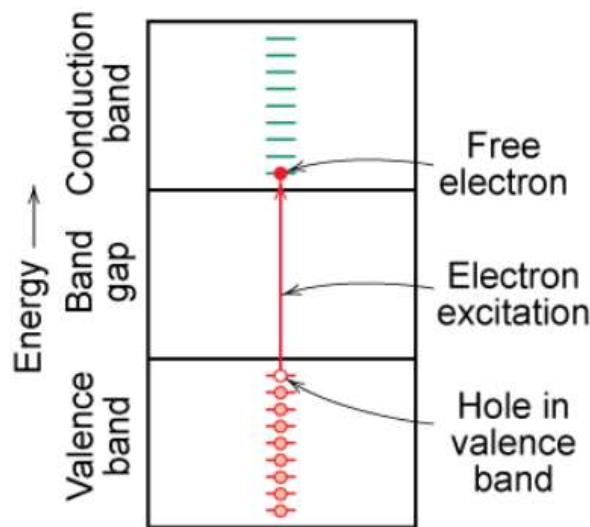
2.1 PRINCÍPIOS FÍSICOS

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão da radiação solar em eletricidade por meio de materiais semicondutores. Esse fenômeno é conhecido como Efeito Fotovoltaico, que foi observado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês Edmund Becquerel, numa solução de selênio. Becquerel detectou o aparecimento de diferença de potencial entre os eletrodos de uma solução condutora sob luz solar. Posteriormente, por volta do ano de 1870, o efeito fotovoltaico foi estudado em materiais sólidos, tal como o selênio e, por volta de 1880, a primeira célula fotovoltaica foi construída utilizando-se o selênio.

Existem na atualidade muitos materiais semicondutores apropriados para a conversão fotovoltaica, sendo o silício cristalino e o silício amorfo hidrogenado os materiais mais empregados. Em laboratório, já são fabricadas células solares de silício cristalino com até 27% de eficiência de conversão; as produzidas industrialmente apresentam uma eficiência da ordem de 15 a 20%.

O Efeito Fotovoltaico, princípio de funcionamento das células fotovoltaicas, ocorre em materiais denominados semicondutores, que são materiais que conduzem eletricidade de forma mais efetiva que os isolantes e menos do que os condutores. Eles se caracterizam pela presença de faixas de energia onde é permitida a presença de elétrons (chamada faixa de valência) e de outra totalmente "vazia" (denominada faixa de condução). Entre estas duas faixas encontram-se a faixa proibida (ou hiato energético). É a largura da faixa proibida que determina se o material é semicondutor. Enquanto materiais isolantes têm uma faixa proibida larga, da ordem de 6 eV, os semicondutores apresentam faixa proibida média, da ordem de 1 eV. Dessa maneira, os fótons na faixa da luz visível, com energia superior ao hiato de energia do material, podem excitar elétrons da faixa de valência para a faixa de condução (Callister & Rethwisch). Na figura 3 são representadas as faixas de energia, bem como a faixa proibida (*band gap*).

Figura 3 - Faixas de energia

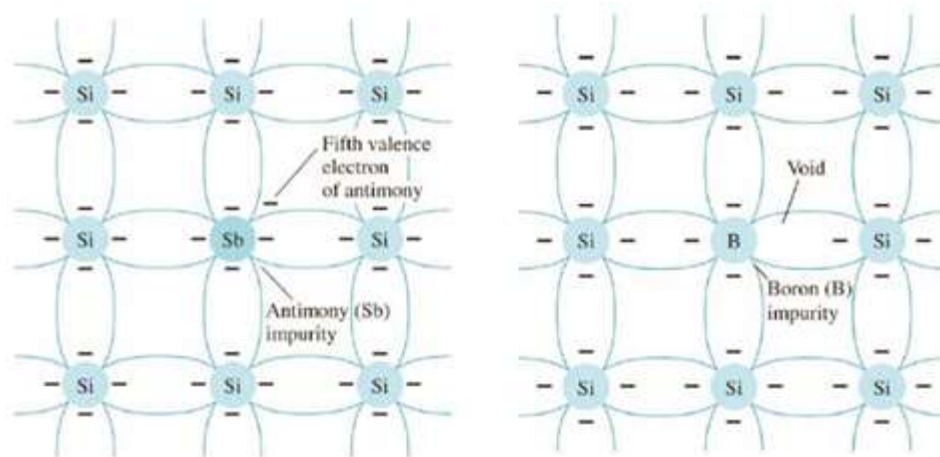


Fonte: Callister & Rethwisch

Dentre os materiais semicondutores, o mais usado para a aplicação fotovoltaica é o silício. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons disponíveis para se ligarem aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao adicionar a esta rede átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, haverá um elétron em excesso fracamente ligado ao átomo. Dessa maneira, com pouca energia, pode-se facilmente deslocá-lo para a faixa de condução. Assim, o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante N ou impureza N.

De outra maneira, se forem introduzidos átomos com apenas três elétrons de ligação, tal como o boro, ocorrerá a falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. A falta de elétron é denominada buraco ou lacuna e ocorre que, com pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o buraco se desloque. Portanto, o boro é um dopante receptor de elétrons e denomina-se dopante P ou impureza P (Boylestad & Nashelsky). A figura 4 ilustra os esquemas de dopagem do silício.

Figura 4 - Cristal de silício com dopagem tipo N (esquerda) e tipo P (direita)



Fonte: Boylestad & Nashelsky

Partindo de um silício puro e introduzindo em uma face átomos de boro e, em outra, átomos de fósforo, forma-se uma junção PN. Nessa junção, os elétrons livres do lado N passam ao lado P, a fim de encontrar os buracos disponíveis, que os capturam. Essa reação faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado P, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado N, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas acumuladas originam um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado N para o lado P. Este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado N.

Quando a junção PN é exposta a fótons com energia maior que o gap (faixa proibida), ocorre a geração de pares elétrons-lacuna. Se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial (efeito fotoelétrico). Se as duas extremidades do material de silício forem conectadas eletricamente por um condutor, será observada uma circulação de elétrons (Boylestad & Nashelsky). Este é, por fim, o princípio físico de funcionamento das células fotovoltaicas, independente do material empregado para produzir os semicondutores.

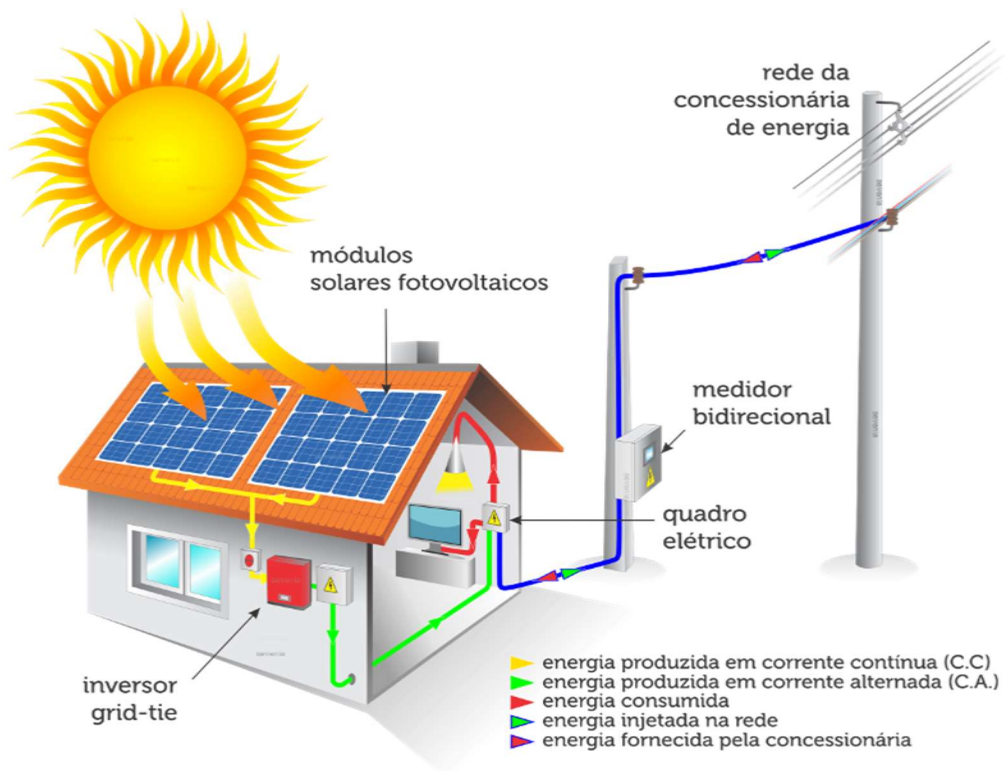
2.2 O GERADOR FOTOVOLTAICO

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), também chamado de sistemas *grid-tie* ou *on-grid*, são aqueles que estão ligados diretamente à rede de distribuição e nela injetando potência. Esses sistemas permitem que a carga seja sempre atendida, uma vez que será suprida pela rede nos momentos em que não há geração local ou esta não consegue atender a demanda total. O gerador fotovoltaico entrega a máxima potência que pode produzir em cada instante, sendo que, caso a produção seja superior ao que o consumidor necessita para atender toda a sua carga, o excedente é exportado para a rede, sendo convertido em créditos de energia para uso posterior.

O gerador fotovoltaico, conforme ilustrado na figura 5, tem nos seus componentes básicos:

- (i) Módulos fotovoltaicos: responsáveis pela conversão da radiação em corrente elétrica;
- (ii) Estruturas de fixação;
- (iii) Cabeamento e proteções do lado CC;
- (iv) Inversor(es) fotovoltaico(s), responsável pela conversão CC-CA;
- (v) Cabeamento e proteções do lado CA;
- (vi) Medidor bidirecional.

Figura 5 - Esquema básico do gerador fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Sebrae

3 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

3.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA DA ENERGIA ELÉTRICA

No Brasil, os consumidores de energia elétrica são classificados de acordo com os níveis de tensão de atendimento. Existem dois grandes grupos de consumidores: Grupo A, com tensão superior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa binômia; e Grupo B, com tensão inferior a 2,3 kV e caracterizado pela tarifa monômia. O Grupo A é subdividido de acordo com tensão de atendimento, enquanto o Grupo B é subdividido de acordo com a atividade. As divisões de cada grupo tarifário são exibidas na tabela 2:

Tabela 2 - Subgrupos tarifários

Subgrupos A	Nível de Tensão (kV)	Subgrupos B	Atividade
A1	≥ 230	B1	Residencial e residencial baixa renda
A2	88 - 138	B2	Rural e cooperativa de eletrificação rural
A3	69	B3	Demais classes
A3a	30 - 44	B4	Iluminação pública
A4	2,3 - 25		
AS	< 2,3 subterrâneo		

Fonte: ANEEL, 2018

As tarifas do Grupo A são constituídas por duas modalidades de fornecimento: (i) Horo sazonal verde e (ii) Horo sazonal azul. Em ambos os casos, a fatura da energia é composta pela soma do consumo, demanda e, nos casos aplicáveis, demanda de ultrapassagem.

Na primeira modalidade (aplicável aos subgrupos A3a, A4 e AS), as tarifas de consumo de ponta e fora da ponta são mais caras no período seco (maio a novembro), enquanto a tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou do período do ano.

A segunda modalidade enquadra obrigatoriamente os subgrupos A1, A2 e A3, onde a tarifa de consumo depende da hora do dia (ponta e fora da ponta) e do período do ano (seco ou úmido). Já a tarifa de demanda varia somente de acordo com a hora do dia.

O principal objetivo da tarifação horo sazonal é dar estímulos econômicos aos consumidores para que a curva de carga do sistema possa se comportar de maneira a contribuir para um menor custo global, aliviando as redes elétricas de distribuição nos momentos de maior demanda. Os usuários de energia seriam, dentro desta lógica, responsáveis por gerenciar sua demanda e seus custos de forma ótima (EPE, 2015).

3.2 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA

A receita requerida pela concessionária de energia contempla os recursos financeiros que a mesma deve investir para manter o fornecimento energético para seus consumidores. Esses investimentos são divididos entre aqueles gerenciáveis e os não gerenciáveis, sendo ambos ressarcidos através das tarifas aplicadas aos consumidores. Essas receitas demandadas são divididas em duas parcelas: a parcela A, composta pelos custos não-gerenciáveis; e a parcela B, formada pelos custos gerenciáveis.

Os custos não-gerenciáveis da concessionária, que são a parcela A, são os valores sobre os quais a empresa não tem controle. São eles: encargos setoriais, custos com transporte da energia e energia comprada para revenda. A Parcela B, por sua vez, contempla os custos gerenciáveis da distribuidora de energia elétrica, que dependem de sua eficiência ao longo do tempo. Estão inclusos os custos operacionais e despesas de capital.

A receita pode também ser dividida pelos componentes Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE). Conforme Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, a receita requerida de uma concessionária também pode ser definida como a soma de todos os componentes da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).

As parcelas da TUSD, estruturadas pelos custos marginais, obedecem à sinalização tarifária imposta pelo órgão regulador, para o cálculo das tarifas de referência nos diferentes níveis tarifários. O cálculo da TE é mais simples que o cálculo da TUSD, pois não depende das informações de tipologias de carga.

De um modo geral, a receita requerida para a cobertura tarifária da TE, é feita através de um rateio entre os consumidores, de todos os níveis, exceto para

consumidores livres e suprimento a outras concessionárias, já que eles pagam apenas pelo uso da linha, ou seja, pagam apenas a TUSD. De acordo com o artigo 8º, incisos I e II da Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, o cálculo da TE, deve respeitar a seguinte relação de tarifas: a tarifa do período seco deverá ser 12% maior que a tarifa do período úmido, e a tarifa na ponta deverá ser 72% maior que a tarifa no posto fora ponta. Deste modo, a distribuidora será ressarcida de todos os dispêndios realizados para a compra de energia.

3.3 TRIBUTAÇÃO

Os tributos federais, estaduais e municipais são incluídos nas faturas de energia elétrica recebidas pelos consumidores. As distribuidoras, posteriormente, repassam os devidos valores aos cofres públicos. O governo federal realiza cobrança de dois tributos na conta de luz: COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e PIS (Programas de Integração Social). No âmbito estadual incide o ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) que é regulamentado pelo código tributário de cada estado da federação. Na esfera municipal, por fim, é cobrado o CIP (Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública). Este tributo está previsto na Constituição Federal de 1988, e auxilia no financiamento dos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação públicas urbanas (PROCEL, 2011).

No dia 13 de maio de 2015, a Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI) aprovou a isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), da contribuição para o Programa de Integração Social e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) sobre painéis fotovoltaicos e outros componentes dessa modalidade de energia renovável, produzidos no país (O SETOR ELÉTRICO, 2015).

A Legislação vigente em âmbito nacional, em especial o Decreto 8.950/2016 em seu anexo na página 362/425 e Convênio ICMS 101/97, concedem benefícios fiscais para equipamentos utilizados em geração de energia solar, em sendo IPI alíquota 0 (zero) e Isenção de ICMS.

Em 18 de dezembro de 2015, Minas Gerais aderiu ao convênio CONFAZ 157/15, que elimina o ICMS da geração de energia, sem prazo determinado, juntamente com os outros estados da federação (CONFAZ, 2015).

3.4 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

A Resolução Normativa Nº 593/2013 da ANEEL, que estabelece o sistema de Bandeiras Tarifárias, entrou em vigor a partir de janeiro de 2015. A intenção é sinalizar aos consumidores que a energia consumida foi proveniente de uma fonte diferente da hidrelétrica, cujos custos de geração são superiores. Quando os reservatórios das usinas hidrelétricas estão baixos, o país geralmente recorre à energia de termelétricas, que é uma das formas mais caras de geração de energia elétrica. Enquanto a tarifa energética engloba todos os custos envolvidos na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, as bandeiras refletem os custos variáveis da geração, que dependem da fonte utilizada. A partir da implementação do sistema, os consumidores possuem a informação quando esses custos acontecem (ANEEL, 2016). O sistema possui três bandeiras: verde, amarela, vermelha 1 e vermelha 2. A bandeira verde indica que as condições hidrológicas para geração são favoráveis e, portanto, não há acréscimo nas contas. Quando as condições são menos favoráveis, a bandeira passa a ser amarela e há um aumento na cobrança de R\$ 1,5 por 100 kWh. Se as condições são ainda mais desfavoráveis, a bandeira fica vermelha no Patamar 1, onde há um acréscimo de R\$ 3 por 100 kWh, e no Patamar 2 o aumento é de R\$ 4,5 por 100 kWh. Os valores apresentados não incluem os impostos vigentes. A divulgação da bandeira ocorre aproximadamente uma semana antes do início de cada mês (ANEEL, 2016; LIGHT, 2017).

3.5 TARIFA BRANCA

A tarifa branca caracteriza-se pela aplicação de tarifas diferenciadas em função do horário de consumo, ofertando uma tarifa mais barata nos períodos em que o sistema é menos utilizado, e outra mais cara nos horários de maior demanda, e uma intermediária, entre estes dois períodos. Nos finais de semana e feriados, a tarifa mais barata será vigente em todas as horas do dia (ANEEL,

2011). Os postos tarifários da Tarifa Branca são denominados de: ponta, intermediário e fora de ponta. A Figura 6 ilustra esses postos:

Figura 6 - Postos tarifários na Tarifa Branca

Ponta (P)	Período de 3 horas consecutivas diárias, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais.
Intermediária (I)	Período formado pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao período de ponta.
Fora Ponta (FP)	Período composto pelas horas complementares aos períodos de ponta e intermediária.

Fonte: ANEEL, 2011

Os Sistemas Fotovoltaicos têm sua maior capacidade de geração durante o dia, em que são aplicadas as tarifas de fora ponta. Em razão disso, a energia injetada por esses sistemas seria desvalorizada caso o consumidor opte por essa modalidade tarifária. A Tarifa Branca somente seria economicamente atrativa caso as tarifas de ponta coincidissem com o momento de maior geração, ou nos casos dos sistemas híbridos, em que o sistema é capaz de armazenar energia para injetar nos horários de ponta. Sendo assim, as análises deste trabalho são realizadas considerando que o consumo permaneça sendo faturado na modalidade convencional.

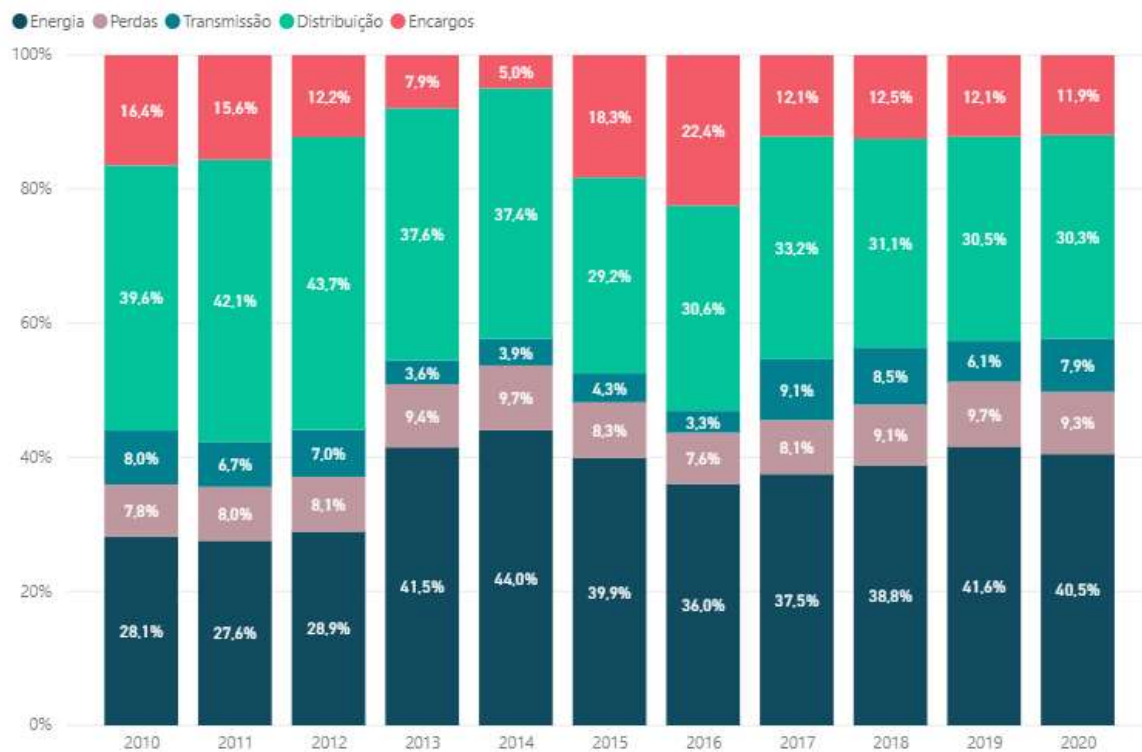
3.6 TARIFAS NA REGIÃO DE ATENDIMENTO DA CEMIG

Como o cálculo da TUSD depende das informações de tipologias da rede, das perdas de cada região e outros fatores, cada concessionária possui um valor de tarifa de energia vigente e homologada pela ANEEL. Nos próximos capítulos serão adotados os valores de tarifa praticadas pela CEMIG, onde as unidades em estudo são faturadas.

A figura 7 apresenta a participação das componentes na formação de preço da tarifa de energia para os consumidores da CEMIG Distribuição. No ano de 2020, 40,5% do valor pago pelos consumidores foi destinado à parcela do custo

referente à energia (ANEEL, 2020). Os demais custos são referentes às perdas, transmissão, distribuição e encargos. Adicionalmente, os encargos municipais não foram contabilizados, por ser definido individualmente por cada Câmara Municipal.

Figura 7 - Participação na formação da tarifa por função de custo



Fonte: ANEEL, 2020

4 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

O Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) define que:

"Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores".

No Brasil, as regiões com os menores índices de radiação ainda apresentam um grande potencial para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica (ANEEL, 2003). Para compreender o potencial energético e mercadológico no país, a (ABSOLAR, 2017) reitera que no local menos ensolarado do Brasil, a região sul, seria possível gerar mais energia fotovoltaica do que na Alemanha, líder na produção de energia fotovoltaica na Europa.

Esses recursos passaram a ser amplamente disponibilizados e incentivados para pequenos e médios consumidores por meio da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, a qual regulamenta a geração de energia distribuída (ANEEL, 2012). Essa resolução foi, posteriormente, aprimorada e estendida através da Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.

4.1 A NORMATIVA VIGENTE

A Resolução nº 482 criou quatro modalidades nas quais os consumidores podem se enquadrar. São elas:

- *Geração na própria unidade consumidora*

A modalidade mais comum no país, em que um sistema de geração de energia é instalado no mesmo endereço e mesmo ponto de conexão com a rede da distribuidora que uma unidade consumidora existente. Este sistema gera energia que será usada para abater o consumo da própria unidade em questão. Nessa modalidade, o consumidor faz uso exclusivo do sistema de geração;

- *Geração compartilhada*

Ocorre quando dois ou mais agentes, empresas ou pessoas, se unem e investem juntas na construção de uma micro ou minigeração distribuída para usar a energia gerada de forma compartilhada. Para isso, formam um consórcio ou

cooperativa. O regramento da ANEEL exige apenas que os consorciados ou cooperados estejam na mesma área de concessão. É nesse modelo onde estão inseridas as chamadas “fazenda solares”, que operam sob o modelo de locação de parte da energia produzida;

- *Autoconsumo remoto*

Essa modalidade permite ao consumidor gerar energia em uma unidade e utilizar o excedente para compensar no faturamento de outras unidades, desde que todas as unidades sejam de titularidade de uma mesma pessoa jurídica ou física, além de estar dentro da área de concessão de uma mesma distribuidora; e

- *Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras*

Válido em condomínios onde a energia elétrica é usada de forma independente pelos condôminos, em que os percentuais de rateio são definidos em contrato. É fundamental que todas unidades consumidoras estejam em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, aplicando-se, portanto, à condomínios verticais ou horizontais.

Na regra atual, a compensação de energia se dá de maneira que a unidade consumidora com geração distribuída não paga nenhuma das componentes da tarifa de fornecimento sobre a energia consumida na forma de créditos.

4.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULATÓRIA DA ANEEL

As alternativas apresentadas pela (ANEEL, 2019) para substituir as atuais regras de compensação definidas pela Resolução Normativa nº482/2012, foram apresentadas por meio da Nota Técnica nº 62/2018. As alternativas seriam discutidas com os agentes envolvidos por meio de audiências públicas, onde seriam ouvidas as contribuições da sociedade, das distribuidoras de energia, dos distribuidores de equipamentos, integradores e demais envolvidos no setor.

A proposta em debate prevê um período de transição para as alterações. Os consumidores que possuem o sistema de mini e microgeração em operação permanecem com o faturamento da regra em vigor até o ano de 2030. Os consumidores que realizarem o pedido da instalação de geração distribuída após a publicação da norma, passam a pagar o custo da rede (TUSD Fio B e Fio A). Em 2030, ou quando atingida uma quantidade de GD pré-determinada em cada

distribuidora, esses consumidores passam a compensar apenas a componente de energia da Tarifa de Energia (TE), e pagam além dos custos de rede, os encargos.

Em cada uma das cinco alternativas, são determinadas quais componentes da tarifa serão compensadas pela energia injetada pela unidade geradora. Quanto menos componentes forem compensadas, menos atrativo o investimento se torna. A seguir, as cinco possíveis alternativas são descritas:

- Alternativa 0 (Cenário atual): a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
- Alternativa 1 (Incide Fio B): A componente transporte “Fio B” incidiria sobre toda a energia consumida da rede. Todas as componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. Nessa modalidade, caso o consumidor tenha créditos de energia junto à distribuidora, ao “resgatar” os créditos, pagaria pelos encargos referentes ao Fio B pelo uso da rede.
- Alternativa 2 (Incide Fio A e Fio B): As componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. Todas as parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede;
- Alternativa 3 (Incide Fio A, Fio B e Encargos): Equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade;
- Alternativa 4 (Incide toda a TUSD): Com esta alternativa, todas as componentes da TUSD incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. Ou seja, toda energia consumida da rede pagaria integralmente pela TUSD, independentemente de ser energia “resgatada” dos créditos possuídos ou não.
- Alternativa 5 (Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE): Neste caso, apenas a componente de energia da TE seria compensada. Todas as demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

As alternativas, para melhor visualização, estão ilustradas na figura 8, onde estão grifadas quais componentes da tarifa poderiam ser compensadas pela energia injetada na rede de distribuição.

Nos estudos de caso apresentados no capítulo 6, os impactos da alteração da regulamentação serão avaliados para duas alternativas: a 2 e a 4. Dessa maneira, será possível observar o comportamento dos indicadores de atratividade dos investimentos em dois cenários bem definidos. O primeiro deles, onde incide apenas os custos referente ao uso da rede de distribuição, a componente Fio B. No segundo caso, por outro lado, ocorre a cobrança de todos os custos da TUSD: Fio A, Fio B, Perdas e Encargos.

Figura 8 - Alternativas propostas pela ANEEL



Fonte: ANEEL, 2019

4.3 O PROJETO DE LEI

Em abril de 2020 foi protocolado no Congresso Nacional o Projeto de Lei (PL) para a Geração Distribuída, pelo deputado Beto Pereira (PSDB/MS). O PL tem objetivo de alterar a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 para estabelecer o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). O objetivo principal do PL é estabelecer a normativa e dar segurança jurídica para a geração distribuída no Brasil.

O trecho abaixo, do Art. 1º do PL 2215/20, versa sobre as novas modalidades e forma de operacionalizar a nova taxação da energia injetada na rede, oriunda dos micro e minigeradores distribuídos:

I - O órgão regulador do setor elétrico deverá monitorar e publicar em seu sítio na internet a participação percentual de penetração da geração distribuída no atendimento à carga de energia elétrica por região de atendimento da concessionária e permissionária. Cada área de cobertura deverá ter seu indicador percentual apresentado individualmente no sítio do órgão regulador, demonstrando transparência no percentual de inserção da geração distribuída por área de concessão.

II - Para as unidades consumidoras com microgeração distribuída que tiverem protocolado solicitação de acesso enquanto a participação referida no § 1º deste artigo estiver inferior a 15% (quinze por cento) da referida concessionária ou permissionária de protocolo do mesmo, a compensação dos créditos de energia elétrica deverão incidir sobre todas as componentes da tarifa, expressas em reais por unidade de energia elétrica. Para modalidade de Minigeração Distribuída Remota pura (sem carga), aplica-se a cobrança de 50 % do valor da TUSDg estabelecido pelo órgão regulador.

III - Quando órgão regulador apresentar os percentuais de inserção de geração distribuída conforme § 1º deste artigo, superiores a 15% (quinze por cento) do atendimento da carga de energia elétrica da respectiva concessionária ou permissionária, ficará definido a cobrança de 50% do valor da componente tarifária TUSD Fio B, a ser aplicado na compensação dos créditos de energia elétrica dos novos consumidores que aderirem ao sistema de compensação de energia elétrica, e para modalidade de Minigeração Distribuída Remota pura (sem carga) a cobrança de 100 % do valor da TUSDg estabelecido pelo órgão regulador.

IV - As condições previstas no § 2º se estendem às unidades consumidoras que protocolarem solicitação de acesso em até 30 (trinta) dias após a publicação prevista no § 1º que informar que foi atingido o percentual referido no § 2º.

V - As condições de compensação de energia elétrica aplicáveis aos consumidores participantes do SCEE serão mantidas por um período de 25 (vinte e cinco) anos, contados da data de entrada em operação de cada sistema de microgeração ou minigeração distribuída.”

VI - Para as unidades com microgeração e minigeração distribuída deixa de ser aplicado a chamada tarifa mínima e demanda de consumo, adota-se a cobrança da TUSD Fio B e TUSDg conforme citado nos § 2º e § 3º.

Logo, uma vez atingido a penetração de 16% de geração distribuída na matriz de cada concessionária, a taxação proposta contempla 50% da tarifa TUSD Fio B para os microgeradores e 100 % do valor da TUSDg para os minigeradores. Essa medida visa proteger a operação segura em cada concessionária, a partir do desestímulo à conexão quando a geração distribuída atingir volumes significativos de penetração em cada região.

Nos estudos efetuados nas próximas seções, consideraremos o estado de taxação na condição em que se ultrapasse os 16% de inserção de geração distribuída, a fim de se investigar a atratividade dos investimentos após a vigência desse novo modelo regulamentador.

5 TÉCNICAS DE ENGENHARIA ECONÔMICA

Esta seção dedica-se a abordar os métodos quantitativos para avaliação dos investimentos, que fornecerão os dados necessários para avaliar os impactos de cada medida regulamentadora no mercado de energia solar distribuída no Brasil.

No intuito de compreender a viabilidade financeira de um projeto, um método amplamente utilizado é a construção de em fluxo de caixa, entendido pelas estimativas dos investimentos iniciais e dos retornos futuros. Adicionalmente, é de grande importância determinar o Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno do investimento em estudo (Filho & Kopittke).

5.1 FLUXO DE CAIXA DESCONTADO

Para a finalidade deste trabalho, que anseia analisar a viabilidade de projetos de sistemas fotovoltaicos, o fluxo de caixa será composto pelo investimento inicial no ano zero, e nos anos subsequentes serão estimados os retornos através do cálculo da receita líquida ajustada para cada ano, por um período total de 25 anos. As análises serão realizadas no horizonte de 25 anos pois este é o prazo de garantia padrão dos maiores fabricantes do mundo. Essa garantia assegura que os módulos fotovoltaicos, componente de maior peso no investimento, preservem ao menos 80% da potência pico original, sendo assegurado também sua degradação de forma linear no decorrer dos anos de operação.

O investimento inicial é determinado a partir de todos os custos envolvidos para a entrada em operação do sistema solar, incluindo os custos de aquisição de todos os componentes do sistema, projeto, instalação, frete, seguro e impostos. Logo, pode ser determinado pela equação 1, onde I_0 é dado em reais (R\$).

$$I_0 = \sum \text{Custos do projeto} \quad (1)$$

A receita líquida, por sua vez, é dada pelo produto da energia gerada anualmente pelo sistema, em kWh, pela tarifa de energia elétrica estimada para o respectivo ano, em R\$/kWh. Desconta-se, também, os custos de Operação e

Manutenção (O&M) e eventuais encargos. Dessa forma, a receita líquida é determinada pela equação 2:

$$RL(x) = Eg(x).T(x) - O\&M(x) - Enc(x) \quad (2)$$

Onde $RL(x)$ é a receita líquida, dada em R\$; $Eg(x)$ é a energia gerada anualmente pelo sistema fotovoltaico em kWh, $T(x)$ é a tarifa da energia elétrica, $O\&M(x)$ são os custos anuais com operação e manutenção do sistema e $Enc(x)$ são os encargos aplicados, para cada ano x .

5.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O Valor Presente Líquido, ou VPL, é a fórmula matemática utilizada para calcular o valor presente de uma série de retornos futuros descontando uma taxa de custo de capital. Quanto maior o VPL, mais lucrativo será o projeto. Seu valor indica o lucro monetário que o projeto trará ao investidor. De acordo com (PEREIRA e ALMEIDA, 2006), o cálculo do VPL pode ser interpretado pela equação 3:

$$VPL = \sum_{x=1}^n \frac{RL(x)}{(1+i)^x} - I_0 \quad (3)$$

Onde, $RL(x)$ é a receita líquida para o ano, n é o número de anos de estudo, i é a taxa de atratividade financeira e I_0 é o investimento inicial do projeto.

A determinação do VPL, isoladamente, não é o bastante para compreender totalmente a viabilidade de um projeto. Também é importante calcular a Taxa Interna de Retorno.

5.3 TAXA INTERNA DE RETORNO

A Taxa Interna de Retorno, ou TIR, é entendida pela taxa de juros para a qual o VPL é nulo. Quanto maior o valor da TIR, mais atrativo é o projeto. Um projeto viável deve apresentar uma TIR superior à taxa de atratividade financeira (Filho & Kopittke).

Para calcular a TIR, basta aplicar valor nulo na equação 3, como mostrado na equação 4.

$$0 = \sum_{x=1}^n \frac{RLx}{(1+TIR)^x} - I_0 \quad (4)$$

Após calculados os valores de VPL e TIR, é possível analisar se um projeto fotovoltaico tem viabilidade financeira para ser implantado, e ainda, comparar o mesmo investimento nos diversos cenários em que se deseja avaliá-lo. Investidores tradicionalmente comparam a TIR de diversos investimentos para embasar uma tomada de decisão.

5.4 PAYBACK

Payback é um termo que expressa o tempo estimado para o retorno de um investimento, ou seja, o tempo necessário para se recuperar o investimento realizado. O *payback* é muitas vezes utilizado para se mensurar o risco de um investimento, pois quanto mais rápido ele ocorre, menor o risco do investidor ser surpreendido por algum fator não previsto na etapa de análise do investimento.

Como o horizonte de análise do investimento de um gerador solar fotovoltaico é muito longo, é adequado que o *payback* seja determinado a partir do fluxo de caixa descontado, podendo dessa forma incluir taxas de desconto da moeda corrente.

6 ANÁLISE DE CENÁRIOS

6.1 ESCOPO DOS CENÁRIOS ANALISADOS

No presente capítulo, serão analisados os dois casos reais propostos. Ambos os casos são sistemas desvinculados um do outro, de distintos proprietários. Entretanto, estão situados na mesma cidade.

O primeiro caso possui um sistema com potência instalada de 3,4 kWp em módulos fotovoltaicos e um inversor conectado à rede de 3kW de potência nominal, exibido no anexo B. A geração anual prevista em projeto para essa usina é de 4.051 kWh no primeiro ano, com queda de geração de 0,9% ao ano, conforme *datasheet* do fabricante que segue no anexo A. A modalidade desta usina é consumo na própria unidade geradora. A implantação deste sistema teve um investimento, como determinado na equação 1, de $I_o = R\$18.100,00$.

O consumidor do segmento comercial, que se trata de um supermercado no térreo de um edifício comercial, possui um sistema com potência instalada de 36,04 kWp em módulos fotovoltaicos e um inversor conectado à rede de potência nominal de 30kW, apresentado no anexo C. A geração anual prevista em projeto para essa usina é de 43.258 kWh no primeiro ano, com queda de geração de 0,9% ao ano, conforme *datasheet* do mesmo fabricante do sistema anterior, apresentado no anexo A. A modalidade desta usina é o chamado autoconsumo remoto, uma vez que a unidade geradora produz energia com intuito de compensar em outro imóvel. Este sistema foi implantado, conforme equação 1, pelo valor de $I_o = R\$102.000,00$.

Partindo das informações acima apresentadas, vamos analisar ambos investimentos sob quatro cenários distintos:

- (i) no regime atual sem taxaço, forma sob a qual ambos os projetos foram homologados;
- (ii) na alternativa 1 de taxaço proposta pela ANEEL, um regime de tributação moderado sobre a geração distribuída;
- (iii) na alternativa 5 de taxaço proposta pela ANEEL, um regime de tributação agressivo sobre a geração distribuída; e, por fim,
- (iv) no regime de taxaço proposto pelo PL 2215/20.

Para cada regime, serão calculados os fluxos de caixa descontado de ambos os casos, assim como seus indicadores financeiros. Na etapa de análise, serão comparados todos os casos, avaliando-se o impacto de cada medida regulatória.

É intuitivo que medidas tarifárias mais rígidas, que penalizam o investimento em geração distribuída, pressionem o mercado para um caminho de redução dos aportes dos investidores. Entretanto, o impacto de cada medida que venha a ser implementada pelos poderes reguladores, em termos quantitativos, não é intuitivo. Dessa forma, analisar-se-á o impacto financeiro de cada cenário nos indicadores dos investimentos, sendo estes os maiores fatores chave na decisão dos milhares de investidores deste mercado (GREENER, 2019).

6.2 PREMISSAS ADOTADAS

Os componentes e seus pesos na tarifa de energia do consumidor do Grupo B, conforme discriminados na tabela 3, são apresentados abaixo. Esses dados serão base dos cálculos do impacto de cada medida analisada adiante.

Tabela 3 - Componentes da Tarifa de Energia – CEMIG

COMPONENTES DA TARIFA DE ENERGIA					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	FIO A	FIO B	ENCARGOS	PERDAS
40,5%	2,2%	7,9%	30,3%	8,9%	9,3%

Fonte: ANEEL (2020)

Nas análises realizadas, presume-se que: caso, em determinados meses, o volume de energia gerado for superior ao consumido, o excedente será utilizado em algum mês subsequente dentro do mesmo ano. Nota-se que, para satisfazer essa condição, basta o adequado dimensionamento da usina dentro da demanda média histórica do consumidor. Dessa forma, a integralidade da energia gerada será convertida em fluxo de caixa.

Os custos de Operação e Manutenção (O&M) consistem na limpeza anual dos módulos fotovoltaicos e substituição, ao vigésimo ano, do inversor fotovoltaico. A troca ao vigésimo ano é adotada mediante a declaração do

fabricante, evidenciado nos anexos B e C, onde é declarado vida útil superior a 20 anos para os inversores. Os custos de O&M são estimados em 1% do investimento total, anualmente. Já o inversor, nos casos que estamos analisando, custaram aos investidores R\$3.190,00 e R\$14.900,00, respectivamente, para os casos residencial e comercial.

As taxas do Fluxo de Caixa Descontado devem ser estipuladas no momento da análise. Como Taxa Mínima de Atratividade (TMA), será adotada a taxa básica de juros da economia brasileira, a Taxa Selic, cujo valor era 5,00% ao ano ao fim de 2019 (Receita Federal, 2020). Adicionalmente, para taxa de correção do custo anual de O&M, adota-se a correção pelo índice IPCA médio de 10 anos, de 2005 a 2014, cujo valor foi de 6,01% ao ano (OBSERVATÓRIO METROPOLITANO, 2015).

No caso comercial, a unidade geradora não possui carga instalada, sendo que toda energia gerada é injetada na rede, transformada em créditos de energia e enviados para o estabelecimento comercial onde os créditos são utilizados. No caso residencial, por sua vez, não existe outra instalação beneficiada pelos créditos de energia. Para se determinar a taxa de injeção de energia gerada desta instalação, usou-se a equação 5:

$$Tinj = \sum_{n=0}^{12} \frac{Einj(n)}{Eger(n)} \quad (5)$$

Onde, $Tinj$ é a taxa de injeção de energia gerada, $Einj(n)$ é a quantidade de energia injetada na rede em cada mês n e $Eger(n)$ é a energia gerada em cada mês n .

O cálculo foi realizado para um período de 12 meses consecutivos. Os valores de $Einj$ foram obtidos através da leitura do medidor bidirecional da unidade consumidora, e os valores de $Eger$ foram obtidos pelo sistema de monitoramento *online* da usina.

Essa instalação, em particular, obteve um $Tinj = 0,57$.

Adiante, são calculados os FCD de todos os 4 cenários, assim como seus indicadores, tomando como base os dados sintetizados nas tabelas 4 e 5.

Tabela 4 - Dados para cálculos financeiros do Caso 1 (residencial)

DADOS DE ENTRADA	
Investimento	R\$ 18.100,00
Tarifa de energia	R\$ 0,923
TMA (ao ano)	5,00%
Geração no primeiro ano (kWh)	4051
Taxa de perda de performance (ao ano)	0,9%
Custo inversor	R\$ 3.190,00
Inflação (IPCA)	6%

Tabela 5 - Dados para cálculos financeiros do Caso 2 (comercial)

DADOS DE ENTRADA	
Investimento	R\$ 102.000,00
Tarifa de energia	R\$ 0,841
TMA (ao ano)	5,00%
Geração no primeiro ano (kWh)	43258
Taxa de perda de performance (ao ano)	0,9%
Custo inversor	R\$ 14.900,00
Inflação (IPCA)	6%

6.3 CENÁRIO ZERO

No momento em que as usinas em estudo foram implementadas e conectadas na rede de distribuição, a regulamentação vigente é conforme disposto nas Resoluções Normativas Nº 482 e Nº 687. Nestas unidades, a totalidade da energia excedente e injetada na rede são convertidos em créditos de energia. Tais créditos, válidos por 5 anos a contar da data de faturamento, podem ser utilizados em qualquer unidade consumidora do mesmo titular da fatura de energia da usina, desde que na área de concessão da mesma concessionária onde a geradora está conectada. Caso não seja cadastrado nenhuma unidade consumidora beneficiada com os créditos de energia, os eventuais saldos são creditados na própria unidade geradora.

6.3.1 CASO RESIDENCIAL

No cenário base, onde a energia exportada para a rede é compensada em todas as componentes da tarifa, observa-se o seguinte Fluxo de Caixa Descontado:

Tabela 6 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.3.1

ANO	ENERGIA ANUAL (kWh)	Tarifa de Energia (por kWh)	SAÍDA MONETÁRIA (corrigida à inflação)*	ECONOMIA OBTIDA	FLUXO DE CAIXA	TOTAL CORRENTE
0			-R\$ 18.100,00		-R\$ 18.100,00	-R\$ 18.100,00
1	4.051	R\$ 0,923	-R\$ 181,00	R\$ 3.739,07	R\$ 3.558,07	-R\$ 14.541,93
2	4.015	R\$ 0,978	-R\$ 191,88	R\$ 3.928,12	R\$ 3.736,24	-R\$ 10.805,69
3	3.978	R\$ 1,037	-R\$ 203,41	R\$ 4.126,72	R\$ 3.923,31	-R\$ 6.882,38
4	3.943	R\$ 1,100	-R\$ 215,63	R\$ 4.335,36	R\$ 4.119,73	-R\$ 2.762,65
5	3.907	R\$ 1,166	-R\$ 228,59	R\$ 4.554,55	R\$ 4.325,96	R\$ 1.563,31
6	3.872	R\$ 1,236	-R\$ 242,33	R\$ 4.784,83	R\$ 4.542,50	R\$ 6.105,80
7	3.837	R\$ 1,310	-R\$ 256,90	R\$ 5.026,75	R\$ 4.769,85	R\$ 10.875,65
8	3.803	R\$ 1,389	-R\$ 272,34	R\$ 5.280,89	R\$ 5.008,56	R\$ 15.884,21
9	3.768	R\$ 1,472	-R\$ 288,70	R\$ 5.547,89	R\$ 5.259,19	R\$ 21.143,39
10	3.734	R\$ 1,561	-R\$ 306,06	R\$ 5.828,39	R\$ 5.522,33	R\$ 26.665,73
11	3.701	R\$ 1,655	-R\$ 324,45	R\$ 6.123,06	R\$ 5.798,62	R\$ 32.464,34
12	3.668	R\$ 1,754	-R\$ 343,95	R\$ 6.432,64	R\$ 6.088,69	R\$ 38.553,03
13	3.635	R\$ 1,859	-R\$ 364,62	R\$ 6.757,87	R\$ 6.393,25	R\$ 44.946,28
14	3.602	R\$ 1,971	-R\$ 386,53	R\$ 7.099,54	R\$ 6.713,01	R\$ 51.659,29
15	3.569	R\$ 2,090	-R\$ 409,76	R\$ 7.458,49	R\$ 7.048,72	R\$ 58.708,01
16	3.537	R\$ 2,215	-R\$ 434,39	R\$ 7.835,58	R\$ 7.401,19	R\$ 66.109,20
17	3.505	R\$ 2,348	-R\$ 460,50	R\$ 8.231,74	R\$ 7.771,24	R\$ 73.880,45
18	3.474	R\$ 2,489	-R\$ 488,17	R\$ 8.647,93	R\$ 8.159,76	R\$ 82.040,21
19	3.443	R\$ 2,639	-R\$ 517,51	R\$ 9.085,16	R\$ 8.567,65	R\$ 90.607,86
20	3.412	R\$ 2,798	-R\$ 10.798,70	R\$ 9.544,50	-R\$ 1.254,20	R\$ 89.353,66
21	3.381	R\$ 2,966	-R\$ 581,59	R\$ 10.027,06	R\$ 9.445,47	R\$ 98.799,13
22	3.350	R\$ 3,144	-R\$ 616,54	R\$ 10.534,02	R\$ 9.917,48	R\$ 108.716,61
23	3.320	R\$ 3,333	-R\$ 653,60	R\$ 11.066,61	R\$ 10.413,02	R\$ 119.129,63
24	3.290	R\$ 3,533	-R\$ 692,88	R\$ 11.626,13	R\$ 10.933,25	R\$ 130.062,89
25	3.261	R\$ 3,746	-R\$ 734,52	R\$ 12.213,94	R\$ 11.479,42	R\$ 141.542,30

Os indicadores financeiros são apresentados na tabela abaixo:

Tabela 7 - Dados de saída do FDC do caso 6.3.1

DADOS DE SAÍDA	
TIR	24%
VPL	R\$ 62.787,90
Payback	4 anos e 8 meses
Custo do inversor no 20º ano	R\$ 10.250,08

6.3.2 CASO COMERCIAL

Da mesma forma que no caso anterior, a compensação da energia exportada para a rede de distribuição se dá na integralidade das componentes da tarifa, e observa-se o seguinte Fluxo de Caixa Descontado:

Tabela 8 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.3.2

ANO	ENERGIA ANUAL (kWh)	Tarifa de Energia (por kWh)	SAÍDA MONETÁRIA (corrigida à inflação)*	ECONOMIA OBTIDA	FLUXO DE CAIXA	TOTAL CORRENTE
0			-R\$ 102.000,00		-R\$ 102.000,00	-R\$ 102.000,00
1	43.258	R\$ 0,841	-R\$ 1.020,00	R\$ 36.379,98	R\$ 35.359,98	-R\$ 66.640,02
2	42.869	R\$ 0,892	-R\$ 1.081,30	R\$ 38.219,32	R\$ 37.138,01	-R\$ 29.502,01
3	42.483	R\$ 0,945	-R\$ 1.146,29	R\$ 40.151,65	R\$ 39.005,36	R\$ 9.503,36
4	42.101	R\$ 1,002	-R\$ 1.215,18	R\$ 42.181,68	R\$ 40.966,50	R\$ 50.469,86
5	41.722	R\$ 1,062	-R\$ 1.288,21	R\$ 44.314,35	R\$ 43.026,14	R\$ 93.496,00
6	41.346	R\$ 1,126	-R\$ 1.365,63	R\$ 46.554,84	R\$ 45.189,21	R\$ 138.685,21
7	40.974	R\$ 1,194	-R\$ 1.447,71	R\$ 48.908,62	R\$ 47.460,91	R\$ 186.146,11
8	40.605	R\$ 1,265	-R\$ 1.534,72	R\$ 51.381,39	R\$ 49.846,67	R\$ 235.992,79
9	40.240	R\$ 1,341	-R\$ 1.626,95	R\$ 53.979,19	R\$ 52.352,24	R\$ 288.345,02
10	39.878	R\$ 1,422	-R\$ 1.724,73	R\$ 56.708,33	R\$ 54.983,59	R\$ 343.328,62
11	39.519	R\$ 1,508	-R\$ 1.828,39	R\$ 59.575,45	R\$ 57.747,06	R\$ 401.075,68
12	39.163	R\$ 1,598	-R\$ 1.938,27	R\$ 62.587,53	R\$ 60.649,25	R\$ 461.724,93
13	38.811	R\$ 1,694	-R\$ 2.054,77	R\$ 65.751,90	R\$ 63.697,13	R\$ 525.422,07
14	38.461	R\$ 1,796	-R\$ 2.178,26	R\$ 69.076,26	R\$ 66.898,00	R\$ 592.320,07
15	38.115	R\$ 1,904	-R\$ 2.309,17	R\$ 72.568,69	R\$ 70.259,52	R\$ 662.579,58
16	37.772	R\$ 2,018	-R\$ 2.447,95	R\$ 76.237,70	R\$ 73.789,75	R\$ 736.369,33
17	37.432	R\$ 2,140	-R\$ 2.595,07	R\$ 80.092,21	R\$ 77.497,13	R\$ 813.866,46
18	37.095	R\$ 2,268	-R\$ 2.751,04	R\$ 84.141,60	R\$ 81.390,56	R\$ 895.257,02
19	36.761	R\$ 2,405	-R\$ 2.916,37	R\$ 88.395,72	R\$ 85.479,35	R\$ 980.736,37
20	36.431	R\$ 2,549	-R\$ 50.968,21	R\$ 92.864,93	R\$ 41.896,72	R\$ 1.022.633,09
21	36.103	R\$ 2,702	-R\$ 3.277,46	R\$ 97.560,09	R\$ 94.282,64	R\$ 1.116.915,72
22	35.778	R\$ 2,865	-R\$ 3.474,43	R\$ 102.492,64	R\$ 99.018,21	R\$ 1.215.933,94
23	35.456	R\$ 3,037	-R\$ 3.683,24	R\$ 107.674,58	R\$ 103.991,34	R\$ 1.319.925,28
24	35.137	R\$ 3,219	-R\$ 3.904,61	R\$ 113.118,51	R\$ 109.213,90	R\$ 1.429.139,18
25	34.820	R\$ 3,413	-R\$ 4.139,27	R\$ 118.837,68	R\$ 114.698,41	R\$ 1.543.837,59

Os indicadores financeiros são apresentados na tabela 9.

Tabela 9 - Dados de saída do FDC do caso 6.3.2

DADOS DE SAÍDA	
TIR	40%
VPL	R\$ 724.396,04
Payback	2 anos e 9 meses
Custo do inversor no 20º ano	R\$ 47.876,56

6.4 CENÁRIO PROPOSTO PELA ANEEL: ALTERNATIVA 1

Adotando a análise pela alternativa 1 proposta pela ANEEL, onde a parcela referente ao Fio B (Distribuição) da energia não é compensada, temos que, de toda energia injetada na rede, 69,7% será obtida na forma de créditos de energia. Esse resultado pode ser alcançado deduzindo-se a componente Fio B, conforme discriminado na tabela 3, da tarifa de energia.

6.4.1 CASO RESIDENCIAL

Como definido pela equação 5, vimos que da energia gerada, apenas 43% é consumido instantaneamente pelas cargas ativas no momento da geração, e os demais 57% da energia gerada é injetado na rede da concessionária. Conforme exposto acima, o aproveitamento da energia gerada se dá pela equação 6:

$$Ea = Econs + 0,697 \times Einj \quad (6)$$

Onde, Ea é a energia aproveitada, $Econs$ é a energia consumida instantaneamente à geração, e $Einj$ é a energia excedente injetada na rede.

Além disso, temos que:

$$Egerado = Econs + Einj \quad (7)$$

Pois a energia gerada é a soma da energia consumida instantaneamente e o excedente de energia injetado na rede. Sendo assim, isolando $Econs$ e substituindo na equação 6, temos:

$$Econs = Egerado - Einj \quad (8)$$

$$Ea = Egerado - Einj + 0,697 \times Einj \quad (9)$$

$$Ea = Egerado - 0,303 \times Einj \quad (10)$$

Da equação 10, concluímos que nesse cenário, 30,3% da energia injetada seria perdida na taxa de uso da rede elétrica.

Para o caso que estamos analisando:

$$Einj = 0,57 \times Egerado \quad (11)$$

Substituindo (11) em (10), temos que o consumidor aproveita, nesse caso, 82,72% da energia gerada pelo sistema.

Para este caso, portanto, observa-se o seguinte Fluxo de Caixa Descontado:

Tabela 10 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.4.1

ANO	ENERGIA ANUAL (kWh)	Tarifa de Energia (por kWh)	SAÍDA MONETÁRIA (corrigida à inflação)*	ECONOMIA OBTIDA	FLUXO DE CAIXA	TOTAL CORRENTE
0			-R\$ 18.100,00		-R\$ 18.100,00	-R\$ 18.100,00
1	4.051	R\$ 0,923	-R\$ 181,00	R\$ 3.092,96	R\$ 2.911,96	-R\$ 15.188,04
2	4.015	R\$ 0,978	-R\$ 191,88	R\$ 3.249,34	R\$ 3.057,46	-R\$ 12.130,58
3	3.978	R\$ 1,037	-R\$ 203,41	R\$ 3.413,62	R\$ 3.210,21	-R\$ 8.920,37
4	3.943	R\$ 1,100	-R\$ 215,63	R\$ 3.586,21	R\$ 3.370,58	-R\$ 5.549,79
5	3.907	R\$ 1,166	-R\$ 228,59	R\$ 3.767,53	R\$ 3.538,93	-R\$ 2.010,86
6	3.872	R\$ 1,236	-R\$ 242,33	R\$ 3.958,01	R\$ 3.715,68	R\$ 1.704,82
7	3.837	R\$ 1,310	-R\$ 256,90	R\$ 4.158,12	R\$ 3.901,23	R\$ 5.606,05
8	3.803	R\$ 1,389	-R\$ 272,34	R\$ 4.368,35	R\$ 4.096,02	R\$ 9.702,06
9	3.768	R\$ 1,472	-R\$ 288,70	R\$ 4.589,21	R\$ 4.300,51	R\$ 14.002,58
10	3.734	R\$ 1,561	-R\$ 306,06	R\$ 4.821,24	R\$ 4.515,19	R\$ 18.517,76
11	3.701	R\$ 1,655	-R\$ 324,45	R\$ 5.065,00	R\$ 4.740,55	R\$ 23.258,31
12	3.668	R\$ 1,754	-R\$ 343,95	R\$ 5.321,08	R\$ 4.977,13	R\$ 28.235,44
13	3.635	R\$ 1,859	-R\$ 364,62	R\$ 5.590,11	R\$ 5.225,49	R\$ 33.460,93
14	3.602	R\$ 1,971	-R\$ 386,53	R\$ 5.872,74	R\$ 5.486,21	R\$ 38.947,14
15	3.569	R\$ 2,090	-R\$ 409,76	R\$ 6.169,66	R\$ 5.759,90	R\$ 44.707,04
16	3.537	R\$ 2,215	-R\$ 434,39	R\$ 6.481,59	R\$ 6.047,20	R\$ 50.754,24
17	3.505	R\$ 2,348	-R\$ 460,50	R\$ 6.809,30	R\$ 6.348,80	R\$ 57.103,04
18	3.474	R\$ 2,489	-R\$ 488,17	R\$ 7.153,57	R\$ 6.665,40	R\$ 63.768,43
19	3.443	R\$ 2,639	-R\$ 517,51	R\$ 7.515,25	R\$ 6.997,73	R\$ 70.766,17
20	3.412	R\$ 2,798	-R\$ 10.798,70	R\$ 7.895,21	-R\$ 2.903,49	R\$ 67.862,68
21	3.381	R\$ 2,966	-R\$ 581,59	R\$ 8.294,39	R\$ 7.712,80	R\$ 75.575,48
22	3.350	R\$ 3,144	-R\$ 616,54	R\$ 8.713,74	R\$ 8.097,20	R\$ 83.672,68
23	3.320	R\$ 3,333	-R\$ 653,60	R\$ 9.154,30	R\$ 8.500,71	R\$ 92.173,39
24	3.290	R\$ 3,533	-R\$ 692,88	R\$ 9.617,14	R\$ 8.924,26	R\$ 101.097,64
25	3.261	R\$ 3,746	-R\$ 734,52	R\$ 10.103,37	R\$ 9.368,85	R\$ 110.466,50

Os indicadores financeiros são apresentados na tabela 11:

Tabela 11 - Dados de saída do FDC do caso 6.4.1

DADOS DE SAÍDA	
TIR	20%
VPL	R\$ 47.305,59
Payback	5 anos e 7 meses
Custo do inversor no 20º ano	R\$ 10.250,08

6.4.2 CASO COMERCIAL

O caso comercial injeta 100% da energia gerada, e dessa forma, o aproveitamento é de 69,7% da energia gerada. Para este caso, observa-se o seguinte Fluxo de Caixa Descontado:

Tabela 12 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.4.2

ANO	ENERGIA ANUAL (kWh)	Tarifa de Energia (por kWh)	SAÍDA MONETÁRIA (corrigida à inflação)*	ECONOMIA OBTIDA	FLUXO DE CAIXA	TOTAL CORRENTE
0			-R\$ 102.000,00		-R\$ 102.000,00	-R\$ 102.000,00
1	43.258	R\$ 0,841	-R\$ 1.020,00	R\$ 25.356,84	R\$ 24.336,84	-R\$ 77.663,16
2	42.869	R\$ 0,892	-R\$ 1.081,30	R\$ 26.638,86	R\$ 25.557,56	-R\$ 52.105,59
3	42.483	R\$ 0,945	-R\$ 1.146,29	R\$ 27.985,70	R\$ 26.839,41	-R\$ 25.266,18
4	42.101	R\$ 1,002	-R\$ 1.215,18	R\$ 29.400,63	R\$ 28.185,45	R\$ 2.919,27
5	41.722	R\$ 1,062	-R\$ 1.288,21	R\$ 30.887,10	R\$ 29.598,89	R\$ 32.518,16
6	41.346	R\$ 1,126	-R\$ 1.365,63	R\$ 32.448,73	R\$ 31.083,09	R\$ 63.601,25
7	40.974	R\$ 1,194	-R\$ 1.447,71	R\$ 34.089,30	R\$ 32.641,60	R\$ 96.242,85
8	40.605	R\$ 1,265	-R\$ 1.534,72	R\$ 35.812,83	R\$ 34.278,11	R\$ 130.520,96
9	40.240	R\$ 1,341	-R\$ 1.626,95	R\$ 37.623,49	R\$ 35.996,54	R\$ 166.517,50
10	39.878	R\$ 1,422	-R\$ 1.724,73	R\$ 39.525,70	R\$ 37.800,97	R\$ 204.318,48
11	39.519	R\$ 1,508	-R\$ 1.828,39	R\$ 41.524,09	R\$ 39.695,70	R\$ 244.014,18
12	39.163	R\$ 1,598	-R\$ 1.938,27	R\$ 43.623,51	R\$ 41.685,23	R\$ 285.699,41
13	38.811	R\$ 1,694	-R\$ 2.054,77	R\$ 45.829,07	R\$ 43.774,31	R\$ 329.473,72
14	38.461	R\$ 1,796	-R\$ 2.178,26	R\$ 48.146,15	R\$ 45.967,89	R\$ 375.441,61
15	38.115	R\$ 1,904	-R\$ 2.309,17	R\$ 50.580,38	R\$ 48.271,21	R\$ 423.712,82
16	37.772	R\$ 2,018	-R\$ 2.447,95	R\$ 53.137,67	R\$ 50.689,72	R\$ 474.402,54
17	37.432	R\$ 2,140	-R\$ 2.595,07	R\$ 55.824,27	R\$ 53.229,19	R\$ 527.631,74
18	37.095	R\$ 2,268	-R\$ 2.751,04	R\$ 58.646,69	R\$ 55.895,66	R\$ 583.527,39
19	36.761	R\$ 2,405	-R\$ 2.916,37	R\$ 61.611,82	R\$ 58.695,44	R\$ 642.222,83
20	36.431	R\$ 2,549	-R\$ 50.968,21	R\$ 64.726,85	R\$ 13.758,64	R\$ 655.981,48
21	36.103	R\$ 2,702	-R\$ 3.277,46	R\$ 67.999,39	R\$ 64.721,93	R\$ 720.703,41
22	35.778	R\$ 2,865	-R\$ 3.474,43	R\$ 71.437,37	R\$ 67.962,94	R\$ 788.666,35
23	35.456	R\$ 3,037	-R\$ 3.683,24	R\$ 75.049,18	R\$ 71.365,94	R\$ 860.032,29
24	35.137	R\$ 3,219	-R\$ 3.904,61	R\$ 78.843,60	R\$ 74.938,99	R\$ 934.971,28
25	34.820	R\$ 3,413	-R\$ 4.139,27	R\$ 82.829,86	R\$ 78.690,59	R\$ 1.013.661,87

Os indicadores financeiros são apresentados na tabela 13.

Tabela 13 - Dados de saída do FDC do caso 6.4.2

DADOS DE SAÍDA	
TIR	29%
VPL	R\$ 460.256,61
Payback	3 anos e 11 meses
Custo do inversor no 20º ano	R\$ 47.876,56

6.5 CENÁRIO PROPOSTO PELA ANEEL: ALTERNATIVA 5

Analisando-se a alternativa 5 proposta pela ANEEL, onde apenas a parcela referente à tarifa de energia é compensada, temos que, de toda energia injetada na rede, apenas 40,5% será compensada pelos créditos de energia, conforme apresentado na tabela 3.

6.5.1 CASO RESIDENCIAL

Como definido pela equação 5, vimos que da energia gerada, apenas 43% é consumido instantaneamente pelas cargas ativas no momento da geração, e os demais 57% da energia gerada é injetado na rede da concessionária. Por meio da alternativa 5 da proposta da ANEEL, onde apenas o componente “tarifa de energia” seria compensado, obtêm-se que o aproveitamento da energia gerada se dá pela equação 12:

$$Ea = Econs + 0,405 \times Einj \quad (12)$$

Onde, Ea é a energia aproveitada, $Econs$ é a energia consumida instantaneamente à geração, e $Einj$ é a energia excedente injetada na rede.

Além disso, temos que:

$$Egerado = Econs + Einj \quad (13)$$

Pois a energia gerada é a soma da energia consumida instantaneamente e o excedente de energia injetado na rede. Sendo assim, isolando $Econs$ e substituindo na equação 12, temos:

$$Econs = Egerado - Einj \quad (14)$$

$$Ea = Egerado - Einj + 0,405 \times Einj \quad (15)$$

$$Ea = Egerado - 0,595 \times Einj \quad (16)$$

Da equação 16, concluímos que nesse cenário 59,5% da energia injetada seria perdida na taxa de uso da rede elétrica.

Para o caso real que estamos analisando:

$$Einj = 0,57 \times Egerado \quad (17)$$

Substituindo (17) em (16), temos que o consumidor obtém o aproveitamento de 66,08% da energia gerada pelo sistema.

Para este caso, portanto, observa-se o seguinte Fluxo de Caixa Descontado:

Tabela 14 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.5.1

ANO	ENERGIA ANUAL (kWh)	Tarifa de Energia (por kWh)	SAÍDA MONETÁRIA (corrigida à inflação)*	ECONOMIA OBTIDA	FLUXO DE CAIXA	TOTAL CORRENTE
0			-R\$ 18.100,00		-R\$ 18.100,00	-R\$ 18.100,00
1	4.051	R\$ 0,923	-R\$ 181,00	R\$ 2.470,78	R\$ 2.289,78	-R\$ 15.810,22
2	4.015	R\$ 0,978	-R\$ 191,88	R\$ 2.595,70	R\$ 2.403,82	-R\$ 13.406,40
3	3.978	R\$ 1,037	-R\$ 203,41	R\$ 2.726,94	R\$ 2.523,53	-R\$ 10.882,87
4	3.943	R\$ 1,100	-R\$ 215,63	R\$ 2.864,81	R\$ 2.649,17	-R\$ 8.233,70
5	3.907	R\$ 1,166	-R\$ 228,59	R\$ 3.009,65	R\$ 2.781,06	-R\$ 5.452,65
6	3.872	R\$ 1,236	-R\$ 242,33	R\$ 3.161,81	R\$ 2.919,48	-R\$ 2.533,16
7	3.837	R\$ 1,310	-R\$ 256,90	R\$ 3.321,67	R\$ 3.064,78	R\$ 531,61
8	3.803	R\$ 1,389	-R\$ 272,34	R\$ 3.489,61	R\$ 3.217,28	R\$ 3.748,89
9	3.768	R\$ 1,472	-R\$ 288,70	R\$ 3.666,05	R\$ 3.377,34	R\$ 7.126,23
10	3.734	R\$ 1,561	-R\$ 306,06	R\$ 3.851,40	R\$ 3.545,34	R\$ 10.671,57
11	3.701	R\$ 1,655	-R\$ 324,45	R\$ 4.046,12	R\$ 3.721,67	R\$ 14.393,25
12	3.668	R\$ 1,754	-R\$ 343,95	R\$ 4.250,69	R\$ 3.906,74	R\$ 18.299,99
13	3.635	R\$ 1,859	-R\$ 364,62	R\$ 4.465,60	R\$ 4.100,98	R\$ 22.400,97
14	3.602	R\$ 1,971	-R\$ 386,53	R\$ 4.691,38	R\$ 4.304,84	R\$ 26.705,81
15	3.569	R\$ 2,090	-R\$ 409,76	R\$ 4.928,57	R\$ 4.518,80	R\$ 31.224,61
16	3.537	R\$ 2,215	-R\$ 434,39	R\$ 5.177,75	R\$ 4.743,36	R\$ 35.967,98
17	3.505	R\$ 2,348	-R\$ 460,50	R\$ 5.439,54	R\$ 4.979,04	R\$ 40.947,01
18	3.474	R\$ 2,489	-R\$ 488,17	R\$ 5.714,55	R\$ 5.226,38	R\$ 46.173,39
19	3.443	R\$ 2,639	-R\$ 517,51	R\$ 6.003,48	R\$ 5.485,96	R\$ 51.659,35
20	3.412	R\$ 2,798	-R\$ 10.798,70	R\$ 6.307,01	-R\$ 4.491,69	R\$ 47.167,66
21	3.381	R\$ 2,966	-R\$ 581,59	R\$ 6.625,88	R\$ 6.044,30	R\$ 53.211,96
22	3.350	R\$ 3,144	-R\$ 616,54	R\$ 6.960,88	R\$ 6.344,34	R\$ 59.556,30
23	3.320	R\$ 3,333	-R\$ 653,60	R\$ 7.312,82	R\$ 6.659,22	R\$ 66.215,52
24	3.290	R\$ 3,533	-R\$ 692,88	R\$ 7.682,55	R\$ 6.989,67	R\$ 73.205,19
25	3.261	R\$ 3,746	-R\$ 734,52	R\$ 8.070,97	R\$ 7.336,45	R\$ 80.541,64

Os indicadores financeiros são apresentados abaixo.

Tabela 15 - Dados de saída do FDC do caso 6.5.1

DADOS DE SAÍDA	
TIR	16%
VPL	R\$ 32.396,69
Payback	6 anos e 10 meses
Custo do inversor no 20º ano	R\$ 10.250,08

6.5.2 CASO COMERCIAL

O caso comercial em análise injeta 100% da energia gerada, e deduzindo todas as parcelas da TUSD, têm-se que o aproveitamento é de 40,5% da energia gerada. Para este caso, observa-se o seguinte Fluxo de Caixa Descontado:

Tabela 16 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.5.2

ANO	ENERGIA ANUAL (kWh)	Tarifa de Energia (por kWh)	SAÍDA MONETÁRIA (corrigida à inflação)*	ECONOMIA OBTIDA	FLUXO DE CAIXA	TOTAL CORRENTE
0			-R\$ 102.000,00		-R\$ 102.000,00	-R\$ 102.000,00
1	43.258	R\$ 0,841	-R\$ 1.020,00	R\$ 14.733,89	R\$ 13.713,89	-R\$ 88.286,11
2	42.869	R\$ 0,892	-R\$ 1.081,30	R\$ 15.478,82	R\$ 14.397,52	-R\$ 73.888,59
3	42.483	R\$ 0,945	-R\$ 1.146,29	R\$ 16.261,42	R\$ 15.115,13	-R\$ 58.773,46
4	42.101	R\$ 1,002	-R\$ 1.215,18	R\$ 17.083,58	R\$ 15.868,40	-R\$ 42.905,06
5	41.722	R\$ 1,062	-R\$ 1.288,21	R\$ 17.947,31	R\$ 16.659,10	-R\$ 26.245,96
6	41.346	R\$ 1,126	-R\$ 1.365,63	R\$ 18.854,71	R\$ 17.489,08	-R\$ 8.756,88
7	40.974	R\$ 1,194	-R\$ 1.447,71	R\$ 19.807,99	R\$ 18.360,28	R\$ 9.603,40
8	40.605	R\$ 1,265	-R\$ 1.534,72	R\$ 20.809,46	R\$ 19.274,75	R\$ 28.878,15
9	40.240	R\$ 1,341	-R\$ 1.626,95	R\$ 21.861,57	R\$ 20.234,62	R\$ 49.112,77
10	39.878	R\$ 1,422	-R\$ 1.724,73	R\$ 22.966,87	R\$ 21.242,14	R\$ 70.354,91
11	39.519	R\$ 1,508	-R\$ 1.828,39	R\$ 24.128,06	R\$ 22.299,67	R\$ 92.654,58
12	39.163	R\$ 1,598	-R\$ 1.938,27	R\$ 25.347,95	R\$ 23.409,67	R\$ 116.064,25
13	38.811	R\$ 1,694	-R\$ 2.054,77	R\$ 26.629,52	R\$ 24.574,75	R\$ 140.639,00
14	38.461	R\$ 1,796	-R\$ 2.178,26	R\$ 27.975,88	R\$ 25.797,63	R\$ 166.436,63
15	38.115	R\$ 1,904	-R\$ 2.309,17	R\$ 29.390,32	R\$ 27.081,15	R\$ 193.517,78
16	37.772	R\$ 2,018	-R\$ 2.447,95	R\$ 30.876,27	R\$ 28.428,32	R\$ 221.946,10
17	37.432	R\$ 2,140	-R\$ 2.595,07	R\$ 32.437,34	R\$ 29.842,27	R\$ 251.788,37
18	37.095	R\$ 2,268	-R\$ 2.751,04	R\$ 34.077,35	R\$ 31.326,31	R\$ 283.114,68
19	36.761	R\$ 2,405	-R\$ 2.916,37	R\$ 35.800,27	R\$ 32.883,89	R\$ 315.998,57
20	36.431	R\$ 2,549	-R\$ 50.968,21	R\$ 37.610,30	-R\$ 13.357,91	R\$ 302.640,66
21	36.103	R\$ 2,702	-R\$ 3.277,46	R\$ 39.511,84	R\$ 36.234,38	R\$ 338.875,04
22	35.778	R\$ 2,865	-R\$ 3.474,43	R\$ 41.509,52	R\$ 38.035,09	R\$ 376.910,13
23	35.456	R\$ 3,037	-R\$ 3.683,24	R\$ 43.608,21	R\$ 39.924,96	R\$ 416.835,09
24	35.137	R\$ 3,219	-R\$ 3.904,61	R\$ 45.813,00	R\$ 41.908,39	R\$ 458.743,48
25	34.820	R\$ 3,413	-R\$ 4.139,27	R\$ 48.129,26	R\$ 43.989,99	R\$ 502.733,47

Os indicadores financeiros são apresentados a seguir:

Tabela 17 - Dados de saída do FDC do caso 6.5.2

DADOS DE SAÍDA	
TIR	17%
VPL	R\$ 205.706,39
Payback	6 anos e 6 meses
Custo do inversor no 20º ano	R\$ 47.876,56

6.6 CENÁRIO DO PROJETO DE LEI

No cenário analisado nessa seção, a taxaço proposta contempla 50% da tarifa TUSD Fio B para os microgeradores. Conforme figura 7, temos que a parcela referente ao FIO B tem peso de 30,3% da tarifa de energia. Sendo assim, os geradores serão taxados de forma que da energia injetada, 15,15% será descontado na forma de taxa de uso da rede.

6.6.1 CASO RESIDENCIAL

Como detalhado previamente, esse consumidor injeta 57% da sua produ  o. Desse montante, será passivo de uma taxaço de 15,15%, ou seja, 8,63%.

Na tabela 18, verifica-se o FCD desse caso. Por sua vez, os indicadores financeiros são apresentados na tabela 19.

Tabela 18 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.6.1

ANO	ENERGIA ANUAL (kWh)	Tarifa de Energia (por kWh)	SAÍDA MONETÁRIA (corrigida � infla��o)*	ECONOMIA OBTIDA	FLUXO DE CAIXA	TOTAL CORRENTE
0			-R\$ 18.100,00		-R\$ 18.100,00	-R\$ 18.100,00
1	4.051	R\$ 0,923	-R\$ 181,00	R\$ 3.416,02	R\$ 3.235,02	-R\$ 14.864,98
2	4.015	R\$ 0,978	-R\$ 191,88	R\$ 3.588,73	R\$ 3.396,85	-R\$ 11.468,13
3	3.978	R\$ 1,037	-R\$ 203,41	R\$ 3.770,17	R\$ 3.566,76	-R\$ 7.901,37
4	3.943	R\$ 1,100	-R\$ 215,63	R\$ 3.960,79	R\$ 3.745,15	-R\$ 4.156,22
5	3.907	R\$ 1,166	-R\$ 228,59	R\$ 4.161,04	R\$ 3.932,45	-R\$ 223,77
6	3.872	R\$ 1,236	-R\$ 242,33	R\$ 4.371,42	R\$ 4.129,09	R\$ 3.905,31
7	3.837	R\$ 1,310	-R\$ 256,90	R\$ 4.592,43	R\$ 4.335,54	R\$ 8.240,85
8	3.803	R\$ 1,389	-R\$ 272,34	R\$ 4.824,62	R\$ 4.552,29	R\$ 12.793,14
9	3.768	R\$ 1,472	-R\$ 288,70	R\$ 5.068,55	R\$ 4.779,85	R\$ 17.572,98
10	3.734	R\$ 1,561	-R\$ 306,06	R\$ 5.324,81	R\$ 5.018,76	R\$ 22.591,74
11	3.701	R\$ 1,655	-R\$ 324,45	R\$ 5.594,03	R\$ 5.269,58	R\$ 27.861,33
12	3.668	R\$ 1,754	-R\$ 343,95	R\$ 5.876,86	R\$ 5.532,91	R\$ 33.394,24
13	3.635	R\$ 1,859	-R\$ 364,62	R\$ 6.173,99	R\$ 5.809,37	R\$ 39.203,61
14	3.602	R\$ 1,971	-R\$ 386,53	R\$ 6.486,14	R\$ 6.099,61	R\$ 45.303,21
15	3.569	R\$ 2,090	-R\$ 409,76	R\$ 6.814,07	R\$ 6.404,31	R\$ 51.707,52
16	3.537	R\$ 2,215	-R\$ 434,39	R\$ 7.158,59	R\$ 6.724,20	R\$ 58.431,72
17	3.505	R\$ 2,348	-R\$ 460,50	R\$ 7.520,52	R\$ 7.060,02	R\$ 65.491,74
18	3.474	R\$ 2,489	-R\$ 488,17	R\$ 7.900,75	R\$ 7.412,58	R\$ 72.904,32
19	3.443	R\$ 2,639	-R\$ 517,51	R\$ 8.300,21	R\$ 7.782,69	R\$ 80.687,01
20	3.412	R\$ 2,798	-R\$ 10.798,70	R\$ 8.719,86	-R\$ 2.078,84	R\$ 78.608,17
21	3.381	R\$ 2,966	-R\$ 581,59	R\$ 9.160,72	R\$ 8.579,14	R\$ 87.187,31
22	3.350	R\$ 3,144	-R\$ 616,54	R\$ 9.623,88	R\$ 9.007,34	R\$ 96.194,65
23	3.320	R\$ 3,333	-R\$ 653,60	R\$ 10.110,46	R\$ 9.456,86	R\$ 105.651,51
24	3.290	R\$ 3,533	-R\$ 692,88	R\$ 10.621,63	R\$ 9.928,76	R\$ 115.580,27
25	3.261	R\$ 3,746	-R\$ 734,52	R\$ 11.158,65	R\$ 10.424,13	R\$ 126.004,40

Tabela 19 - Dados de saída do FDC do caso 6.6.1

DADOS DE SAÍDA	
TIR	22%
VPL	R\$ 55.046,75
Payback	5 anos e 1 mês
Custo do inversor no 20º ano	R\$ 10.250,08

6.6.2 CASO COMERCIAL

Dado que o caso comercial sujeito à análise injeta 100% da energia gerada, o aproveitamento é de 84,55% de sua produção, pois a taxaçoão proposta, nesse cenário, é de metade da parcela correspondente ao “Fio B”. Para este caso, o Fluxo de Caixa Descontado é detalhado na tabela 20.

Tabela 20 - Fluxo de caixa descontado do caso 6.6.2

ANO	ENERGIA ANUAL (kWh)	Tarifa de Energia (por kWh)	SAÍDA MONETÁRIA (corrigida à inflação)*	ECONOMIA OBTIDA	FLUXO DE CAIXA	TOTAL CORRENTE
0			-R\$ 102.000,00		-R\$ 102.000,00	-R\$ 102.000,00
1	43.258	R\$ 0,841	-R\$ 1.020,00	R\$ 30.868,41	R\$ 29.848,41	-R\$ 72.151,59
2	42.869	R\$ 0,892	-R\$ 1.081,30	R\$ 32.429,09	R\$ 31.347,79	-R\$ 40.803,80
3	42.483	R\$ 0,945	-R\$ 1.146,29	R\$ 34.068,68	R\$ 32.922,39	-R\$ 7.881,41
4	42.101	R\$ 1,002	-R\$ 1.215,18	R\$ 35.791,16	R\$ 34.575,98	R\$ 26.694,57
5	41.722	R\$ 1,062	-R\$ 1.288,21	R\$ 37.600,73	R\$ 36.312,51	R\$ 63.007,08
6	41.346	R\$ 1,126	-R\$ 1.365,63	R\$ 39.501,79	R\$ 38.136,15	R\$ 101.143,23
7	40.974	R\$ 1,194	-R\$ 1.447,71	R\$ 41.498,96	R\$ 40.051,25	R\$ 141.194,48
8	40.605	R\$ 1,265	-R\$ 1.534,72	R\$ 43.597,11	R\$ 42.062,39	R\$ 183.256,88
9	40.240	R\$ 1,341	-R\$ 1.626,95	R\$ 45.801,34	R\$ 44.174,39	R\$ 227.431,26
10	39.878	R\$ 1,422	-R\$ 1.724,73	R\$ 48.117,02	R\$ 46.392,28	R\$ 273.823,55
11	39.519	R\$ 1,508	-R\$ 1.828,39	R\$ 50.549,77	R\$ 48.721,38	R\$ 322.544,93
12	39.163	R\$ 1,598	-R\$ 1.938,27	R\$ 53.105,52	R\$ 51.167,24	R\$ 373.712,17
13	38.811	R\$ 1,694	-R\$ 2.054,77	R\$ 55.790,49	R\$ 53.735,72	R\$ 427.447,89
14	38.461	R\$ 1,796	-R\$ 2.178,26	R\$ 58.611,20	R\$ 56.432,95	R\$ 483.880,84
15	38.115	R\$ 1,904	-R\$ 2.309,17	R\$ 61.574,53	R\$ 59.265,36	R\$ 543.146,20
16	37.772	R\$ 2,018	-R\$ 2.447,95	R\$ 64.687,69	R\$ 62.239,73	R\$ 605.385,94
17	37.432	R\$ 2,140	-R\$ 2.595,07	R\$ 67.958,24	R\$ 65.363,16	R\$ 670.749,10
18	37.095	R\$ 2,268	-R\$ 2.751,04	R\$ 71.394,14	R\$ 68.643,11	R\$ 739.392,21
19	36.761	R\$ 2,405	-R\$ 2.916,37	R\$ 75.003,77	R\$ 72.087,39	R\$ 811.479,60
20	36.431	R\$ 2,549	-R\$ 50.968,21	R\$ 78.795,89	R\$ 27.827,68	R\$ 839.307,28
21	36.103	R\$ 2,702	-R\$ 3.277,46	R\$ 82.779,74	R\$ 79.502,28	R\$ 918.809,57
22	35.778	R\$ 2,865	-R\$ 3.474,43	R\$ 86.965,01	R\$ 83.490,58	R\$ 1.002.300,14
23	35.456	R\$ 3,037	-R\$ 3.683,24	R\$ 91.361,88	R\$ 87.678,64	R\$ 1.089.978,78
24	35.137	R\$ 3,219	-R\$ 3.904,61	R\$ 95.981,06	R\$ 92.076,45	R\$ 1.182.055,23
25	34.820	R\$ 3,413	-R\$ 4.139,27	R\$ 100.833,77	R\$ 96.694,50	R\$ 1.278.749,73

Tabela 21 - Dados de saída do FDC do caso 6.6.2

DADOS DE SAÍDA	
TIR	34%
VPL	R\$ 592.326,33
Payback	3 anos e 3 mês
Custo do inversor no 20º ano	R\$ 47.876,56

6.7 ANÁLISE DOS RESULTADOS

No contexto atual, representado pelo cenário zero, os índices de atratividade alcançados são notórios. Esse fato possui grande influência no crescimento acelerado do mercado de geração distribuída. Analisando-se a TIR, cujos valores foram 24% e 40%, respectivamente, para o caso residencial e comercial, é possível verificar que tais retornos são múltiplas vezes superiores à grande maioria dos investimentos de baixo e médio risco disponíveis no mercado de capitais. Adicionalmente, os investimentos em geração distribuída podem ser compreendidos como uma modalidade de renda fixa, dado seu fluxo de caixa estável ao longo de todo o período de análise, fato que contribui para haver grande previsibilidade dos retornos e baixa percepção de risco sobre tal investimento.

Diante das análises realizadas, a figura 9 ilustra a TIR do caso residencial sob todos os cenários estudados. Como é observado, mesmo a mais leve das propostas da ANEEL impõe impactos pesados sobre a taxa de retorno. As alternativas 1 e 4 provocam, respectivamente, quedas de 16,6% e 33,3% na TIR do investimento residencial. A proposta do PL, por outro lado, provoca uma queda de 8,3% na taxa. Dessa forma, a alternativa 5 produz uma queda mais de 4 vezes maior na TIR deste caso se comparado ao Projeto de Lei. Com exceção da alternativa 5, os demais cenários, apesar de provocarem impactos em certa medida, não são fortes o suficiente para desincentivar a tomada de decisão dos investidores. Logo, caso vigente, a alternativa 5 será a única opção com alta probabilidade de arrefecer o ritmo atual de crescimento do setor. A figura 11 ilustra o VPL para os cenários avaliados para o caso residencial, onde pode-se reforçar essa conclusão, pois a alternativa 5 reduz o VPL quase à metade se comparado à regulamentação vigente.

Figura 9 - Taxa interna de retorno do caso residencial

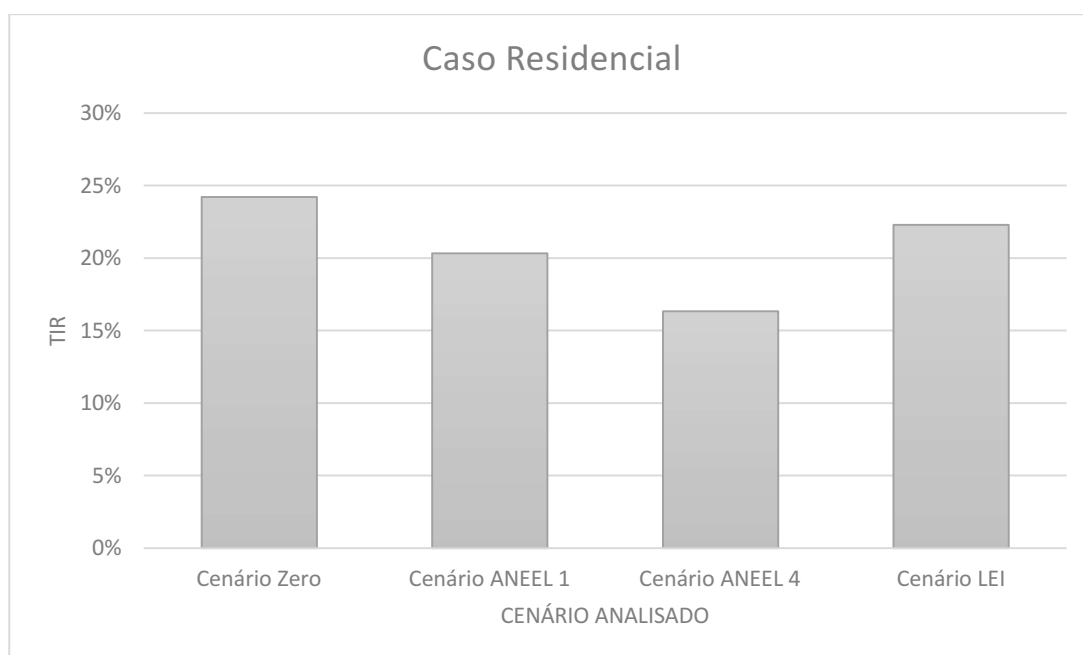
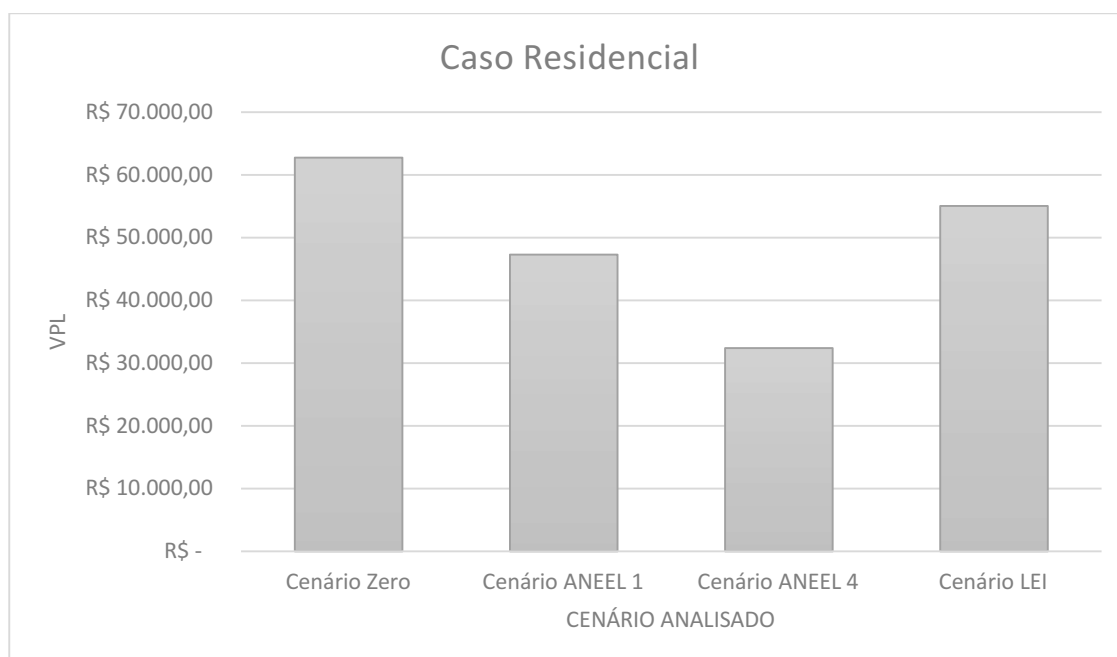


Figura 10 - Valor presente líquido do caso residencial



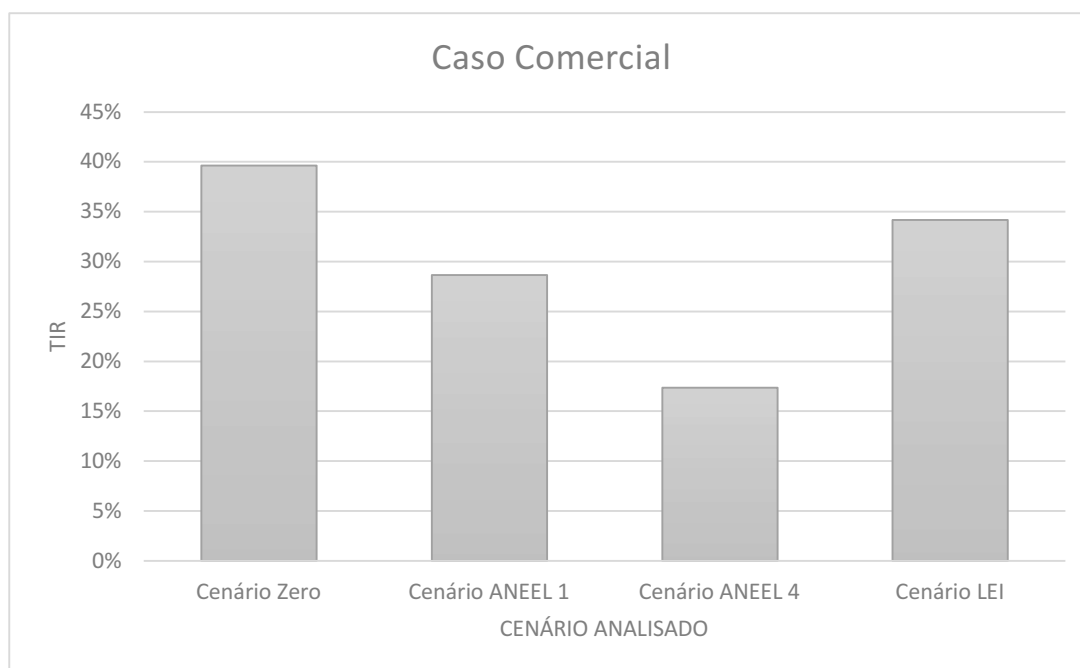
Avançando as análises, desta vez, para o caso comercial, observa-se na figura 11 o comportamento das taxas de retorno para os cenários avaliados.

Nota-se, portanto, resultados análogos aos obtidos no caso anterior. Entretanto, dado que este caso possui uma taxa de injeção superior ao caso anterior, seus indicadores foram mais sensíveis aos impactos provocados pelas

novas regulamentações. As alternativas 1 e 5 promoveram, respectivamente, quedas de 27,5% e 57,5% nas taxas de retorno, se comparado com o cenário base. A sensibilidade das taxas de retorno desse caso foi tamanha que os impactos da alternativa 1, com 27,5% de queda na TIR, muito se aproximou da queda de 33,3% que a alternativa 5 provocou no cenário anterior. Adicionalmente, a queda para menos da metade da TIR na alternativa 5 da ANEEL promoveria um intenso desincentivo aos investimentos em GD nos casos onde há grandes taxas de injeção.

Um fato relevante, evidenciado pelos resultados alcançados no caso comercial, é a taxa de retorno superior ao caso residencial. Apesar de sofrer impactos maiores com as novas regulamentações, ainda manteve taxas de retorno superiores ao caso residencial em todos os cenários avaliados.

Figura 11 - Taxa interna de retorno do caso comercial



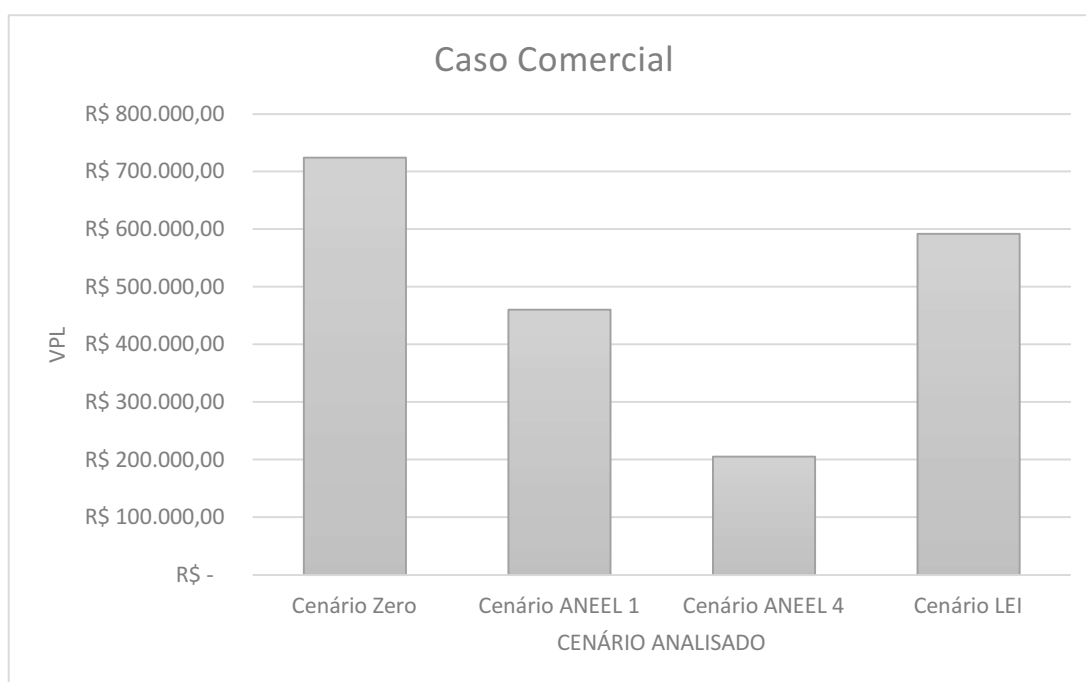
Os impactos do PL no caso comercial, por sua vez, promovem uma queda de 15% da TIR frente ao cenário atual. Mesmo que o PL provoque no caso comercial um impacto 80% maior do que no caso residencial, ainda assim a TIR permanece muito atrativa, em 34% ao ano.

No cenário do Projeto de Lei, cujas implicações são as mais leves, nota-se que o caso residencial tem seu VPL 3 vezes maior do que valor inicialmente

investido. No caso comercial, por sua vez, possui VPL 5,8 vezes o investimento inicial. Os VPL's, caíram, respectivamente, 12 e 18%, para o primeiro e segundo caso. Logo, conclui-se que, caso aprovado, o PL manterá o excelente ambiente de atratividade da geração distribuída no Brasil, e deverá ser mantido o sólido crescimento do mercado.

De forma oposta, a alternativa 5 da agência reguladora possui o viés mais rígido quanto à taxação, com grande potencial de arrefecer a expansão dos números observados nesse mercado. Para essa conclusão, basta verificar a forte queda de 48% e 72% no VPL dos casos residencial e comercial, respectivamente. Com tamanho impacto, caso implementada esta medida regulatória, haverá grande probabilidade de impactos negativos relevantes nos volumes de sistemas conectados à rede.

Figura 12 - Valor presente líquido do caso comercial



Deve-se notar, entretanto, que mesmo diante do pior cenário, o investimento em GD ainda apresentariam indicadores interessantes: TIR entre 16% e 17% em ambos os casos, dentro de um ambiente de baixa taxa básica de juros, atende os anseios de retorno de muitos cidadãos. Sendo assim, apesar dos impactos severos, a alternativa mais rigorosa não seria impeditiva para novos investimentos.

7 CONCLUSÕES

O cenário zero, que é o cenário atual no Brasil, demonstra notórios índices de atratividade dos investimentos. Esse fato justifica o crescimento acelerado do mercado de geração distribuída observado nos últimos anos.

Diante das análises, é possível mensurar o impacto de cada proposta no mercado de geração distribuída. Em razão dos bons indicadores de atratividade, esse mercado é capaz de tolerar aumento das taxações sem sofrer grandes impactos. Dentre os cenários, apenas a alternativa 5 da ANEEL poderia reduzir o ânimo dos investidores de maneira significativa.

A motivação das discussões de novas medidas regulamentadoras tem o propósito principal de controlar a inserção de GD das redes de distribuição, com vistas a sua operação segura. A decisão por uma alternativa com um modelo de taxação leve ou moderado manterá o ambiente favorável para o contínuo crescimento deste mercado, com os benefícios dele decorrentes. Entretanto, após atingido um patamar significativo de inserção de GD, haverá a necessidade de novas discussões para a revisão dos modelos regulamentadores. Por outro lado, a adoção de medidas rígidas poderá impor restrições ao mercado, reduzindo o volume de empregos gerados e dificultando a diversificação da matriz energética do país. Considerando-se que o volume de GD ainda é proporcionalmente baixo na matriz energética do Brasil, é importante que as novas medidas ponderem os benefícios no intuito de preservar o ambiente favorável para os investimentos privados nesse setor, até que se alcance um volume relevante na matriz energética.

As análises efetuadas neste trabalho apresentam dados importantes para embasar a decisão dos consumidores e investidores, ao demonstrar as consequências de cada proposta. Diante do exposto, eles podem comparar os retornos dos investimentos em geração distribuída, especialmente no âmbito da energia solar fotovoltaica, com retornos de outros investimentos, no intuito de facilitar a tomada das melhores decisões.

Ressalta-se que as análises realizadas neste trabalho são válidas, com as devidas adaptações, aos consumidores do grupo A, ligados em média tensão.

Esses consumidores são regidos pelos mesmos critérios vigentes para os consumidores do Grupo B. Adicionalmente, as análises também se aplicam para todas as outras fontes energéticas alternativas ligadas na GD, como fontes hidráulicas, eólicas e biomassa. Mesmo que essas fontes tenham pouca representatividade nas conexões de GD na rede, também são regidas pelas mesmas resoluções que os geradores a energia solar fotovoltaica.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Tendo em vista as análises efetuadas neste trabalho, vários estudos complementares podem ser efetuados. Algumas propostas são:

- Avaliar os impactos para os consumidores do grupo A;
- Analisar os retornos alcançados nos casos em que são tomados empréstimos e financiamentos para a implementação dos projetos;
- Analisar os impactos financeiros no regime da tarifa branca, utilizando-se sistemas fotovoltaicos híbridos com banco de baterias;

REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Perdas de Energia. 2015. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800. Acesso em outubro de 2020.

ANEEL. “Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012”. Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL. “Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015”. Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica, Espaço do Consumidor – Perdas de Energia. 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>; Acesso em outubro de 2020

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Capacidade de Geração no Brasil. BIG - Banco de Informações de Geração. 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em novembro de 2020.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 337. 2008. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2008337.pdf>. Acesso em outubro de 2020.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Atlas de energia elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica. 3. ed. – Brasília: Aneel, 2008. 236 p.: il. ISBN: 978-85-87491-10-7.; Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>. Acesso em outubro de 2020.

ANEEL. Tarifa Branca. 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branc>. Acesso em fevereiro 2020.

ANEEL. Por Dentro da Conta de Luz. Sétima edição. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Brasil Ultrapassa 1,5 GW De Energia Solar Fotovoltaica E Abastece Mais De 633 Mil Residências. 2018. Disponível em: <http://absolar.org.br/noticia/noticiasexternas/brasilultrapassa15gwdeenergiasolarfotovoltaica-e-abastece-mais-de-633-mil-residencias.html>. Acesso em outubro de 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Crescimento Da Energia Solar Como Forma De Descarbonizar A Matriz Elétrica Do Brasil. 2020. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/crescimento-da-energia-solar-como-forma-de-descarbonizar-a-matriz-eletrica-do-brasil.html>. Acesso em outubro de 2020.

Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2018.

Boletim de Informações Gerenciais da ANEEL. 4º Trimestre de 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>. Acesso em agosto de 2020.

Boylestad, Robert L.; Nashelsky, Louis. Dispositivos Eletrônicos e Teoria dos Circuitos, 11ª edição. Pearson Universidades. 2013.

Callister, William D.; Rethwisch, David G. Materials Science and Engineering: An Introduction. 9ª edição. Editora Wiley. 2013.

COSTA, C.V; As Políticas de Promoção de Fontes Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da Experiência Europeia para o Caso Brasileiro, Tese de Doutorado, COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

CONFAZ. Ministério da Fazenda. 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislação/convenios/2015/cv016_15. Acesso em Agosto de 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Projeção da demanda de energia elétrica (para os próximos 10 anos – 2017 - 2026). Ministério de Minas e Energia - MME. Brasília - DF. 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/>. Acesso em 03 agosto de 2020.

Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2019: Ano base 2018. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta. Série Recursos Energéticos – Nota Técnica DEA 01/15. 2015. Rio de Janeiro.

Filho, Nelson Casarotto; Kopittke, Bruno Hartmut. Análise de Investimentos. 11ª edição. Editora Atlas. 2010.

FS-UNEP. Global Trends in Renewable Energy Investment. Relatório da FS-UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance, 2017.

GREENER. Estudo estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída. 2019.

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética - O Que é Geração Distribuída. Rio de Janeiro, EPE. 2018. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em agosto de 2020.

LEI N° 6.763/1975. 2013. Disponível em:
<http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/l6763_1975_02.html>. Acesso em 19 agosto de 2020.

PROCEL. Manual de Tarifação de Energia Elétrica. Eficiência Energética nos Prédios Públicos. 2011.

SEBRAE. Como funciona a energia solar?. Disponível em:
<https://respostas.sebrae.com.br/como-funciona-a-energia-solar/>>. Acesso em novembro de 2020.

ANEXO A: Ficha técnica dos módulos fotovoltaicos

HIGH PERFORMANCE POLYCRYSTALLINE MODULE

RSM72-6-325P-345P

72 CELL POLYCRYSTALLINE MODULE

325-345Wp POWER OUTPUT RANGE

1500VDC MAXIMUM SYSTEM VOLTAGE

17.8% MAXIMUM EFFICIENCY



About Risen Energy

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.



KEY SALIENT FEATURES

-  **Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing**

-  **Industry leading lowest thermal co-efficient of power**

-  **Industry leading 12 years product warranty**

-  **Excellent low irradiance performance**

-  **Excellent PID resistance**

-  **Positive tight power tolerance**

-  **Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product**

-  **Module Imp binning radically reduces string mismatch losses**

-  **Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements**

-  **Certified to withstand severe environmental conditions**
 - Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
 - Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
 - Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance

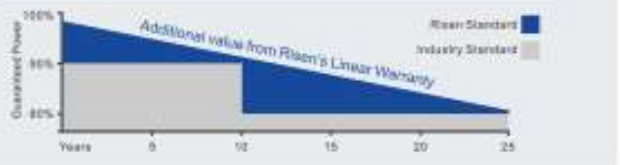







LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

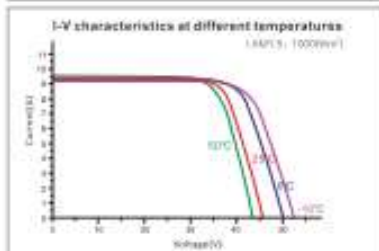
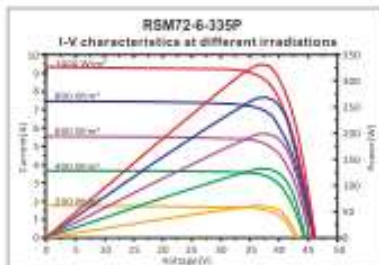
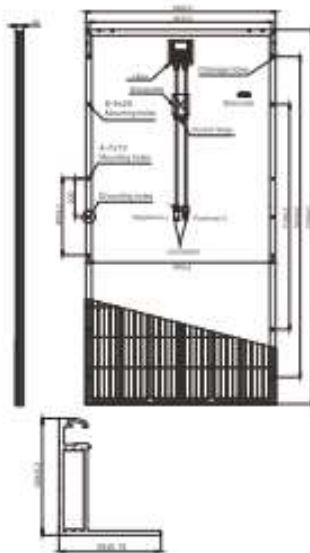
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



RISEN ENERGY CO., LTD.
Tashan Industry Zone, Mellin,
Ninghai 315609, Ningbo / P.R.C.
Tel: +86-574-59953239
Fax: +86-574-59953399
E-mail: marketing@risenenenergy.com
Website: www.risenenergy.com

THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module



Our Partners:

RSM72-6-335P-EN-A1-1.0-2019

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM72-6-325P	RSM72-6-330P	RSM72-6-335P	RSM72-6-340P	RSM72-6-345P
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	325	330	335	340	345
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.50	45.70	45.90	46.10	46.30
Short Circuit Current-Isc(A)	9.20	9.30	9.40	9.50	9.60
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.40	37.55	37.65	37.80	37.95
Maximum Power Current-Impp(A)	8.70	8.80	8.90	9.00	9.10
Module Efficiency (%)	16.7	17.0	17.3	17.5	17.8

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM72-6-325P	RSM72-6-330P	RSM72-6-335P	RSM72-6-340P	RSM72-6-345P
Maximum Power-Pmax (Wp)	242.6	246.4	249.9	253.7	257.5
Open Circuit Voltage-Voc (V)	41.90	42.00	42.20	42.40	42.60
Short Circuit Current-Isc (A)	7.54	7.63	7.71	7.79	7.87
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	34.20	34.40	34.60	34.60	34.70
Maximum Power Current-Impp (A)	7.09	7.17	7.25	7.34	7.42

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Polycrystalline 156.75×156.75 mm, 5BB
Cell configuration	72 cells (6×12)
Module dimensions	1956×992×40mm
Weight	22kg
Superstrate	3.2 mm, High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP67, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), 1200mm length
Connector	Risen Twinax PV-SY02, IP67

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.055%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	20A
Limiting Reverse Current	20A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft	20ft
Number of modules per container	648	270
Number of modules per pallet	27	27
Number of pallets per container	24	10
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1980×1130×1130	1980×1130×1130
Box gross weight(kg)	640	640

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2019 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE

ANEXO B: Ficha técnica do inversor fotovoltaico 3kW



Solis-mini-3000-4G

Solis 4G Mini Series Inverters



Features:

- ▶ Mini series - Extended to 3600W
- ▶ High frequency switching technology-Smaller, smarter
- ▶ DRM integrated, fully comply with AS4777.2:2015
- ▶ Compact and lightweight
- ▶ 50V-500V input voltage range-ultra low startup
- ▶ Over 97.5% Max. efficiency
- ▶ Precise MPPT algorithm
- ▶ Integrated Export Power Manager (EPM)
- ▶ RS485, WiFi/LAN/GPRS (optional) interface
- ▶ WiFi monitoring available-Android and Apple App store available



Model:

Solis-mini-3000-4G

Datasheet

Model Name:	Solis-mini-3000-4G	
Input DC		
Max. DC input power(kW)	3.5	
Max. DC input voltage(V)	600	
Start-up voltage(V)	90	
MPPT voltage range(V)	80-500	
Max. input current(A)	11A	
Max. Short Circuit current for each MPPT	17.2A	
MPPT number/Max input strings number	1/A:1	
Output AC		
Rated output power(kW)	3	
Max. apparent output power(kVA)	3.3	
Max. output power(kW)	3.3	
Rated grid voltage(V)	220/230	
Rated grid frequency(Hz)	50/60	
Grid frequency range(Hz)	47-52 or 57-62	
Operation phase	Single	
Rated grid output current(A)	13.6/13	
Max. output current(A)	15.7	
Power Factor (at rated output power)	0.8leading ... 0.8lagging	
THDI (at rated output power)	<3%	
DC injection current	<0.5%In	
Efficiency		
Max. efficiency	97.5%	
EU efficiency	96.8%	
MPPT efficiency	>99.5%	
Protection		
DC reverse-polarity protection	Yes	
Short circuit protection	Yes	
Output over current protection	Yes	
Output over voltage protection	Yes	
Insulation resistance monitoring	Yes	
Residual current detection	Yes	
Surge protection	Yes	
Grid monitoring	Yes	
Islanding protection	Yes	
Temperature protection	Yes	
Integrated DC switch	Optional	
General Data		
Dimensions(mm)	310W*373H*160D	
Weight (kg)	7.7	
Topology	Transformer less	
Self consumption (night)	<1W (Night)	
Operating ambient temperature range	-25~60°C	
Relative humidity	0-100%	
Ingress protection	IP65	
Noise emission(typical)	<20dBA	
Cooling concept	Natural convection	
Max. operation altitude	4000m	
Designed lifetime	>20 years	
Grid connection standard	EN50438, AS4777.2:2015, VDE0126-1-1, IEC61727, VDE N4105, G98, G99	
Safety/EMC standard	IEC62109-1/-2, NB/T 32004, EN61000-6-1, EN61000-6-3	
Features		
DC connection	MC4	
AC connection	IP67 rated plug	
Display	LCD, 2*20 Z.	
Communication connections	4 pins RS485 connector	
Monitoring	WiFi or GPRS	
Warranty	5/ 10/ 15/ 20 Years	

ANEXO C: Ficha técnica do inversor fotovoltaico 30kW

Three

30kW

Solis Three PV Inverter

- ▶ Three phase output
- ▶ Over 98.8% Max. efficiency
- ▶ 200V-1000V input voltage range
- ▶ 7.0" LCD color screen display
- ▶ Four MPPT design with precise MPPT algorithm
- ▶ Compact and light design, easy installation
- ▶ IP65 rated for outdoor installation
- ▶ RS485, WiFi/GPRS (optional) interface
- ▶ Anti-resonance, single transformer can connect 6M+ in parallel
- ▶ WiFi and monitoring app available
- ▶ 5 years standard warranty, 20 years optional upgrade



Model:

400V Solis-30K

Features:

Fanless
Cooling
Concept

Four
MPPT

7"
LCD

WiFi/GPRS
Real time
monitoring

Available on the Official
App Store
Available on the Official
App Store

IP65

Datasheet

Model	Solis-30K
Energy Source	PV
Input Side(DC)	
Max. DC input power(kW)	36
Max. DC input voltage(V)	1000
Start-up voltage(V)	350
MPPT voltage range(V)	200-800
Max. input current per MPPT(A/B/C/D)	18A+18A+18A+18A
MPPT number/Max input strings number	4/8
Output Side (AC)	
Rated output power(kW)	30
Max. apparent output power(kVA)	33
Max. output power(kW)	33
Rated grid voltage(V _{LL})	400
Rated grid frequency(Hz)	50/60
Operation phase	Three
Rated grid output current@400V	43.3
Max. output current(A)	50
Power Factor (at rated output power)	0.8 leading ... 0.8 lagging
THDi (at rated output power)	<3%
DC injection current(mA)	<0.5%in
Grid frequency range(Hz)	47-52 or 57-62
Efficiency	
Max. efficiency	98.6%
EU efficiency	98.3%/98.3%
MPPT efficiency	>99.9%
Protection	
DC reverse-polarity protection	Yes
Short circuit protection	Yes
Output over current protection	Yes
Output over voltage protection	Yes
Insulation resistance monitoring	Yes
Residual current detection	Yes
Surge protection	Yes
Islanding protection	Yes
Temperature protection	Yes
Integrated DC switch	Optional
General Data	
Dimensions(mm)	530W*700H*356.5D
Weight(kg)	58.2
Topology	Transformerless
Self consumption (night)	<1W(Night)
Operating ambient temperature range	-25~60°C
Ingress protection	IP65
Noise emission(typical)	<30 dBA
Cooling concept	Natural convection
Max.operation altitude	4000m
Designed lifetime	>20 years
Grid connection standard	EN50438, G59/3, AS4777, VDE0126-1-1, IEC61727
Relative humidity	0~100%
Safety/EMC standard	IEC62109-1/-2, AS3100, EN61000-6-1, EN61000-6-3
Features	
DC connection	MC-4 mateable
AC connection	Terminal connectors
Display	7.0"LCD color screen display
Communication connections	4 pins RS485 connector , 2 RJ45 connector
Warranty	5 years standard (extend to 20 years)