



**UNILAB**

Universidade da Integração Internacional  
da Lusofonia Afro-Brasileira

**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-  
BRASILEIRA**

**INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL  
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS**

**THALES COSTA DE SOUSA**

**REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA: EVOLUÇÃO,  
PERSPECTIVAS DE MUDANÇAS E SEUS IMPACTOS NA ATRATIVIDADE DO  
INVESTIMENTO ATRAVÉS DE ESTUDOS DE CASO.**

**REDENÇÃO**

**2021**

THALES COSTA DE SOUSA

REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA: EVOLUÇÃO, PERSPECTIVAS  
DE MUDANÇAS E SEUS IMPACTOS NA ATRATIVIDADE DO INVESTIMENTO  
ATRAVÉS DE ESTUDOS DE CASO.

Monografia apresentada ao curso de Engenharia de Energias do Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energias.

Orientadora: Profa. Dra. Ligia Maria Carvalho Sousa Cordeiro

REDENÇÃO

2021

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira  
Sistema de Bibliotecas da UNILAB  
Catalogação de Publicação na Fonte.

---

Sousa, Thales Costa de.

S725r

Regulamentação da geração distribuída: evolução, perspectivas de mudanças e seus impactos na atratividade do investimento através de estudos de caso / Thales Costa de Sousa. - Redenção, 2021.

59f: il.

Monografia - Curso de Engenharia de Energias, Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2021.

Orientadora: Profa. Dra. Lígia Maria Carvalho Sousa Cordeiro.

1. Energia elétrica - Produção. 2. Energia elétrica - Consumo.  
3. Sistema fotovoltaico. I. Título

CE/UF/BSCA

CDD 621.47

---

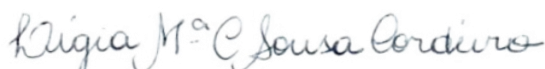
THALES COSTA DE SOUSA

REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA: EVOLUÇÃO, PERSPECTIVAS  
DE MUDANÇAS E SEUS IMPACTOS NA ATRATIVIDADE DO INVESTIMENTO  
ATRAVÉS DE ESTUDOS DE CASO.

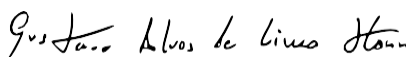
Monografia apresentada ao curso de Engenharia de Energias do Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energias.

Aprovado em: 08/04/2021.

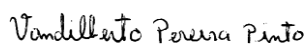
BANCA EXAMINADORA



\_\_\_\_\_  
Prof. Dra. Ligia Maria Carvalho Sousa Cordeiro (Orientadora)  
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Gustavo Alves de Lima Henn  
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Vandilberto Pereira Pinto  
Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

A Deus.

Aos meus pais, Helena e Francisco, e a minha  
tia, Maria Elenilda.

## AGRADECIMENTOS

Ao Cristo amigo, companheiro de todas as horas, que me inspira a ser melhor.

À minha turma de entrada na Unilab, 2013.3, por compartilhar os prazeres e desprazeres da trajetória universitária, sempre dividindo os sorrisos e somando as forças.

Aos colegas que coordenaram junto a mim o Centro Acadêmico de Engenharia de Energias da Unilab – Caene e o Diretório Central Estudantil da Unilab – DCE/Unilab, por sempre acreditaram que, embora passageiros, tínhamos muito a somar ao belíssimo projeto da Unilab.

A Rede de Estudos e Afrontamentos das Pobrezas, Discriminações e Resistências – reaPODERE e ao Centro Integrado de Atenção ao Desenvolvimento Infantil – CIADI por terem me proporcionado incríveis e inestimáveis experiências de voluntariado, ajudando-me a nunca perder o olhar humano que todos, independente de sua área de atuação, deveriam ter.

Ao Programa de Assistência ao Estudante (PAES) da Unilab que ajudou a mim e a tantos outros a permanecer na Unilab realizando um sonho.

Aos professores pelo exercício do dom de ensinar.

À Profa. Dra. Ligia Maria Carvalho Sousa Cordeiro pelas horas empenhadas nas orientações e por todas as contribuições feitas para que os objetivos deste trabalho fossem alcançados.

Especialmente, à minha família, fonte de amor e compreensão, por nunca soltarem a minha mão.

“Amar e mudar as coisas.”

(Belchior)

## RESUMO

A Resolução Normativa ANEEL 482/2012 é um marco importante para a penetração da Geração Distribuída na matriz elétrica brasileira. O sistema de compensação de energia elétrica instituído através dela atraiu os consumidores para a possibilidade de gerarem sua própria energia, alcançando uma economia de até 95% do consumo elétrico fornecido pelas distribuidoras. Levando-se em consideração o leque de vantagens da Geração Distribuída, que perpassa pelo aspecto econômico ao socioambiental, e seu potencial pouco explorado, tendo em vista que a Geração Distribuída representa menos de 3% da matriz elétrica brasileira, o presente estudo visa examinar a economia obtida pelo consumidor com a implementação de duas usinas fotovoltaicas, uma com geração junto à carga e outra com geração remota, através do monitoramento dos sistemas e análise das faturas de energia emitidas pela concessionária. Tal levantamento compara, ainda, a diferença de valoração dos créditos de energia elétrica e o tempo de retorno do investimento nas hipóteses de mudança das regras vigentes de compensação de energia elétrica. Por fim, este trabalho de conclusão de curso busca levantar e reunir o histórico de revisão regulamentária da Geração Distribuída, as atuais discussões sobre a nova revisão regulamentária e seus impactos aos agentes envolvidos.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. Compensação de energia. Sistema fotovoltaico.



## ABSTRACT

The ANEEL 482/2012 Regulatory Resolution is an important milestone for the penetration of Distributed Generation into the Brazilian electric matrix. The electricity compensation system established through it attracted consumers to the possibility of generating their own energy, achieving an economy of up to 95% of the electricity consumption provided by the distributors. Taking into account the range of advantages of Distributed Generation, that perpetrates by the economic aspect to the socio-environmental, and its untapped potential, in view of the fact that Distributed Generation represents less than 3% of the Brazilian electric matrix, the present study aims to examine the economy obtained by the consumer with the implementation of two photovoltaic plants, one with generation by load and one with remote generation, by monitoring the systems and analyzing the energy invoices issued by the dealer. This survey also compares the difference in the valuation of electric energy credits and the return on investment time in the assumptions of changing the current rules on electric energy compensation. Finally, this course completion work seeks to raise and bring together the regulatory review history of Distributed Generation, the current discussions on the new regulatory review and its impacts to the agents involved.

**Keywords:** Distributed generation. Power compensation. Photovoltaic system.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1-</b> Conexões de GD no Brasil em 2012 .....	15
<b>Figura 2-</b> Conexões de GD no Brasil em 2021 .....	16
<b>Figura 3 -</b> Expansão da matriz elétrica brasileira .....	20
<b>Figura 4 -</b> Resumo Regulatório da GD no Brasil .....	21
<b>Figura 5-</b> Resumo da REN ANEEL 687/2015.....	24
<b>Figura 6-</b> Evolução da GD no último ano .....	26
<b>Figura 7-</b> Mapa da GD.....	26
<b>Figura 8-</b> GD por fonte .....	27
<b>Figura 9-</b> GD por classe de consumo .....	27
<b>Figura 10 -</b> Funções de custos e componentes tarifários da TE .....	28
<b>Figura 11-</b> Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD .....	28
<b>Figura 12 -</b> Sistema de bandeiras tarifárias .....	29
<b>Figura 13 -</b> Alternativas de valoração dos créditos de energia.....	31
<b>Figura 14-</b> Procedimento aplicado nas alternativas do Sistema de Compensação.....	32
<b>Figura 15-</b> Proposta da ANEEL para GD com geração junto a carga em dezembro de 2018.	33
<b>Figura 16-</b> Proposta da ANEEL para GD com geração remota em dezembro de 2018 .....	33
<b>Figura 17-</b> Proposta da ANEEL para GD com geração junto à carga em outubro de 2019 .....	35
<b>Figura 18-</b> Proposta da ANEEL para GD com geração remota em novembro de 2019.....	35
<b>Figura 19-</b> Print da tela inicial do portal de monitoramento da SMA .....	40
<b>Figura 20-</b> Printe da tela inicial do portal de monitoramento da Hoymiles .....	40
<b>Figura 21-</b> percentual de participação das componentes tarifarias de energia .....	41

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1-</b> GD'S no Brasil .....	19
<b>Tabela 2-</b> Caracterização da Usina Fotovoltaica conecta junto à carga.....	38
<b>Tabela 3-</b> Caracterização geral da usina fotovoltaica remota .....	39
<b>Tabela 4-</b> Caracterização detalhada das unidades geradoras remotas.....	39
<b>Tabela 5-</b> Produção e consumo .....	43
<b>Tabela 6-</b> Dados da fatura .....	44
<b>Tabela 7-</b> Economia e saldo em créditos .....	45
<b>Tabela 8 -</b> Valoração dos créditos de energia nos diferentes cenários .....	46
<b>Tabela 9-</b> Payback no cenário atual .....	47
<b>Tabela 10 -</b> Payback no cenário da Alternativa 1.....	47
<b>Tabela 11-</b> Payback no cenário da Alternativa 5.....	48
<b>Tabela 12 -</b> Produção .....	49
<b>Tabela 13 -</b> Consumo e energia recebida .....	49
<b>Tabela 14 -</b> Economia .....	50
<b>Tabela 15-</b> Valoração dos créditos de energia em diferentes cenários.....	51
<b>Tabela 16 -</b> Payback no cenário atual .....	52
<b>Tabela 17-</b> Payback no cenário da Alternativa 3.....	52
<b>Tabela 18-</b> Payback no cenário da Alternativa 5.....	53

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
REN	Resolução Normativa
UC	Unidade Consumidora
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
PIS	Programa de Integração Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
SIN	Sistema Interligado Nacional
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
EMUC	Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras
AP	Audiência Pública
PL	Projeto de Lei

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	14
2 OBJETIVOS.....	18
2.1 Objetivos Gerais .....	18
2.2 Objetivos Específicos .....	18
3 REFERÊNCIAL TEÓRICO .....	19
3.1 A Geração Distribuída no Brasil.....	19
3.1.1 Histórico da Regulamentação da Geração Distribuída.....	21
3.1.1.1 Resolução Normativa Nº 482, De 17 de Abril de 2012.....	22
3.1.1.2 Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015.....	23
3.1.2 Incentivos à Geração Distribuída no Brasil.....	24
3.1.3 Dados de Mercado das GDs Atuais .....	25
3.2 Composição Tarifária de Energia Elétrica.....	27
3.2.1 Modalidades Tarifárias .....	30
3.3 Propostas de Alteração Regulamentária .....	31
3.3.1 Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL .....	32
3.3.2 Relatório de AIR nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL .....	34
3.3.3 Expectativa do Setor Elétrico e as Propostas Políticas.....	36
4 METODOLOGIA.....	38
4.1 Escolha e Caracterização das Usinas Fotovoltaicas .....	38
4.2 Dados de Geração.....	39
4.2.1 Inversor SMA: Sunny Portal .....	39
4.2.2 Inversor Hoymiles: Portal de Monitoramento .....	40
4.3 Considerações Iniciais do Estudo .....	41
4.3.1 Percentual de Participação das Componentes Tarifárias de Energia .....	41
4.3.2 ICMS .....	41
4.3.3 Payback.....	42
5 RESULTADOS.....	43
5.1 Usina Fotovoltaica com Geração Junto à Carga.....	43
5.2 Usina Fotovoltaica com Geração Remota .....	49
6 CONCLUSÃO.....	55
REFERÊNCIAS .....	57

## 1 INTRODUÇÃO

No Brasil, nos últimos anos, muito tem sido discutido sobre projetos de atualização do novo marco regulatório do setor elétrico que, em linhas gerais, pode-se dizer que moderniza o setor elétrico brasileiro pela busca de permitir, por exemplo, que consumidores de baixa tensão escolham de quem comprar energia elétrica.

Além da discussão de dar liberdade ao consumidor cativo, atendido sob condições reguladas por uma determinada concessionária detentora da área de concessão, de escolher de quem comprar a energia, outra pauta ganhou destaque nas discussões acerca das regulamentações do setor elétrico brasileiro: as regras para conexão de pequenos autoprodutores de energia junto ao sistema de distribuição de energia elétrica. Com o intuito de diminuir as barreiras para a conexão da micro e minigeração distribuída, além de criar um ambiente propício de viabilidade para esse tipo de geração de pequeno porte, foi publicada pela ANEEL, em abril de 2012, a resolução normativa REN nº 482.

Além de elucidar, a partir de faixas de potência instalada, as definições de microgeração e minigeração distribuídas, assim também como introduzir o conceito de compensação de energia elétrica, tal resolução normativa estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (Art. 1º REN 482/2012)

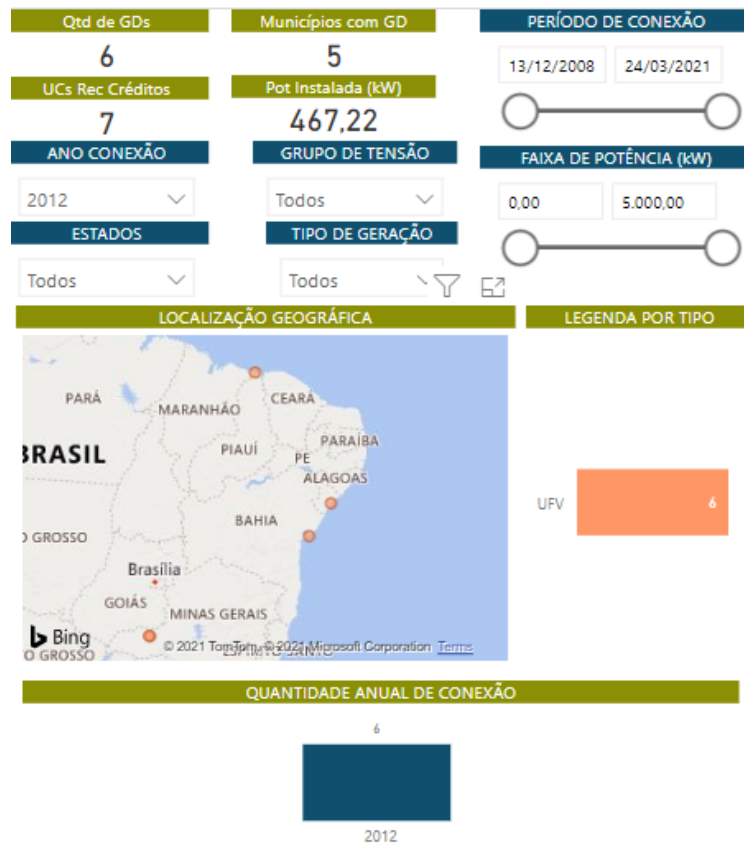
Dessa forma, desde então, foi concedido ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada (atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos na Resolução Normativa ANEEL nº 235 de 14/11/2006). Além disso, foi conferida a possibilidade também de fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Inovações que puderam congregam economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

Os estímulos à geração distribuída (GD) se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental - destaca-se aqui a contribuição na diminuição de emissão de CO<sub>2</sub> -, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

Na Figura 1 pode-se observar o número inexpressivo de conexões de GD no Brasil nos primeiros oito meses após entrar em vigor a REN. ANEEL 482/2012. Os estados pioneiros foram: Minas Gerais, com três conexões; Bahia, Sergipe e Piauí, cada um com uma conexão.

Todas, inclusive, oriundas da mesma fonte de geração, irradiação solar, somavam uma potência instalada total de 467,22kW. Além disso é importante descartar que em dezembro de 2012, havia apenas uma beneficiária de autoconsumo remoto, localizada no estado do Piauí, totalizando assim, sete unidades consumidoras (UCs) aptas a receberem créditos excedentes.

**Figura 1-** Conexões de GD no Brasil em 2012

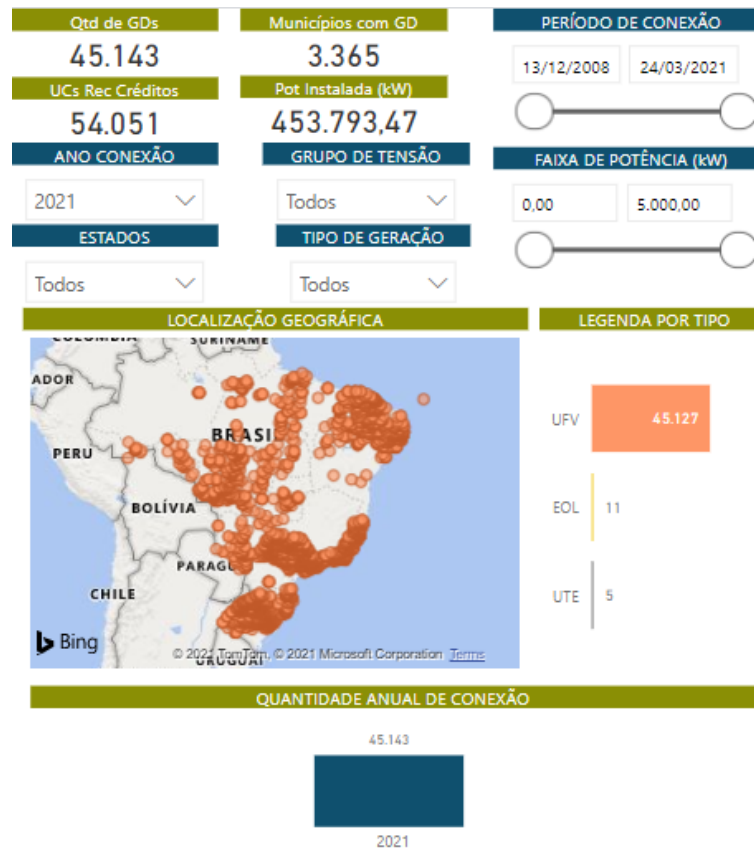


Fonte: ANEEL (2021)

Prestes a completar 10 anos desde que passou a vigorar a REN. ANEEL nº482/2021, muita preocupação ronda os prossumidores de energia elétrica, as empresas de energias renováveis e as associações do setor de geração distribuída no que diz respeito às revisões das atuais regras vigentes e os impactos ao desenvolvimento da GD no Brasil. A ANEEL iniciou um estudo ainda em 2018 e tinha-se como previsão a publicação das novas regras no fim de 2019. A publicação não ocorreu no prazo previsto e devido a pandemia da COVID-19, o novo prazo esperado para findar-se esse processo é o fim do primeiro semestre de 2021. Os resultados desses estudos estão nos Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEE, que trouxe atualizações ao Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.

Com o intuito de exemplificar como tem sido a expressiva adesão da GD no Brasil atualmente, apresenta-se na Figura 2, o número de conexões da GD no Brasil, em 2021, considerando a última atualização no dia 10 de março. Nota-se uma potência total instalada de 453.793,47 kW, 45.143 UCs com geração distribuída e 54.051 UCs aptas a receberem créditos excedentes.

**Figura 2-** Conexões de GD no Brasil em 2021



Fonte: ANELL (2021)

É importante destacar que ao passar dos anos, após a publicação da REN. ANEEL 482/2012, as conexões de GD oriundas de outras fontes de geração, como: a cinética do vento, biogás e etanol estão contempladas nos números de conexões em ascensão.

Com o objetivo de expressar o impacto financeiro aos clientes de GD que possuem usinas fotovoltaicas, tanto aqueles que possuem geração junto a carga, quanto aqueles com autoconsumo remoto, acarretado pelas mudanças inicialmente sinalizadas pela ANEEL no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL e posteriormente atualizadas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEE, o presente trabalho traçará um comparativo dos



relatórios de geração de usinas fotovoltaicas que abastecem duas unidades consumidoras no estado do Ceará, uma com geração junto a carga e outra com geração remota, explicitando a economia alcançada no cenário atual e comparando-a com a economia a ser obtida considerando os cenários de mudanças sinalizados pela ANEEL. Além disso, busca-se salientar o desconforto do setor de GD com o conteúdo proposto na mudança das regras sinalizada pela agência, pelo caráter efêmero de tais atualizações serem trazidas, mais uma vez, por meio de uma resolução normativa e não através de um projeto de lei.

## **2 OBJETIVOS**

Os objetivos do presente trabalho foram explicitados de forma global e, na sequência, descritos as análises necessárias para sua efetivação.

### **2.1 Objetivos Gerais**

Em uma perspectiva geral, este estudo buscou elencar as principais mudanças propostas pela ANEEL, a partir de 2018, quando iniciaram os trabalhos da nova atualização da REN. ANEEL 482/2012, e as principais consequências acarretadas para o cenário da GD no Brasil, em ambas propostas sinalizadas pela agência, tendo como foco os sistemas fotovoltaicos.

### **2.2 Objetivos Específicos**

- 1.** Elaborar o relatório de geração de uma usina fotovoltaica com conexão junto a carga cuja potência pico é 67,65 kWp considerando as regras de compensação de créditos de energia elétrica atuais;
- 2.** Elaborar o relatório de geração de uma usina fotovoltaica com autoconsumo remoto cuja potência pico é 161,7 kWp considerando as regras de compensação de créditos de energia elétrica atuais;
- 3.** Comparar a diferença de valoração dos créditos de energia elétrica nas hipóteses de mudança das regras vigentes de compensação de energia elétrica.

### 3 REFERENCIAL TEÓRICO

#### 3.1 A Geração Distribuída no Brasil

A geração distribuída (GD) é atribuída, de forma geral, a instalação de geradores de energia de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis, mas podendo também utilizar fontes oriundas de combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. O conceito envolve, ainda, equipamentos de medição, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas para que estas se adaptem à oferta de energia nacional. Suas principais vantagens, em relação à geração centralizada, é a economia de investimentos em transmissão e a redução das perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica, o impacto ambiental e a diversificação da matriz energética. Na Tabela 1 pode-se observar o total de UCs atendidas por GD, classificadas pelo tipo de fonte geradora.

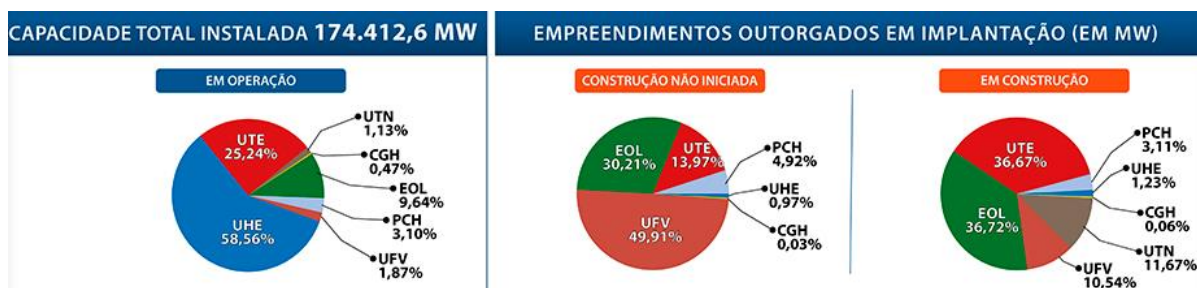
**Tabela 1-** GD'S no Brasil

<b>UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUIDA NO BRASIL</b>			
<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Quantidade de UCs</b>	<b>Potência Instalada (KW)</b>
Geradoras Hidrelétricas	38	5.654	28.820,64
Geradoras Eólicas	79	142	15.235,95
Geradoras Fotovoltaicas	431.836	539.133	5.115.750,41
Geradoras Termelétricas	305	4.923	96.266,82

Fonte: ANEEL (2021)

Na Figura 3 pode-se observar a capacidade total de potência instalada no Brasil. Embora a GD tenha alcançado os 5GW de potência instalada no primeiro trimestre de 2021, razão pela qual associações, como a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), celebrou e defendeu a importância de manter os incentivos para o crescimento do setor, este número representa ainda menos de 3% da matriz elétrica nacional.

Figura 3 - Expansão da matriz elétrica brasileira



Fonte: (ANEEL,2020)

Dessa forma, entende-se que a matriz elétrica brasileira é composta majoritariamente por centrais geradoras. Essa opção teve justificativa, em diversos países, por aproveitar as economias de escala e buscar uma equalização tarifária, tentando uma igualdade de tratamento de preços para os vários grupos de consumidores. Outro fator determinante para a disseminação das grandes centrais geradoras centralizadas, em especial, as usinas hidroelétricas, é o forte investimento público e privado nesses empreendimentos.

“A geração elétrica perto do consumidor chegou a ser a regra na primeira metade do século, quando a energia industrial era praticamente toda gerada localmente; a partir da década de 40, no entanto, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata” (INEE 2021).

Segundo Carvalho (2013), para compreender a atuação do capital público e privado nos investimentos e financiamentos de projetos de geração de energia elétrica, é necessário entender o histórico do setor elétrico em seis fases que possibilitam a análise da estrutura atual do sistema brasileiro.

O planejamento centralizado da geração (e do sistema de potência) em um sistema predominantemente hidrelétrico (e do sistema de potência) como o brasileiro resulta, em geral, em centrais de grande ou médio porte, distantes das cargas alimentadas, às quais se conectam por meio de linhas de transmissão de alta tensão. São em geral, centrais geradoras, que, do ponto de vista puramente econômico, podem ser mais atrativas que alternativas menores mais próximas aos grandes centros de cargas. (REIS, Lineu Belico. 2015, p.30)

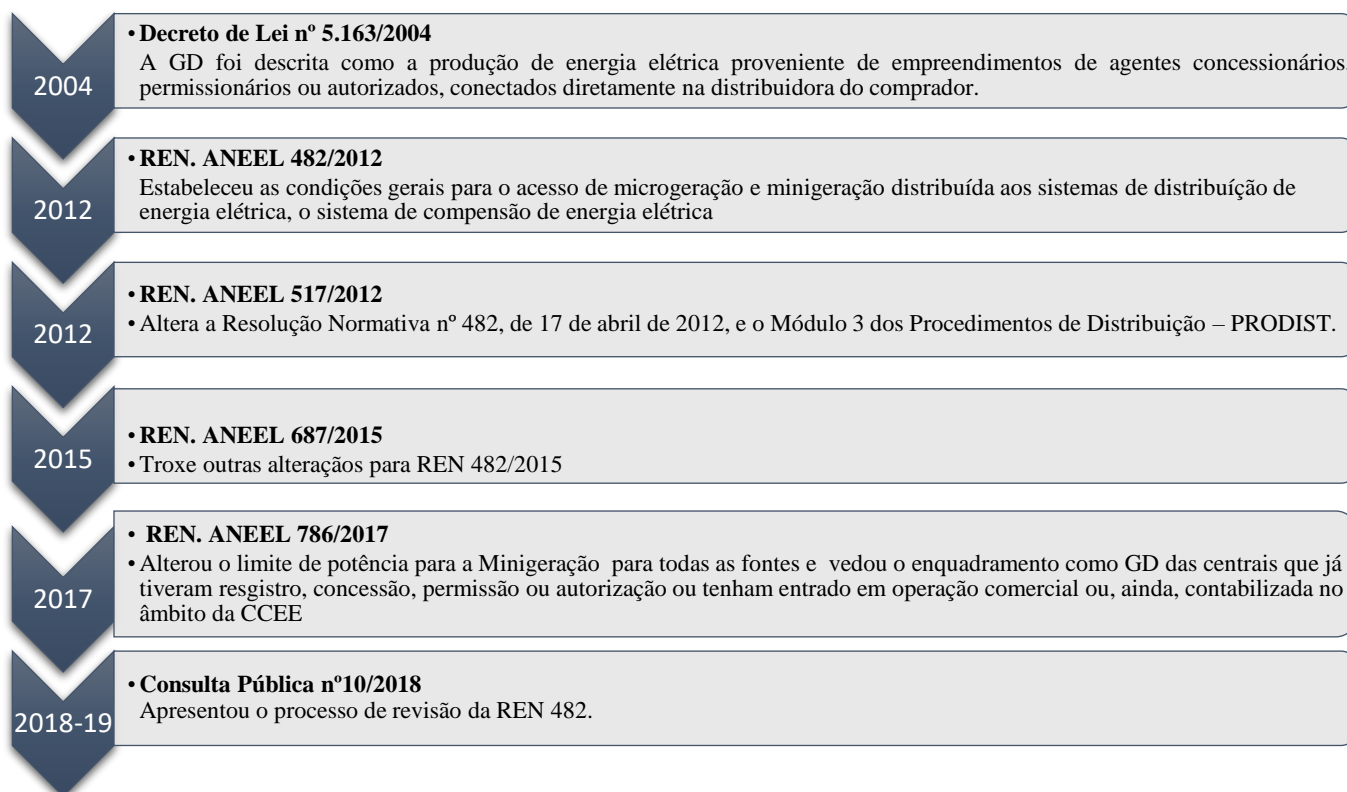
O discurso da atratividade por grandes centrais geradoras, meramente pelo viés econômico, da perspectiva dos investidores e reguladores do setor elétrico brasileiro, tem perdido espaço para novas discussões, como: agenda climática brasileira, os baixos níveis dos reservatórios brasileiros, impactos ambientais e sociais, além da economia gerada pela GD, pela perspectiva do consumidor.

### 3.1.1 Histórico da Regulamentação da Geração Distribuída

No que confere à legislação nacional, a Geração Distribuída foi primeiramente descrita no Decreto Lei nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. O primeiro decreto considerava geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente na distribuidora do comprador. (BRASIL, 2004, Art. 14.)

Posteriormente várias resoluções normativas passaram a abordar aspectos da geração distribuída, até que a REN. ANEEL nº 482, de 17/04/2012, estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e outras providências. (ANEEL,2012). A REN 482/2012 foi revista e teve alguns aspectos alterados pela REN 687, de 24/11/2015, e pela REN 786, de 17/10/2017. Na Figura 4 pode-se observar, de forma cronológica, o avanço regulatório da GD no Brasil.

**Figura 4 - Resumo Regulatório da GD no Brasil**



Fonte: Autor

Nas subseções seguintes mostra-se com mais detalhes, primeiramente, os conceitos e regras que passaram a vigorar com a REN 482/2012, e, sem seguida, as principais alterações trazidas com a publicação da REN 687/2015.

### 3.1.1.1 Resolução Normativa Nº 482, De 17 de Abril de 2012.

Abaixo segue os principais conceitos e providencias estabelecido pela resolução, a qual levou em consideração as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010, e as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011.

#### Definições:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012, Art. 2º, §1º);
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012, Art. 2º, §2º);
- Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2012, Art. 2º, §3º).

#### Sobre o acesso aos sistemas de distribuição:

- As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais (ANEEL, 2012, Art. 3º.);
- O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o caput e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução (ANEEL, 2012, Art.3º, §1º);

- Após o prazo do §1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2012, Art.3º, §2º)

Do sistema de compensação de energia elétrica:

- Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses. (ANEEL, 2012, Art. 6º, §1º).

### 3.1.1.2 Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015.

Em 24 de novembro de 2015, considerando as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 026/2015, realizada entre 7 de maio de 2015 e 22 de junho de 2015, a ANEEL autorizou algumas melhorias através da REN 687/2015, que altera a REN 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

A atualização com as novas regras entrou em vigor a partir de 01 de março de 2016. Entre as alterações estão a alteração do prazo de validade dos créditos, que passou de 36 para 60 meses, sendo que, com a atualização, eles puderam ser usados também para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora, chamada de área de concessão. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”. O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75kW de potência nominal também mudou: de 82 dias foi reduzido para 34 dias.

Outra melhoria na resolução diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas UCs). Nessa nova configuração, a energia gerada pôde ser dividida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores. Além disso, a ANEEL criou ainda a chamada “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Por fim, a agência determinou ainda que, a partir de janeiro de 2017, os consumidores poderiam dar entrada à solicitação de acesso das usinas e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet.

Na Figura 5, pode-se observar um resumo com as principais atualizações que a REN 687/2015 trouxe para a REN 482/2012.

Figura 5- Resumo da REN ANEEL 687/2015

REN ANEEL 687/2015 ATUALIZAÇÕES DA REN ANEEL 482/2012	
Fonte de Energia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permitido o uso de qualquer fonte de energia renovável</li> </ul>
Faixa de Potência	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Microgeração: até 75 kW</li> <li>• Minigeração: 75 kW a 5 MW</li> </ul>
Compensação de Energia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais</li> <li>• Prazo para utilizar dos créditos: 5 anos.</li> </ul>
Geração Compartilhada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geração distribuída em condomínios</li> <li>• Consórcio ou Cooperativa</li> <li>• Autoconsumo remoto</li> </ul>
Prazos para Conexão	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prazo total das distribuidoras: 34 dias</li> </ul>

Fonte: Autor

### 3.1.2 Incentivos à Geração Distribuída no Brasil

Embora a GD ainda represente uma parcela menor que 3% da potência instalada da matriz elétrica brasileira, é preciso reconhecer que a introdução dos atuais 5,2 GW se deu de forma tão rápida devido a uma série de incentivos por todo o Brasil.

Reunidos pelo Portal Solar, abaixo segue uma sequência de incentivos a GD ao longo dos anos. (portalsolar.com.br, 2021).

- O Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), através do Ajuste SINIEF 2, revogou o convênio que orientava a tributação da energia injetada na rede. Cada estado passou a decidir se tributa ou não a energia injetada. Até o momento, os seguintes estados aderiram: SP, PE, GO, CE, TO, RN, MT, BA, DF, MA, RJ, RS, RR, AC, AL e MG
- O Governo Federal, através da Lei nº 13.169/2015, isentou a energia injetada na rede de PIS e COFINS;
- O Governo Federal criou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) com intuito de fomentar a geração distribuída no Brasil;



- Existe a tendência de que municípios passem a adotar medidas de incentivo para a dedução de IPTU para a geração distribuída, como é o caso do município de Palmas em TO;
- Dedução de imposto de renda por amortização de equipamentos;
- Foi aprovado, na Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado, o projeto de Lei 371 de 2015 para o resgate do FGTS para aquisição de sistemas de microgeração;
- Estão disponíveis no mercado linhas de financiamento para a geração distribuída: Mais Alimentos (Pronaf), Economia Verde (Desenvolve SP), Finem (BNDES), PE Solar (Agefepe), Crédito produtivo energia solar (Goiás Fomento), FNE Sol (BNB), Construcard (Caixa Econômica Federal), CDC Eficiência Energética (Santander), Proger (Banco do Brasil), Consórcio Sustentável (Sicredi), além das empresas que estão oferecendo soluções financiadas através de contratos de performance (ESCO) e alugueis.

É importante ressaltar que a manutenção das regras atuais, sobretudo o entendimento acerca da compensação de energia elétrica ser, conforme disposto no §1º Art. 6º REN 482/2012, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, possibilitou a adesão massiva dos consumidores à GD, em especial, os consumidores residenciais que somam, em quantidade, 74,2% de todos os sistemas de GD conectadas até março de 2021 (ANEEL,2021).

Diante desse contexto, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE trouxe no plano decenal de expansão de energia (2019-2029), duas previsões de expansão para a GD: a primeira considerando a manutenção das regras atuais e a segunda considerando algumas mudanças na regra:

Em relação à Micro e a Minigeração Distribuída, destaca-se que essa não é mais uma indústria pequena no País, tendo movimentado mais de 2 bilhões de reais em investimentos no ano de 2018, superando a capacidade de 1 GW em 2019. Caso a regulamentação atual não seja alterada, estima-se que em 2029 haja cerca de 32 GW instalados nessa modalidade de geração. No Cenário de Referência da EPE considera algumas alterações na regulamentação, como a aplicação de tarifa binômica, fazendo com que a projeção para a MMGD em 2029 seja de 11 GW. Ainda assim, é uma capacidade significativa, que deverá contribuir com 2,3% da carga total nacional no final do horizonte (Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2019, p. 17).

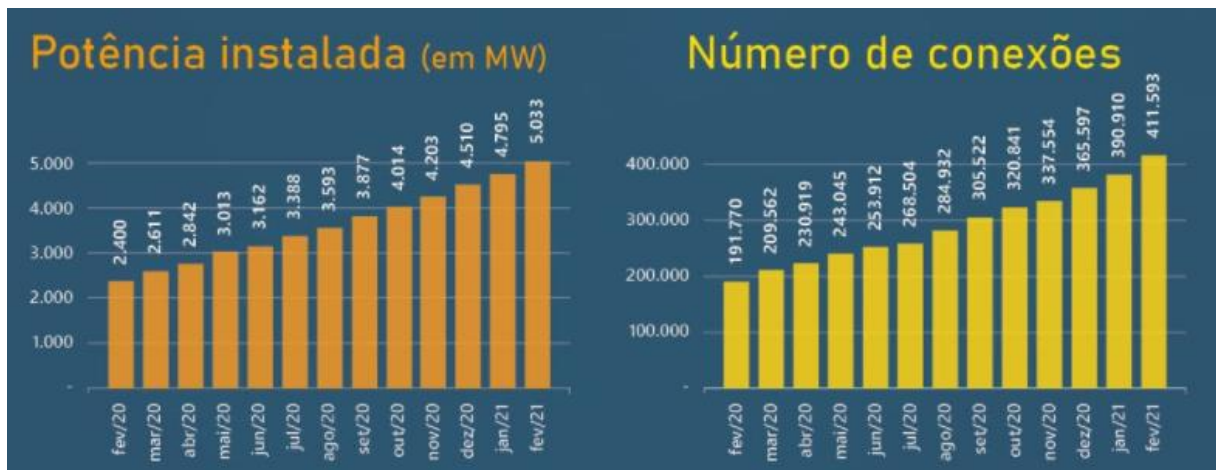
### 3.1.3 Dados de Mercado das GDs Atuais

A seguir, pode-se observar um compilado feito pela Associação Brasileira de Geração Distribuída acerca dos seguintes dados de mercado da GD: potência instalada, número

de conexões, distribuição das conexões entre as unidades da federação, além do cenário de penetração da GD por fonte e classe de consumo.

Na Figura 6 pode-se observar o alcance de três marcos importante para o setor de GD dentro de um ano: a marca de 3 GW de potência instalada em maio de 2020, a marca de 4 GW, cinco meses depois, em outubro de 2020 e a marca de 5 GW, quatro meses depois, em fevereiro de 2021.

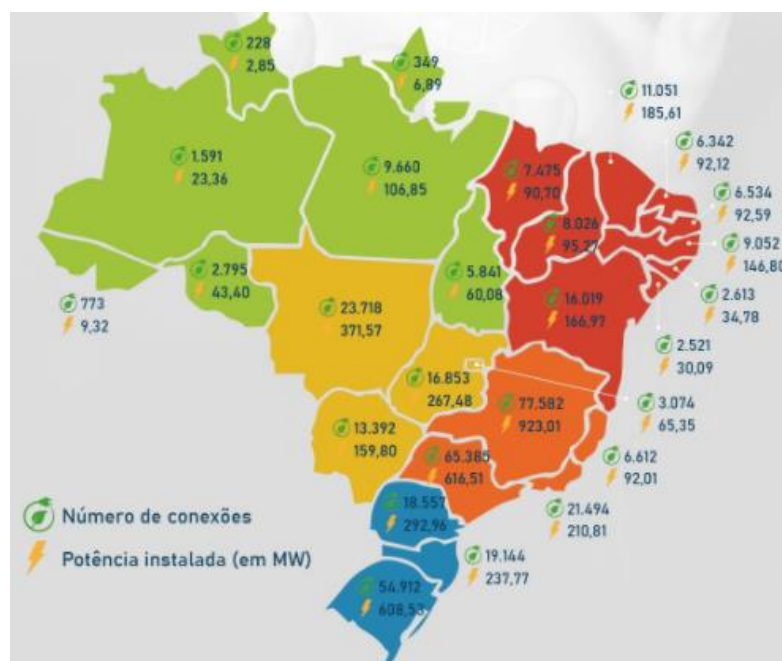
**Figura 6-** Evolução da GD no último ano



Fonte: (ABGD, 2021)

Destaca-se da Figura 7, os três estados com maior introdução de GD no país. São eles, respectivamente, Minas Gérias, São Paulo e Rio Grande do Sul. O Ceará ocupa hoje a 9ª colocação no ranking de GD por estados.

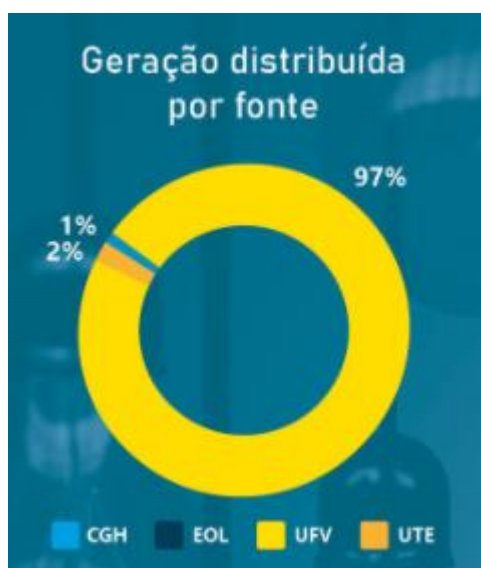
**Figura 7-** Mapa da GD



Autor: (ABGD,2021)

Nas Figuras 8 e 9, pode-se observar a penetração da GD por fonte geradora e classe de consumo. É importante ressaltar a expressiva contribuição das usinas fotovoltaicas desse cenário, que representam por si só, 97% da GD do Brasil. Além disso, destaca-se os consumidores residenciais como a principal contribuição no que diz respeito a quantidade de conexões, somando 74% de todas as conexões. No passo que, se tratando de potência instalada, é importante ressaltar a contribuição do comércio que totalizam o mesmo percentual dos consumidores residenciais, 38%.

**Figura 8-** GD por fonte



Fonte: (ABGD,2021)

**Figura 9-** GD por classe de consumo



Fonte: (ABGD,2021)

### 3.2 Composição Tarifária de Energia Elétrica

Para compreender melhor o valor economizado pelos consumidores que utilizam a GD e compará-lo com outros cenários, objetivo desse estudo, é fundamental, antes de tudo, entender a composição tarifária, ou seja, o que representa aquele valor “R\$/kWh” que é cobrado mensalmente aos consumidores de energia elétrica pelas concessionárias de energia.

Em resumo, a fatura de energia elétrica contempla os custos de geração, que se trata da compra de energia em si; os custos de transmissão, ou seja, valor pago pela transmissão dessa energia da fonte geradora à uma subestação dentro da área de concessão de determinada

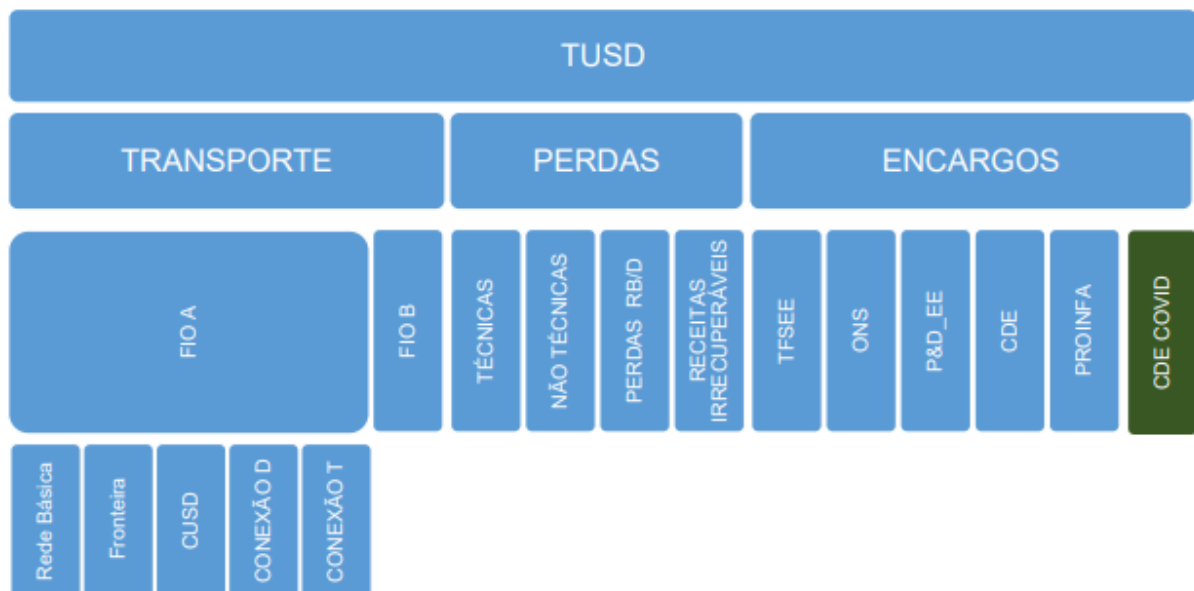
distribuidora; além dos custos relacionados aos serviços de distribuição, prestados pelas concessionárias para que a energia chegue com qualidade a UC; por fim, os encargos setoriais e tributos. Todas essas componentes são divididas em dois grupos: Tarifa de Energia – TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD e estão representadas graficamente nas Figuras 10 e 11.

**Figura 10** - Funções de custos e componentes tarifários da TE



Fonte: (ANEEL – PRORET, 2021)

**Figura 11**- Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD



Fonte: (ANEEL – PRORET, 2021)

Portanto, a TE, representada na Figura 10, é o valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia. Enquanto a TUSD, representada na Figura 11, é valor monetário unitário

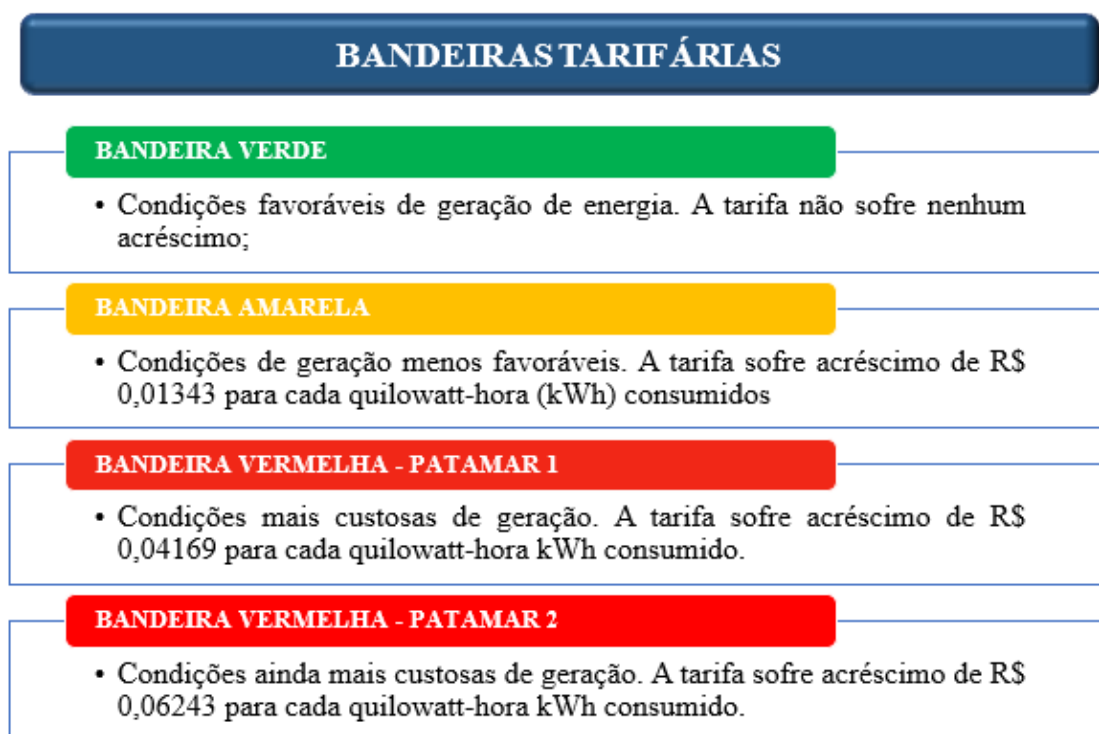
determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.

Além da tarifa calculada pela Aneel com base em todos os componentes descritos nas Figuras 10 e 11, temos os tributos recolhidos pelo governo nas três esferas: federal, estadual e municipal. São eles, respectivamente: Programa de Integração Social - PIS e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação - ICMS e a Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública - CIP.

Somado a todas essas componentes descritas anteriormente, a partir de 2015, a ANEEL, com a justificativa de racionalizar o uso de energia elétrica em tempos secos, nos quais os custos de geração são mais elevados, devido a operação elevada das termoeletrica em detrimento das hidrelétricas, instituiu as chamadas bandeiras tarifárias. Na Figura 12 pode-se observar as classificações do sistema de bandeiras tarifárias.

Estão isentos do faturamento pelo sistema de bandeiras tarifárias os territórios que não são conectados ao Sistema Integrado Nacional – SIN, ou seja, os territórios nacionais que são atendidos por sistemas isolados, como é o caso de Roraima, na região norte do país.

**Figura 12** - Sistema de bandeiras tarifárias



Fonte: Autor

### 3.2.1 Modalidades Tarifárias

No que confere à legislação nacional, as modalidades tarifárias, que são definidas de acordo com o grupo tarifário, através das opções de contratação do fornecimento de energia elétrica regulamentada através da REN ANEEL 414/2010, são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas.

Abaixo é apresentado os grupos tarifários e suas respectivas modalidades tarifárias:

- Grupo A: Unidades consumidoras da Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4), e de sistemas subterrâneos (Subgrupo AS).
  - Horária Azul: tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Disponibilizada para todos os subgrupos do grupo A; e
  - Horária Verde: tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de uma única tarifa de demanda de potência. Disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.
- Grupo B: Unidades consumidoras da Baixa Tensão, das Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4)
  - Convencional Monômnia: tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia; e
  - Horária Branca: tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.
- Demais acessantes:
  - Distribuição: tarifa aplicada às distribuidoras que acessam outras distribuidoras. Caracterizada por tarifa horária de demanda de potência e consumo de energia para o grupo A, e de tarifa de consumo de energia única para o grupo B; e
  - Geração: tarifas aplicadas às centrais geradoras que acessam os sistemas de distribuição, caracterizada por tarifa de demanda de potência única.

Cientes da composição tarifária de energia elétrica e apresentados às modalidades tarifárias e seus diversos grupos, pode-se, enfim, entender quais componentes tarifárias serão taxadas na eventual alteração da REN 482/2012, sinalizadas pela ANEEL nos relatórios de impactos regulatórios apresentados na seção seguinte.

### 3.3 Propostas de Alteração Regulamentária

Em maio de 2018, a ANEEL deu início ao processo de revisão da REN 482/2012, tendo como objetivo principal rever a forma como é feita a valoração dos créditos gerados e injetados na rede, por sistemas de GD, frente ao valor da energia consumida da rede de distribuição. “Hoje, cada 1 kWh de energia injetado pelo prossumidor é capaz de compensar todas as componentes tarifárias, tendo, assim, paridade tarifária total com o kWh consumido da rede de distribuição. Por isso, diz-se que a compensação ocorre de 1 para 1.” (BRIGHT STRATEGIES, 2020).

O processo de análise das possíveis mudanças regulamentárias deu-se, sobretudo, através de seis alternativas, trazidas pela ANEEL, para a valoração dos créditos de energia oriundos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE. Na Figura 13 pode-se observar as alternativas apresentadas pela agência. Na alternativa zero, mantém-se a compensação atual, com paridade tarifária total com o kWh consumido da rede de distribuição, e em cada uma das seguintes, perde-se a compensação de uma componente tarifária:

Figura 13 - Alternativas de valoração dos créditos de energia



Fonte: (ANEEL, 2018)

Com base nessas alternativas, a ANEEL publicou, em dezembro de 2018, a Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL que trazia duas propostas de caminho a seguir, uma para a geração junto à carga e outra para a geração remota. Posteriormente, em outubro de 2019, essas propostas foram substituídas, por meio de uma atualização trazida na AIR nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, por outras

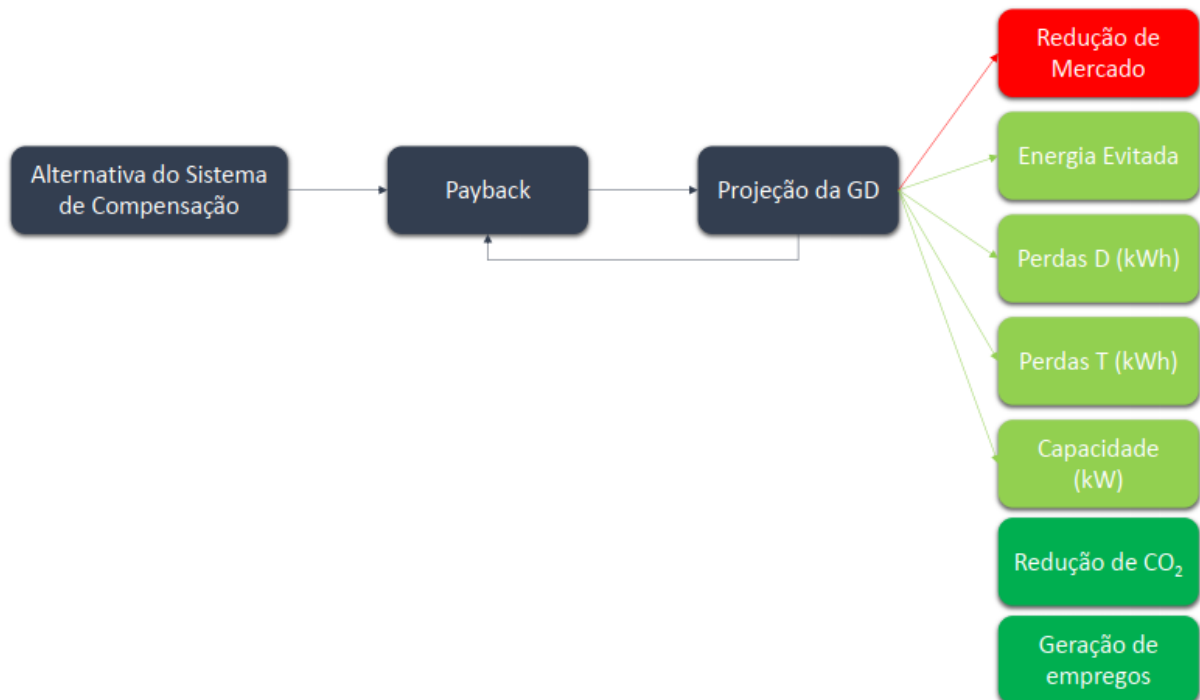
muito mais severas, de acordo com empresas do setor elétrico e entidades como a ABGD e ABSOLAR.

### 3.3.1 Relatório de AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

A referida AIR faz parte do processo em curso de revisão da REN nº 482/2012. Além de informações coletadas ao longo da vigência da norma, as análises apresentadas no relatório tomaram por base as contribuições recebidas na Consulta Pública - CP nº 10/2018, que reuniu contribuições da sociedade acerca das premissas e valoração das grandezas a serem consideradas.

De acordo com o próprio relatório AIR nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL (2018), “para cada uma das alternativas, foram calculados os impactos da sua eventual adoção no desenvolvimento do mercado de geração distribuída e, a partir desse desenvolvimento projetado, foram estimados os custos e benefícios que a micro e minigeração aportariam.” A Figura 14 apresenta o procedimento aplicado às alternativas de mudança do sistema de compensação de energia elétrica.

**Figura 14-** Procedimento aplicado nas alternativas do Sistema de Compensação

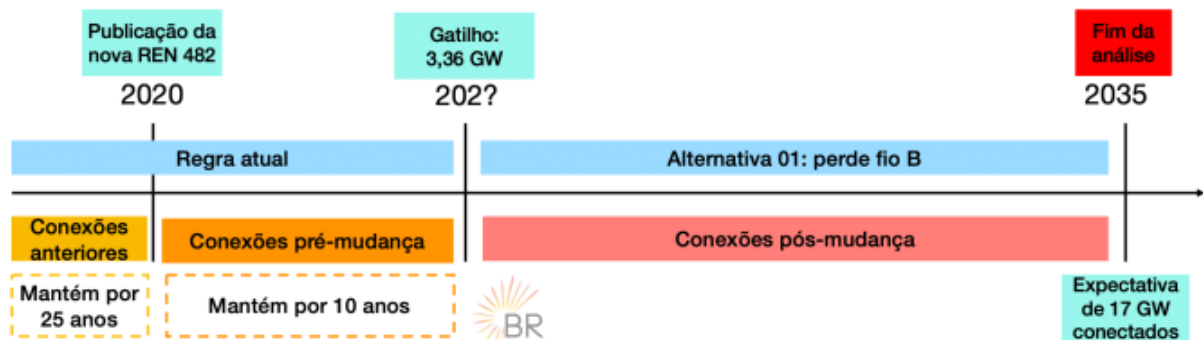


Fonte: (ANEEL, 2018)

Nas Figuras 15 e 16 pode-se observar um resumo esquemático da proposta da ANEEL trazida pelo primeiro relatório de análise de impacto regulatório, ainda em 2018, para sistemas de GD com geração junto à carga e geração remota, respectivamente.

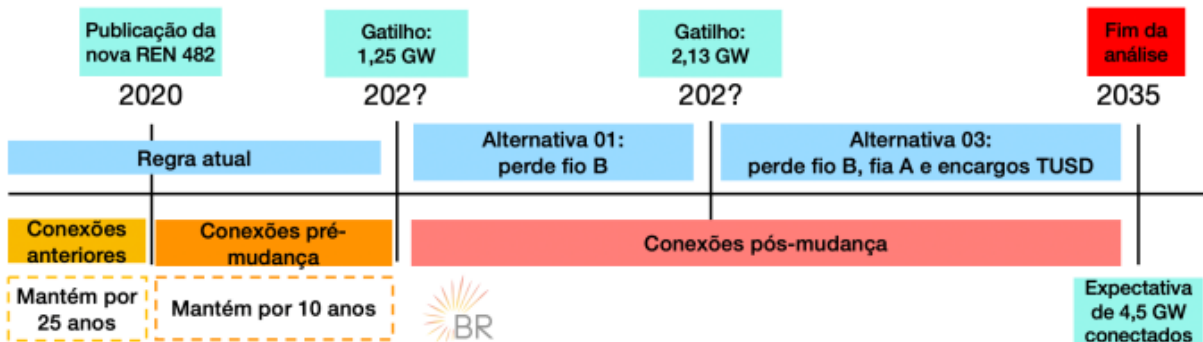


Figura 15- Proposta da ANEEL para GD com geração junto a carga em dezembro de 2018



Fonte: (BRIGHT STRATEGIES, 2020)

Figura 16- Proposta da ANEEL para GD com geração remota em dezembro de 2018



Fonte: (BRIGHT STRATEGIES, 2020)

Os primeiros resultados mostraram a possibilidade de manutenção por 25 anos da forma atual de valoração dos créditos de energia para ambas modalidades, conexões juntos à carga e conexões remotas, para aqueles sistemas conectados antes da mudança da regra. Além de indicar os gatilhos que seriam utilizados para efetivar a transição dos modelos propostos.

Os resultados mostram que, para o caso da micro e minigeração local (compensação integral dos créditos no mesmo endereço onde a energia é gerada), a manutenção das regras atuais indefinidamente pode levar a custos elevados para os consumidores que optarem por não instalar geração própria. Contudo, os cálculos apontam que seria possível manter a Alternativa 0 até que o mercado de micro e minigeração distribuída (GD) local se consolide, com a instalação de 3,365 GW em todo país para, em seguida, alterar o Sistema de Compensação de modo a que a TUSD Fio B deixe de ser compensada (Alternativa 1). No cenário proposto nesta AIR, estima-se que seria atingida a marca de 17 GW de micro e minigeração local em 2035, implicando na redução de quase 60 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> e na geração de cerca de 433 mil empregos. (RELATÓRIO DE AIR N° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, 2018, p.4)

No que diz respeito às gerações remotas, para evitar uma ruptura no crescimento desse segmento, a agência propôs uma mudança de forma gradual baseada em gatilhos de mudança sendo o alcance de determinada potência instalada nessa modalidade.

Já no que tange à geração instalada em unidades consumidoras para compensação remota, os cálculos da AIR mostram que a manutenção das regras atualmente vigentes por um longo prazo pode levar a custos de mais de 68 bilhões de reais para os usuários. Esses custos seriam reduzidos em 98% com a adoção da Alternativa 3 a partir de 2020. Contudo, para evitar que houvesse uma interrupção no desenvolvimento do mercado, foi analisado um cenário de transição que permitiria a manutenção das regras atualmente vigentes por mais alguns anos, alterando a forma de compensação para a Alternativa 1 quando o mercado estivesse mais consolidado (na marca da 1,25 GW de potência no país) e, em um segundo momento (quando a GD remota representasse 2,13 GW), passaria a ser aplicada a Alternativa 3. Esse cenário, em que pese sua maior complexidade operacional, permitiria a evolução gradual do mercado de geração distribuída, com impactos reduzidos para os demais consumidores. Nesse caso, estima-se que, no final do período de análise, haveria uma potência total de mais de 4,5 GW somente em sistemas de compensação remota. (RELATÓRIO DE AIR Nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL, 2018, p.4)

Além das propostas de alteração do SCEE, o relatório aponta outras atualizações para a nova redação da REN 482/2012. No entanto, para o objetivo deste trabalho, o foco será dado apenas às atualizações que se julga determinantes para uma redução da economia dos prosumidores. Dito isto, é importante ressaltar, então, a atualização trazida no artigo quarto, referente à opção tarifária optante do B. Na nova redação é incluído que a minigeração distribuída deve ser conectada à rede por meio de unidade consumidora do grupo A, nos termos da REN ANEEL 414/2010, não cabendo a opção por faturamento com a aplicação da tarifa do grupo B.

Para Barbara Rubim, vice-diretora da ABSOLAR e especialista em legislação do setor elétrico, “Com a inclusão do texto em destaque, a ANEEL põe fim à discussão sobre se usinas de minigeração de até 112,5 kVA podem ou não ser faturadas em grupo B.” (BRIGHT STRATEGIES, 2020). Além disso, Barbara reforça a pergunta que continuaria sem resposta no caso da aprovação desta redação: como ficam os projetos de geração distribuída que já são beneficiados de tal opção tarifária, prevista no artigo 100, I, da REN 414?

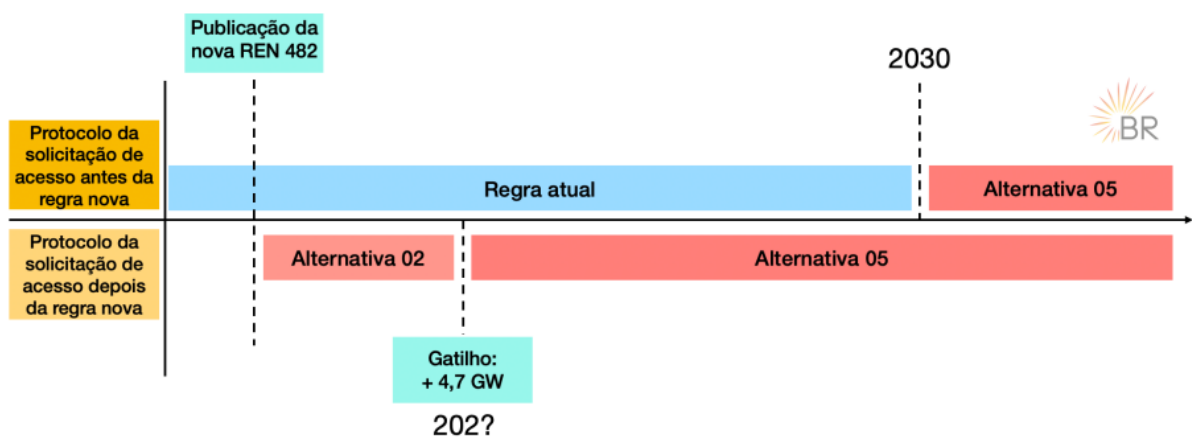
### *3.3.2 Relatório de AIR nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL*

A referida AIR faz parte do processo em curso de revisão da REN nº 482/2012. Além de informações coletadas ao longo da vigência da norma, as análises tomaram por base as contribuições recebidas na Consulta Pública CP nº 10/2018 e na Audiência Pública AP nº

01/2019, que colheram contribuições da sociedade acerca das premissas, da valoração das grandezas e do próprio modelo adotado para avaliar os impactos das regras.

Como citado anteriormente, essa AIR trouxe um direcionamento diferente e bem mais rígido que a anterior, pela perspectiva de grande impacto, em especial, a dois dos grupos afetados: prosumidores e empresas de projeto e de instalação de micro e minigeração. Nas Figuras 17 e 18, pode-se observar o resumo esquemático desse novo direcionamento da ANEEL.

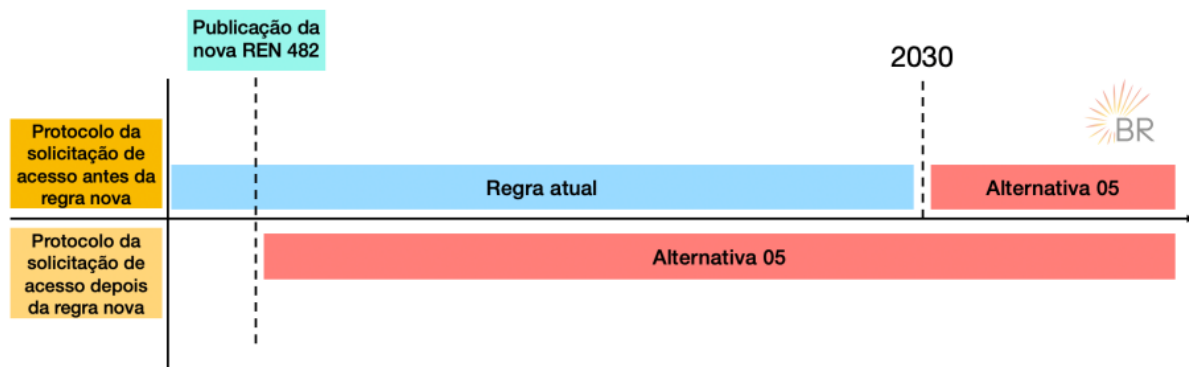
**Figura 17-** Proposta da ANEEL para GD com geração junto à carga em outubro de 2019



Fonte: (BRIGHT STRATEGIES, 2020)

Para a modalidade de GD com geração junto à carga, o novo direcionamento trazido pelo relatório expõe que, para solicitações de acesso protocoladas após a publicação do novo texto, seria aplicado a alternativa 2 até que se supere a marca de 4,7 GW adicionais de sistemas de GD junto à carga conectados à rede. Momento esse, que então, seria aplicada a alternativa 5.

**Figura 18-** Proposta da ANEEL para GD com geração remota em novembro de 2019



Fonte: (BRIGHT STRATEGIES, 2020)

Já para a modalidade de GD com geração remota, no novo direcionamento da agência, para todos os projetos cuja solicitação de acesso fosse protocolada após a publicação da Resolução Normativa que atualizará a REN 482, haveria a aplicação direta da alternativa 5.

A ANEEL apresentou no novo relatório, como justificativa para uma mudança tão significativa em suas propostas em menos de um ano passado da indicação de outra alternativa, abordada da seção 3.3.1, a adoção pela Agência, e após o término da etapa de contribuições à sua AIR, de uma nova metodologia, que, vale salientar, não chegou a ser submetida para consulta pública. Desta nova metodologia, decorreu a sugestão de adoção da alternativa 5, aquela em que apenas a componente tarifária TE seria compensada, que se daria da forma conforme ilustrado graficamente nas figuras anteriores.

As opções de trajetória até o modelo conceitualmente estabelecido foram avaliadas por meio de duas abordagens quantitativas: i) uma análise de custo-benefício, em que os custos e os benefícios potenciais da geração distribuída são estimados sob uma perspectiva média, representando os resultados para o setor elétrico; e ii) uma análise de impacto aos demais consumidores e às distribuidoras, tomando por base a forma como são definidas as tarifas de fornecimento pela ANEEL. Ambas as análises são feitas por meio de uma simulação estocástica, considerando as incertezas dos dados de entrada. Adicionalmente, as trajetórias estudadas, que culminam na aplicação da Alternativa 5, são avaliadas sob a ótica do consumidor que deseja instalar a micro ou minigeração atestando a manutenção da atratividade do investimento na tecnologia. (RELATÓRIO DE AIR nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, 2019, p.3)

### *3.3.3 Expectativa do Setor Elétrico e as Propostas Políticas*

A mudança drástica de posicionamento da ANEEL acerca de qual alternativa seria aplicada na nova resolução, e em tão pouco tempo, trouxe ao setor elétrico muita preocupação. É nítido que um dos fatores determinantes para essa mudança se deu pelo inesperado crescimento, tendo em vistas as expectativas sinalizadas pela agência anteriormente, da GD no Brasil, que alcançou, por exemplo, os gatilhos para as mudanças trazidas no primeiro relatório de AIR (em 2018), de forma muito mais rápida do que a própria agência acreditava, como é evidenciado no relatório atualizado em 2019.

Para evitar esse cenário volátil, sentido pelo setor elétrico, que é a regulamentação da GD por vias de resoluções normativas, e com o desejo de expandir a discussão e participação da sociedade, em paralelo ao processo de atualização da REN 482/2012, vários Projetos de Leis – PL's foram submetidos ao congresso nacional para tratar a questão regulamentária da GD e as necessárias atualizações, através das vias legislativas e não mais por resoluções da ANEEL.

Desde modo, em dezembro de 2020, a Câmara dos Deputados aprovou a tramitação do Projeto de Lei - PL 5828 de autoria do parlamentar Silas Câmara (Republicanos/AM). E em março de 2021, o relator de plenário, deputado Lafayette de Andrada (Republicanos/MG), apresentou seu parecer referente ao PL 5828 considerando que até então o crescimento exponencial da micro e minigeração distribuída em nosso país ocorreu sem uma legislação que traga segurança jurídica, clareza e previsibilidade para o setor.

Em resumo, o substitutivo apresentado pelo deputado Lafayette de Andrada propõe o pagamento gradual, pelos consumidores com geração distribuída, pelo uso da infraestrutura elétrica, por meio da chamada TUSD fio B das distribuidoras e concessionárias. Adicionalmente, estabelece uma transição de dez anos para a mudança do regime em relação ao modelo atual, em alinhamento com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. As mudanças passariam a vigorar após 12 meses da publicação da Lei e garantem a manutenção das regras atuais aos consumidores pioneiros.

Os sistemas de GD com geração junto à carga, geração compartilhada, Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras - EMUC (condomínios), autoconsumo até 200 kW e as fontes renováveis despacháveis, terão cronograma gradual de pagamento da TUSD Fio B que sobe de 0% em 2022 até 100% em 2033.

## 4 METODOLOGIA

Para realizar a comparação de valoração dos créditos de energia elétrica nas hipóteses de mudança das regras vigentes de compensação de energia elétrica, escolheu-se e caracterizou-se as usinas a serem monitoradas. Em seguida, utilizou-se os portais de monitoramento disponibilizados pelas fabricantes dos inversores e extraiu-se os dados de geração das usinas para um determinado período de análise. Por fim, apresentou-se os resultados de economia gerados pelas usinas considerando a atual norma e os comparou com os cenários abordados nas seções 3.3.1 e 3.3.2.

### 4.1 Escolha e Caracterização das Usinas Fotovoltaicas

Foram escolhidas duas usinas fotovoltaicas para as análises de geração, uma com geração junto à carga e outra com autoconsumo remoto. As unidades consumidoras aqui apresentadas pertencem às classes de consumo do Grupo A e Optante do B, respectivamente.

Inicialmente caracterizou-se a usina fotovoltaica com geração junto à carga, conforme mostrado na Tabela 2.

**Tabela 2-** Caracterização da Usina Fotovoltaica conecta junto à carga

LOCAL	MÓDULOS	QTDE.	MARCA DO INVERSOR	QTDE.	POTÊNCIA NOMINAL (kW)	POTÊNCIA PICO (kWp)	TIPO DE GERAÇÃO
Fortaleza/CE	Trina 330W	205	SMA	1	50	67,65	Junto à carga

Fonte: Autor

A previsão de geração da usina é de 8.795 kWh/mês. Para essa previsão foi utilizado uma potência fotovoltaica específica mensal de 130 (kWh/kWp) obtido através de dados de monitoramento de dezenas de usinas fotovoltaicas instaladas na mesma região, acompanhados e cedidos pela empresa de energia solar Mais Solar, sediada em Fortaleza. É importante ressaltar que a potência fotovoltaica específica, para a mesma região, obtido através da literatura é de 145 (kWh/kWp) (globalsolaratlas.info, 2021). Foram investidos em média R\$ 270.600,00 na implementação da usina.

Em seguida, caracterizou-se a segunda usina de uma forma geral, apresentada na Tabela 3, composta pela soma de duas usinas fotovoltaicas, caracterizadas com detalhes na Tabela 4.

**Tabela 3-** Caracterização geral da usina fotovoltaica remota

LOCAL	MÓDULOS	QTDE.	POTÊNCIA PICO (kWh)	TIPO DE GERAÇÃO
Fortaleza/CE	Trina 330W	490	161,7	Consumo remoto

Fonte: Autor

**Tabela 4-** Caracterização detalhada das unidades geradoras remotas

UNIDADE	QTDE. DE MÓDULOS	MARCA DOS INVERSORES	QTDE.	POTÊNCIA NOMINAL (kW)	POTÊNCIA PICO (kWp)
01	245	SMA	1	50	80,85
		HOYMILES	7	8,4	
02	245	SMA	1	50	80,85
		HOYMILES	7	8,4	

Fonte: Autor

Por estarem localizadas próxima da região da primeira usina, considerou-se a mesma potência fotovoltaica específica, 130 (kWh/kWp), estimando, assim, uma previsão de geração de 21.021 kWh/mês. Foram investidos em média R\$ 646.800,00 na implementação da usina.

## 4.2 Dados de Geração

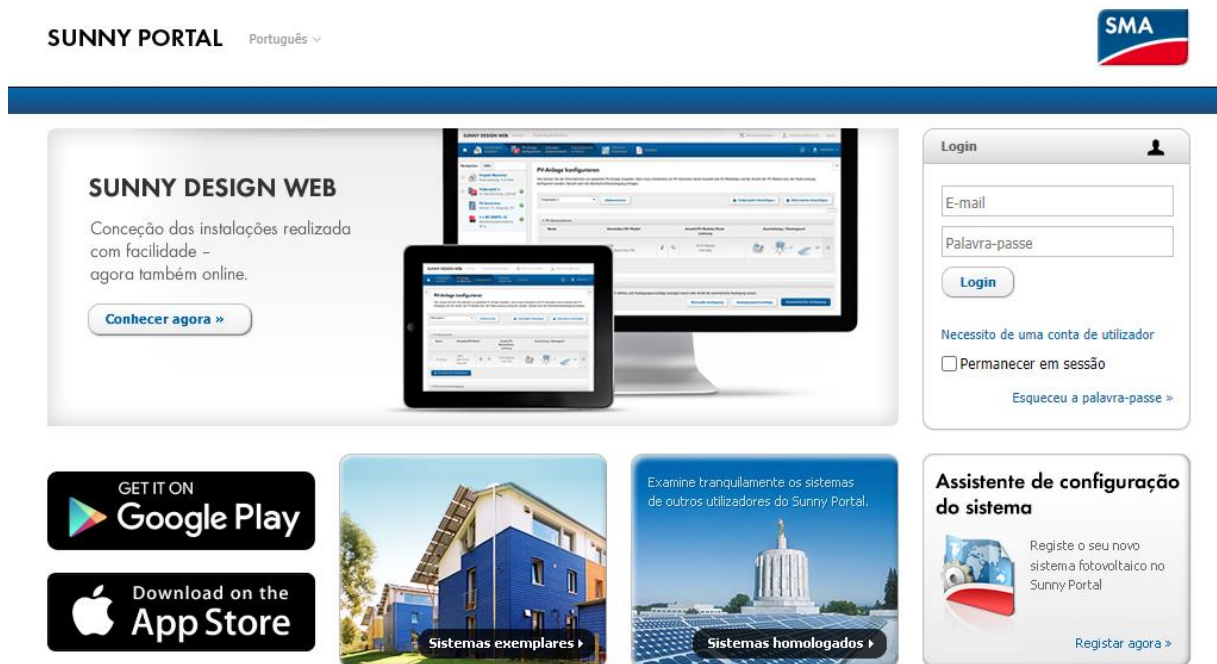
Os dados de geração das usinas analisadas foram obtidos através das plataformas disponibilizadas pelos fabricantes dos inversores.

Abaixo são listados algumas das funcionalidades dos portais utilizados:

### 4.2.1 Inversor SMA: Sunny Portal

- Apresentação da produção fotovoltaica, consumo e consumo próprio;
- Recomendação de consumo;
- Visualização de dados instantâneos;
- Visualização de rendimentos.

Figura 19- Print da tela inicial do portal de monitoramento da SMA

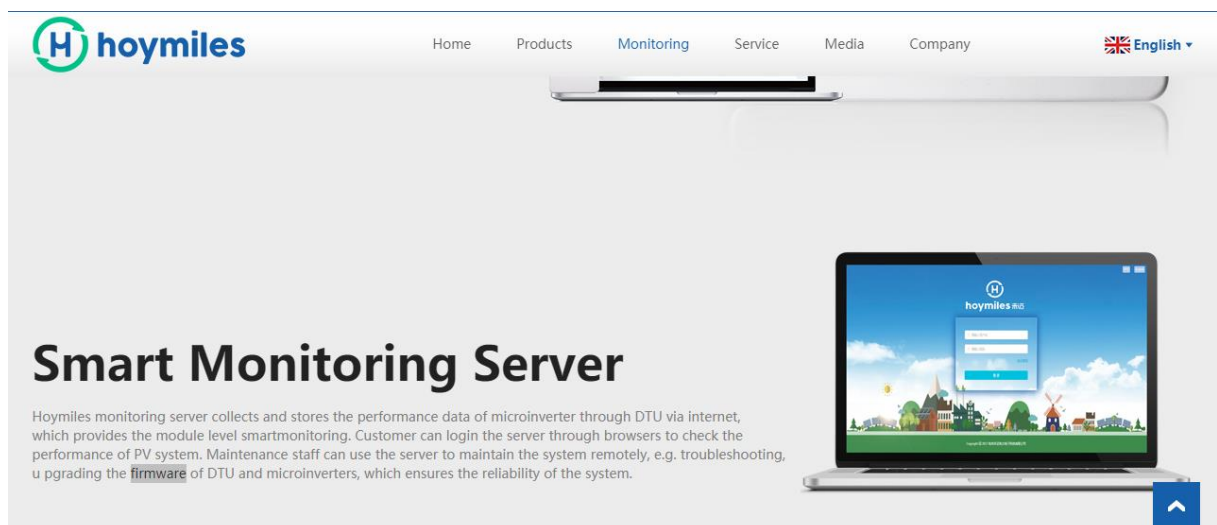


Fonte: (SUNNYPORTAL.COM,2021)

#### 4.2.2 Inversor Hoymiles: Portal de Monitoramento

- Monitoramento inteligente de nível de módulo;
- Visualização de dados instantâneos;
- Desempenho do microinversor;
- Firmware da DTU.

Figura 20- Printe da tela inicial do portal de monitoramento da Hoymiles



Fonte: (HOYMILES.COM, 2021)



### 4.3 Considerações Iniciais do Estudo

#### 4.3.1 Percentual de Participação das Componentes Tarifárias de Energia

Para as análises de comparação dos cenários de compensação de crédito de energias, adotou-se os seguintes percentuais de participação de cada componente tarifário, conforme ilustrado na Figura 21, seguindo média nacional.

**Figura 21-** percentual de participação das componentes tarifárias de energia

TARIFA DE ENERGIA*					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	TRANS FIO A	TRANS. FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

\*Líquida de tributos

Fonte: (BRIGHT STRATEGIES, 2020)

#### 4.3.2 ICMS

É sabido que desde a publicação no Diário Oficial da União – DOU, no dia 27 de abril de 2015, do convênio ICMS 16/2015, é concedido às unidades federativas do Brasil a isenção do ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, excetuando-se o estabelecido no item 2 da cláusula primeira do convênio, “não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora.”

Dito isto, sabe-se que é legal a cobrança de ICMS sob a TUSD injetada no faturamento dos possuidores. No entanto, devido a deficiência de dados demonstrativos dos elementos da fatura de energia, de acordo com o exigido pelo Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, disposto no Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais - SINIEF 2/2015, a distribuidora Enel Ceará, responsável pela área de concessão na qual as usinas fotovoltaicas analisadas neste trabalho pertencem, só passou a recolher o referido imposto em março de 2021. Ou seja, todos os dados apresentados nos resultados deste trabalho consideram a isenção total do ICMS, em todas as componentes tarifárias de energia.

### 4.3.3 Payback

Para analisar o impacto da economia, obtida através da GD, com a alteração da forma de compensação de energia, calculou-se o *payback* das propostas iniciais para ambas unidades consumidoras, considerando os dados de consumo estimados através do histórico de faturas antes da implementação das usinas e, em seguida, realizou-se o mesmo cálculo considerando as taxações na parcela de energia injetada. É importante mencionar que a taxaço é parcial para a usina com geraço junto à carga e integral para a usina com consumo remoto.

## 5 RESULTADOS

Abaixo, são apresentados os resultados referentes ao consumo, geração e economia de cada usina estudada. A comparação entre os cenários sinalizados pela ANEEL durante o processo de revisão da REN 428/2012 e o impacto causado na economia obtida através das usinas.

### 5.1 Usina Fotovoltaica com Geração Junto à Carga

A Tabela 5 apresenta os dados de consumo da unidade consumidora e de produção da usina a ela conectada.

**Tabela 5-** Produção e consumo

Mês	Data da Leitura	Produção	Energia Injetada	Consumo Imediato	Consumo Líquido		Consumo Total
					HFP	HP	
jun/19	17/06/2019	857 kWh	583 kWh	274 kWh	8.459 kWh	427 kWh	9.446 kWh
jul/19	18/07/2019	9.769 kWh	3.580 kWh	6.189 kWh	3.737 kWh	357 kWh	10.522 kWh
ago/19	17/08/2019	9.922 kWh	3.677 kWh	6.245 kWh	3.694 kWh	395 kWh	10.599 kWh
set/19	19/09/2019	11.410 kWh	4.811 kWh	6.599 kWh	3.507 kWh	509 kWh	10.956 kWh
out/19	21/10/2019	10.654 kWh	4.459 kWh	6.195 kWh	3.889 kWh	554 kWh	11.009 kWh
nov/19	20/11/2019	9.798 kWh	3.904 kWh	5.894 kWh	4.245 kWh	436 kWh	10.867 kWh
dez/19	19/12/2019	8.805 kWh	3.136 kWh	5.669 kWh	4.875 kWh	417 kWh	11.240 kWh
jan/20	20/01/2020	8.015 kWh	5.309 kWh	2.706 kWh	2.858 kWh	317 kWh	6.093 kWh
fev/20	18/02/2020	7.656 kWh	1.939 kWh	5.717 kWh	5.781 kWh	766 kWh	12.777 kWh
mar/20	18/03/2020	7.140 kWh	1.939 kWh	5.201 kWh	5.264 kWh	462 kWh	11.237 kWh
abr/20	17/04/2020	8.095 kWh	4.660 kWh	3.435 kWh	2.119 kWh	267 kWh	6.000 kWh
mai/20	19/05/2020	8.186 kWh	3.638 kWh	4.548 kWh	3.146 kWh	338 kWh	8.258 kWh
jun/20	19/06/2020	8.164 kWh	3.717 kWh	4.447 kWh	2.582 kWh	254 kWh	7.453 kWh
jul/20	20/07/2020	8.604 kWh	4.192 kWh	4.412 kWh	2.658 kWh	312 kWh	7.591 kWh
ago/20	19/08/2020	10.071 kWh	4.647 kWh	5.424 kWh	2.168 kWh	299 kWh	8.091 kWh
set/20	19/09/2020	10.350 kWh	4.625 kWh	5.725 kWh	2.717 kWh	364 kWh	9.050 kWh
out/20	21/10/2020	10.854 kWh	4.965 kWh	5.889 kWh	3.384 kWh	409 kWh	9.956 kWh
nov/20	18/11/2020	8.478 kWh	3.514 kWh	4.964 kWh	3.567 kWh	284 kWh	9.005 kWh
dez/20	15/12/2020	8.677 kWh	3.326 kWh	5.351 kWh	3.439 kWh	352 kWh	9.385 kWh
jan/21	01/01/2021	5.222 kWh	4.156 kWh	1.066 kWh	701 kWh	193 kWh	2.093 kWh
<b>Total</b>		<b>170.727 kWh</b>					<b>181.630 kWh</b>

Fonte: Autor

O dado de produção da Tabela 5 refere-se ao acumulado de energia gerada através do sistema fotovoltaico no referido mês, obtidos através dos portais de monitoramento das fabricantes dos inversores. Energia injetada é o resultado do total de energia produzido através da usina em um mês, menos a parcela de energia que foi consumida instantaneamente após a geração, chamada como consumo imediato. É importante mencionar que o consumo imediato não vem descrito na fatura de energia por não ser medido pela concessionária. Consumo líquido

é o somatório de energia consumida durante o mês tanto na hora ponta, período do dia em que a demanda de energia é mais alta, quanto na fora ponta, resto do dia em que a demanda de energia é mais baixa.

A determinação do período do dia que compreendem os horários hora ponta e fora ponta variam entre as unidades federativas do Brasil. No Ceará, o horário de ponta é compreendido de 17h30 às 20h30. E a tarifa cobrada nesse horário chega a ser 4,6 vezes maior que no resto do dia. Para o cálculo do consumo total, somatório do consumo imediato e consumo líquido, foi considerado o fator de ajuste do consumo hora ponta de 67%.

Durante o período de análise, a usina obteve uma média de 93,99% de autonomia. A média de produção, desconsiderando o primeiro mês, no qual a usina não estava em funcionamento pleno, foi de 8.940,52 kWh/mês, ou seja, de acordo com as previsões iniciais.

Na Tabela 6, pode-se observar os dados extraídos da fatura de energia da unidade consumidora analisada.

**Tabela 6-** Dados da fatura

Mês	Consumo		Tarifa		Consumo Imediato	Demanda		Reativo	
	HFP	HP	HFP	HP		Consumo	Tarifa	Consumo	Tarifa
jun/19	8.459 kWh	427 kWh	R\$ 0,42	R\$ 1,97	274 kWh	65 kW	R\$ 21,90	119 kVAr	R\$ 0,37
jul/19	3.737 kWh	357 kWh	R\$ 0,42	R\$ 1,97	6.189 kWh	65 kW	R\$ 21,86	154 kVAr	R\$ 0,37
ago/19	3.694 kWh	395 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,09	6.245 kWh	65 kW	R\$ 23,21	276 kVAr	R\$ 0,39
set/19	3.507 kWh	509 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,01	6.599 kWh	65 kW	R\$ 22,19	288 kVAr	R\$ 0,37
out/19	3.889 kWh	554 kWh	R\$ 0,43	R\$ 2,00	6.195 kWh	65 kW	R\$ 20,87	272 kVAr	R\$ 0,35
nov/19	4.245 kWh	436 kWh	R\$ 0,40	R\$ 1,89	5.894 kWh	65 kW	R\$ 20,92	102 kVAr	R\$ 0,35
dez/19	4.875 kWh	417 kWh	R\$ 0,42	R\$ 2,05	5.669 kWh	65 kW	R\$ 21,83	202 kVAr	R\$ 0,37
jan/20	2.858 kWh	317 kWh	R\$ 0,41	R\$ 1,93	2.706 kWh	65 kW	R\$ 21,83	202 kVAr	R\$ 0,37
fev/20	5.781 kWh	766 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	5.717 kWh	65 kW	R\$ 22,94	41 kVAr	R\$ 0,39
mar/20	5.264 kWh	462 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,06	5.201 kWh	65 kW	R\$ 21,83	80 kVAr	R\$ 0,37
abr/20	2.119 kWh	267 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	3.435 kWh	65 kW	R\$ 20,82	25 kVAr	R\$ 0,35
mai/20	3.146 kWh	338 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	4.548 kWh	65 kW	R\$ 22,13	43 kVAr	R\$ 0,37
jun/20	2.582 kWh	254 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,1	4.447 kWh	65 kW	R\$ 22,52	62 kVAr	R\$ 0,38
jul/20	2.658 kWh	312 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	4.412 kWh	65 kW	R\$ 22,40	55 kVAr	R\$ 0,36
ago/20	2.168 kWh	299 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	5.424 kWh	65 kW	R\$ 23,02	131 kVAr	R\$ 0,36
set/20	2.717 kWh	364 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	5.725 kWh	65 kW	R\$ 22,54	164 kVAr	R\$ 0,35
out/20	3.384 kWh	409 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	4.964 kWh	65 kW	R\$ 22,54	203 kVAr	R\$ 0,36
nov/20	3.567 kWh	284 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	4.964 kWh	65 kW	R\$ 22,54	142 kVAr	R\$ 0,37
dez/20	3.439 kWh	352 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	5.351 kWh	65 kW	R\$ 22,94	133 kVAr	R\$ 0,35
jan/21	701 kWh	193 kWh	R\$ 0,44	R\$ 2,07	1.066 kWh	65 kW	R\$ 23,21	75 kVAr	R\$ 0,36

Fonte: Autor

Na Tabela 7 traça-se o comparativo dos valores de faturas com o sistema fotovoltaico conectado *versus* uma previsão de conta sem a presença do sistema fotovoltaico. Além de mostrar o acumulado de créditos obtidos com a produção da usina fotovoltaica.

**Tabela 7-** Economia e saldo em créditos

Mês	Fatura COM Sistema	Fatura SEM Sistema	Economia	Saldo em Créditos
jun/19	R\$ 5.851,79	R\$ 6.338,52	R\$ 486,73	-
jul/19	R\$ 2.022,52	R\$ 6.504,90	R\$ 4.482,38	-
ago/19	R\$ 2.379,02	R\$ 6.958,72	R\$ 4.579,70	-
set/19	R\$ 1.495,72	R\$ 7.065,66	R\$ 5.569,94	-
out/19	R\$ 1.391,29	R\$ 6.901,11	R\$ 5.509,82	-
nov/19	R\$ 2.968,53	R\$ 6.955,96	R\$ 3.987,43	-
dez/19	R\$ 1.596,94	R\$ 6.197,30	R\$ 4.600,36	-
jan/20	R\$ 1.595,66	R\$ 3.634,17	R\$ 2.038,51	-
fev/20	R\$ 4.316,28	R\$ 8.545,61	R\$ 4.229,33	-
mar/20	R\$ 4.343,38	R\$ 6.265,92	R\$ 1.922,54	-
abr/20	R\$ 1.190,27	R\$ 4.362,54	R\$ 3.172,27	2.095 kWh
mai/20	R\$ 1.301,59	R\$ 5.543,21	R\$ 4.241,62	55.673 kWh
jun/20	R\$ 1.346,18	R\$ 5.110,33	R\$ 3.764,15	56.383 kWh
jul/20	R\$ 1.346,45	R\$ 5.236,18	R\$ 3.889,73	57.392 kWh
ago/20	R\$ 1.481,47	R\$ 5.506,26	R\$ 4.024,79	59.483 kWh
set/20	R\$ 1.418,23	R\$ 5.993,68	R\$ 4.575,45	60.774 kWh
out/20	R\$ 1.509,68	R\$ 5.993,79	R\$ 4.484,11	61.662 kWh
nov/20	R\$ 1.541,17	R\$ 5.862,57	R\$ 4.321,40	61.325 kWh
dez/20	R\$ 1.462,07	R\$ 6.140,35	R\$ 4.678,28	60.860 kWh
jan/21	R\$ 1.319,80	R\$ 2.718,22	R\$ 1.398,42	60.860 kWh
<b>Total</b>	<b>R\$ 41.878,04</b>	<b>R\$ 117.834,99</b>	<b>R\$ 75.956,95</b>	

Fonte: Autor

Observou-se durante o período analisado, uma economia média mensal de R\$ 3.797,85. O acúmulo de crédito só começou a ser contabilizado a partir de abril de 2019, quando, pela primeira vez, a usina produziu mais do que o consumido pela UC.

No período, houve um saldo em créditos de 52.540,00 kWh disponível na Hora Ponta (HP). Esse valor foi somado aos créditos disponíveis na Fora Ponta (FP) sem nenhuma conversão, por ser incomum o valor do saldo ser disponibilizado dessa forma.

Na Tabela 8 pode-se ver o comparativo da valoração dos créditos de energia entre os cenários de compensação de energia elétrica de acordo com as alternativas descritas na seção 3.3 para a modalidade de geração junto à carga.

**Tabela 8** - Valoração dos créditos de energia nos diferentes cenários

Mês	Energia Injetada	Alternativa 1	Alternativa 5
jun/19	583 kWh	420 kWh	222 kWh
jul/19	3.580 kWh	2.578 kWh	1.360 kWh
ago/19	3.677 kWh	2.647 kWh	1.397 kWh
set/19	4.811 kWh	3.464 kWh	1.828 kWh
out/19	4.459 kWh	3.210 kWh	1.694 kWh
nov/19	3.904 kWh	2.811 kWh	1.484 kWh
dez/19	3.136 kWh	2.258 kWh	1.192 kWh
jan/20	5.309 kWh	3.822 kWh	2.017 kWh
fev/20	1.939 kWh	1.396 kWh	737 kWh
mar/20	1.939 kWh	1.396 kWh	737 kWh
abr/20	4.660 kWh	3.355 kWh	1.771 kWh
mai/20	3.638 kWh	2.619 kWh	1.382 kWh
jun/20	3.717 kWh	2.676 kWh	1.412 kWh
jul/20	4.192 kWh	3.018 kWh	1.593 kWh
ago/20	4.647 kWh	3.346 kWh	1.766 kWh
set/20	4.625 kWh	3.330 kWh	1.758 kWh
out/20	4.965 kWh	3.575 kWh	1.887 kWh
nov/20	3.514 kWh	2.530 kWh	1.335 kWh
dez/20	3.326 kWh	2.395 kWh	1.264 kWh
jan/21	4.156 kWh	2.992 kWh	1.579 kWh
<b>TOTAL</b>	<b>74.777 kWh</b>	<b>53.839 kWh</b>	<b>28.415 kWh</b>

Fonte: Autor

Conforme mencionado anteriormente, a energia injetada descrita na Tabela 8 trata-se do total produzido subtraído do consumo imediato, tendo em vista que todo o consumo imediato pode ser considerado simplesmente como uma medida de eficiência energética. Portanto, nessa parcela de consumo não é descontada taxa alguma, em nenhuma das alternativas. O consumo imediato médio do período, em relação a média de produção, é cerca de 54,39%. Nesse caso, considerando a modalidade de geração junto a carga, quase a metade de tudo que é produzido no período, mais precisamente 45,6%, é taxado na utilização à *posteriori*.

Na alternativa 1 há um desconto de 28% da valoração dos créditos, enquanto na alternativa 5 um desconto de 62% da valoração dos créditos em relação ao cenário atual, no

qual ocorre valorização integral dos créditos de energia injetado na rede da concessionária. Conforme considerado, as médias não incluem os tributos nem a cobrança de ICMS sobre a TUSD injetada, por essa razão, acredita-se que, em termos práticos, haveria um impacto ainda maior na economia final.

Para entender o impacto dessas mudanças na valoração dos créditos de energia elétrica, a Tabela 9 apresenta a expectativa de *payback* para o cenário atual, a Tabela 10, apresenta o mesmo, para o cenário de mudança com a alternativa 1 e a Tabela 11 para o cenário de mudança com a alternativa 5.

**Tabela 9- Payback no cenário atual**

Investimento Inicial	R\$ 270.600,00	Conta Atual	R\$ 6.829,06
Taxa de Desconto	10,00%	Conta prevista	R\$ 77,00
Reajuste anual na tarifa	7,24%	Ecônomia Mensal	R\$ 6.752,06

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	Conta sem energia solar	Conta com energia solar	Ecônomia
0	-R\$ 270.600,00	-R\$ 270.600,00	-R\$ 270.600,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 81.024,77	R\$73.658,89	-R\$ 196.941,11	R\$ 81.948,77	R\$ 924,00	R\$ 81.024,77
2	R\$ 86.890,97	R\$71.810,72	-R\$ 125.130,40	R\$ 87.881,87	R\$ 990,90	R\$ 86.890,97
3	R\$ 93.181,87	R\$70.008,92	-R\$ 55.121,48	R\$ 94.244,51	R\$ 1.062,64	R\$ 93.181,87
4	R\$ 99.928,24	R\$68.252,33	R\$ 13.130,86	R\$ 101.067,82	R\$ 1.139,57	R\$ 99.928,24
5	R\$ 107.163,05	R\$66.539,82	R\$ 79.670,68	R\$ 108.385,13	R\$ 1.222,08	R\$ 107.163,05
10	R\$ 151.994,92	R\$58.600,62	R\$ 388.148,81	R\$ 153.728,26	R\$ 1.733,34	R\$ 151.994,92
15	R\$ 215.582,30	R\$51.608,69	R\$ 659.820,88	R\$ 218.040,79	R\$ 2.458,48	R\$ 215.582,30
20	R\$ 305.771,59	R\$45.451,00	R\$ 899.078,40	R\$ 309.258,59	R\$ 3.486,99	R\$ 305.771,59
25	R\$ 433.691,75	R\$40.028,01	R\$ 1.109.788,90	R\$ 438.637,53	R\$ 4.945,79	R\$ 433.691,75

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 1.380.388,90
VPL do Projeto	R\$ 1.109.788,90
Taxa Interna de Retorno (TIR)	37,12%
Taxa de Lucratividade	5,10
Tempo de Payback	3,8

Fonte: Autor

Para o cenário atual, com a compensação integral dos créditos de energia, considerando um investimento inicial de R\$ 270.600,00, uma taxa de 10% a.a e um valor de reajuste anual na tarifa de energia elétrica de 7,24%, estima-se que o retorno do investimento se dê em três anos e oito meses.

**Tabela 10 - Payback no cenário da Alternativa 1**

Investimento Inicial	R\$ 270.600,00	Conta Atual	R\$ 6.829,06	E. Injetada	45,61%
Taxa de Desconto	10,00%	Conta prevista	R\$ 872,13	Taxação	28,00%
Reajuste anual na tarifa	7,24%	Ecônomia Mensal	R\$ 5.956,94		

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	Conta sem energia solar	Conta com energia solar	Ecônomia
0	-R\$ 270.600,00	-R\$ 270.600,00	-R\$ 270.600,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 71.483,26	R\$ 64.984,78	-R\$ 205.615,22	R\$ 81.948,77	R\$ 10.465,51	R\$ 71.483,26
2	R\$ 76.658,65	R\$ 63.354,26	-R\$ 142.260,96	R\$ 87.881,87	R\$ 11.223,22	R\$ 76.658,65
3	R\$ 82.208,73	R\$ 61.764,64	-R\$ 80.496,32	R\$ 94.244,51	R\$ 12.035,78	R\$ 82.208,73
4	R\$ 88.160,65	R\$ 60.214,91	-R\$ 20.281,42	R\$ 101.067,82	R\$ 12.907,17	R\$ 88.160,65
5	R\$ 94.543,48	R\$ 58.704,06	R\$ 38.422,65	R\$ 108.385,13	R\$ 13.841,65	R\$ 94.543,48
10	R\$ 134.095,93	R\$ 51.699,79	R\$ 310.574,26	R\$ 153.728,26	R\$ 19.632,33	R\$ 134.095,93
15	R\$ 190.195,23	R\$ 45.531,23	R\$ 550.254,10	R\$ 218.040,79	R\$ 27.845,55	R\$ 190.195,23
20	R\$ 269.763,79	R\$ 40.098,67	R\$ 761.336,54	R\$ 309.258,59	R\$ 39.494,80	R\$ 269.763,79
25	R\$ 382.620,01	R\$ 35.314,30	R\$ 947.233,68	R\$ 438.637,53	R\$ 56.017,52	R\$ 382.620,01

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 1.217.833,68
VPL do Projeto	R\$ 947.233,68
Taxa Interna de Retorno (TIR)	33,55%
Taxa de Lucratividade	4,50
Tempo de Payback	4,3

Fonte: Autor

Para o cenário da compensação de crédito de energia proposto na alternativa 1, foi considerado os mesmos parâmetros do cenário atual, apresentados na Tabela 9, no entanto, foi acrescida a consideração que 45,61% da energia produzida seria injetada na rede, ou seja, passível da taxaço. Para a este, a taxaço trata-se de 28%.

Em relaço ao cenário anterior, houve um aumento de cinco meses no tempo de retorno em relaço ao cenário de taxaço zero, o que condiz com as projeçoes médias elencadas no relatório de AIR de 2019. Apesar do tempo de retorno neste cenário ser maior, o investimento ainda se mantém bastante atrativo, tendo em vista que a expectativa do setor é que os custos com equipamentos diminuam com o tempo.

**Tabela 11- Payback no cenário da Alternativa 5**

Investimento Inicial	R\$ 270.600,00	Conta Atual	R\$ 6.829,06	E. Injetada	45,61%
Taxa de Desconto	10,00%	Conta prevista	R\$ 1.931,14	Taxaço	62,00%
Reajuste anual na tarifa	7,24%	Ecônomia Mensal	R\$ 4.897,93		

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	Conta sem energia solar	Conta com energia solar	Ecônomia
0	-R\$ 270.600,00	-R\$ 270.600,00	-R\$ 270.600,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 58.775,14	R\$ 53.431,94	-R\$ 217.168,06	R\$ 81.948,77	R\$ 23.173,64	R\$ 58.775,14
2	R\$ 63.030,46	R\$ 52.091,29	-R\$ 165.076,77	R\$ 87.881,87	R\$ 24.851,41	R\$ 63.030,46
3	R\$ 67.593,86	R\$ 50.784,27	-R\$ 114.292,50	R\$ 94.244,51	R\$ 26.650,65	R\$ 67.593,86
4	R\$ 72.487,66	R\$ 49.510,04	-R\$ 64.782,46	R\$ 101.067,82	R\$ 28.580,16	R\$ 72.487,66
5	R\$ 77.735,76	R\$ 48.267,79	-R\$ 16.514,67	R\$ 108.385,13	R\$ 30.649,36	R\$ 77.735,76
10	R\$ 110.256,68	R\$ 42.508,72	R\$ 207.254,48	R\$ 153.728,26	R\$ 43.471,58	R\$ 110.256,68
15	R\$ 156.382,78	R\$ 37.436,79	R\$ 404.324,61	R\$ 218.040,79	R\$ 61.658,01	R\$ 156.382,78
20	R\$ 221.805,82	R\$ 32.970,02	R\$ 577.881,31	R\$ 309.258,59	R\$ 87.452,76	R\$ 221.805,82
25	R\$ 314.598,73	R\$ 29.036,20	R\$ 730.730,10	R\$ 438.637,53	R\$ 124.038,80	R\$ 314.598,73

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 1.001.330,10
VPL do Projeto	R\$ 730.730,10
Taxa Interna de Retorno (TIR)	28,73%
Taxa de Lucratividade	3,70
Tempo de Payback	5,4

Fonte: Autor

Para o cenário da compensação de crédito de energia proposto na alternativa 5, foi considerado os mesmos parâmetros do cenário atual, apresentados na Tabela 9, no entanto, foi acrescida a consideração que 45,61% da energia produzida seria injetada na rede, ou seja, passível da taxaço, a qual para este cenário trata-se de 62%.

Em relaço ao cenário atual, houve um aumento de um ano e seis meses no tempo de retorno em relaço ao cenário de taxaço zero. E em relaço ao cenário anterior, que considera a alternativa 1, houve um acrescimo de um ano e um mês. Acredita-se que um cenário de mudança gradual entre as alternativas, com gatilhos de passagens amplamente discutidos com a sociedade e embaçados, manteria o entusiasmo dos consumidores em investir na GD.



## 5.2 Usina Fotovoltaica com Geração Remota

A seguir, são apresentados os resultados referentes ao consumo, geração e economia para o caso da usina com geração remota. A Tabela 12 apresenta os dados de produção da usina remota.

**Tabela 12** - Produção

Mês	Unidade 01	Unidade 02	Total do Mês
nov/19	1.158 kWh	-	1.158 kWh
dez/19	9.722 kWh	3.651 kWh	13.372 kWh
jan/20	8.878 kWh	7.559 kWh	16.437 kWh
fev/20	6.932 kWh	3.329 kWh	10.261 kWh
mar/20	8.721 kWh	7.315 kWh	16.036 kWh
abr/20	8.840 kWh	6.268 kWh	15.108 kWh
mai/20	10.818 kWh	9.495 kWh	20.313 kWh
jun/20	10.306 kWh	8.680 kWh	18.986 kWh
jul/20	10.933 kWh	9.754 kWh	20.687 kWh
ago/20	13.055 kWh	10.617 kWh	23.672 kWh
set/20	12.041 kWh	11.590 kWh	23.631 kWh
out/20	11.662 kWh	11.937 kWh	23.598 kWh
nov/20	9.893 kWh	11.523 kWh	21.416 kWh
dez/20	9.730 kWh	11.740 kWh	21.470 kWh
<b>Total</b>	<b>122.958 kWh</b>	<b>113.458 kWh</b>	<b>236.416 kWh</b>

Fonte: Autor

A Tabela 13 apresenta os dados de consumo da unidade beneficiada remotamente e a quantidade de créditos recebidos no período.

**Tabela 13** - Consumo e energia recebida

Mês	Leitura	Créditos Recebidos	Consumo Imediato	Consumo Líquido	Consumo Total
jan/20	02/01/2020	1.301 kWh	-	22.418 kWh	22.418 kWh
fev/20	01/02/2020	5.168 kWh	-	23.905 kWh	23.905 kWh
mar/20	02/03/2020	7.334 kWh	-	20.420 kWh	20.420 kWh
abr/20	01/04/2020	3.443 kWh	-	19.523 kWh	19.523 kWh
mai/20	02/05/2020	7.147 kWh	-	3.982 kWh	3.982 kWh
jun/20	01/06/2020	10.371 kWh	-	3.853 kWh	3.853 kWh
jul/20	02/07/2020	18.617 kWh	-	3.721 kWh	3.721 kWh
ago/20	03/08/2020	20.091 kWh	-	3.764 kWh	3.764 kWh
set/20	01/09/2020	23.013 kWh	-	7.017 kWh	7.017 kWh
out/20	04/10/2020	25.068 kWh	-	17.164 kWh	17.164 kWh
nov/20	03/11/2020	26.134 kWh	-	21.249 kWh	21.249 kWh
dez/20	04/12/2020	20.561 kWh	-	24.149 kWh	24.149 kWh
<b>Total</b>		<b>168.248 kWh</b>			<b>171.165 kWh</b>

Fonte: Autor.

Até maio de 2020, parte da energia produzida pela Unidade 2 era enviada para uma segunda unidade consumidora. Por isso, justifica-se a diferença entre o total produzido na Tabela 12 e os créditos recebidos na Tabela 13. A partir de junho de 2020, então, toda energia produzida pela unidade 2 passou a ser exclusivamente, como na unidade 1, convertida em crédito para abastecer a unidade consumidora analisada. A variação dos valores, a partir desse mês, entre os valores produzidos e recebidos se deu por causa do período de leitura da Enel Ceará que diverge do período de leitura da geração.

A Tabela 14 apresenta os dados de economia da unidade consumidora beneficiada remotamente com os créditos de energia elétrica.

**Tabela 14 - Economia**

Mês	Consumo Líquido	Tarifa HFP	Conta SEM Sistema	Conta COM Sistema	Economia	Saldo em Créditos
jan/20	22.418 kWh	R\$ 0,74776	R\$ 16.763,28	R\$ 16.203,17	R\$ 560,11	-
fev/20	23.905 kWh	R\$ 0,79699	R\$ 19.429,05	R\$ 15.338,05	R\$ 4.091,00	-
mar/20	20.420 kWh	R\$ 0,79575	R\$ 16.249,22	R\$ 10.415,44	R\$ 5.833,78	-
abr/20	19.523 kWh	R\$ 0,72535	R\$ 14.161,01	R\$ 3.257,44	R\$ 10.903,57	-
mai/20	3.982 kWh	R\$ 0,77060	R\$ 3.068,53	R\$ 121,36	R\$ 2.947,17	-
jun/20	3.853 kWh	R\$ 0,78440	R\$ 3.022,29	R\$ 122,03	R\$ 2.900,26	-
jul/20	3.721 kWh	R\$ 0,74620	R\$ 2.776,61	R\$ 125,32	R\$ 2.651,29	-
ago/20	3.764 kWh	R\$ 0,77040	R\$ 2.899,79	R\$ 154,84	R\$ 2.744,95	57.558 kWh
set/20	7.017 kWh	R\$ 0,75430	R\$ 5.292,92	R\$ 116,12	R\$ 5.176,80	98.722 kWh
out/20	17.164 kWh	R\$ 0,77770	R\$ 13.348,44	R\$ 86,79	R\$ 13.261,65	81.658 kWh
nov/20	21.249 kWh	R\$ 0,77770	R\$ 16.525,35	R\$ 86,79	R\$ 16.438,56	81.658 kWh
dez/20	24.149 kWh	R\$ 0,77770	R\$ 18.780,68	R\$ 80,30	R\$ 18.700,38	83.110 kWh
<b>Total</b>			<b>R\$ 132.317,16</b>	<b>R\$ 46.107,65</b>	<b>R\$ 86.209,51</b>	

Fonte: Autor

Observou-se durante o período analisado, uma economia média mensal de R\$ 7.184,13. O acúmulo de crédito só começou a ser contabilizado a partir de agosto de 2019, quando, pela primeira vez, a UC recebeu mais créditos devido a geração das unidades 1 e 2 do que o consumido.

A Tabela 15 apresenta o comparativo da valoração dos créditos de energia entre os cenários de compensação de energia elétrica de acordo com as alternativas descritas na seção 3.3 para a modalidade de geração remota.

**Tabela 15-** Valoração dos créditos de energia em diferentes cenários

Mês	Total Produzido	Alternativa 3	Alternativa 5
nov/19	1.158 kWh	764 kWh	440 kWh
dez/19	13.372 kWh	8.826 kWh	5.082 kWh
jan/20	16.437 kWh	10.848 kWh	6.246 kWh
fev/20	10.261 kWh	6.772 kWh	3.899 kWh
mar/20	16.036 kWh	10.584 kWh	6.094 kWh
abr/20	15.108 kWh	9.971 kWh	5.741 kWh
mai/20	20.313 kWh	13.406 kWh	7.719 kWh
jun/20	18.986 kWh	12.531 kWh	7.215 kWh
jul/20	20.687 kWh	13.653 kWh	7.861 kWh
ago/20	23.672 kWh	15.624 kWh	8.996 kWh
set/20	23.631 kWh	15.597 kWh	8.980 kWh
out/20	23.598 kWh	15.575 kWh	8.967 kWh
nov/20	21.416 kWh	14.135 kWh	8.138 kWh
dez/20	21.470 kWh	14.170 kWh	8.159 kWh
<b>Total</b>	<b>246.146 kWh</b>	<b>162.456 kWh</b>	<b>93.535 kWh</b>

Fonte: Autor

Na alternativa 3 há um desconto de 34% da valoração dos créditos, enquanto na alternativa 5 o desconto é de 62% da valoração dos créditos em relação ao cenário atual, no qual ocorre valorização integral dos créditos de energia injetado na rede da concessionária. Para usinas de autoconsumo remoto, toda a energia gerada é convertida em crédito, tendo em vista que não há consumo imediato. Portanto, a cobrança feita em cada alternativa se aplica ao valor total produzido, fazendo com que a essa modalidade passe a não ser mais atrativa, restringindo bastante, assim, a opção de GD para aqueles consumidores que não podem, seja por restrição técnica ou de área, alocar a usina junto à carga.

Para entender o impacto dessas mudanças na valoração dos créditos de energia elétrica, a Tabela 16 apresenta a expectativa de *payback* para o cenário atual, a Tabela 17, para o cenário de mudança com a alternativa 3 e a Tabela 18 para o cenário de mudança com a alternativa 5.

Tabela 16 - Payback no cenário atual

Investimento Inicial	R\$ 646.800,00
Taxa de Desconto	10,00%
Reajuste anual na tarifa	7,24%

Conta Atual	R\$ 16.323,13
Conta prevista	R\$ 77,00
Ecônomia Mensal	R\$ 16.246,13

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	Conta sem energia solar	Conta com energia solar	Ecônomia
0	-R\$ 646.800,00	-R\$ 646.800,00	-R\$ 646.800,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 194.953,56	R\$177.230,51	-R\$ 469.569,49	R\$ 195.877,56	R\$ 924,00	R\$ 194.953,56
2	R\$ 209.068,20	R\$172.783,63	-R\$ 296.785,86	R\$ 210.059,09	R\$ 990,90	R\$ 209.068,20
3	R\$ 224.204,73	R\$168.448,33	-R\$ 128.337,52	R\$ 225.267,37	R\$ 1.062,64	R\$ 224.204,73
4	R\$ 240.437,16	R\$164.221,81	R\$ 35.884,29	R\$ 241.576,73	R\$ 1.139,57	R\$ 240.437,16
5	R\$ 257.844,81	R\$160.101,34	R\$ 195.985,63	R\$ 259.066,89	R\$ 1.222,08	R\$ 257.844,81
10	R\$ 365.714,70	R\$140.998,85	R\$ 938.214,29	R\$ 367.448,04	R\$ 1.733,34	R\$ 365.714,70
15	R\$ 518.712,18	R\$124.175,57	R\$ 1.591.883,94	R\$ 521.170,66	R\$ 2.458,48	R\$ 518.712,18
20	R\$ 735.716,45	R\$109.359,56	R\$ 2.167.561,00	R\$ 739.203,45	R\$ 3.486,99	R\$ 735.716,45
25	R\$ 1.043.504,91	R\$96.311,33	R\$ 2.674.551,16	R\$ 1.048.450,69	R\$ 4.945,79	R\$ 1.043.504,91

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 3.321.351,16
VPL do Projeto	R\$ 2.674.551,16
Taxa Interna de Retorno (TIR)	37,32%
Taxa de Lucratividade	5,14
Tempo de Payback	3,8

Fonte: Autor

Para o cenário atual, com a compensação integral dos créditos de energia, considerando um investimento inicial de R\$ 646.800,00, uma taxa de 10% a.a e um valor de reajuste anual na tarifa de energia elétrica de 7,24%, espera-se que o retorno do investimento se dê em três anos e oito meses.

Tabela 17- Payback no cenário da Alternativa 3

Investimento Inicial	R\$ 646.800,00	Conta Atual	R\$ 16.323,13	E. Injetada	100,00%
Taxa de Desconto	10,00%	Conta prevista	R\$ 5.549,86	Taxação	34,00%
Reajuste anual na tarifa	7,24%	Ecônomia Mensal	R\$ 10.773,27		

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	Conta sem energia solar	Conta com energia solar	Ecônomia
0	-R\$ 646.800,00	-R\$ 646.800,00	-R\$ 646.800,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 129.279,19	R\$ 117.526,54	-R\$ 529.273,46	R\$ 195.877,56	R\$ 66.598,37	R\$ 129.279,19
2	R\$ 138.639,00	R\$ 114.577,69	-R\$ 414.695,78	R\$ 210.059,09	R\$ 71.420,09	R\$ 138.639,00
3	R\$ 148.676,47	R\$ 111.702,83	-R\$ 302.992,95	R\$ 225.267,37	R\$ 76.590,91	R\$ 148.676,47
4	R\$ 159.440,64	R\$ 108.900,10	-R\$ 194.092,84	R\$ 241.576,73	R\$ 82.136,09	R\$ 159.440,64
5	R\$ 170.984,14	R\$ 106.167,70	-R\$ 87.925,14	R\$ 259.066,89	R\$ 88.082,74	R\$ 170.984,14
10	R\$ 242.515,70	R\$ 93.500,30	R\$ 404.267,56	R\$ 367.448,04	R\$ 124.932,33	R\$ 242.515,70
15	R\$ 343.972,63	R\$ 82.344,31	R\$ 837.734,30	R\$ 521.170,66	R\$ 177.198,02	R\$ 343.972,63
20	R\$ 487.874,28	R\$ 72.519,40	R\$ 1.219.481,95	R\$ 739.203,45	R\$ 251.329,17	R\$ 487.874,28
25	R\$ 691.977,46	R\$ 63.866,75	R\$ 1.555.681,38	R\$ 1.048.450,69	R\$ 356.473,23	R\$ 691.977,46

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 2.202.481,38
VPL do Projeto	R\$ 1.555.681,38
Taxa Interna de Retorno (TIR)	26,93%
Taxa de Lucratividade	3,41
Tempo de Payback	6

Fonte: Autor

Para o cenário da compensação de crédito de energia proposto na alternativa 3, foram considerados os mesmos parâmetros do cenário atual, apresentados na Tabela 16, no entanto, foi acrescida a consideração que 100% da energia produzida seria injetada na rede, ou seja, passível da taxaço, a qual para este cenário trata-se de 34%.

Em relação ao cenário anterior, houve um aumento de dois anos e dois meses no tempo de retorno. Apesar do tempo de retorno neste cenário ocorrer em mais tempo, o

investimento ainda se mantém atrativo, tendo em vista que essa modalidade de geração abrange, sobretudo, aqueles consumidores que, por falta de área ou inviabilidade técnica, não podem optar por uma usina com geração junto à carga em sua unidade consumidora. Sendo assim, essa seria a única alternativa para esses consumidores poderem gerar sua própria energia considerando a solar fotovoltaica.

**Tabela 18- Payback no cenário da Alternativa 5**

Investimento Inicial	R\$ 646.800,00	Conta Atual	R\$ 16.323,13	E. Injetada	100,00%
Taxa de Desconto	10,00%	Conta prevista	R\$ 10.120,34	Taxação	62,00%
Reajuste anual na tarifa	7,24%	Ecônomia Mensal	R\$ 6.202,79		

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	Conta sem energia solar	Conta com energia solar	Ecônomia
0	-R\$ 646.800,00	-R\$ 646.800,00	-R\$ 646.800,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 74.433,47	R\$ 67.666,79	-R\$ 579.133,21	R\$ 195.877,56	R\$ 121.444,09	R\$ 74.433,47
2	R\$ 79.822,46	R\$ 65.968,97	-R\$ 513.164,24	R\$ 210.059,09	R\$ 130.236,64	R\$ 79.822,46
3	R\$ 85.601,60	R\$ 64.313,75	-R\$ 448.850,49	R\$ 225.267,37	R\$ 139.665,77	R\$ 85.601,60
4	R\$ 91.799,16	R\$ 62.700,06	-R\$ 386.150,43	R\$ 241.576,73	R\$ 149.777,57	R\$ 91.799,16
5	R\$ 98.445,42	R\$ 61.126,86	-R\$ 325.023,57	R\$ 259.066,89	R\$ 160.621,47	R\$ 98.445,42
10	R\$ 139.630,25	R\$ 53.833,51	-R\$ 41.639,89	R\$ 367.448,04	R\$ 227.817,78	R\$ 139.630,25
15	R\$ 198.044,85	R\$ 47.410,36	R\$ 207.931,87	R\$ 521.170,66	R\$ 323.125,81	R\$ 198.044,85
20	R\$ 280.897,31	R\$ 41.753,60	R\$ 427.725,97	R\$ 739.203,45	R\$ 458.306,14	R\$ 280.897,31
25	R\$ 398.411,26	R\$ 36.771,77	R\$ 621.295,34	R\$ 1.048.450,69	R\$ 650.039,43	R\$ 398.411,26

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 1.268.095,34
VPL do Projeto	R\$ 621.295,34
Taxa Interna de Retorno (TIR)	17,60%
Taxa de Lucratividade	1,96
Tempo de Payback	11

Fonte: Autor

Para o cenário da compensação de crédito de energia proposto na alternativa 5, foi considerado os mesmos parâmetros do cenário atual, apresentados na Tabela 16, no entanto, foi acrescida a consideração que 100% da energia produzida seria injetada na rede, ou seja, passível da taxação, a qual para este cenário trata-se de 62%.

Em relação ao cenário atual, houve um aumento de sete anos e dois meses no tempo de retorno em relação ao cenário de taxação zero. Já em relação ao cenário anterior, alternativa 3, disposto na Tabela 17, houve um acréscimo de cinco anos.

Acredita-se que um cenário de mudança tão impactante como este, com um tempo de retorno de onze anos, tornaria o investimento inviável, considerando, por exemplo, que antes mesmo do retorno do investimento acontecer, o consumidor já teria que despender outros valores para a manutenção da usina, como troca de equipamentos, limpeza e eventuais reparos.

É imprescindível reavaliar esses cenários de mudança para a geração remota, com o intuito de não as inviabilizar. Acredita-se que o caminho para essa reavaliação, perpassa pelas ideias nas quais as mudanças na forma de compensação dos créditos de energia ocorram em prazos mais longos, e que essa mudança ocorra de forma gradual até ser alcançada a meta estabelecida. Além disso, estudar os possíveis incentivos e isenções de impostos no segmento

da GD até uma penetração de potência instalada dessa modalidade dentro da matriz elétrica que as autoridades, em conjunto com a sociedade, julguem razoáveis.

## 6 CONCLUSÃO

Embora tenha-se alcançado importantes marcos de potência instalada no último ano, a geração distribuída (GD) representa ainda menos de 3% da matriz elétrica brasileira. O atual modelo de compensação de energia elétrica é determinante para esse crescimento da GD no Brasil, por permitir economias superiores a 90% no que diz respeito ao consumo mensal.

A mudança tão significativa entre as propostas apontadas pela ANEEL em menos de um ano, reflete o quão complexo é estimar o crescimento da GD e identificar os bônus e ônus para os diversos agentes envolvidos. Por essa razão, espera-se um novo marco regulatório por vias legislativas, que garantam uma mudança gradual e não abusiva.

O presente trabalho explicitou as principais mudanças propostas pela ANEEL, a partir de 2018, quando iniciaram os trabalhos da nova atualização da REN. ANEEL 482/2012, e as principais consequências acarretadas para o cenário da GD no Brasil, em ambas propostas sinalizada pela agência, tendo como foco os estudos para sistemas fotovoltaicos. Para isso, foi realizada uma análise comparativa da diferença de valoração dos créditos de energia elétrica nas hipóteses de mudança das regras vigentes de compensação de energia elétrica, considerando dois cenários: uma usina fotovoltaica com conexão junto à carga e uma usina fotovoltaica com autoconsumo remoto.

Ao analisar a variação do tempo de retorno entre o cenário atual de compensação de crédito com os demais cenários de mudança previstos, constata-se que, em especial, para usinas fotovoltaicas com geração remota, haveria a perda de atratividade do investimento devido um aumento de sete anos e dois meses no *payback*.

Para as usinas com geração junto à carga, acredita-se que uma proposta de mudança gradual, com gatilhos bem definidos e mantendo o direito adquirido do atual cenário para os antigos prosumidores, por pelo menos 25 anos, a partir do funcionamento da usina, período estimado de vida útil dos painéis solares, seria o mais benéfico para a continuação do crescimento do setor.

Recomenda-se para um futuro pós-vigência da nova regra, um estudo detalhado para acompanhar e avaliar o processo de faturamento pelas concessionárias, e assim, estimar a economia real em um estudo de caso, além da intenção de validar ou não as expectativas trazidas pela ANEEL sobre o crescimento do setor e a diminuição dos impactos para os demais consumidores (que não possuem GD).

Considera-se perspicaz ainda, para um estudo futuro, pós-atualização das regras de compensação de energia elétrica, a comparação do tempo de retorno entre sistemas fotovoltaicos *on-grid* e *off-grid*.



## REFERÊNCIAS

REIS, Lineu Belico. **Geração de Energia Elétrica**. 2. ed. Barueri, SP: Malone, 2015.

Disponível em: [https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=lang\\_pt&id=YpgDCwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PT3&dq=Gera%C3%A7%C3%A3o+c+centralizada+de+energia+eletrica+&ots=2P6sVha1CW&sig=icgvpXMZEoLiAdjObQYIJrHruE#v=onepage&q&f=false](https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=lang_pt&id=YpgDCwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PT3&dq=Gera%C3%A7%C3%A3o+c+centralizada+de+energia+eletrica+&ots=2P6sVha1CW&sig=icgvpXMZEoLiAdjObQYIJrHruE#v=onepage&q&f=false). Acesso em: 25 mar. 2021.

RAUSCHMAYER , Hans . **Os impactos da regulamentação ANEEL/482 e da legislação tributária no retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. In: V CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, V. 2014, Recife.

SILVA, Douglas Souza. **Participação e perspectivas das fontes renováveis e os seus impactos provocados no Sistema elétrico brasileiro/** Douglas Souza Silva – Rio de Janeiro: UFRJ/ ESCOLA POLITÉCNICA,2019

CARVALHO, Milene Clifford. **Financiamento da Geração Hidrelétrica de Grande Porte no Brasil: Evolução e Perspectivas/Milene Clifford** – São Paulo,2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 /** Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2019

Aneel – Agencia Nacional de Energia Elétrica, 2012: **Resolução Normativa N° 482/2012;** 17/04/2012. Alterada pela REN N° 517; 11/12/2012

Aneel – Agencia Nacional de Energia Elétrica,2018: **Relatório de Análise de Impacto Regulatório n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL;** 06/12/2018

Aneel – Agencia Nacional de Energia Elétrica,2019: **Relatório de Análise de Impacto Regulatório n° 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL;**07/10/2019

Aneel – Agencia Nacional de Energia Elétrica,2021: **Resolução Normativa N° 912/2021;**02/02/2021

CONFAZ. Convênio ICMS n. 16, de 22 de abril de 2015. **Diário Oficial da União**, 27 de abril de 2015.

CONFAZ. Convênio ICMS n. 16, de 22 de abril de 2015. **Diário Oficial da União**, 27 de abril de 2015.

CONFAZ. Convênio ICMS n. 16, de 22 de abril de 2015. **Diário Oficial da União**, 27 de abril de 2015.

CONFAZ. Convênio ICMS n. 16, de 22 de abril de 2015. **Diário Oficial da União**, 27 de abril de 2015.

CONFAZ. Convênio ICMS n. 16, de 22 de abril de 2015. **Diário Oficial da União**, 27 de abril de 2015.

CONFAZ. Convênio ICMS n. 16, de 22 de abril de 2015. **Diário Oficial da União**, 27 de abril de 2015.

CONFAZ. Convênio ICMS n. 16, de 22 de abril de 2015. **Diário Oficial da União**, 27 de abril de 2015.

CONFAZ. Convênio ICMS n. 16, de 22 de abril de 2015. **Diário Oficial da União**, 27 de abril de 2015.

CONFAZ. Convênio ICMS n. 16, de 22 de abril de 2015. **Diário Oficial da União**, 27 de abril de 2015.

Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública. **ANEEL**. 2019. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877). Acesso em: 13 mar. 2021.

Tudo o que você precisa saber sobre a revisão da REN 482 (parte 2). **Bright Strategies**. 2018. Disponível em: <https://br-strategies.com/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-a-revisao-da-ren-482-parte-2/>. Acesso em: 13 mar. 2021.

Marco legal da GD poderá vir por meio do PL 5829. **Canal Solar**. 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/marco-legal-da-gd-podera-vir-por-meio-do-pl-5829/>. Acesso em: 13 mar. 2021.

Taxas, Tarifas e Impostos. **Enel**. 2020. Disponível em: [https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifas\\_Enel.html](https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifas_Enel.html). Acesso em: 13 mar. 2021.

Novo marco regulatório do setor elétrico é aprovado na Comissão de Infraestrutura. **Senado Notícias**. Brasília, 2020. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2020/03/03/novo-marco-regulatorio-do-setor-eletrico-e-aprovado-na-comissao-de-infraestrutura>. Acesso em: 13 mar. 2021.

SUBMÓDULO 7.2 - PRORET. **ANEEL**. Brasília, 2021. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/proret-submodulos/-/asset\\_publisher/9GaPoqtd9GK/content/submodulo-7-2/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fproret-submodulos%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_9GaPoqtd9GK%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-2%26p\\_p\\_col\\_count%3D1](https://www.aneel.gov.br/proret-submodulos/-/asset_publisher/9GaPoqtd9GK/content/submodulo-7-2/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fproret-submodulos%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_9GaPoqtd9GK%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D1). Acesso em: 13 mar. 2021.

Bandeiras Tarifárias. **ANEEL**. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 13 mar. 2021.

Geração distribuída. **ANEEL**. Brasília, 2021. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVklwiidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 13 mar. 2021.

O que é Geração Distribuída. **INEE**. Disponível em: [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp). Acesso em: 13 mar. 2021.

Geração Distribuída de Energia. **Portal Solar**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html>. Acesso em: 13 mar. 2021.

CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA Nº 025/2019. **ANEEL**. Brasília, 2021. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideDocumento=39104&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=39104&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp). Acesso em: 13 mar. 2021.

Dados Mercado. **ABGD**. 2021. Disponível em: <http://www.abgd.com.br/portal/dados-mercado/>. Acesso em: 13 mar. 2021.

Panorama da solar fotovoltaico no Brasil e no mundo. **ABSOLAR**. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 13 mar. 2021.

Energia Agora - Reservatórios. **ONS**. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>. Acesso em: 13 mar. 2021.

Outorgas e Registros de Geração. **ANEEL**. 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>. Acesso em: 13 mar. 2021.

UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-BRASILEIRA. Sistema de Bibliotecas da Unilab. **Manual de normalização de trabalhos acadêmicos da Unilab** / Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira. Sistema de Bibliotecas da Unilab. - Acarape, CE, 2020.