

ALEX QUADROS DE CARVALHO

**ANÁLISE DO IMPACTO FINANCEIRO DAS
ALTERAÇÕES PROPOSTAS NA RESOLUÇÃO
ANEEL 482 EM UM CONSUMIDOR ENQUADRADO
NA MODALIDADE AUTOCONSUMO REMOTO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico, de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, da FGV/IDE como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

Orientador: Fabiano Simões Coelho, PhD

**CURITIBA – PARANÁ
2019**

ALEX QUADROS DE CARVALHO

ANÁLISE DO IMPACTO FINANCEIRO DAS ALTERAÇÕES PROPOSTAS NA
RESOLUÇÃO ANEEL 482 EM UM CONSUMIDOR ENQUADRADO NA
MODALIDADE AUTOCONSUMO REMOTO

Fabiano Simões Coelho, PhD

Orientador

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso MBA em Executivo em
Administração: Setor Elétrico de Pós-
Graduação *lato sensu*, Nível de
Especialização, do Programa FGV
Management como pré-requisito para a
obtenção do título de Especialista TURMA
01/2017

Curitiba – PR
2019

O Trabalho de Conclusão de Curso

ANÁLISE DO IMPACTO FINANCEIRO DAS ALTERAÇÕES PROPOSTAS NA RESOLUÇÃO ANEEL 482 EM UM CONSUMIDOR ENQUADRADO NA MODALIDADE AUTOCONSUMO REMOTO

elaborado por Alex Quadros de Carvalho e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management, MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Professor orientador
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Agradeço a Deus pelo dom da vida e por ter me proporcionado chegar até aqui. À minha esposa e a todos os familiares, a Solfus Engenharia, que propôs este desafio, aos amigos e aos que contribuíram direta ou indiretamente durante o desenvolvimento deste trabalho, sempre me motivando para que fosse alcançado o objetivo, meus sinceros agradecimentos.

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno ALEX QUADROS DE CARVALHO, abaixo-assinado, do Curso MBA em Executivo em Administração: Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE Curitiba, no período de Outubro de 2017 a Maio de 2019, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: ANÁLISE DO IMPACTO FINANCEIRO DAS ALTERAÇÕES PROPOSTAS NA RESOLUÇÃO ANEEL 482 EM UM CONSUMIDOR ENQUADRADO NA MODALIDADE AUTOCONSUMO REMOTO, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 26 de outubro de 2019

Alex Quadros de Carvalho

RESUMO

O presente trabalho faz uma análise do impacto financeiro que um consumidor enquadrado no sistema de compensação de energia através da modalidade autoconsumo remoto poderá sofrer com as alterações propostas na resolução ANEEL 482/2012 considerando as seis alternativas sugeridas pela AIR 0004/2018.

Palavras-chave: Geração distribuída. ANEEL 482. AIR 000/2018. Compensação de energia. Composição das tarifas de energia elétrica. ANEEL 687. Energias Renováveis.

Lista de Figuras

Figura 1 - Quadro institucional brasileiro	18
Figura 2 - Estrutura da CGH	19
Figura 3 - Classificação das fontes de biomassa	21
Figura 4 - Componentes básicos dos aerogeradores de eixo horizontal	22
Figura 5 - Potencial eólico no Brasil	23
Figura 6 - Geração fotovoltaica <i>Off Grid</i>	24
Figura 7 - Geração fotovoltaica <i>On Grid</i>	25
Figura 8 - Composição TUSD	26
Figura 9 - Composição TE	29
Figura 10 - Linha do tempo regulação geração distribuída	36
Figura 11 - Definição Micro e Minigeração distribuída	37
Figura 12 - Sistema de compensação de energia	38
Figura 13 - Modalidade consumo local.....	38
Figura 14 - Modalidade geração compartilhada	39
Figura 15 - Modalidade autoconsumo remoto	39
Figura 16 - Modalidade condomínio	40
Figura 17 - Procedimento e etapas de acesso	41
Figura 18 - Diagrama lógico da revisão da REN nº 482/2012.....	42
Figura 19 - Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa	43
Figura 20 - Componentes da tarifa de energia	49
Figura 21 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 0.....	52
Figura 22 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 1.....	53
Figura 23 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 2.....	54
Figura 24 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 3.....	56
Figura 25 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 4.....	57
Figura 26 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 5.....	58

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Encargos setoriais detalhados	27
Tabela 2 - Encargos Transmissão Detalhados	28
Tabela 3 - Encargos Energia Detalhados	29
Tabela 4 - Demais Componentes Energia Detalhados	30
Tabela 5 - Componentes Parcela B	30
Tabela 6 - Estados com maior número de instalações	34
Tabela 7 - Consumo anual fábrica	46
Tabela 8 - Geração Anual Usina	47
Tabela 9 - Tarifas de energia distribuidora Celesc	48
Tabela 10 - Dados composição TUSD Ponta	49
Tabela 11 - Dados composição TE Ponta	50
Tabela 12 - Dados composição TUSD Fora de Ponta	50
Tabela 13 - Dados composição TE Fora de Ponta	50
Tabela 14 - Tarifas aplicadas sem desconto	51
Tabela 15 - Tarifas aplicadas na alternativa 1	54
Tabela 16 - Tarifas aplicadas na alternativa 2	55
Tabela 17 - Tarifas aplicadas na alternativa 3	56
Tabela 18 - Tarifas aplicadas na alternativa 4	57
Tabela 19 - Tarifas aplicadas na alternativa 5	58

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Evolução da geração distribuída no Brasil	34
Gráfico 2 - Potência instalada por fonte de energia.....	35
Gráfico 3 - Evolução estimada da GD local e gatilho de potência	44
Gráfico 4 - Evolução estimada da GD remota e gatilho de potência.....	44
Gráfico 5 - Consumo e Geração anual.....	47
Gráfico 6 - Custo Mensal unidade consumidora fábrica	52
Gráfico 7 - Custo Mensal aplicando a alternativa 0	53
Gráfico 8 - Custo Mensal aplicando a alternativa 1	54
Gráfico 9 - Custo Mensal aplicando a alternativa 2	55
Gráfico 10 - Custo Mensal aplicando a alternativa 3	56
Gráfico 11 - Custo Mensal aplicando a alternativa 4	57
Gráfico 12 - Custo Mensal aplicando a alternativa 5	59
Gráfico 13 - Custo anual com energia elétrica comparando alternativas	60
Gráfico 14 - Economia mensal compensação de energia	60

Lista de Abreviaturas e Siglas

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de informações sobre geração
CCEE	Câmara de comercialização de energia
CDE	Conta de desenvolvimento energético
CELESC	Centrais elétricas de Santa Catarina
CFP	Consumo registrado no posto tarifário Fora de Ponta
CFURH	Compensação financeira pelo uso de recursos hídricos
CGH	Centrais geradoras de energia
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o financiamento da seguridade social
CP	Consumo registrado no posto tarifário Ponta
C1F	Custo mensal Fábrica
C2U	Custo mensal Usina
DC	Demanda contratada da unidade consumidora
EER	Encargo de energia reserva
ENA	Energia natural afluenta
EPE	Empresa de pesquisa energética
ESS	Encargo de serviço do sistema
FV	Fotovoltaico
GD	Geração distribuída
GEE	Gases de efeito estufa
GFP	Geração posto tarifário fora de Ponta
GP	Geração posto tarifário Ponta
GW	Gigawatt
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadoria e serviços
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
MAE	Mercado Atacadista de energia

MME	Ministério de minas e energia
MW	Megawatt
ONS	Operador nacional do sistema
PCH	Pequenas centrais hidrelétricas
PIS	Programas de integração Social
PNT	Perdas não técnicas
PRODIST	Procedimentos de distribuição
PROINFA	Programa de incentivo às fontes incentivadas
PT	Perdas Técnicas
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
REH	Resolução homologatória
REN	Resolução Normativa
RESEB	Reestruturação do setor elétrico brasileiro
TD	Tarifa de demanda
TE	Tarifa de energia
TEFP	Tarifa de energia do posto tarifário Fora de Ponta
TEP	Tarifa de energia do posto tarifário Ponta
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribuição
TFSEE	Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica
TUSDFP	Tarifa do uso do sistema de distribuição do posto tarifário Fora de Ponta
TUSDP	Tarifa do uso do sistema de distribuição do posto tarifário Ponta
TUST-FR	Tarifa do uso do sistema de transmissão de fronteira
TUST-RB	Tarifa do uso do sistema de transmissão de rede Básica
UTE	Usina termoelétrica

Sumário

1. INTRODUÇÃO	14
2. REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1. Evolução do Setor Elétrico Brasileiro	15
2.2. Fontes Alternativas de Energia	18
2.2.1. CGH – Centrais Geradoras Hidrelétricas	18
2.2.2. Estrutura das CGHS	19
2.2.3. Biomassa.....	20
2.2.4. Eólica.....	22
2.2.5. Solar.....	23
2.3. TARIFAÇÃO	25
2.3.1. Composição das Tarifas	25
2.3.2. Classificação dos Consumidores	31
2.3.3. Postos Tarifários.....	31
2.3.4. Modalidades Tarifárias	32
2.4. Tributos Aplicados ao Setor Elétrico.....	32
2.4.1. Tributos Federais.....	32
2.4.2. Tributos Estaduais	33
2.5. Geração Distribuída no Brasil.....	34
2.5.1. Regulamentação da geração distribuída.....	35
2.5.2. Micro e Minigeração distribuída	37
2.5.3. Sistema de Compensação de energia elétrica.....	37
2.5.4. Faturamento pelo Sistema de compensação de Energia.....	40
2.5.5. Procedimentos Para Acesso a Geração Distribuída	41
2.6. Propostas de Revisão das Regras à Resolução 482.....	41
2.6.1. Descrição das Alternativas	42
2.6.2. Implantação das Alternativas	44
2.6.2.1 Geração Local	44
2.6.2.2 Geração Remota	44
3. ESTUDO DE CASO.....	45

3.1. Dados da Fábrica.....	45
3.2. Dados da Usina.....	46
4. RESULTADOS	48
4.1. Custo Mensal sem Modalidade de Compensação de Energia	51
4.2. Alternativa 0	52
4.3. Alternativa 1	53
4.4. Alternativa 2	54
4.5. Alternativa 3	55
4.6. Alternativa 4	57
4.7. Alternativa 5	58
4.8. Custo Anual Alternativas	59
4.9. Economia Anual Alternativas Propostas.....	60
5. CONCLUSÃO	61
6. BIBLIOGRAFIA.....	62

1. INTRODUÇÃO

Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa – REN nº 482 com o objetivo de reduzir as barreiras para a conexão da micro e minigeração distribuída, e criar um ambiente em que esse tipo de geração de pequeno porte pudesse se viabilizar. (ANEEL, 2018. p.2)

Criou-se então o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que permite que a energia excedente gerada por uma unidade consumidora seja injetada na rede da distribuidora e posteriormente utilizada para abater o seu consumo mensal. (ANEEL, 2018)

De acordo com a regulamentação atual, o valor da energia gerada pelo consumidor é integralmente compensado pelo valor da tarifa de energia cobrada pela distribuidora, ou seja, a cada 1kWh gerado no seu sistema de geração de energia equivale a 1kWh na tarifa de energia. Isso permitiu a expansão da energia renovável no Brasil, com crescimento em termos de número de projetos muito superior ao previsto quando a resolução foi publicada.

Segundo a ANEEL (2018), existem discussões sobre a forma de valoração da energia injetada na rede. As distribuidoras e alguns consumidores alegam que o atual Sistema de Compensação não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração própria.

Se por um lado as distribuidoras de energia defendem que as alterações são necessárias para que as concessionárias não sejam prejudicadas, os empreendedores de geração distribuída, temem que mudanças mais radicais possam refrear esse mercado.

Para resolver o problema, a ANEEL decidiu então criar uma consulta pública sobre o tema. Assim, resultou em uma análise de impacto regulatório (AIR 0004/2018) que aponta soluções para o fortalecimento deste tipo de geração de energia.

O presente trabalho demonstra o impacto financeiro visto pelo lado de consumidor enquadrado na modalidade autoconsumo remoto, simulando as 6 alternativas propostas na AIR nº0004/2018 na qual uma delas deverá entrar em vigor a partir do ano de 2020.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo será enfatizado a evolução do setor elétrico brasileiro desde o século XIX até os dias de hoje, características de centrais geradoras de energia por diversas fontes, os métodos de utilização de energia desde geração local e remota, composição da tarifa de energia e as alternativas propostas para alteração da resolução ANEEL 482/2012.

2.1. Evolução do Setor Elétrico Brasileiro

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro está diretamente relacionado ao processo de urbanização e industrialização do país, que se arrasta desde 1889 com a Proclamação da República até o modelo praticado no Brasil hoje.

O primeiro período se inicia na proclamação da República, em 1889, e termina no início da década de 1930. Neste período, a economia brasileira caracterizava-se pela produção de produtos primários para a exportação, tendo como principal fonte energética o carvão vegetal. Com o desenvolvimento da indústria do café, iniciou-se um processo de urbanização que resultou no aumento do consumo de energia elétrica para a iluminação pública, mas de forma ainda incipiente (ABRADEE, 2018).

Lucas de Almeida Braga (2018) diz que

“ Com o processo de industrialização e a demanda crescente de energia no Brasil o Estado participou mais ativamente do processo de produção de energia elétrica, culminando, em 1934, com publicação do Código de Águas, o qual determinava que a propriedade das quedas d’água e do potencial hidroelétrico deixava de ser do proprietário da terra e passava a ser patrimônio do Estado, logo o aproveitamento de potencial hidrelétrico passava a ser feito via concessão ” (BRAGA, 2018 p. 09).

O modelo atual começou a ser desenvolvido em 1990, a partir de um projeto de reestruturação do setor elétrico, denominado RESEB, o Ministério de Minas e Energia preparou as mudanças institucionais e operacionais que culminaram no atual modelo do setor. Esse baseou-se no consenso político-econômico do “estado regulador”, o qual deveria direcionar as políticas de desenvolvimento, bem como regular o setor, sem postar-se como executor em última instância (ABRADEE, 2018)

Sobre a reforma do setor elétrico, Helena Carvalho de Lorenzo (2001) reconhece que

“A reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou, mais especificamente com a promulgação da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que instituiu o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre “ (LORENZO, 2001. P17).

Apesar das reformas, o novo modelo não garantiu a suficiente expansão da oferta de energia, levando o país a um grande racionamento em 2001. Foi então, a partir de 2004, que novos ajustes ao modelo foram feitos pelo governo com o intuito de reduzir os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e controle do sistema. Os princípios que nortearam o modelo de 2004 foram: a segurança energética, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento. (ABRADEE, 2018).

A partir de 2004, a nova estrutura institucional do setor elétrico pretende atuar incisivamente nas áreas de planejamento, segurança e comercialização de energia elétrica, assumindo a seguinte formatação (MENDES, 2011).

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – que tem como objetivos a proposição de uma política energética de âmbito nacional e em articulação com as demais políticas públicas, proposição de licitações individuais de projetos especiais do Setor de Eletricidade, recomendados pelo MME e proposição do critério de garantia estrutural de suprimento;

Ministério de Minas e Energia (MME) – é responsável por propor a formulação e implementação de políticas para o Setor Energético, de acordo com as diretrizes do CNPE, exercer a função de planejamento setorial, exercício do Poder Concedente. Monitorar a segurança de suprimento do Setor de Eletricidade por intermédio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e ou contratação de reserva conjuntural de energia do SIN;

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – empresa técnica especializada com o objetivo de desenvolver os estudos para efetuar o planejamento energético de longo prazo;

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – foi criado com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento. O CMSE possui autonomia para agir em caso de desequilíbrio conjuntural entre oferta e demanda, podendo propor medidas preventivas, inclusive sinais de preço, ou de constituição de reserva conjuntural, para restaurar os níveis adequados de segurança, ao menor custo para o consumidor;

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – responsável por mediar, regular e fiscalizar o funcionamento do Sistema de Eletricidade, realizar leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME e promover licitações para aquisição de energia para os distribuidores;

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – instituição que a partir de 2003 sucede o Mercado Atacadista de Energia (MAE), incorporando as estruturas organizacionais e operacionais relevantes, em particular a contabilização e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrador dos contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – foi criado para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, bem como, ministrar a rede básica de transmissão de energia elétrica do Brasil. Tem como principais objetivos atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

O esquema apresentado pelo organograma da Figura 1 mostra de maneira simplificada o novo formato do quadro institucional brasileiro.

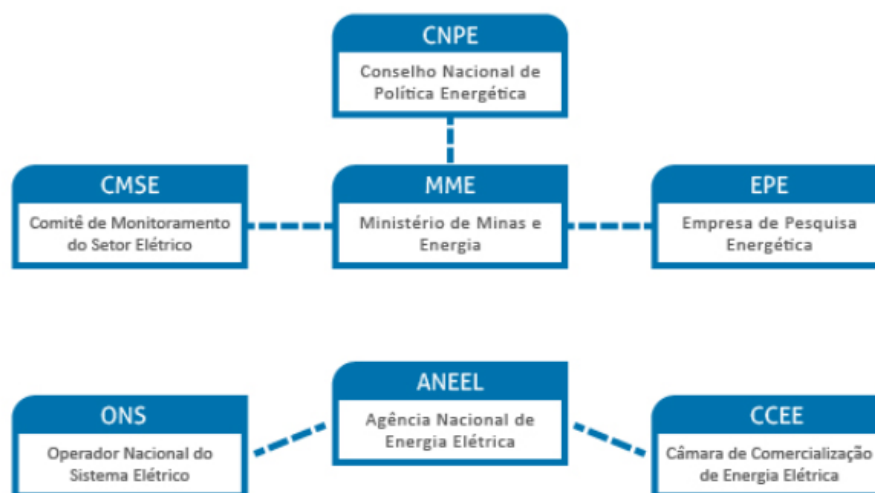


Figura 1 - Quadro institucional brasileiro
Fonte: CCEE 2018

Em dezembro de 2012, visando reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte, a ANEEL publica a Resolução Normativa nº 482, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica bem como introduziu o sistema de compensação de energia elétrica, além de estabelecer adequações necessárias nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Após a resolução 482, foram lançadas novas medidas no sentido de corrigir falhas anteriores, a saber o decreto 517/2012 e por último, o Decreto 687/2015, o qual se aplica a qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada (ANEEL,2016)

2.2. Fontes Alternativas de Energia

2.2.1. CGH – Centrais Geradoras Hidrelétricas

CGHs ou Centrais Geradoras Hidrelétricas são pequenas usinas que utilizam a força e pressão da água para gerar energia elétrica. São hidrelétricas de pequeno porte, como as PCHs, porém com capacidade e tamanho ainda mais reduzidos (HIDROENERGIA, 2018).

De acordo com a classificação da ANEEL, esses empreendimentos podem ter o potencial de gerar até 5 MW de energia conforme Lei nº 13.360/2016 que alterou o art. 8º da Lei nº9.704/1995.

Os aproveitamentos de potenciais hidráulicos das CGHs independem de concessão ou autorização, porém devem ser comunicados ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente para fins de registro. Esse processo de registro é gratuito, porém não isenta o empreendedor das responsabilidades ambientais e de recursos hídricos. (SME PEQUENAS CENTRAIS HIDRELETRICAS).

O Brasil conta com 699 unidades de CGHs em operação instaladas em todo seu território, que representam 711.788 kilowatts (kW) de potência instalada. Com essa abrangência, essas centrais geram aproximadamente 0,43% do total da matriz energética do país. (ANEEL, 2019).

2.2.2. Estrutura das CGHS

Uma CGH pode ter uma barragem ou não, tem-se os condutos forçados e os reguladores de entrada de água como válvulas e comportas (os hidromecânicos), a casa de força onde se localizam os equipamentos como turbinas, geradores e painéis de regulação e controle da usina e também uma estrutura para devolver a água para o rio ilustrado pela Figura 2. (HIDROENERGIA, 2018).



Figura 2 - Estrutura da CGH
 Fonte: Hidroenergia 2018

A água é captada do rio através da tomada d'água e levada por tubulações – condutos forçados – para as turbinas. A pressão exercida pela água no rotor da turbina – parte interna da turbina – faz com que ele gire, causando o movimento de um eixo. Esse movimento de eixo gira o rotor do gerador – parte interna do gerador – que

transforma a energia mecânica do movimento em energia elétrica. Após passar por dentro da turbina, a água é devolvida para o rio (HIDROENERGIA, 2018).

2.2.3. Biomassa

Qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica é classificada como biomassa. De acordo com a sua origem, pode ser: florestal (madeira, principalmente), agrícola (soja, arroz e cana-de-açúcar, entre outras) e rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo). Os derivados obtidos dependem tanto da matéria-prima utilizada (cujo potencial energético varia de tipo para tipo) quanto da tecnologia de processamento para obtenção dos energéticos (ANEEL, 2008)

Segundo Cardoso,

“Por ser considerada uma fonte energética limpa e renovável, o interesse na utilização de biomassa ganhou espaço no mercado de energia, passando a ser considerada uma boa alternativa para a diversificação da matriz energética mundial e consequente redução da dependência dos combustíveis fósseis”. (CARDOSO, 2012. P4).

Diversas outras biomassas, além do bagaço, da lixo e da lenha, também podem ser utilizadas para geração elétrica. A **Figura 3** **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a classificação de empreendimentos termelétricos à biomassa no Banco de Informações sobre Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL 2016).

Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar
		Biogás-AGR
		Capim Elefante
		Casca de Arroz
		Lixívia
		Lenha
	Floresta	Gás de Alto Forno - Biomassa
		Resíduos Florestais
		Carvão Vegetal
		Biogás - Floresta
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU
	Resíduos animais	Biogás - RA
	Biocombustíveis líquidos	Etanol
		Óleos vegetais

Figura 3 - Classificação das fontes de biomassa

Fonte: ANEEL, 2016.

A utilização da biomassa como fonte de energia elétrica tem sido crescente no Brasil, principalmente em sistemas de cogeração (pela qual é possível obter energia térmica e elétrica) dos setores industrial e de serviços. Atualmente Biomassa representa 8,2% da nossa matriz energética. (EPE, 2018).

Segundo Cardoso

“Do ponto de vista das tecnologias de produção de eletricidade a partir do uso de biomassas, as rotas tecnológicas possíveis incluem os sistemas baseados nos ciclos a vapor (que usualmente empregam combustíveis sólidos), os sistemas baseados em motores de combustão interna (ou mesmo combustão externa) e em turbinas a gás (alternativa que requer combustíveis líquidos e gasosos, com determinadas especificações físico-químicas) e os sistemas baseados em células a combustível” (CARDOSO, 2012. p4).

2.2.4. Eólica

A energia eólica é, basicamente, aquela obtida da energia cinética (do movimento) gerada pela migração das massas de ar provocada pelas diferenças de temperatura existentes na superfície do planeta. Não existem informações precisas sobre o período em que ela começou a ser aplicada, visto que desde a Antiguidade dá origem à energia mecânica utilizada na movimentação dos barcos e em atividades econômicas básicas como bombeamento de água e moagem de grãos. (ANEEL, 2008)

A geração eólica ocorre pelo contato do vento com as pás do cata-vento, elementos integrantes da usina. Ao girar, essas pás dão origem à energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador, que produz a eletricidade. A quantidade de energia mecânica transferida – e, portanto, o potencial de energia elétrica a ser produzida – está diretamente relacionada à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade do vento (ANEEL, 2008).

Sobre os tipos de aerogerador, Dutra 2016 diz que:

“Existem dois tipos de aerogeradores, os com rotores de eixo vertical e de eixo horizontal. Os de eixo horizontal são os mais comuns, e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. Na Figura 4 são apresentados os principais componentes do aerogerador que são, de uma forma geral, a torre, a nacelle e o rotor.”
(DUTRA, 2008. p.32)

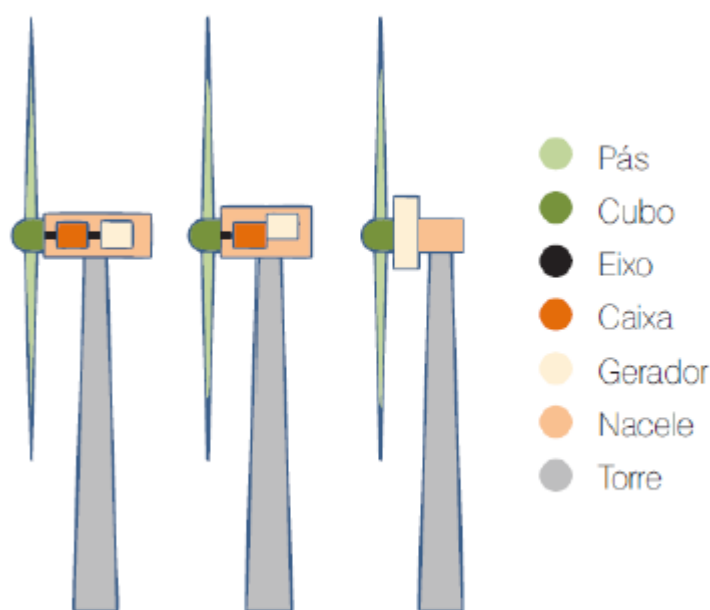


Figura 4 - Componentes básicos dos aerogeradores de eixo horizontal
Fonte: EPE, 2016

A Figura 5 mostra que a região com maior potencial medido é o Nordeste, principalmente no litoral (75 GW); Sudeste, particularmente no Vale do Jequitinhonha (29,7 GW); e Sul (22,8 GW).

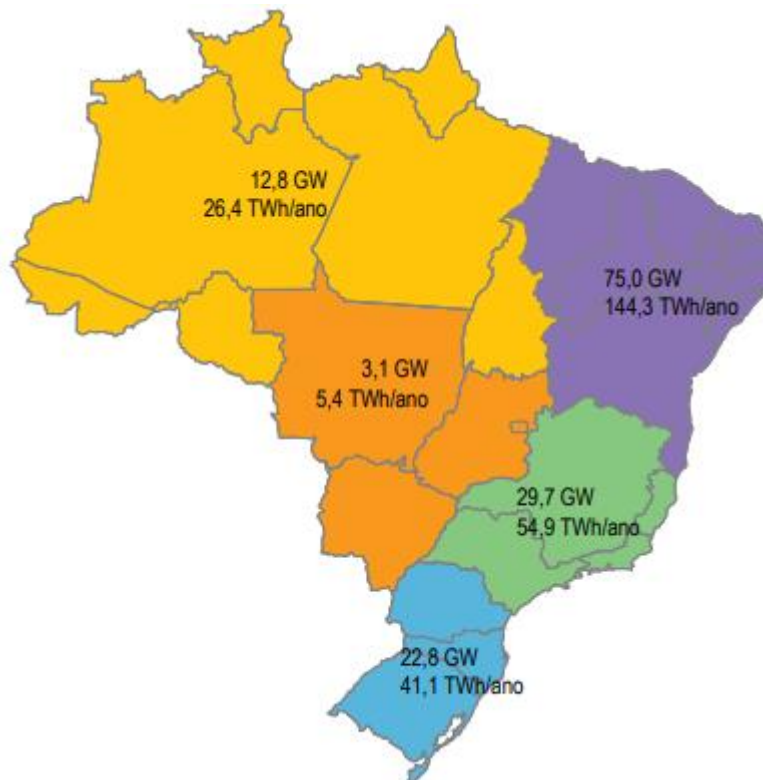


Figura 5 - Potencial eólico no Brasil
 Fonte: ANEEL 2018.

Segundo dados da CCEE, em 2018, foram gerados 48,4 TWh de energia elétrica, o que representou 8,6% de toda a geração injetada no Sistema Interligado Nacional no período. Em relação a 2017, foi registrado um crescimento de 14,6% na geração de energia eólica.

2.2.5. Solar

Segundo Alves (2018):

“Existem três processos de aproveitamento da luz solar para a geração de eletricidade e de calor, o aproveitamento fotovoltaico (FV), que converte a luz do sol em energia elétrica; o aproveitamento da luz solar por concentração (CSP – Concentrating Solar Power), que produz calor para uso direto ou geração de energia elétrica e aproveitamento por meio de coletores, que realizam o aquecimento da água e, ou de ambientes a partir da luz do sol” (ALVES, 2018. p.16).

A maior parte da energia elétrica gerada pelo sol, utiliza-se da chamada tecnologia solar fotovoltaica e se apresenta como principal recurso inesgotável e sem custos, além, de não produzir emissões (GEE) e poluição sonora no processo de produção.(ALVES, 2018)

Um sistema fotovoltaico é uma fonte de potência elétrica, na qual as células fotovoltaicas transformam a Radiação Solar diretamente em energia elétrica. Podem ser implantados em qualquer localidade que tenha radiação solar suficiente e não utilizam combustíveis, não possuem partes móveis e por serem dispositivos de estado sólido, requerem menor manutenção. (BLUESOL, 2016)

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados de duas formas, sistemas Isolados (*Off Grid*) e sistemas conectados à rede (*On Grid*).

2.2.5.1. Sistema *Off Grid*

Os sistemas isolados são caracterizados por não estar conectada à rede elétrica. Abastecem diretamente os aparelhos que utilizarão a energia, e são construídos geralmente com um propósito local e específico ilustrados na Figura 6. Esse sistema geralmente é utilizado em locais remotos já que muitas vezes é o modo mais econômico e prático de se obter energia elétrica nestes lugares (STROM, 2019).



Figura 6 - Geração fotovoltaica *Off Grid*
 Fonte: Strom Brasil, 2019

2.2.5.2. Sistema *On Grid*

O sistema fotovoltaico conectado à rede ou sistema *On Grid*, é basicamente um conjunto de equipamentos, capazes de transformar a energia do sol em energia elétrica e colocá-la direto na rede elétrica de energia conforme demonstra a Figura 7. Os painéis solares convertem a energia solar em energia elétrica através das células fotovoltaicas e por meio dos inversores a energia é direcionada automaticamente para o quadro de rede da residência. Esse tipo de sistema é regulamentado pela resolução normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 17 de abril de 2012, que é o que define o mecanismo de compensação de energia. (STROM, 2019)



Figura 7 - Geração fotovoltaica *On Grid*
 Fonte: Strom Brasil, 2019

2.3. TARIFAÇÃO

2.3.1. Composição das Tarifas

Martinez (2015) apresenta que:

“A tarifa de fornecimento de energia é segregada em tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de energia (TE). A TUSD corresponde aos custos operacionais para distribuição de energia enquanto, a TE, aos custos associados a compra de energia. Assim, consumidor cativo paga TUSD e TE às empresas distribuidoras de energia elétrica enquanto, o consumidor livre e autoprodutor, apenas TUSD;” (MARTINEZ, 2017. p5).

Para o serviço de transporte entrega a energia exercida pela distribuidora, consideram-se os custos que podem ser classificados em dois tipos: parcela A e parcela B, conforme demonstrados na Figura 8.

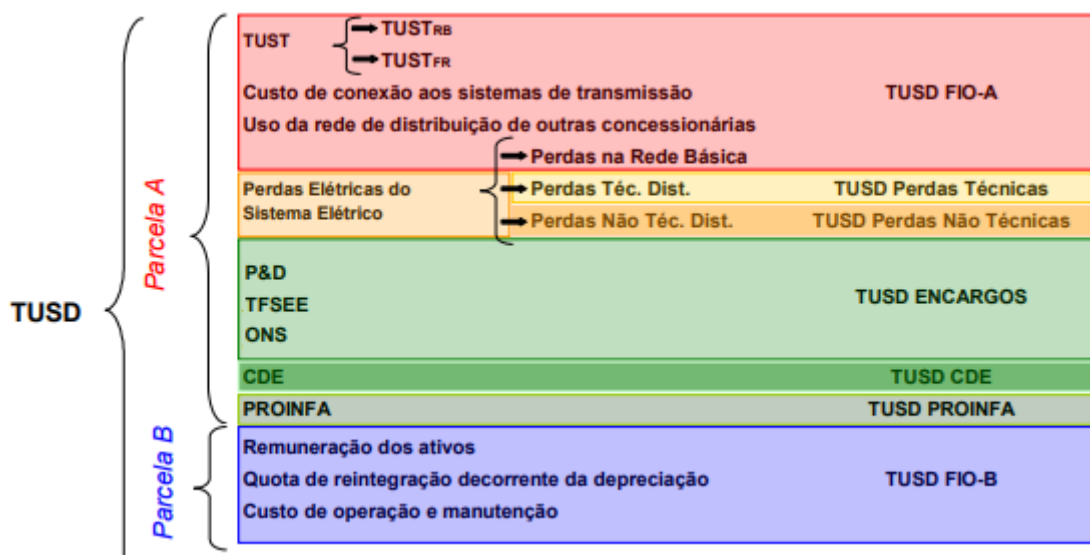


Figura 8 - Composição TUSD

Fonte: Monqueiro, 2018

2.3.1.1. Parcela A

A Parcela A refere-se aos custos não gerenciáveis, os custos que independem das decisões das concessionárias. A composição dessa parcela é composta basicamente de encargos setoriais, encargos de transmissão e custos com aquisição de energia elétrica (SILVA,2013)

2.3.1.1.1. Encargos Setoriais

Os encargos setoriais são instituídos por leis, podendo incidir sobre o custo da distribuição ou sobre embutidos nos custos de geração e de transmissão. São repassados aos consumidores é em vista de garantir do equilíbrio econômico-financeiro contratual. (MARTINEZ, 2017)

A Tabela 1 a seguir, demonstra os encargos setoriais pagos pelo consumidor e sua finalidade.

Tabela 1 - Encargos setoriais detalhados

Encargo	Finalidade
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D)	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Criada com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.
Operador Nacional do Sistema (ONS)	Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, viabilizar o desenvolvimento de energia a partir de fontes alternativas e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda.
PROINFA	Pago por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do PROINFA.

Fonte: Mendes, 2011.

2.3.1.1.2. Encargos de Transmissão

Os custos de transporte de energia consideram a demanda contratada ao longo período de referência, projetados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data do processo tarifário. (MARTINEZ, 2017)

A Tabela 2 a seguir, demonstra os encargos setoriais pagos pelo consumidor e sua finalidade.

Tabela 2 - Encargos Transmissão Detalhados

Encargo	Finalidade
TUST – FR e TUST – RB	A TUST – FR de acordo com a resolução normativa nº 067, de 08 de junho de 2004, inclui a remuneração por outros ativos da transmissora, como as subestações de transformação de tensão igual ou superior a 230kV e as demais instalações de transmissão – DIT. Ela é paga somente pelas concessionárias de serviços de distribuição de energia elétrica. A TUST – RB necessário para remuneração de todas as instalações que compõem a Rede Básica, além de alguns parâmetros estabelecidos na resolução nº 117, de 2004.
TUSD PNT, PT	Perdas técnicas, correspondentes às perdas no transporte da energia na rede de distribuição; Perdas não técnicas, correspondentes à parcela de energia consumida e não faturada por concessionária de distribuição, devido a irregularidades no cadastro de consumidores, na medição e nas instalações de consumo
Uso da rede de distribuição de outra concessionária	Refere-se ao encargo devido pelas empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.
Custo de conexão ao sistema de transmissão	referem-se aos valores pagos pelas distribuidoras que não integram a Rede Básica, enquanto os encargos com uso de distribuição referem-se aos valores devido ao uso da rede de distribuição de outra concessionária.

Fonte: Mendes, 2011

2.3.1.1.3. Custos com Aquisição da Energia Elétrica

Referem-se ao custo da distribuidora com a aquisição da energia elétrica necessária para atender a área de concessão. Esse item engloba gastos com transporte, encargos, Perdas Técnicas e Perdas Não-Técnicas conforme ilustrados na figura 09. (ANEEL, 2018).

A compra de energia elétrica para revenda por parte das concessionárias pode ser realizada através de diversos meios, como contratos bilaterais entre

distribuidoras, contrato de leilões, contratos de ITAIPU e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (SILVA, 2013).



Figura 9 - Composição TE

Fonte: ANEEL, 2018

A Tabela 3 a seguir, demonstra os encargos da componente TE pagos pelo consumidor e sua finalidade.

Tabela 3 - Encargos Energia Detalhados

Encargo	Finalidade
CDE_EE	Pagamento dos empréstimos tomados da CDE e dos financiamentos realizados pela CCEE para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras, a não renovação de concessões de geração, custo adicional decorrente do despacho das térmicas. Será finalizado em 04/2020.
P&D_EE	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais. Criado pela Lei nº 9.991/2000.
ESS - Encargos de Serviço do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN (geração independente da ordem de mérito, reserva de potência operativa, reserva de capacidade de energia reativa, compensação síncrona)
EER - Encargo de Energia de Reserva (TE)	todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN. Decreto nº6.353/2008
CFURH - Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica. Criada pela Lei nº7.990/1989.

Fonte: ANEEL, 2019.

Os outros itens da composição da TE estão relacionados na **Tabela 4** a seguir:

Tabela 4 - Demais Componentes Energia Detalhados

Componente	Finalidade
Transporte de energia Elétrica de Itaipu	Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.
Perdas RB	As perdas de energia do segmento consumo apuradas pela CCEE relativas ao mercado cativo da distribuidora e valoradas pelo preço médio de compra de energia formam esta parcela.
Custo aquisição Energia	Custo da energia contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração, geração distribuída, usinas do Proinfa e Itaipu Binacional.

Fonte: ANEEL, 2019.

2.3.1.2. Parcela B

A Parcela B, refere-se aos custos gerenciáveis, ou seja, custos diretamente gerenciados pelas concessionárias. Entre eles estão o custo operacional, a remuneração de ativos e a remuneração dos investimentos realizados (SILVA,2013).

A Tabela 5 a seguir, demonstra as componentes da parcela B pagos pelo consumidor e sua finalidade.

Tabela 5 - Componentes Parcela B

Componente	Finalidade
Despesas de Operação e Manutenção	Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas. Não são reconhecidos pela ANEEL, nas tarifas da empresa, aqueles custos que não estejam relacionados à prestação do serviço ou que não sejam pertinentes à sua área geográfica de concessão.
Cota de Depreciação	Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.
Remuneração do Capital	Refere-se à parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.

Fonte: ANEEL, 2018.

2.3.2. Classificação dos Consumidores

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A, que tem tarifa binômia e Grupo B, que tem tarifa monômia. O agrupamento é definido, principalmente, em função do nível de tensão em que são atendidos e, como consequência, em função da demanda (kW) (PROCEL, 2011).

Grupo B - grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV

Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV (rede aérea)

Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição (rede subterrânea).

Se o órgão recebe energia elétrica em média tensão (Grupo A) ou é atendido a partir de sistema subterrâneo de distribuição, pagará de acordo com os montantes estipulados no contrato firmado com a concessionária, pelos valores de consumo (kWh) e de demanda (kW) em uma das opções de estruturas tarifárias disponíveis, horária verde ou horária azul (ENERGISA, 2003)

2.3.3. Postos Tarifários

Os postos tarifários são definidos para permitir a contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência diferenciada ao longo do dia, conforme as diversas modalidades tarifárias. A regulamentação consta na Resolução Normativa ANEEL - REN nº 414/2010.

Horário (posto) de ponta refere-se ao período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais (ANEEL, 2019)

Horário (posto) fora de ponta refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca) (ANEEL, 2019).

2.3.4. Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, considerando as seguintes modalidades:

A tarifa horária verde é a modalidade tarifária indicada às unidades consumidoras onde é possível a reprogramação da utilização da carga (demanda), ao longo das horas do dia, do segmento de ponta para o segmento fora de ponta (ANEEL, 2019).

As características desta modalidade tarifária são: Tarifa única de demanda de potência (kW); uma tarifa de consumo para o horário da ponta seco/úmido (kWh); uma tarifa de consumo para o horário fora da ponta seco/úmido (kWh) e demanda contratada mínima de 30 kW (ENERGISA, 2003).

A tarifa horária azul é indicada às unidades consumidoras onde a utilização da carga (demanda) no segmento de ponta é imprescindível, ou seja, é pequena a possibilidade de reduzir carga, bem como sua utilização nesse horário (ANEEL, 2019)

As características desta modalidade tarifária são: tarifa de demanda de potência no horário de ponta (kW); tarifa de demanda de potência no horário fora de ponta (kW); tarifa de consumo para o horário da ponta (kWh); tarifa de consumo para o horário fora da ponta (kWh); demanda contratada mínima de 30 kW para um dos postos horários (ponta ou fora de ponta) (ENERGISA, 2003).

2.4. Tributos Aplicados ao Setor Elétrico

No Brasil, os tributos estão embutidos nos preços dos bens e serviços. Isto significa que nas faturas de energia, os consumidores pagam tributos federais, estaduais e municipais, que posteriormente são repassados aos cofres públicos pelas distribuidoras de energia. (PROCEL, 2011)

2.4.1. Tributos Federais

A aplicação dos tributos federais PIS (Programas de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) foi alterada, com elevação no valor da conta de energia. Com a edição das leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o PIS e a COFINS tiveram suas alíquotas alteradas para

1,65% e 7,6%, respectivamente, passando a serem apurados de forma não cumulativa. (PROCEL, 2011)

De acordo com a Lei Nº 10.637/2002, capítulo IX, Art.15, caput, as pessoas jurídicas sujeitas à apuração da contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS, nos termos dos arts. 2º e 3º das Leis ns. 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e 10.833, de 29 de dezembro de 2003, poderão descontar crédito, para fins de determinação dessas contribuições, em relação às importações sujeitas ao pagamento das contribuições de que trata o art. 1º desta Lei, nas seguintes hipóteses: Energia elétrica consumida nos estabelecimentos da pessoa jurídica.

No parágrafo 3º fica definido que o crédito de que trata o caput deste artigo será apurado mediante a aplicação das alíquotas previstas no caput do art. 2º das Leis ns. 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e 10.833, de 29 de dezembro de 2003, sobre o valor que serviu de base de cálculo das contribuições.

2.4.2. Tributos Estaduais

O tributo estadual ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadoria e Serviços), é regulamentado pelo código tributário de cada estado, ou seja, estabelecido em lei pelas casas legislativas. No estado de Santa Catarina a alíquota é de 25%. (PROCEL, 2011).

A partir da edição da Lei Complementar 102/00, que alterou a Lei Complementar 87/96, apenas a Energia Elétrica consumida nos processos de industrialização passou a ter direito ao crédito de ICMS. A vigência da restrição ao crédito, imposta pela lei 102/00, foi prorrogada até 31/12/2006 pela Lei Complementar 114/02 de 16/12/2002.

Deste modo tornou-se obrigatória às empresas (indústrias, panificadoras, supermercados com atividades industriais) efetuar um rateio criterioso do consumo de energia entre as atividades produtivas e não produtivas. (MANUAL DE PERÍCIAS, 2019).

2.5. Geração Distribuída no Brasil

A Geração Distribuída (GD) destaca-se por permitir a produção de energia elétrica mais próximo do consumidor e sua importância está, principalmente, em reduzir a utilização de combustíveis fósseis, diminuindo a emissão de gases poluentes na atmosfera e, paralelamente, diversificando a matriz energética. (ANEEL, 2016)

Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019) mostram o rápido crescimento da adoção da geração distribuída no Brasil conforme ilustrado no gráfico 01. Até o mês de junho de 2019, 82.877 usinas estão enquadradas na modalidade, com isso o Brasil chega a 1GW de potência instalada.



Gráfico 1 - Evolução da geração distribuída no Brasil
 Fonte: ANEEL, 2019.

A geração distribuída apresenta uma concentração nas regiões Sudeste e Sul e nas áreas mais desenvolvidas. Minas Gerais é o estado com maior número de instalações, seguido por São Paulo e Rio Grande do Sul conforme a Tabela 6 a seguir. (ANEEL, 2019).

Tabela 6 - Estados com maior número de instalações

UF	QUANTIDADE	POTÊNCIA INSTALADA (kW)
MG	16.720	212.256,96
SP	14.463	117.321,58
RS	12.062	144.422,39

Fonte: ANEEL, 2019.

Segundo a ANEEL, a energia fotovoltaica representa aproximadamente 86% da potência total instalada no país, seguido pela CGH's com 8%, UTE 5% e eólica com aproximadamente 1%, conforme o Gráfico 2 a seguir.

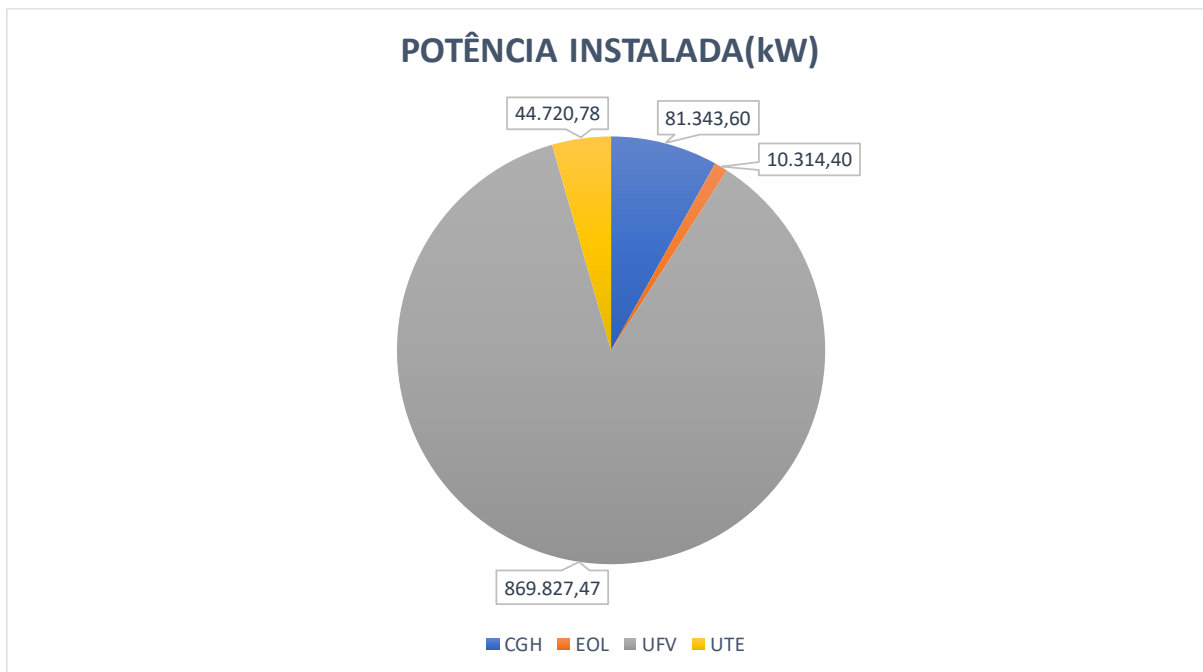


Gráfico 2 - Potência instalada por fonte de energia
 Fonte: ANEEL, 2019.

2.5.1. Regulamentação da geração distribuída

Em 17 de abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, com o objetivo de reduzir barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição desde que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração com elevada eficiência energética e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2017).

Os estímulos à geração distribuída 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, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2017).

A ANEEL publicou em 24 de novembro de 2015 a resolução 687 que veio com o intuito de aprimorar o que foi estabelecido na resolução 482/2012, que criou o sistema de compensação de energia. Uma das grandes novidades desse modelo está

na possibilidade de usar áreas em locais remotas e distantes do ponto de consumo para instalar a sua central geradora de energia.

De acordo com o parágrafo 1º do art. 2 da resolução ANEEL 786 de 17 de outubro de 2017, é vedado o enquadramento como microgeração ou minigeração distribuída das centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização, ou tenham entrado em operação comercial ou tenham tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, devendo a distribuidora identificar esses casos. A vedação que trata este parágrafo não se aplica aos empreendimentos que tenham protocolado a solicitação de acesso, em data anterior a publicação deste regulamento.

De forma simplificada, a Figura 10 demonstra uma linha do tempo das resoluções que contribuíram para o crescimento da geração distribuída no país.

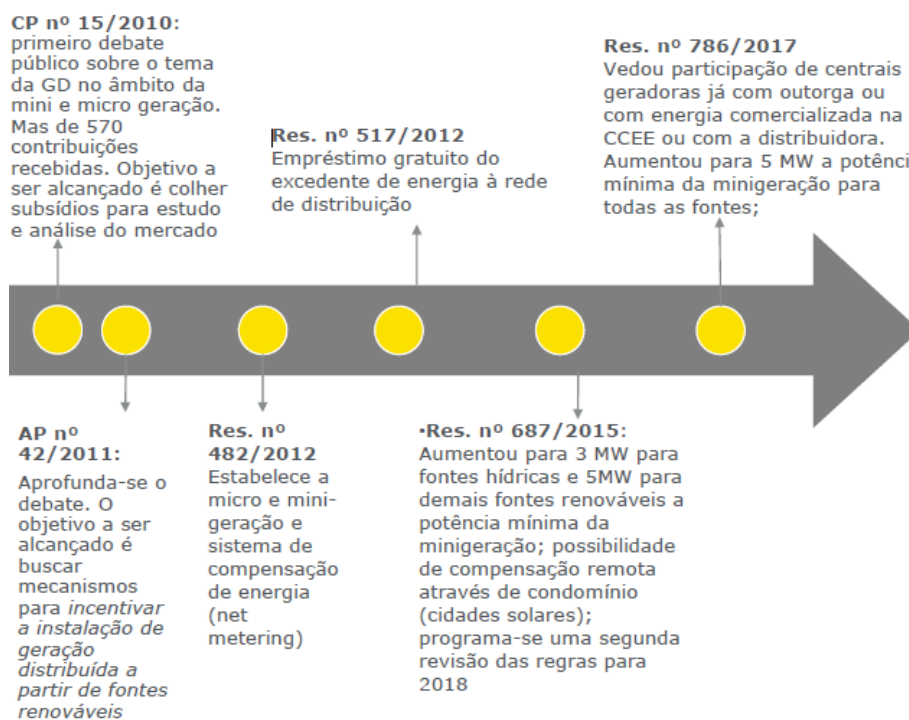


Figura 10 - Linha do tempo regulação geração distribuída
 Fonte: Meyer, 2018.

2.5.2. Micro e Minigeração distribuída

De acordo com o art, 2º da resolução ANEEL 482/2012, define-se minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, redação dada pela REN ANEEL 786, de 17.10.2017, conforme ilustra a Figura 11 a seguir.



Figura 11 - Definição Micro e Minigeração distribuída

Fonte: ANEEL, 2019.

2.5.3. Sistema de Compensação de energia elétrica

A resolução ANEEL 482/2012, define sistema de compensação de energia no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2016).

Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes conforme ilustra a Figura 12. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses. (ANEEL, 2016)

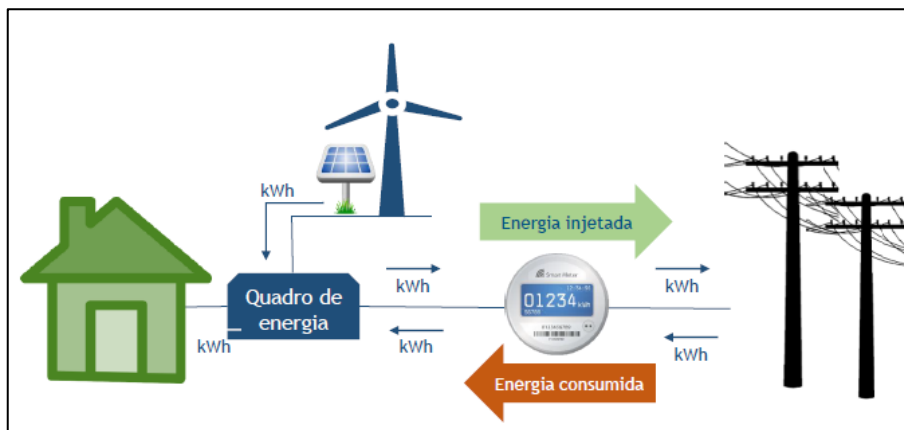


Figura 12 - Sistema de compensação de energia
 Fonte: ANEEL, 2019.

Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizada como autoconsumo local ilustrado na Figura 13, autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do ponto de consumo, definidas da seguinte forma (ANEEL, 2016):



Figura 13 - Modalidade consumo local
 Fonte: ANEEL, 2019.

Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada conforme ilustrado na Figura 14 (ANEEL, 2015).



Figura 14 - Modalidade geração compartilhada
 Fonte: ANEEL, 2019.

Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada conforme Figura 15 (ANEEL, 2015).



Figura 15 - Modalidade autoconsumo remoto
 Fonte: ANEEL, 2019.

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios): caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações

para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, conforme ilustrado na Figura 16 (ANEEL, 2015).



Figura 16 - Modalidade condomínio

Fonte: ANEEL 2019.

2.5.4. Faturamento pelo Sistema de compensação de Energia.

O faturamento deve seguir os procedimentos estabelecidos no art. 7º da Resolução Normativa nº 482/2012, que podem ser resumidos da seguinte forma:

- a. Para o caso de autoconsumo remoto e geração compartilhada, a energia excedente é a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida. Já para empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), o excedente é igual à energia injetada;
- b. Para os consumidores do Grupo A (alta tensão), não há valor mínimo a ser pago a título de energia. Contudo, os consumidores continuam sendo normalmente faturados pela demanda.
- c. Os créditos podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento.

Com relação ao faturamento, a ANEEL (2016) diz que:

“Para as unidades consumidoras atendidas em alta tensão que dispõe da tarifa horária a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período (ponta ou fora ponta). Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste.”
(ANEEL, 2016).

O fator de ajuste é o resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (a componente TE – Tarifa de Energia) de ponta pela fora de ponta (nos casos

do excedente ser originado no posto tarifário ponta), ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surgir no posto fora de ponta. (ANEEL, 2016)

2.5.5. Procedimentos Para Acesso a Geração Distribuída

Para que a central geradora seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso. A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante (consumidor), e que, uma vez entregue à acessada (distribuidora), implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo ilustrada pela Figura 17. (ANEEL,2016)

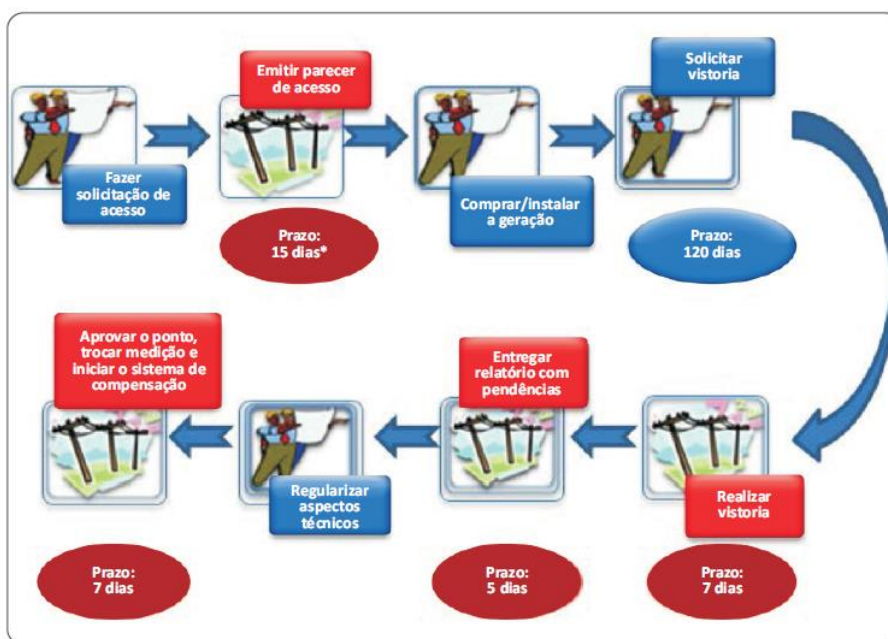


Figura 17 - Procedimento e etapas de acesso
 Fonte ANEEL, 2016.

2.6. Propostas de Revisão das Regras à Resolução 482

A revisão da REN nº 482/2012 e a implementação de um novo modelo para o sistema de compensação podem ser estruturados na forma de um modelo lógico, que apresenta as relações de causa e efeito de todas as etapas do processo, ilustrado na Figura 18. (ANEEL,2018. p. 15)

Segundo a ANEEL (2018) diz que:

“O modelo lógico apresenta o passo a passo de um processo de intervenção (uma política pública), demonstrando como os recursos (humanos, financeiros) e as

atividades desenvolvidas, utilizando-se desses recursos, geram novas regras, resultados, e os respectivos impactos.(ANEEL, 2018)”

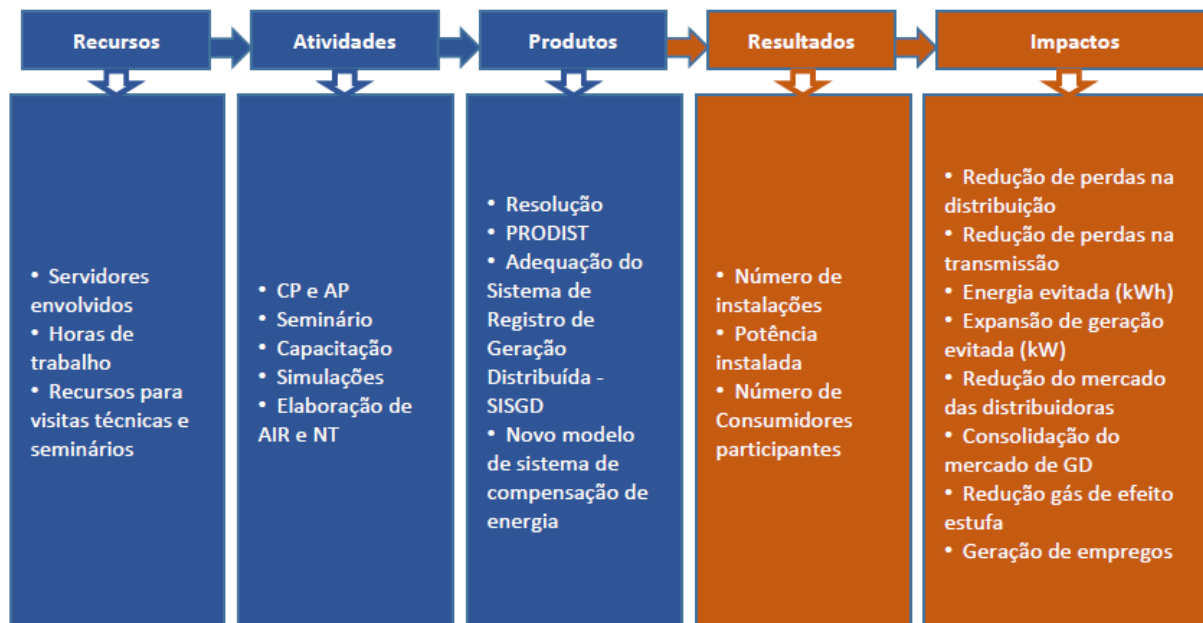


Figura 18 - Diagrama lógico da revisão da REN nº 482/2012

Fonte: ANEEL, 2018.

A ANEEL (2018) diz que:

“Busca-se avaliar os impactos de mais longo prazo a depender do número e da potência instalada de micro e minigeração ao longo do tempo, que por sua vez dependerão da alternativa escolhida para o sistema de compensação de energia. Resta claro, portanto, que há uma relação lógico-causal entre cada uma das etapas do processo de revisão da REN nº 482/2012, que tem como resultados os impactos (positivos e negativos) causados às distribuidoras de energia, aos usuários do sistema elétrico e à sociedade em geral. (ANEEL, 2018. p.15)”

2.6.1. Descrição das Alternativas

Com base nas características da composição das tarifas, foram propostas pela (ANEEL, 2018) as seguintes alternativas regulatórias para tratamento da forma de compensação de energia:

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;

- Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

- Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

- Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.

- Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.

- Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

A Figura 19 exhibe, de forma gráfica, as componentes que incidiriam somente sobre a diferença entre consumo e geração de acordo com as diferentes alternativas propostas.

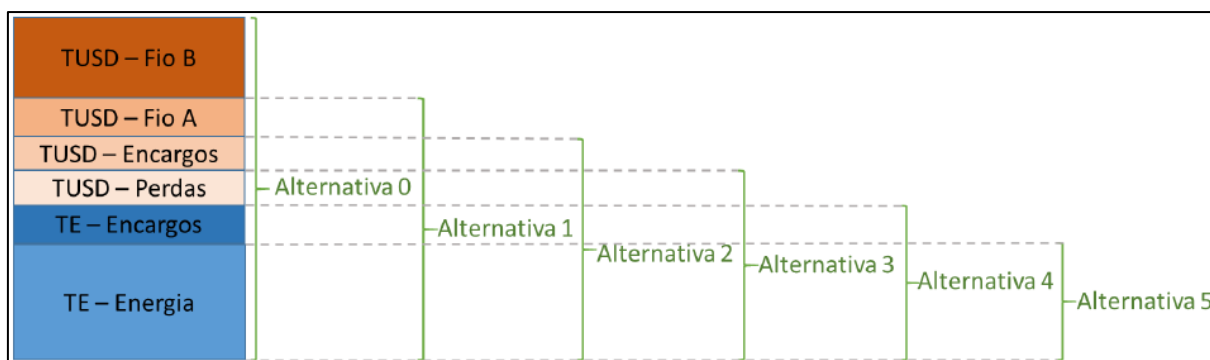


Figura 19 - Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa
 Fonte: ANEEL, 2018.

2.6.2. Implantação das Alternativas

2.6.2.1 Geração Local

A mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1 ocorreria quando fosse atingido o limite de GD local para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 3,365 GW no país, que é estimado para ocorrer em 2024 conforme ilustrado no **Gráfico 3** proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão. (ANEEL, 2018)

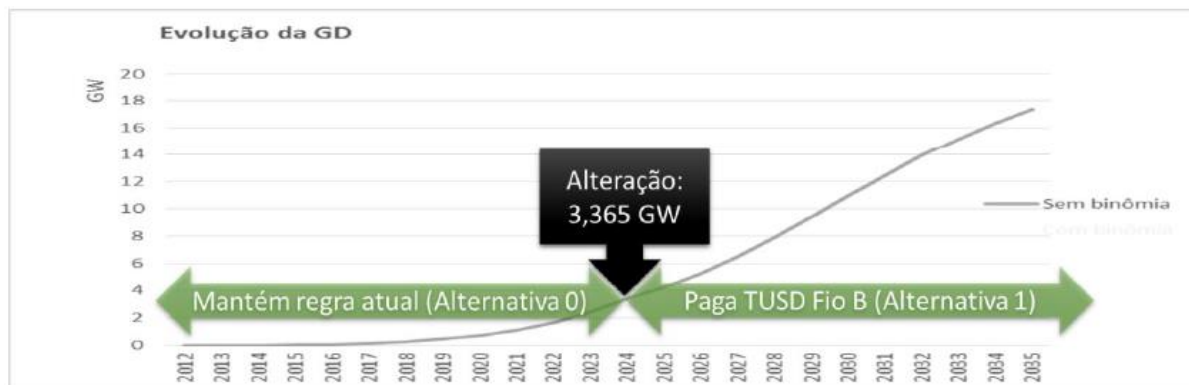


Gráfico 3 - Evolução estimada da GD local e gatilho de potência
 Fonte: ANEEL, 2018.

2.6.2.2 Geração Remota

A primeira mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1 ocorreria quando fosse atingido limite de GD remota para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 1,25 GW no país, o que se estima ocorrer ao final de 2020 conforme ilustrado no **Gráfico 4**, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão (ANEEL, 2018).

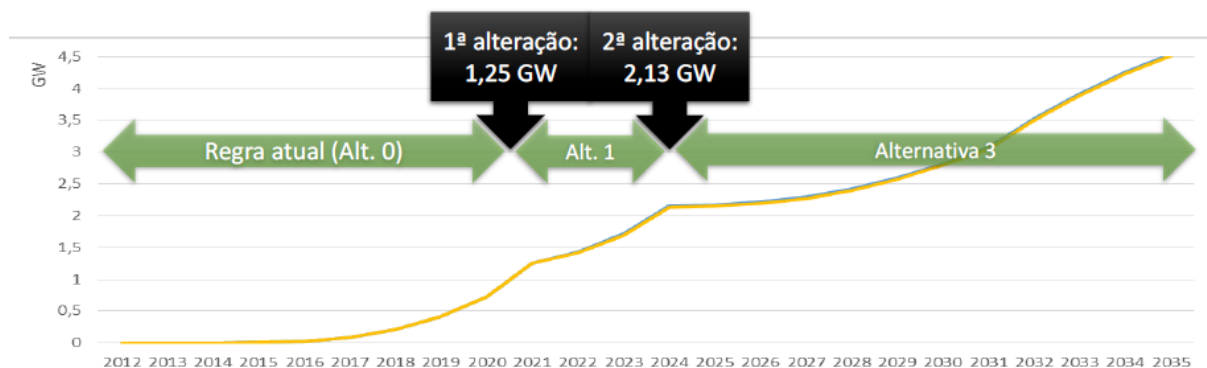


Gráfico 4 - Evolução estimada da GD remota e gatilho de potência
 Fonte: ANEEL, 2018.

3. ESTUDO DE CASO

Um consumidor localizado no estado de Santa Catarina, possui uma Central Geradora Hidrelétrica (CGH) e atualmente está enquadrado pela resolução 482/2012 na modalidade autoconsumo remoto, utilizando a energia gerada em sua usina para compensar em sua fábrica localizada na mesma área da concessão da distribuidora de energia da região.

Ele demonstrou preocupação com as propostas da AIR 0004/2018 de revisão das regras aplicáveis a resolução 482/2012, a qual ele está enquadrado, pois, dependendo da alternativa escolhida, poderá ter impacto no custo com energia elétrica em sua unidade consumidora.

O estudo a seguir, tem como objetivo demonstrar o impacto na economia mensal entre a modalidade autoconsumo remoto versus sistema sem nenhuma modalidade de compensação, bem como a elevação do custo mensal com energia elétrica considerando cada uma das alternativas propostas na ANEEL AIR 0004/2018.

Não será levado em consideração o Payback da central geradora de energia, tendo em vista que a usina já existe a anos e todo o investimento dela já está amortizado.

Outro ponto importante a destacar é que este consumidor possui o benefício de crédito integral dos tributos federais (PIS/CONFINS) e estaduais (ICMS) incidentes na tarifa de energia elétrica, tanto na unidade consumidora quanto em sua central geradora de energia, portanto os cálculos do próximo capítulo não consideram impostos, apenas tarifas aplicadas pela distribuidora local.

3.1. Dados da Fábrica

Atualmente a unidade consumidora (Fábrica) está enquadrada da opção tarifária verde, pertencente ao subgrupo A4 com tensão de fornecimento em 13,8 kV e demanda contratada de 1.200kW. O consumo em ambos postos tarifários, foram obtidos através do histórico na fatura de energia elétrica dos doze últimos meses do ano de 2018, ou seja, de janeiro a dezembro, conforme demonstrado na **Tabela 7** a seguir.

Tabela 7 - Consumo anual fábrica

Mês	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Total	Consumo Total (MWm)
Jan	568.984,36	54.053,51	623.037,87	0,84
Fev	552.848,44	48.720,60	601.569,04	0,90
Mar	523.592,06	45.219,31	568.811,38	0,76
Abr	571.654,00	54.307,13	625.961,13	0,87
Mai	501.016,32	43.269,59	544.285,91	0,73
Jun	518.015,16	49.211,44	567.226,60	0,79
Jul	435.110,44	41.335,49	476.445,93	0,64
Ago	506.905,90	48.156,06	555.061,96	0,75
Set	598.242,60	56.833,05	655.075,65	0,91
Out	585.044,21	55.579,20	640.623,41	0,86
Nov	502.567,11	47.743,88	550.310,98	0,76
Dez	606.621,65	57.629,06	664.250,70	0,89

Fonte: Autoria própria

3.2. Dados da Usina

A CGH tem potência instalada de aproximadamente 1MW, pertencente ao subgrupo tarifário A4 com tensão de fornecimento em 13,8 kV e enquadrada da modalidade verde. Seus dados de geração foram obtidos através da medição instalada na usina pelo próprio consumidor e estão demonstrados na Tabela 8. O período considerado foram os doze meses do ano de 2018.

Tabela 8 - Geração Anual Usina

Mês	Geração Fora de Ponta (kWh)	Geração Ponta (kWh)	Geração total (kWh)	Geração Total (MWm)
Jan	482.953,00	47.504,00	530.457,00	0,71
Fev	488.500,45	46.014,20	534.514,65	0,80
Mar	447.609,00	39.851,00	487.460,00	0,66
Abr	435.836,80	47.880,00	483.716,80	0,67
Mai	362.470,00	30.919,00	393.389,00	0,53
Jun	351.984,00	34.793,00	386.777,00	0,54
Jul	353.332,80	34.884,95	388.217,75	0,52
Ago	351.569,90	27.321,00	378.890,90	0,51
Set	401.936,25	36.683,25	438.619,50	0,61
Out	412.654,00	40.317,00	452.971,00	0,61
Nov	390.340,00	35.612,50	425.952,50	0,59
Dez	473.365,20	46.577,30	519.942,50	0,70

Fonte: Autoria própria.

Podemos observar que a energia gerada na CGH não é o suficiente para compensar toda a energia consumida pela fábrica, pois a geração média anual de aproximadamente 0,62 MWm é inferior ao consumo da fábrica de 0,81MWm, conforme ilustrado no **Gráfico 5**. Por ser uma usina a fio d’água, ou seja, não possui reservatório para o armazenamento, no período seco entre o mês de maio a setembro, a geração é reduzida devido a baixa ENA registrada neste período.

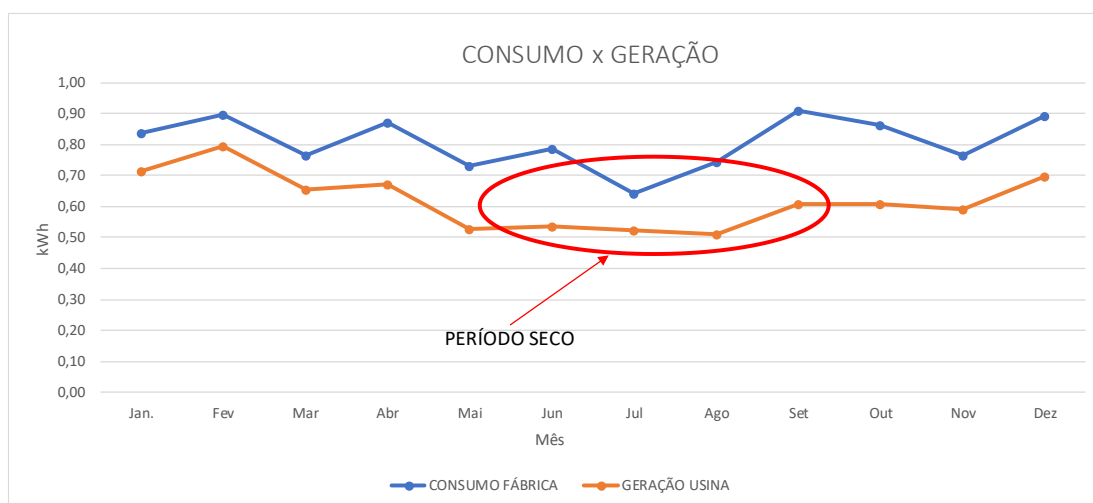


Gráfico 5 - Consumo e Geração anual
Fonte: Autoria própria.

De acordo com o Gráfico 5, o consumidor não terá créditos acumulados para a utilização nos meses subsequentes, pois sempre a geração é inferior ao consumo.

4. RESULTADOS

Os cálculos apresentados a seguir foram realizados com base no histórico de consumo e geração obtidos nos doze meses do ano de 2018. As tarifas da distribuidora de energia (CELESC) utilizadas, foram a da resolução homologatória nº 2.436 de 13 de agosto de 2018 ilustradas na Tabela 9, ou seja, as tarifas vigentes até o presente momento.

Tabela 9 - Tarifas de energia distribuidora Celesc

REH 2.436 DE 13/08/2018			TUSD		TE
SUBGRUPO	MODALIDADE	POSTO	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25kV)	VERDE	FP	12,3	67,9	297,16
		P		760	472,51

Fonte: ANEEL, 2018.

Para as unidades consumidoras que dispõem da tarifa horaria, no sistema de compensação a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo posto tarifário. Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após aplicando um fator de ajuste. Neste estudo, não haverá créditos para abater em outro posto tarifário, sendo assim, utilizaremos a equação (3) para calcularmos o custo mensal da fatura de energia elétrica com a compensação analisando cada alternativa proposta na AIR 0004/2018.

$$C1F = (DC \times TD) + (CFP \times (TUSD_{FP} + TE_{FP})) + (CP \times (TUSD_{P} + TE_{P})) \quad (1)$$

$$C2U = (DC \times TD) - (GFP \times (TUSD_{FP} + TE_{FP})) - (GP \times (TUSD_{P} + TE_{P})) \quad (2)$$

$$CUSTO \text{ MENSAL} = C1F + C2U \quad (3)$$

Onde:

DC - Demanda contratada da unidade consumidora;

TD - Tarifa de demanda;

TUSD_P – Tarifa do uso do sistema de distribuição do posto tarifário Ponta;

- TEP – Tarifa de energia do posto tarifário Ponta;
- GP - Geração posto tarifário Ponta;
- CP – Consumo registrado no posto tarifário Ponta;
- GFP – Geração posto tarifário fora de Ponta;
- TUSDFP - Tarifa do uso do sistema de distribuição do posto tarifário Fora de Ponta;
- TEFP – Tarifa de energia do posto tarifário Fora de Ponta;
- CFP – Consumo registrado no posto tarifário Fora de Ponta;
- C1F - Custo mensal Fábrica
- C2U - Custo mensal Usina

Para cada alternativa calculada, é retirado uma componente da tarifa ilustrada pela Figura 20 de acordo com a proposta de revisão da resolução 482/2012.



Figura 20 - Componentes da tarifa de energia
 Fonte: Greener, 2018.

Cada componente informado pela figura 10, tem um valor tanto para o posto tarifário ponta, quanto para o posto tarifário fora de ponta representados pelas tabelas a seguir (Tabela 10, Tabela 11, Tabela 12 e Tabela 13). Todas estas informações estão disponíveis no arquivo da PCAT-Celesc-DIS_2018 na ANEEL.

Tabela 10 - Dados composição TUSD Ponta

TUSD - PONTA							
FIO A		FIO B		ENCARGOS		PERDAS	
TUSD_RB	132,54	TUSD_FIO B	527,91	TUSD_TFSEE	0,27	TUSD_PT	10,78
TUSD_FR	14,25			TUSD_PeD	1,51	TUSD_RB/D	0,27
TUSD_CCT	14,43			TUSD_ONS	0,00	TUSD_PNT	4,15
TUSD_CUSD	1,54			TUSD_CDE	42,59	TUSD_RI	1,77
				TUSD_PROINFA	8,01		
162,76		527,91		52,37		16,97	

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 11 - Dados composição TE Ponta

TE - PONTA					
ENCARGOS		FIO A		ENERGIA	
TE_PeD	0,71	TE_Tran_Itaipu	6,38	TE_ENERGIA	418,83
TE_ESS/ERR	-6,43				
TE_CDE_E	44,24				
TE_Per_RB	5,15	TE_TUST_ITAIPU	3,57		
43,66		9,95		418,83	

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 12 - Dados composição TUSD Fora de Ponta

TUSD - FORA DE PONTA							
FIO A		FIO B		ENCARGOS		PERDAS	
TUSD_RB	0,00	TUSD_FIO B	0,00	TUSD_TFSEE	0,27	TUSD_PT	10,78
TUSD_FR	0,00			TUSD_PeD	0,07	TUSD_RB/D	0,27
TUSD_CCT	0,00			TUSD_ONS	0,00	TUSD_PNT	4,15
TUSD_CUSD	0,00			TUSD_CDE	42,59	TUSD_RI	1,77
				TUSD_PROINFA	8,01		
0,00		0,00		50,93		16,97	

Fonte: ANEEL, 2018.

Tabela 13 - Dados composição TE Fora de Ponta

TE - FORA DE PONTA					
ENCARGOS		FIO A		ENERGIA	
TE_PeD	0,71	TE_Tran_Itaipu	6,38	TE_ENERGIA	243,51
TE_ESS/ERR	-6,43				
TE_CDE_E	44,24				
TE_Per_RB	5,15	TE_TUST_ITAIPU	3,57		
43,66		9,95		243,51	

Fonte: ANEEL, 2018.

4.1. Custo Mensal sem Modalidade de Compensação de Energia

O custo com energia elétrica na unidade consumidora fábrica é calculado utilizando a equação (4) apresentada a seguir:

$$\text{Custo mensal} = (DC \times TD) + ((USDP + TEP) * CP) + ((TUSDFP + TEFP) * CFP) \quad (4)$$

Onde:

DC - Demanda contratada da unidade consumidora;

TD - Tarifa de demanda;

TUSDP – Tarifa do uso do sistema de distribuição do posto tarifário Ponta;

TEP – Tarifa de energia do posto tarifário Ponta;

CP – Consumo registrado no posto tarifário Ponta;

TUSDFP - Tarifa do uso do sistema de distribuição do posto tarifário Fora de Ponta;

TEFP – Tarifa de energia do posto tarifário Fora de Ponta;

CFP – Consumo registrado no posto tarifário Fora de Ponta;

As tarifas utilizadas estão apresentadas na Tabela 14, tendo em vista que todas as componentes estão consideradas.

Tabela 14 - Tarifas aplicadas sem desconto

TUSDP (R\$/kWh)	TUSDFP (R\$/kWh)	TEP (R\$/kWh)	TEFP (R\$/kWh)	DEM (R\$/kW)
0,7600	0,0679	0,4724	0,2971	12,3000

Fonte: ANEEL, 2018

Os resultados do custo mensal estão ilustrados pelo Gráfico 6.

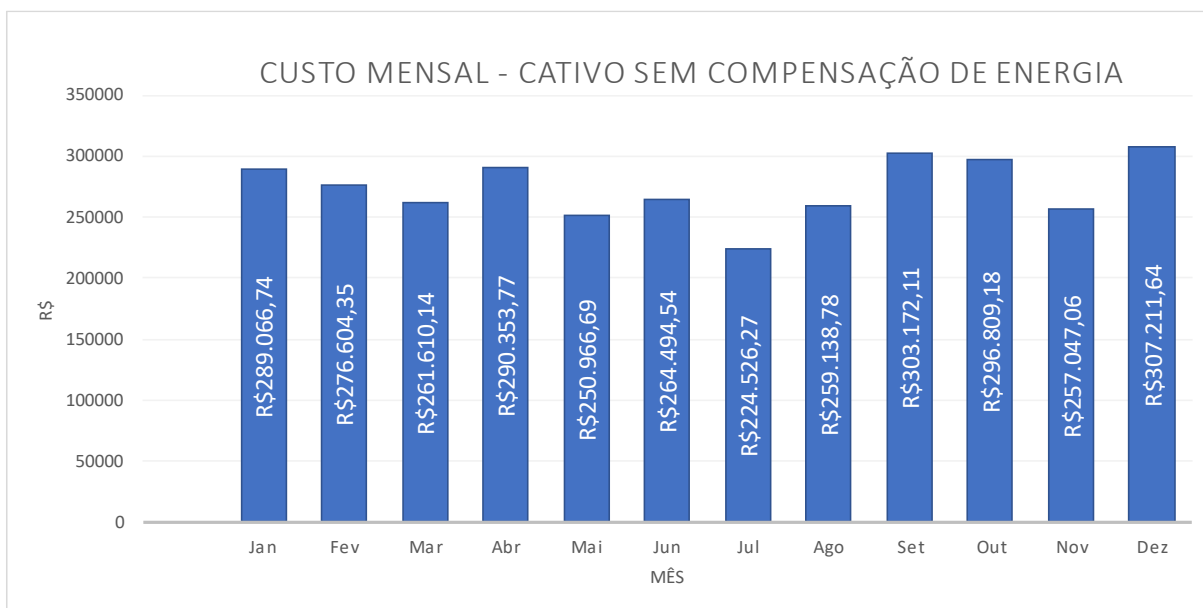


Gráfico 6 - Custo Mensal unidade consumidora fábrica

Fonte: Autoria Própria

O custo anual da unidade consumidora sem o sistema de compensação de energia é de R\$ 3.281.001,06.

4.2. Alternativa 0

Na alternativa 0 – cenário atual, a compensação de energia injetada na rede é feita por todas as componentes da TUSD e da TE, conforme ilustrado na Figura 21.



Figura 21 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 0

Fonte: Greener, 2018.

Utilizando a equação (3) e as tarifas aplicadas pelas distribuidoras considerando todas as componentes conforme descrito na tabela 6, obtém-se o custo mensal ilustrado no Gráfico 7.

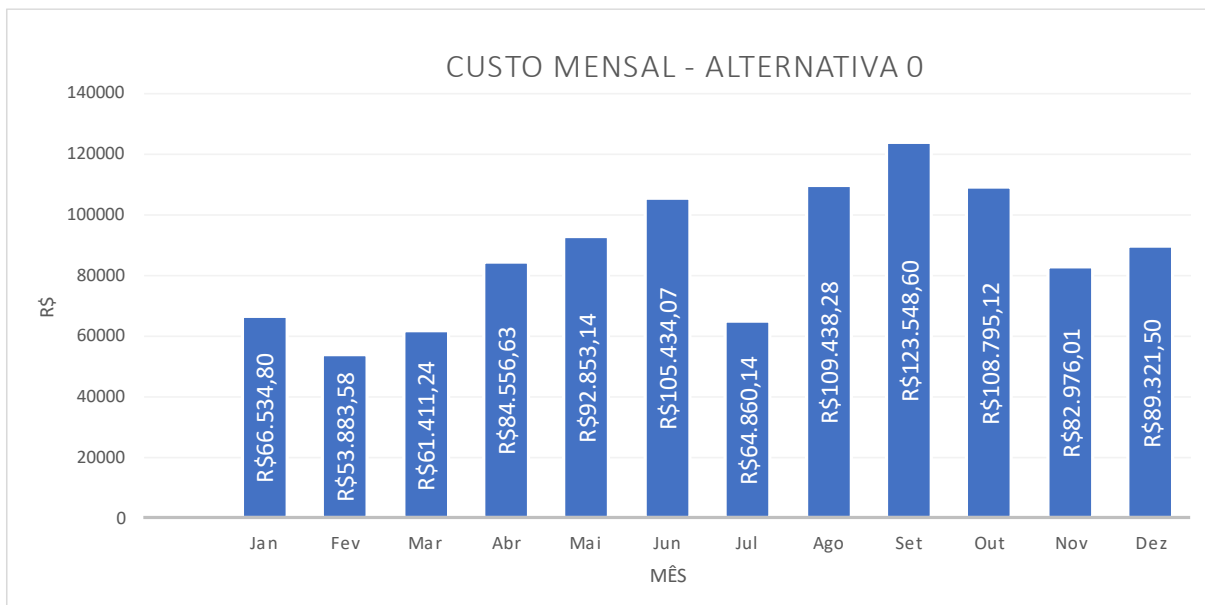


Gráfico 7 - Custo Mensal aplicando a alternativa 0
 Fonte: Autoria Própria.

Com a alternativa 0, o consumidor terá um custo anual de R\$ 1.043.613,11.

4.3. Alternativa 1

Na alternativa 1 a TUSD fio B não será compensada pela energia que o consumidor injetar na rede conforme ilustrado na Figura 22.



Figura 22 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 1
 Fonte: Greener, 2018.

Portanto é necessário retirar esta componente da tarifa resultando nos valores apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Tarifas aplicadas na alternativa 1

	Tarifas Aplicadas				
	TUSDP R\$/kWh	TUSDFP R\$/kWh	TEP R\$/kWh	TEFP R\$/kWh	DEM R\$/kW
Alternativa 1	0,232	0,068	0,472	0,297	12,300

Fonte: Autoria própria.

Aplicando a equação (3) e as tarifas obtidas na Tabela 15, obtém-se o custo mensal ilustrado no Gráfico 8.

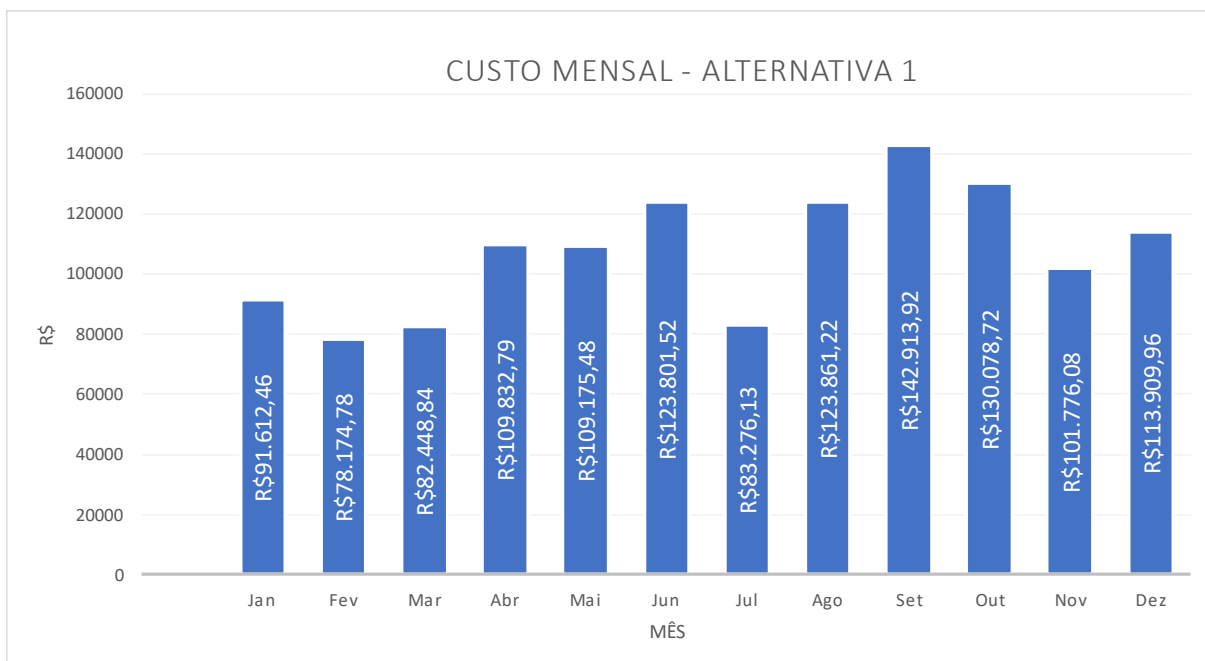


Gráfico 8 - Custo Mensal aplicando a alternativa 1

Fonte: Autoria Própria

Com a alternativa 1, o consumidor terá um custo anual de R\$ 1.290.861,91.

4.4. Alternativa 2

Na alternativa 2 as componentes TUSD fio A e B não serão compensadas pela energia que o consumidor injetar na rede conforme ilustrado na Figura 23.



Figura 23 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 2

Fonte: Greener, 2018.

Portanto é necessário retirar estas componentes da tarifa resultando nos valores apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Tarifas aplicadas na alternativa 2

	Tarifas Aplicadas				
	TUSDP R\$/kWh	TUSDFP R\$/kWh	TEP R\$/kWh	TEFP R\$/kWh	DEM R\$/kW
Alternativa 2	0,069	0,068	0,472	0,297	12,300

Fonte: Autoria própria.

Aplicando a equação (3) e as tarifas obtidas na tabela 06, obtém-se o custo mensal ilustrado no Gráfico 9.

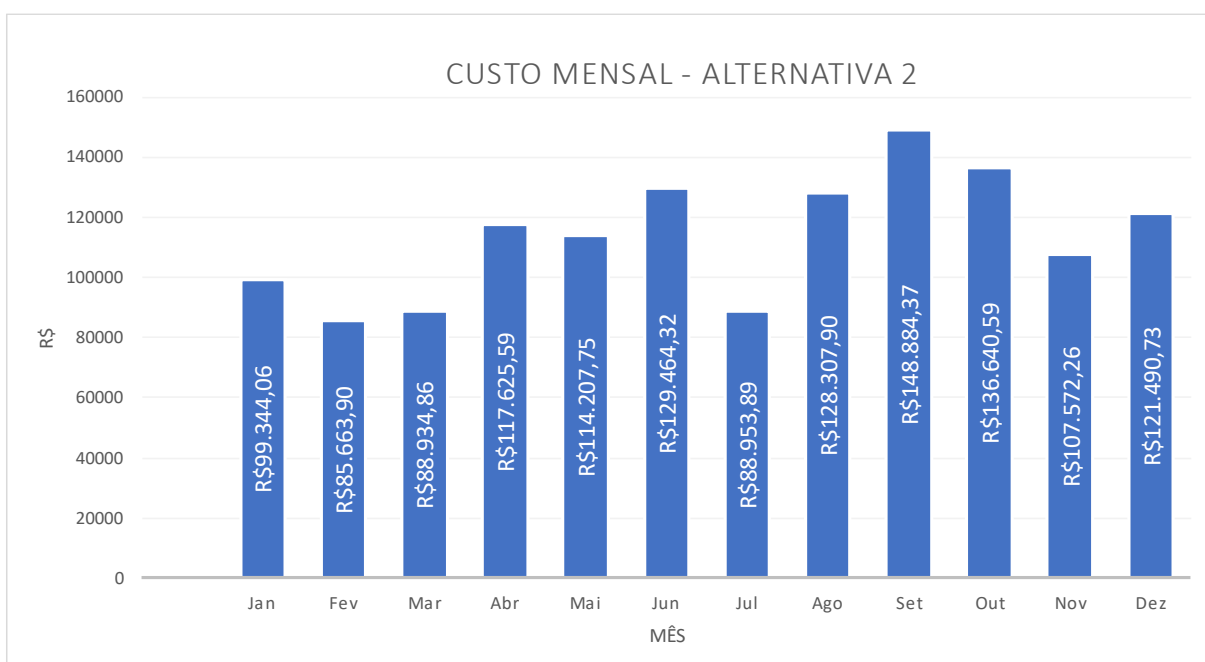


Gráfico 9 - Custo Mensal aplicando a alternativa 2

Fonte: Autoria Própria.

Com a alternativa 2, o consumidor terá um custo anual de R\$ 1.367.090,21.

4.5. Alternativa 3

Na alternativa 3 as componentes FIO A, B e Encargos da TUSD não serão compensados pela energia que o consumidor injetar na rede conforme ilustrado na Figura 24.



Figura 24 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 3

Fonte: Greener, 2018.

Portanto é necessário retirar estas componentes da tarifa resultando nos valores apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Tarifas aplicadas na alternativa 3

	Tarifas Aplicadas				
	TUSDP R\$/kWh	TUSDFP R\$/kWh	TEP R\$/kWh	TEFP R\$/kWh	DEM R\$/kW
Alternativa 3	0,017	0,017	0,472	0,297	12,300

Fonte: Autoria Própria.

Aplicando a equação (3) e as tarifas obtidas na tabela 07, obtém-se o custo mensal ilustrado no Gráfico 10.

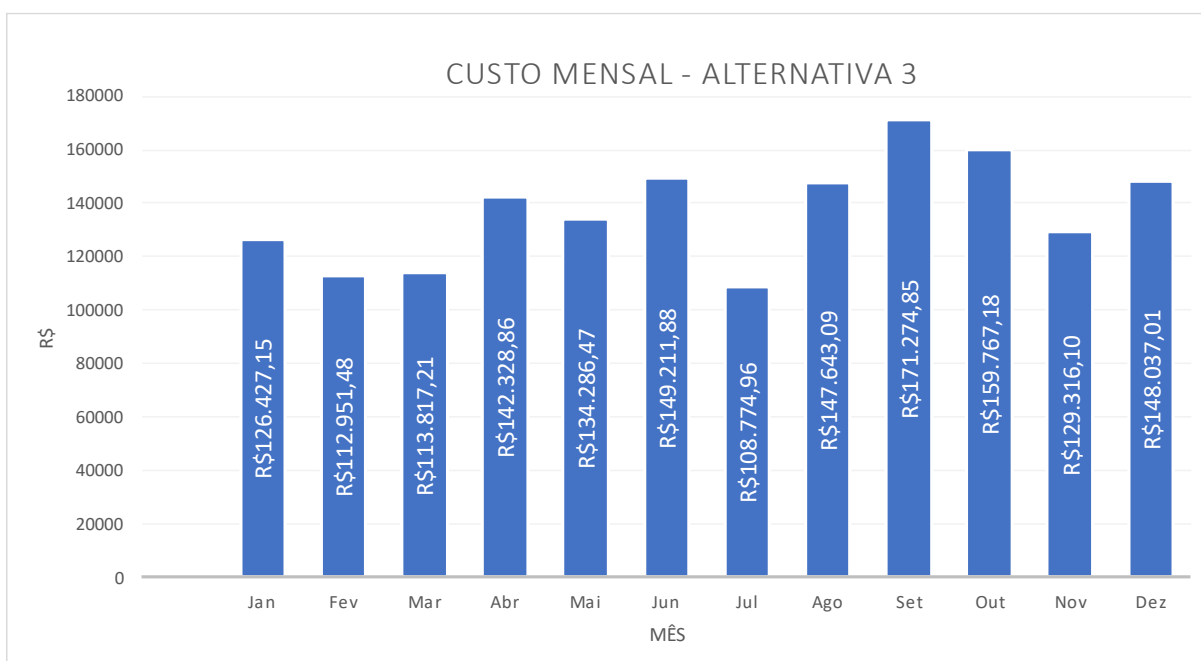


Gráfico 10 - Custo Mensal aplicando a alternativa 3

Fonte: Autoria Própria.

Com a alternativa 3, o consumidor terá um custo anual de R\$ 1.643.836,24.

4.6. Alternativa 4

Na alternativa 4 toda a TUSD não será compensada pela energia que o consumidor injetar na rede conforme ilustrado na Figura 25.



Figura 25 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 4

Fonte: Greener, 2018.

Portanto é necessário retirar estas componentes da tarifa resultando nos valores apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Tarifas aplicadas na alternativa 4

	Tarifas Aplicadas				
	TUSDP R\$/kWh	TUSDFP R\$/kWh	TEP R\$/kWh	TEFP R\$/kWh	DEM R\$/kW
Alternativa 4	0,000	0,000	0,472	0,297	12,300

Fonte: Autoria Própria.

Aplicando a equação (3) e as tarifas obtidas na tabela 07, obtém-se o custo mensal ilustrado no Gráfico 11.

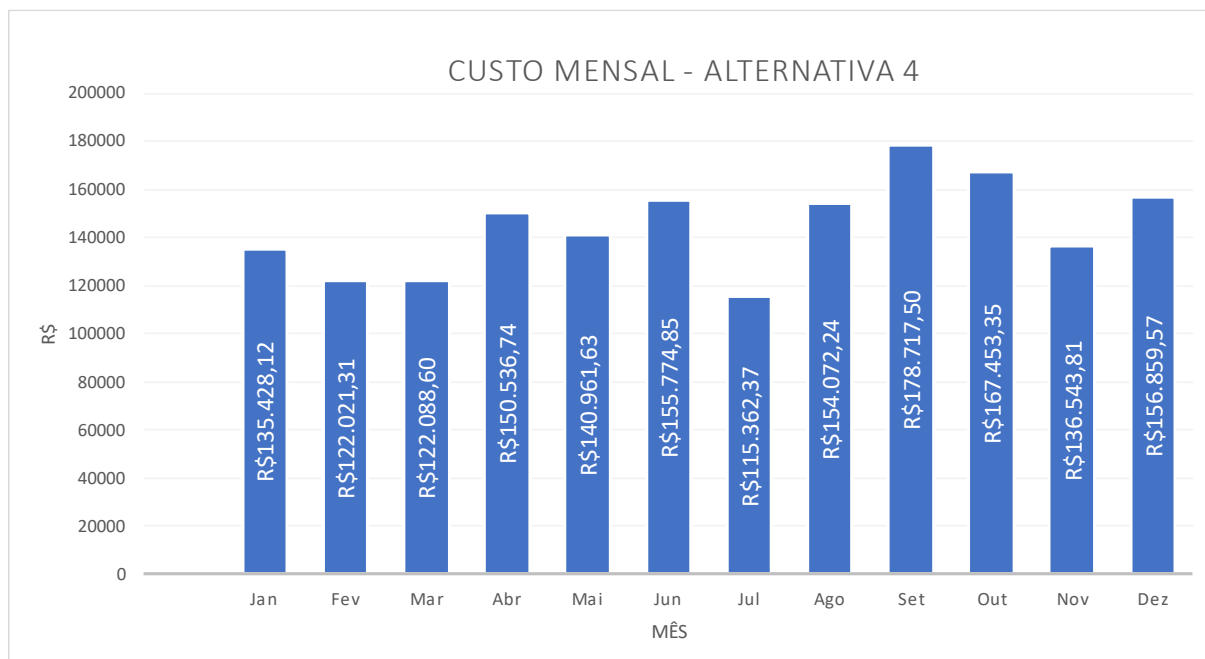


Gráfico 11 - Custo Mensal aplicando a alternativa 4

Fonte: Autoria Própria.

Com a alternativa 4, o consumidor terá um custo anual de R\$ 1.735.820,08.

4.7. Alternativa 5

Na alternativa 5 a TUSD e a componente encargos e outros componentes da TE não serão compensadas pela energia que o consumidor injetar na rede conforme ilustrado na Figura 26.



Figura 26 - Componentes da tarifa de energia – Alternativa 5
 Fonte: Greener, 2018.

Portanto é necessário retirar estas componentes da tarifa resultando nos valores apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 - Tarifas aplicadas na alternativa 5

	Tarifas Aplicadas				
	TUSDP R\$/kWh	TUSDFP R\$/kWh	TEP R\$/kWh	TEFP R\$/kWh	DEM R\$/kW
Alternativa 5	0,000	0,000	0,419	0,244	12,300

Fonte: Autoria Própria.

Aplicando a equação (3) e as tarifas obtidas na tabela 08, obtém-se o custo mensal ilustrado no Gráfico 12.

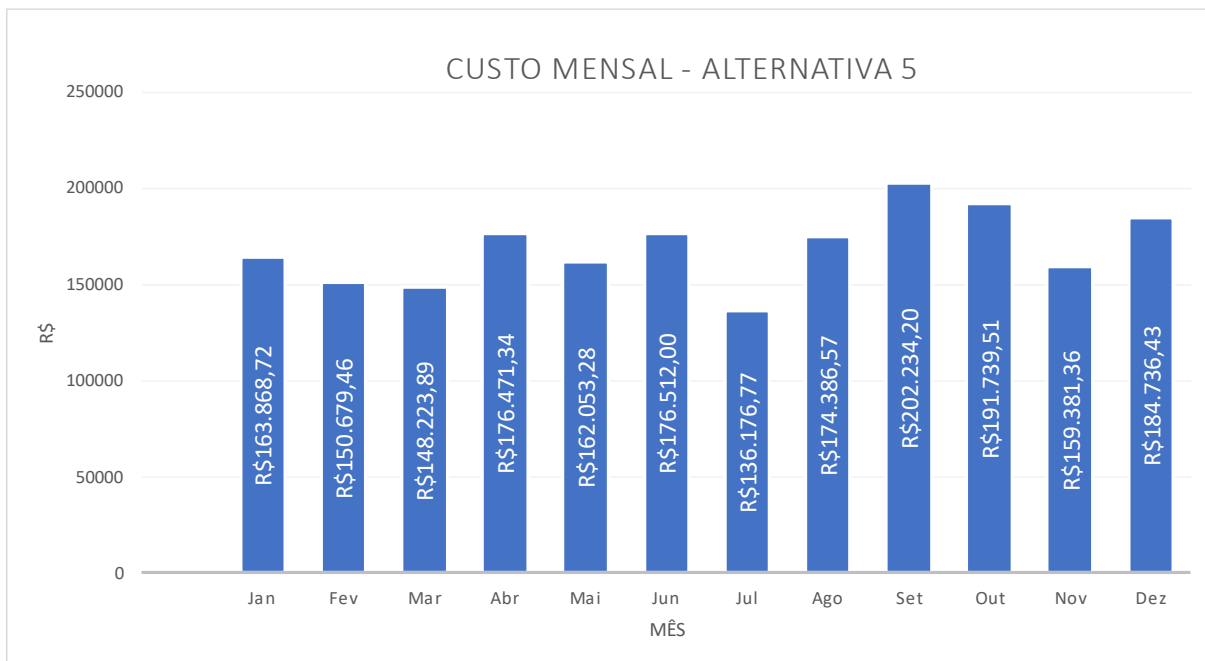


Gráfico 12 - Custo Mensal aplicando a alternativa 5

Fonte: Autoria Própria.

Com a alternativa 5, o consumidor terá um custo anual de R\$ 2.026.463,52.

4.8. Custo Anual Alternativas

Comparando as alternativas propostas, podemos observar que o custo anual com energia elétrica tende a aumentar para o consumidor conforme ilustrado no Gráfico 13.

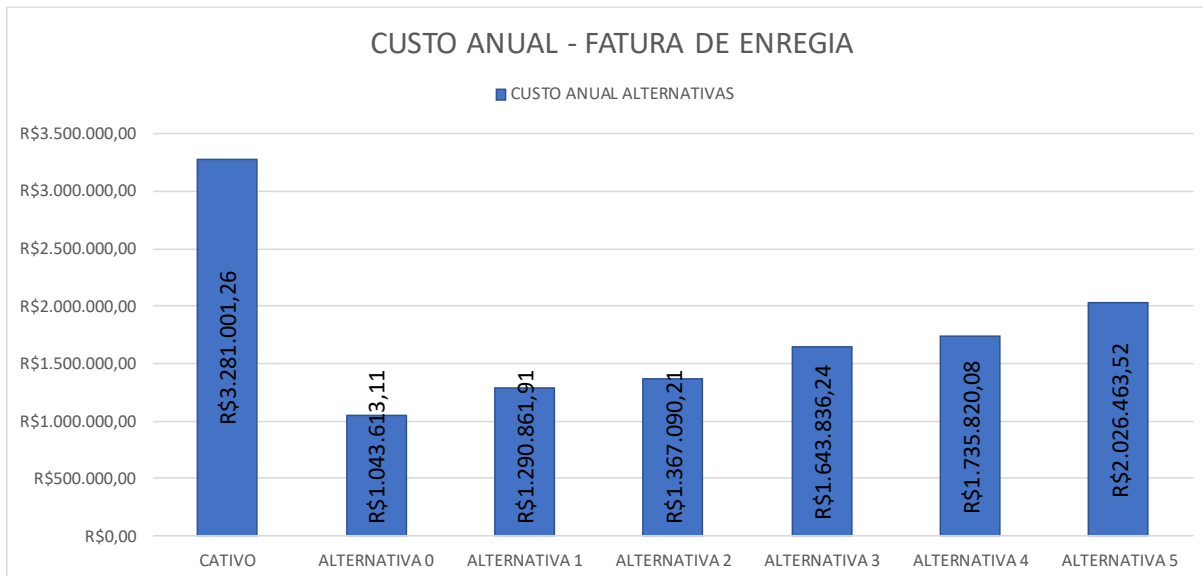


Gráfico 13 - Custo anual com energia elétrica comparando alternativas
 Fonte: Autoria Própria.

4.9. Economia Anual Alternativas Propostas

Comparando o cenário das cinco alternativas proposta, o impacto da economia anual do consumidor pode reduzir de 68% para 38,2% caso a alternativa 05 seja a escolhida, conforme demonstrado no Gráfico 14.

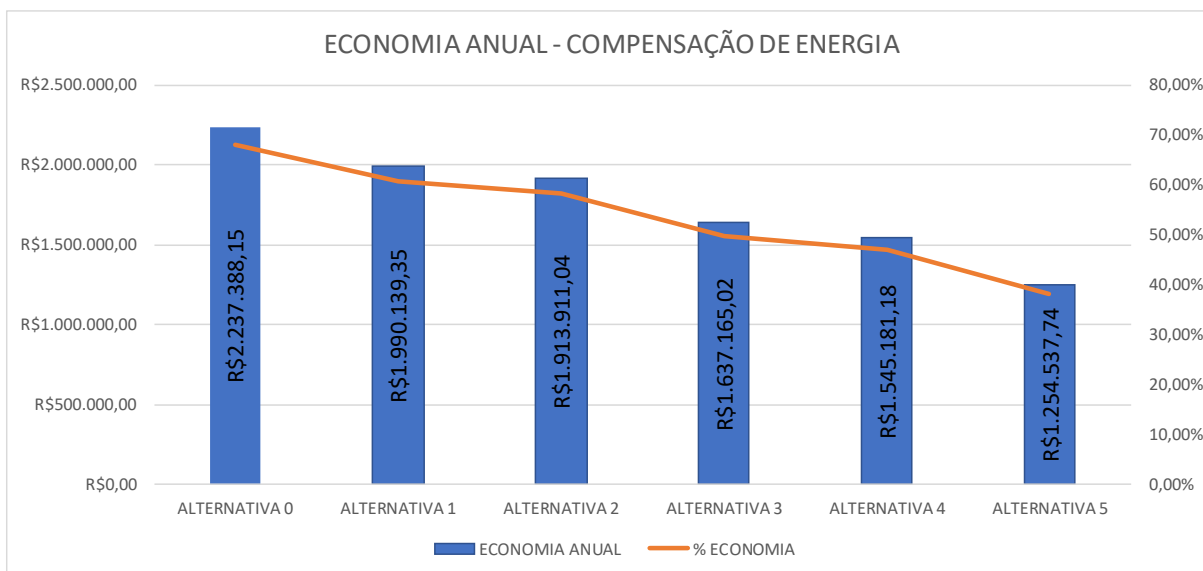


Gráfico 14 - Economia mensal compensação de energia
 Fonte: Autoria própria.

5. CONCLUSÃO

Analisando as alternativas propostas na AIR 0004/2018, a economia em relação ao sistema sem compensação de energia poderá reduzir de 68% para 38%, ou seja, aproximadamente R\$ 735.601,61 no ano caso a alternativa cinco seja escolhida, considerada o pior cenário.

A modalidade de geração remota terá maior impacto em relação a geração local, portanto em comparação com o número de solicitações de acesso atualmente, o número de consumidores no sistema de compensação de energia com geração remota irá reduzir e pode acabar inviabilizando o investimento de novos empreendimentos.

A geração distribuída, tem um importante papel no aspecto social e ambiental, como a geração de empregos e redução dos gases do efeito estufa, nos quais poderão ter impactos significantes com a redução de novos empreendimentos.

A ANEEL estimou prazos para o início da implantação das novas regras, porém esta data pode variar conforme o nível de inserção de geração distribuída em cada distribuidora de energia. Para empreendimentos já em operação, estima-se que a alternativa escolhida seja aplicada durante um período de 25 anos, contados a partir da sua conexão, sendo assim, o consumidor deste trabalho passaria a sofrer impactos a partir do ano de 2041.

Como sugestão para trabalhos futuros, a elaboração de um estudo comparando a modalidade de autoprodutor de energia em relação ao sistema de compensação de energia na modalidade autoconsumo remoto, pois dependendo da alternativa escolhida, a geração distribuída pode não ser a mais viável para o empreendimento.

6. BIBLIOGRAFIA

ALVES, Luiz Batista. **Energias Renováveis: análise da geração fotovoltaica no Brasil e Goiás**. Goiás, 2018.

ANEEL. **Postos tarifários**. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>> Acesso em 29 de jun. de 2019.

_____. **Geração Distribuída – regulamentação atual e processo de revisão**. Brasília, DF, 2019.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil – 3ªed**. Brasília, DF, 2018.

_____. **Geração Distribuída**. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>> Acesso em 30 de jun. de 2019.

_____. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em 28 de jun. 2019

_____. **Cadernos temáticos Micro e Minigeração Distribuída – 2ºed**. Brasília, DF, 2016.

_____. **Relatório de análise de impacto regulatório nº0004/2018**. Brasília, DF, 2018.

_____. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, DF, 2012.

_____. **Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010**. Brasília, DF, 2010

_____. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, DF, 2015.

_____. **Resolução Homologatória nº 2.436 de 13 de agosto de 2018**. Brasília, DF, 2018.

BRAGA, Lucas de Almeida. **Um estudo sobre o mercado de energia elétrica no Brasil**. Minas Gerais, 2018.

BRASIL. **Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016**. Altera dispositivos da lei nº 9.704 de 07 de julho de 1995. Dispõe da classificação da CGH.

_____. **Lei nº 10.637 de 30 de dezembro de 2002**. Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep).

_____. **Lei nº 10.833 de 29 de dezembro de 2003.** Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências.

_____. **Lei nº 102 de 11 de julho de 2000.** Dispõe sobre o imposto dos Estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, e dá outras providências".

BLUESOL. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica.** Disponível em <<http://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>> Acesso em 28 jun. 2019.

CARDOSO, Bruno Monteiro. **Uso da biomassa como alternativa energética.** Rio de Janeiro, 2012.

Cartilha Energia – Como analisar gastos com energia elétrica. Brasília, DF, 2015 Disponível em <<http://www.planejamento.gov.br/secretarias/upload/arquivo/asege/cartilha-de-energia-v03-1.pdf>> Acesso em 29 jun. 2019.

CCEE. Comercialização de energia elétrica, São Paulo, SP, 2018.

CLIMACO, Fernando Gomes. **Gestão de consumidores livres de energia elétrica.** São Paulo, 2010.

DUTRA, Ricardo. **Energia Eólica princípios e tecnologias.** Rio de Janeiro, 2008.

EPE. **Energia Renovável Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica.** Rio de Janeiro, 2016.

_____. **Balanco Energético Nacional.** Rio de Janeiro, 2018.

GREENER. **Mercado fotovoltaico de geração distribuída e Impactos das alterações da RN 482.** São Paulo, SP. 2019.

HIDROENERGIA. **O que é uma CGH.** Disponível em <<http://www.hidroenergia.com.br/o-que-e-uma-cgh-central-geradora-hidreletrica>> Acesso em 27 jun. 2019.

LORENZO, Helena Carvalho. **O setor elétrico brasileiro: reavaliando o passado e discutindo o futuro.** Araraquara, 2001.

MANUAL DE PERECIAIS. **Crédito de ICMS.** Disponível em <<https://www.manualdepericias.com.br/credito-de-icms-lei-compl-8796-10200-11402/>> Acesso em 30 jun. 2019.

MARTINEZ, Gabriel Calvo. **Verificação de enquadramento tarifário de clientes de média e alta tensão cativos de uma distribuidora via simulação**. Rio de Janeiro, 2017.

MENDES, Ana Luiza Souza. **O papel da autoprodução e produção independente de energias renováveis no mercado brasileiro de energia elétrica**. Vitória, ES, 2011.

MEYER, Machado. **Geração Distribuída**. São Paulo, SP, 2018.

MONQUEIRO, Julio Cesar Bessa. **Manual para análise de faturas de energia elétrica**. São Paulo, 2018.

PROCEL. **Manual de tarifação da energia elétrica**. Rio de Janeiro, RJ, 2011.

SILVA, Felipe Guilherme Ramos. **Análise e levantamento da composição tarifária brasileira**. São Paulo, 2013.

SME. Pequenas Centrais Hidrelétrica. Disponível em <<https://minasenergia.rs.gov.br/upload/arquivos/201603/17083235-14-sme-pequenas-centrais-hidreletricas.pdf>> Acesso em 27 de jun. 2019.

STROM. **Sistemas On grid e Off grid**. Disponível em <<http://www.strombrasil.com.br/sistemas-on-grid-e-off-grid>> Acesso em 28 de jun. 2019

VISÃO GERAL DO SETOR. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setoreletrico/visao-geral-do-setor>> Acesso em: 5 jun. 2019.
