

RAPHAEL FERREIRA VIEIRA

**Impacto financeiro das diferentes formas de
valoração da energia injetada em sistemas de
geração distribuída**

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: Andriei José Beber, Dr

**Curitiba – PR
2019**

Raphael Ferreira Vieira

Impacto financeiro das diferentes formas de valoração da energia injetada em sistemas de geração distribuída

Andriei José Beber, Dr

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 MBASE/2017

Curitiba-PR
2019

O Trabalho de Conclusão de Curso

Impacto financeiro das diferentes formas de valoração da energia injetada em sistemas de geração distribuída

Elaborado por Raphael Ferreira Vieira 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. Andriei José Beber, Dr.

DECLARAÇÃO

A Empresa Celesc Distribuição S.A, representada neste documento pelo Sr Manoel Arisoli Pereira, Gerente da Unidade de Rio do Sul, autoriza a divulgação de informações e dados coletados em sua organização, na elaboração do Trabalho de Conclusão de Curso, intitulado: **Impacto financeiro das diferentes formas de valoração da energia injetada em sistemas de geração distribuída** realizado pelo aluno Raphael Ferreira Vieira, do Curso MBA Executivo do Setor Elétrico do programa FGV Management, com objetivos de publicação e / ou divulgação em veículos acadêmicos.

Rio do Sul, 30 de junho de 2019

Gerente da Unidade de Rio do Sul
Celesc Distribuição S.A

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Raphael Ferreira Vieira, abaixo-assinado, do Curso MBA Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada ISAE-FGV, no período de outubro de 2017 a outubro de 2019 declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado: **Impacto financeiro das diferentes formas de valoração da energia injetada em sistemas de geração distribuída**, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

Curitiba, 21 de junho de 2019

Raphael Ferreira Vieira

Sumário

SIGLAS E ABREVIações.....	9
LISTA DE TABELAS.....	10
LISTA DE FIGURAS.....	12
1 INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS	14
2 REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1 A evolução do modelo institucional do Sistema Elétrico Brasileiro e novas tendências	16
2.2 A Matriz Energética Brasileira e a penetração das fontes alternativas centralizadas e geração distribuída	23
2.3 A Resolução 482.....	30
2.3.1 Aspectos Básicos.....	30
2.3.2 Metodologia de faturamento de unidades com Geração Distribuída.....	32
2.3.3 Geração distribuída: Política de isenção de impostos sobre a energia injetada.....	40
2.3.4 Aprimoramento da 482/2012: Consulta Pública 10/2018- Análise de Impacto Regulatório.....	42
3 ESTUDO DE CASO.....	50
3.1 Simulação de casos	51
3.1.1 Dados técnicos e de faturamento da unidade consumidora.....	51
3.1.2 Dados de consumo, energia injetada e demanda da unidade consumidora avaliada ..	53
3.1.3 Impactos das diferentes formas de compensação da energia injetada na fatura de energia	57
4 ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO	76
4.1 Economia anual gerada pela energia injetada e valor anual pago à distribuidora- Por caso	76
4.2 Indicadores financeiros.....	78
4.2.1 Economia total anual (Energia Evitada + Energia Consumida da Rede).....	78

4.2.2	Premissas para o cálculo dos indicadores financeiros.....	82
5	CONCLUSÃO.....	89
5.1	Conclusões sobre os casos estudados.....	89
5.2	Limitações do trabalho.....	92
6	Bibliografia.....	94
	ANEXO I.....	96

RESUMO

Em razão das constantes mudanças que tem ocorrido no cenário elétrico, fruto principalmente do desenvolvimento tecnológico pelo qual o setor atravessa, torna-se necessário conhecer de maneira mais aprofundada os mecanismos regulatórios que são vigentes no setor. A expansão da geração distribuída como recurso energético distribuído é fundamental para o desenvolvimento do setor e da nação, no entanto, a falta de visão clara do ambiente regulatório atrelado a assimetria de informações entre vendedores e compradores tem implicado em tomada de decisões sem uma análise detalhada. O trabalho busca, então, através de um exemplo real e prático, ilustrar algumas regras regulatórias da legislação envolvendo geração distribuída e a influência de uma série de fatores no retorno do investimento (**payback**) servindo de base para aquele que busca informações iniciais sobre a metodologia adotada no setor para tais sistemas.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Energia Solar, faturamento geração distribuída, Legislação geração distribuída, payback geração distribuída, energia injetada, modalidade tarifária.

SIGLAS E ABREVIações

ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ACL- Ambiente de Contratação Livre
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
CGH - Centrais de Geração Hidrelétrica
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CUSD- Contrato de uso do sistema de distribuição
CEMIG- Companhia Energética de Minas Gerais
DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
GD – Geração Distribuída
ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias
MME – Ministério de Minas e Energia
ONS- Operador Nacional de Energia
P&D - Programa de Pesquisa e Desenvolvimento
PCH - Pequenas Centrais Hidrelétrica
PIS - Programa de Integração Social
Prodist - Procedimentos de Distribuição
PDE- Plano Decenal de Energia
RED- Recursos Energéticos Distribuídos
SIN - Sistema Interligado Nacional
SIPOT - Sistema de Informações do Potencial Hidroelétrico Brasileiro
TE – Tarifa de Energia
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TMA- Taxa mínima de atratividade
VPL- Valor Presente Líquido

LISTA DE TABELAS

Tabela 01- Faturamento de unidade consumidora geradora convencional monômnia de acordo com a Resolução 482/2012.....	37
Tabela 02- Faturamento de unidade consumidora geradora binômnia horária verde.	38
Tabela 03- Impactos estimados na tarifa de energia em função da GD.....	44
Tabela 04 - Comparação de alguns aspectos da legislação vigente e das discussões da consulta pública.....	46
Tabela 05- Tarifas relativas ao consumidor horário verde (A4)- Resolução homologatória 2286 de 15 de agosto de 2017	52
Tabela 06- Tarifas relativas ao consumidor horário verde (A4)- Resolução homologatória 2436 de 13 de agosto de 2018	52
Tabela 07- Tarifas relativas ao consumidor convencional monômio (B3)- Resolução homologatória 2286 de 15 de agosto de 2017	53
Tabela 08- Tarifas relativas ao consumidor convencional monômio (B3) - Resolução homologatória 2436 de 13 de agosto de 2018	53
Tabela 09- Dados de consumo, demanda e energia injetada da unidade consumidora analisada.....	54
Tabela 10- Alíquotas do PIS/COFINS/ICMS do ano de 2018 até janeiro de 2019 aplicadas na área de concessão da Celesc D para consumidor A4.....	56
Tabela 11- Tarifas finais aplicadas ao consumidor A4 de jan-2018 a jan-2019 na área de concessão da Celesc D.....	57
Tabela 12 –Valor em R\$ relativo ao consumo e demanda de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 01	59
Tabela 13- Valor em kWh relativo a compensação de energia decorrida de Jan-18 a Jan-19 e saldo acumulado-Caso 01	59
Tabela 14- Valor em R\$ relativo a devolução financeira da energia compensada do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 01.....	61
Tabela 15- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 01	61
Tabela 16- Valor em R\$ relativo a devolução financeira da energia compensada do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 02.....	62
Tabela 17- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 02	63
Tabela 18- Valor em kWh do consumo total (sem diferenciação de posto tarifário) e energia injetada de jan-18 a jan-19-Caso 03.....	65
Tabela 19- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 03	66
Tabela 20- Valor em R\$ relativo a devolução financeira da energia compensada do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 04.....	67

Tabela 21- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 04	68
Tabela 22- Valor de consumo e energia injetada relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 05.....	69
Tabela 23- Valor em R\$ total devolvido na fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 05	69
Tabela 24- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 05	70
Tabela 25-Valor em R\$ final relativa à tarifa TE do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 06	71
Tabela 26- Valor em R\$ final devolvido ao consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 06	71
Tabela 27- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 06	72
Tabela 28 –Valor em R\$ relativo ao consumo e demanda de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 07	72
Tabela 29 –Total em R\$ devolvido ao consumidor de jan-18 a jan-19 -Caso 07	73
Tabela 30- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 07	73
Tabela 31 –Total em R\$ devolvido ao consumidor de jan-18 a jan-19 –Caso 08	74
Tabela 32- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 08	75
Tabela 33- Valores que seriam pagos pelo consumidor à distribuidora para os 8 casos estudados.....	76
Tabela 34- Economia total provocada pelo sistema de geração na unidade consumidora estudada-Por caso	81
Tabela 35- Premissas para cálculo do payback	82
Tabela 36- Payback simples calculado para o Caso 01, depreciação 1% a.a e aumento tarifário 5% a.a, O&M 1% a.a	84
Tabela 37- Payback simples calculado para o Caso 02, depreciação 1% a.a e aumento tarifário 5% a.a., O&M 1% a.a	85
Tabela 38- Payback simples calculado para o Caso 03, depreciação 1% a.a e aumento tarifário 5% a.a, O&M 1% a.a	86
Tabela 39- Payback simples calculado para o Caso 04, depreciação 1% a.a e aumento tarifário 5% a.a, O&M 1% a.a	87

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1- Empregos gerados pela energia renovável
- Figura 2- Mudança de Paradigma no Setor Elétrico- A inserção de RED's
- Figura 3- Potencial Hidroelétrico Brasileiro por Bacia em MW
- Figura 4- Potencial Hidroelétrico Brasileiro Total por Bacia em MW
- Figura 5- Expansão Contratada até abril de 2018- Incremento anual de capacidade
- Figura 6- Expansão Indicativa de Referência
- Figura 7- Unidades consumidoras GD no Brasil- Por Classe de Consumo
- Figura 8 - Unidades consumidoras GD no Brasil- Por Tipo de Fonte
- Figura 9 – Unidades consumidoras GD no Brasil- Por Estado da Federação
- Figura 10- Potência Instalada GD no Brasil- Por Estado da Federação
- Figura 11- Expansão da Micro e Mini Geração Distribuída- Projetada x Realizado
- Figura 12- Matriz Energética Brasileira- Final de 2018
- Figura 13- por potência instalada por modalidade
- Figura 14- Distribuição de GD no Brasil por quantidade de unidades por modalidade
- Figura 15- Modalidades Tarifárias Vigentes
- Figuras 16- Medidor para micro e mini geração de energia trifásica
- Figura 17- Divergências na interpretação do convenio 16/2015- CONFAZ- CEMIG/ENEL
- Figura 18- Etapas para consolidação de mudanças na Resolução 482/1012
- Figura 19- Potência Média de unidades de Geração Distribuída - Por modalidade
- Figura 20- Composição da componente tarifária TUSD
- Figura 21- Composição da componente tarifária TE
- Figuras 22- Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa de valoração da energia injetada
- Figura 23- Comparação PIE x GD- Participação Financeira- Contribuição CEMIG
- Figura 24- Aspectos técnicos mais restritivos à conexão de micro geração solar fotovoltaica nas redes secundárias da CPFL Paulista
- Figura 25- Dados do consumo ponta, fora de ponta e energia injetada- Jan-2018 a Jan-2019
- Figura 26- Valor mensal pago à Celesc D. detalhado por caso
- Figura 27- Valor mensal abatido conforme regra de compensação definida por caso
- Figura 28- Valor financeiro pago à distribuidora- Por Ano
- Figura 29- Valor financeiro abatido da fatura de energia- Por Ano
- Figura 30- Energia total gerada no ano de 2018 considerando o mês civil
- Figura 31- Irradiação Solar média no plano horizontal para Rio do Sul por mês
- Figura 32- Energia Gerada x Energia Injetada dos ciclos de 2018 para a unidade consumidora estudada
-

Figura 33- Consumo total x Consumo Evitado x Consumo absorvido da rede dos ciclos de 2018 para a unidade consumidora estudada

Figura 34- Economia Total Anual (Energia evitada+Energia compensada)

Figura 35- Comparação dos preços dos sistemas solares por faixa de potência

Figura 36- Fluxo de caixa livre acumulado-Caso 01

Figura 37- Fluxo de caixa livre acumulado-Caso 02

Figura 38- Fluxo de caixa livre acumulado-Caso 03

Figura 39- Fluxo de caixa livre acumulado-Caso 04

Figura 40- Curva de Sensibilidade do investimento (10 Anos)-Por Caso

Figura 41- Curva de Sensibilidade do investimento (10 anos) x TMA- Por Caso

1 INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS

O setor elétrico brasileiro vem, nos últimos anos sofrendo uma modificação profunda no seu modelo de negócios. Novas tecnologias tem se difundido e impulsionado a criação de novas formas de geração de energia e medição contribuindo com a geração de empregos e a sustentabilidade empresarial. Com base em estudos internacionais, no mundo a indústria de energias renováveis emprega cerca de 11 milhões de pessoas, sendo atualmente a energia solar aquela que mais emprega.

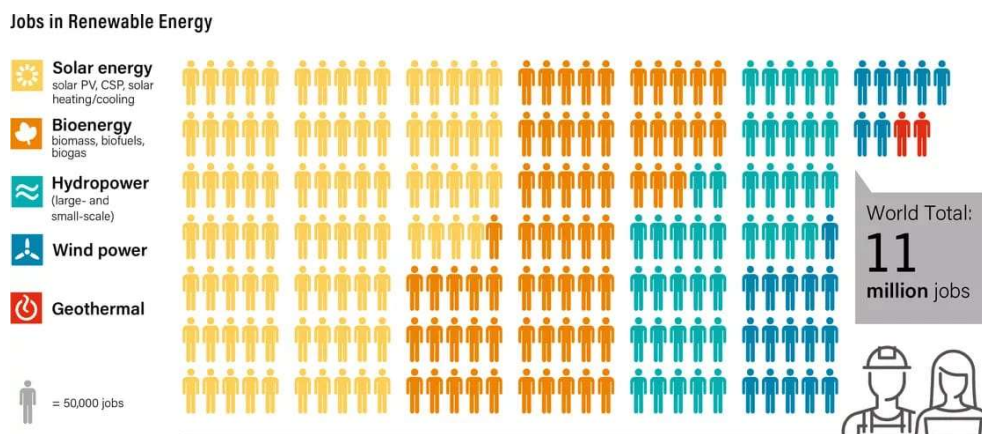


Figura 1- Empregos gerados pela energia renovável

Fonte: Extraído de www.vox.com- "The Global transition to clean energy, explained in 12 charts"

Em meio a essas mudanças ganha também forma os recursos energéticos distribuídos, dentre eles a geração distribuída, resultando em uma produção de energia pulverizada em pequenas unidades consumidoras, contrariando a tradicional geração de energia em grandes blocos e unidirecional.

A grande disseminação da geração distribuída ocorreu a partir de 2012 com a publicação da resolução homologatória 482 da ANEEL, que definiu as regras regulatórias aplicáveis a estes sistemas. A redução dos custos oriunda de popularização da tecnologia e os subsídios governamentais levaram ao desenvolvimento de inúmeras empresas destinadas a prover soluções para questões relativas à geração distribuída. Apesar de a legislação prever o enquadramento de diferentes tipos de fonte primária de geração, hoje, a "bola da vez" é a energia solar.

Apesar da existência de inúmeras integradoras destinadas a apresentar soluções relativas a esse assunto, detecta-se claramente no mercado a falta de conhecimento regulatório das regras que permeiam esse tipo de modalidade de geração, implicando em má orientação do consumidor. Muitas vezes, a assimetria de informações entre

consumidor e vendedor, ou mesmo, a falta de informações do vendedor induzem um entendimento errôneo naquele que irá alocar seu capital no negócio, implicando em insatisfação futura. Por outro lado, a não demonstração clara das premissas que geram alguns indicadores financeiros, como o **payback** resulta em uma visão distorcida sobre o tempo de maturação do investimento.

O presente trabalho tem, portanto o objetivo de apresentar de maneira clara algumas regras regulatórias presentes na Resolução 482 da ANEEL a partir da aplicação de um exemplo real, além de elucidar a influência de fatores como a forma de valoração da energia injetada, a política de isenção de impostos e a modalidade tarifária no qual o consumidor está aderido podem influenciar no **payback** do consumidor. Além disso, optou-se por incluir junto aos estudos de caso a aplicação de uma das formas de valoração discutidas pela ANEEL em consulta pública.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 A evolução do modelo institucional do Sistema Elétrico Brasileiro e novas tendências

A exploração da indústria elétrica no país teve início em meados do século XX, atraída principalmente pelo grande crescimento de cidades como São Paulo e Rio de Janeiro, alavancada pelas riquezas oriundas da plantação do café. Por se tratar de um setor de capital intensivo, o Brasil não apresentava até então mecanismos para se financiar grandes parcelas de capital a custo barato e por longo tempo. No entanto, o setor era capaz de promover ganhos de escala, e, em função disso, nesse período empresas como Light, de origem canadense e a Amforp, de origem americana se desenvolveram nos dois principais centros urbanos fazendo com que o investimento do setor estrangeiro predominasse no setor energético do país (TOLMASQUIM, 2015). Tais empresas tinham acesso a um capital barato em seus países de origem para fomentar a expansão da oferta no Brasil facilitando seu desenvolvimento.

Com a crise de 1929, manifestada com a quebra da bolsa de valores de Nova Iorque, ocorreu uma queda na compra do café brasileiro, que se tratava do principal produto de exportação. O produto era fortemente subsidiado por meio de empréstimos internacionais. Com a crise, esse subsídio foi cessado. A redução da exportação do mesmo levou a um alto nível de desemprego desacelerando a indústria e conseqüentemente a demanda por energia. Por outro lado, os investidores estrangeiros começaram a sentir dificuldades para continuar a investir no país, já que os mesmos calculavam sua taxa de juros com base na moeda internacional. Até então, a regulação dos serviços de energia prestados era feita por meio de contratos celebrados entre os municípios e as empresas (TOLMASQUIM, 2015).

A publicação do código de Águas e a constituição de 1934 apresentaram o estado brasileiro como centralizador de todas as etapas do processo produtivo de energia elétrica, culminando em uma nova era: O estado empreendedor e regulador. Essa nova era foi caracterizada pela criação do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) em 1952, que agiu como verdadeiro fundo financiador de investimentos no setor sendo responsável pela administração do Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e do Imposto Único de Energia Elétrica (IUÉE), e da Eletrobrás, em 1962, que ampliou o controle do estado no setor permitindo o planejamento da expansão

do setor elétrico brasileiro e o início da universalização do serviço (TOLMASQUIM, 2015). O modelo inicialmente foi caracterizado pela aplicação de tarifas de energia pelo custo do serviço ("**cost plus**"). Nesse sentido, todos os custos relativos a produção de energia eram repassados ao consumidor, que passou a assumir inclusive os custos gerados pela ineficiência do estado. Definiu-se que as tarifas seriam unificadas em todo o território nacional. Ocorria que os custos para se gerar, transmitir e distribuir energia ao longo do país variava e nesse sentido existiam concessionárias deficitárias e concessionárias superavitárias. Para minimizar tais efeitos criou-se um mecanismo de transferência de receitas entre as concessionárias repassando recursos das empresas superavitárias para as empresas deficitárias. No entanto, esse mecanismo que inicialmente tinha o objetivo de mitigar os déficits ocasionados pelos diferentes custos para se gerar, transmitir e distribuir energia ao longo do país se tornou fonte de ineficiência já que quanto mais deficitárias as concessionárias ficavam mais créditos passavam a receber não havendo, pois estímulos a efficientização dos processos e redução de gastos. Além disso, a tarifa de energia passou a ser utilizada como um dos mecanismos de controle de inflação, já que a energia é base da maioria dos processos produtivos o que comprometeu seriamente as concessões.

Por outro lado, o Estado enfrentava uma nova crise baseado principalmente no desequilíbrio fiscal na chamada década perdida, principalmente pautada pela elevação da taxa de juros internacional. Financiamentos foram feitos por empresas estatais com o intuito de atrair divisas para o país e como tentativa de solução dos problemas. Diante de tal cenário o modelo estatal no setor começou a enfrentar dificuldades e o "Estado Empreendedor" e o modelo, até então verticalizado, passou a ser questionado principalmente pelo fato de ser pautado em financiamentos públicos e empréstimos internacionais.

Em sintonia com a tendência liberal a privatização foi almejada como forma de sanar tal desequilíbrio do Estado nas finanças públicas e melhorar a eficiência das concessões. Para isso, foi criado em 1990 o Plano Nacional de Desestatização (PND). Extinguiu-se a tarifa igualitária para todas as concessionárias fixando um valor específico para cada concessão com base nos custos reais e criou-se a Lei Eliseu Resende em 1994 que supriu os déficits das concessionárias com o aporte de recursos do Tesouro Brasileiro, estimada em 27 bilhões.

Em 1995, cria-se a Lei 9074, no qual o estado poderia outorgar poderes para prestação do serviço público de energia à entidades privadas, por meio do fornecimento de concessão, permissão ou autorização. Além disso, criou-se a figura do PIE (Produtor

Independente de Energia), dando início a competição na geração de energia, antes monopolizada pelo estado.

A partir de 1996, começou a tomar forma um Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro buscando a sua recuperação e, sobretudo almejando um modelo que fosse eficiente e atraísse novamente investidores privados. As companhias estatais e federais começaram a ser privatizadas. No entanto, apesar da passagem do controle de muitas estatais para grupos privados, com financiamento do BNDES, o ambiente regulatório pecava em termos de robustez, clareza e confiança o que impediu que investidores privados aplicassem recursos no setor.

Além disso, tidos como despesa para o Estado, não houve aporte de recursos para o crescimento da infraestrutura de geração e transmissão (TOMASQUIM, 2015). Apesar de existirem estruturas recém criadas como o MAE (Mercado Atacadista de Energia), ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), órgãos relacionados ao planejamento do setor foram tidos como secundários. A falta de sincronismo e articulação entre os órgãos também foi revelada.

A falta de chuvas ocorrida entre os anos de 2000 e 2001 sobre um sistema predominantemente hidroelétrico de reservatório aliada a falta de política de planejamento setorial e desarticulação entre as entidades do setor, culminou na Crise do Racionamento, um dos episódios mais traumáticos da história do setor elétrico brasileiro. Um verdadeiro colapso no setor elétrico e no modelo institucional vigente até o momento.

Desde então o setor elétrico brasileiro vem, ao longo dos anos, sofrendo mudanças regulatórias importantes e significativas. A saída traumática do racionamento ocorrido em 2001, causado principalmente pela falta de planejamento estratégico e investimentos do setor público e o privado em face da inexistência de arcabouço regulatório robusto e confiança no modelo fez com que o governo refletisse e buscasse um modelo institucional que melhor regresse o setor, e permitisse estabilidade regulatória e o seu planejamento sendo capaz de atrair novamente a confiança de investidores (BICALHO, R, 2014).

Um novo modelo institucional e novas instituições foram implementadas em 2004 através das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 com a missão inicial de garantir, através de uma série de regras e medidas, segurança no suprimento de energia elétrica que fora abalada anos atrás juntamente com a inclusão social no setor elétrico, por meio de programas de

universalização e a garantia da modicidade tarifária, ou seja, uma tarifa que fosse justa ao concessionário e ao consumidor

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética) foi criada também em 2004 pela lei nº 10847/2004 e decreto 5184/2004 buscando realizar estudos para diversificação e expansão da matriz energética brasileira incluindo o planejamento do uso integrado de recursos energéticos.

Objetivando se apropriar do ganho de escala para a compra de energia passou a ser realizada em pools por meio de leilões de energia coordenados pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Os leilões de energia destinados a expansão do sistema elétrico foram segregados daqueles de energia existente, com forte estímulo a contratação antecipada de energia nos leilões de expansão, possibilitando a construção de empreendimentos de geração de potência elevada e baixo custo de energia favorecendo a modicidade tarifária, ou seja, a justeza da tarifa de energia. A compra e venda é coordenada pelo Ministério de Minas e Energia com preço teto definido, onde o vendedor não sabe para quem está vendendo durante o leilão eliminando-se assim as variações de preço ocasionadas por risco de crédito diferenciado entre os agentes de distribuição.

Os financiamentos vultuosos são viabilizados por contratos de longo prazo (PPA's) e estruturas de financiamento do BNDES baseadas por exemplo, em project finance visando a análise do fluxo de caixa dos projetos para pagamento do empréstimo ou no mercado de capitais a partir da emissão de debêntures, por exemplo.

O modelo atualmente vigente apresenta, portanto, competição na geração e na comercialização de energia entre agentes estatais e privados. As distribuidoras não mais apresentam monopólio sobre a energia, sendo criados dois ambientes de contratação: o ambiente de contratação regulada (ACR), para os consumidores de tarifa regulada, e realizado por meio de leilões de menor custo, com todas as ações visando a modicidade tarifária para o consumidor cativo, e o ambiente de contratação livre (ACL) permitindo a contratação de energia a preços, montantes e prazos negociados de maneira bilateral entre os agentes de geração, comercializadoras e consumo.

Por outro lado, transmissores e distribuidoras detém o monopólio natural sobre as atividades de transmissão e distribuição se tratando em razão disso de setores totalmente regulados economicamente e tecnicamente. O modelo competitivo trouxe a necessidade do livre acesso garantido com o pagamento da taxa de uso do sistema celebrado por meio de Contratos de Uso do sistema de Transmissão (CUST) para consumidores ligados na rede básica e Contratos de Uso do Sistema de Distribuição

(CUSD) para os demais consumidores assegurando a livre negociação da energia elétrica entre os agentes geradores e consumidores por meio das redes de transmissão e distribuição.

Para evitar ingerência dos agentes por questões econômicas já que se trata de um país com predominância de hidroeletricidade com várias usinas em cascata a operação física do sistema foi separada da operação comercial. O valor financeiro da energia é uma consequência da forma em que o sistema elétrico é operado, visando o atendimento da carga. A lei 10848/2004 também criou a Câmara de Comercialização de Energia em substituição ao antigo MAE (Mercado Atacadista de Energia), visando viabilizar a comercialização de energia no ambiente livre e regulado. O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) é responsável pela operação física do sistema por meio de um despacho de usinas por ordem de mérito, daquelas que detêm o menor custo de geração até aquelas que apresentam o maior custo de geração, seqüencialmente até atender a carga, visando com isso minimizar o custo total (Custo imediato + Custo futuro).

No entanto, verifica-se que o modelo institucional implementado em 2004 já demonstra suas deficiências, e sofre de maneira contínua constante pressão tanto tecnológica como socioambiental conduzindo a uma necessidade de mudanças razoáveis no modelo de negócios vigente. Em meio a isso, discutiu-se a consulta pública de Nº 33 no âmbito do MME com o fim de aperfeiçoar o modelo vigente alavancando a indústria elétrica e conseqüentemente o crescimento econômico do país.

Em meio às mudanças tecnológicas, pressões socioambientais e deficiências que o modelo atual enfrenta, e possível expor alguns pontos:

- **Usinas Hidroelétricas de Grande Porte x Fontes Alternativas Intermitentes:** Dificuldade de construção de grandes empreendimentos de geração hidroelétrica centralizada em face da existência, cada vez maior, de pressões de organismos socioambientais tem forçado à busca por alternativas com menor risco de investimento e menor impacto socioambiental, como as fontes alternativas de energia, que, apesar de apresentam CAPEX e impacto relativamente baixo, são fontes de elevado grau de intermitência e volatilidade;
 - **Precificação de riscos:** Os crescentes riscos que o setor elétrico impõe ao investidor como o regulatório, ambiental, fundiário, social tem os levado a ampliar o retorno exigido para aportar seus recursos no setor. Práticas de **dumping** como o observado em grandes players do setor como a
-

Eletrobrás também tem afugentado os investidores impedindo com que o setor elétrico receba investimentos. Em decorrência disso, houve momentos em que os leilões deram vazios, forçando a revisão do retorno considerado nos leilões pago aos investidores que aportam dinheiro ao setor;

- **Modelo de leilões com base no menor custo:** O modelo de leilões implantado considera o menor custo ofertado, independentemente da fonte. Com isso, não se avalia o verdadeiro benefício marginal de cada fonte, ou seja, qual o decréscimo que cada tipo de fonte induziria no custo de operação do sistema elétrico brasileiro. Ou seja, muito embora alguns tipos de fonte sejam mais caras para construção, implicariam em custo menor quando se analisa sua operação em conjunto com as demais fontes pertencentes à matriz energética brasileira;
 - **Sistemas de mitigação e compartilhamento do risco de geração incompatível com a realidade do setor:** O modelo setorial caminha em passos amplos para a existência cada vez maior de fontes alternativas compondo a matriz energética, sendo a maioria delas volátil e altamente intermitente, como a solar e a eólica. Mecanismos de mitigação e compartilhamento de riscos de produção de energia criados como o MRE (Mecanismo de Realocação Energética), que trata de um pool de geradores hidráulicos objetivando minimizar o risco de compra no curto prazo para honrar seus contratos de quantidade, já não se acoplam adequadamente no mundo atual. A estratégia tem se mostrado ineficiente gerando judicialização no setor por parte de agentes de geração hidráulica e térmica. O não controle sobre o despacho, aliado a um baixo nível acumulado nos reservatórios tem evitado que os geradores hidráulicos de serem despachados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) impedindo que honrem seus contratos firmados sendo os mesmos obrigados a adquirir essa energia no MCP (Mercado de Curto Prazo). Ocorre que esses geradores consideram que esse risco não deve ser assumido por eles já que não tem controle sobre seu despacho e conseqüentemente sua produção, nem tampouco sobre as condições meteorológicas que afetam o país buscando o meio jurídico para inibir o pagamento das diferenças no mercado de curto prazo. Discutem ainda a
-

revisão de suas garantias físicas, que a seu entender estão sobre dimensionadas.

Por outro lado, tecnologias altamente disruptivas ganham o mercado em face da sua crescente redução de preços colocando em xeque os mecanismos comerciais, regulatórios e operativos atualmente vigentes e exigindo tanto do regulador como dos demais agentes setoriais uma mudança de paradigmas. A essas tecnologias, que comumente são agrupadas pelo nome RED (Recursos Energéticos Distribuídos) cita-se:

- **Geração distribuída:** A geração distribuída ganha força e o então setor elétrico antes arraigado na geração de grandes blocos de energia, com transporte em longas distâncias para grandes blocos de carga encontra um concorrente em potencial, com a geração em menor escala próxima ao consumo. Nesse ponto ocorre o empoderamento do consumidor que passa a ser prosumidor, ou seja, produtor e consumidor de energia;
- **Veículos Elétricos:** Desenvolvimento de veículos elétricos exigindo o surgimento de uma regulação e de maneiras de propiciar um abastecimento por parte das concessionárias de energia;
- **Sistemas de Armazenamento de Energia:** Desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia robustos, que futuramente integrarão a GD como forma de garantir o suprimento em momentos de falta de energia;
- **Medição de energia:** Avanço na tecnologia de medição implicando em medidores mais robustos e tecnológicos, com apresentação de informações mais completas aos grandes e pequenos consumidores permitindo a melhor gestão de seu consumo e controle do serviço prestado pela concessionária de distribuição;

A figura 02 reflete a mudança de paradigma e disseminação dos RED's no futuro próximo.

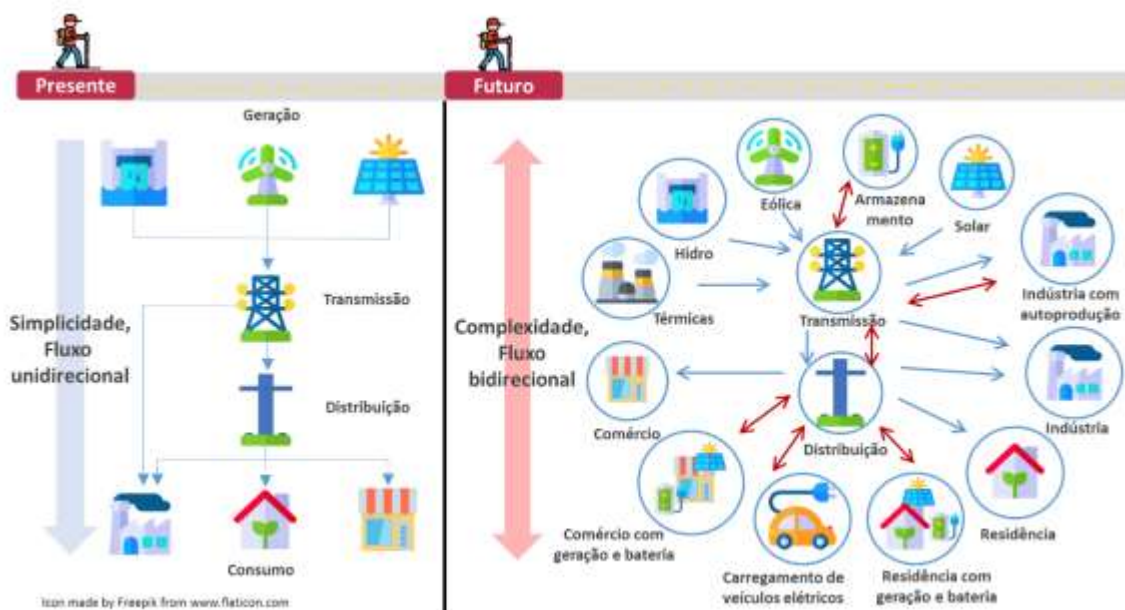


Figura 02- Mudança de Paradigma no Setor Elétrico- A inserção de RED's
Fonte: EPE-Nota de Discussão- Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no planejamento energético-Julho-2018

2.2 A Matriz Energética Brasileira e a penetração das fontes alternativas centralizadas e geração distribuída

A matriz energética brasileira sempre se baseou fundamentalmente na energia hídrica baseada em grandes usinas hidráulicas com reservatório de regularização e térmicas para complementação, com geração e transporte de energia em grandes blocos para suprir a carga. Tendo uma grande vocação hidroelétrica favorecida pela natureza e grande quantidade de rios que correm em regiões de planalto, inúmeras hidrelétricas de reservatório foram construídas buscando o armazenamento das águas das chuvas no momento em que é abundante para seu uso para geração de energia no momento em que se torna escassa. Em razão da grande extensão territorial do Brasil e a sazonalidade e volatilidade da oferta de chuvas, buscou-se integrar essas usinas por meio de linhas de transmissão formando o sistema interligado nacional (SIN). As linhas de transmissão permitem o “deslocamento” da água de uma região a outra se evitando que a região seca sofra déficit de energia enquanto a região úmida jogue água fora por meio dos vertedouros. No entanto, como se sabe, os investimentos em usinas de grande porte e

reservatório é extremamente elevada em termos de CAPEX sendo o prazo de maturação dos investimentos elevada.

Nos últimos anos tem se tornado cada vez mais difícil a construção de tais usinas. Primeiro pelo fato de o potencial hidroelétrico de grande porte com reservatórios de acumulação do país se esgotou, restando-se a região da Amazônia como fronteira para o crescimento desse tipo de geração. As figuras abaixo elucidam o fato, indicando a bacia do Rio Amazonas como grande fronteira para o crescimento da geração hidroelétrica.

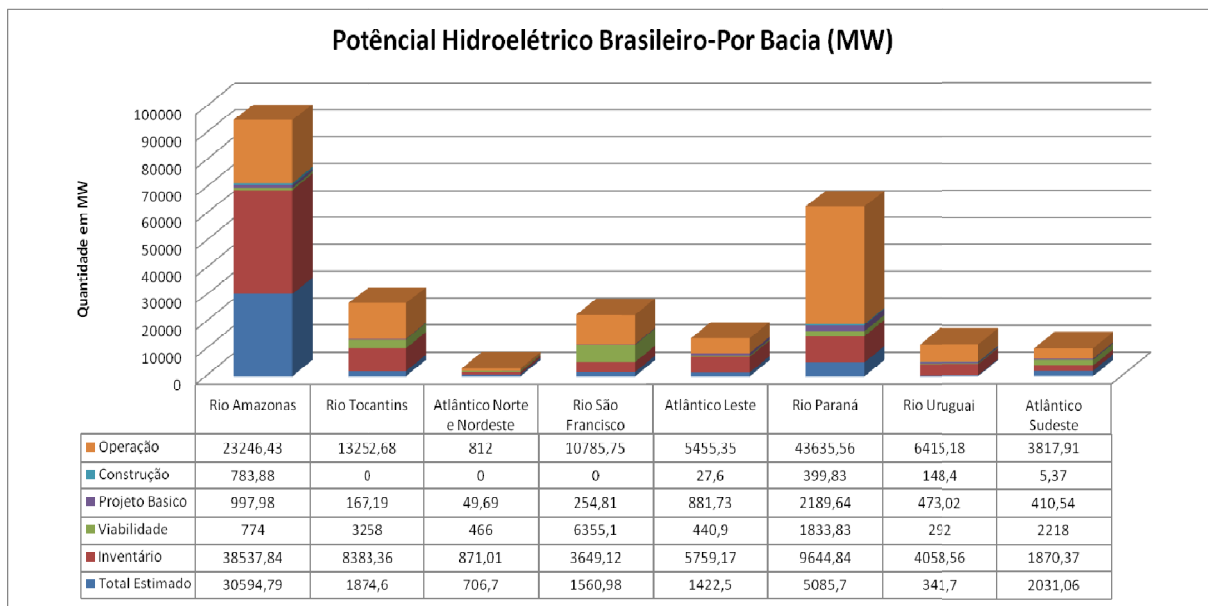


Figura 3- Potencial Hidroelétrico Brasileiro por Bacia em MW
Fonte: ELETROBRAS- SIPOT-Dez-2018

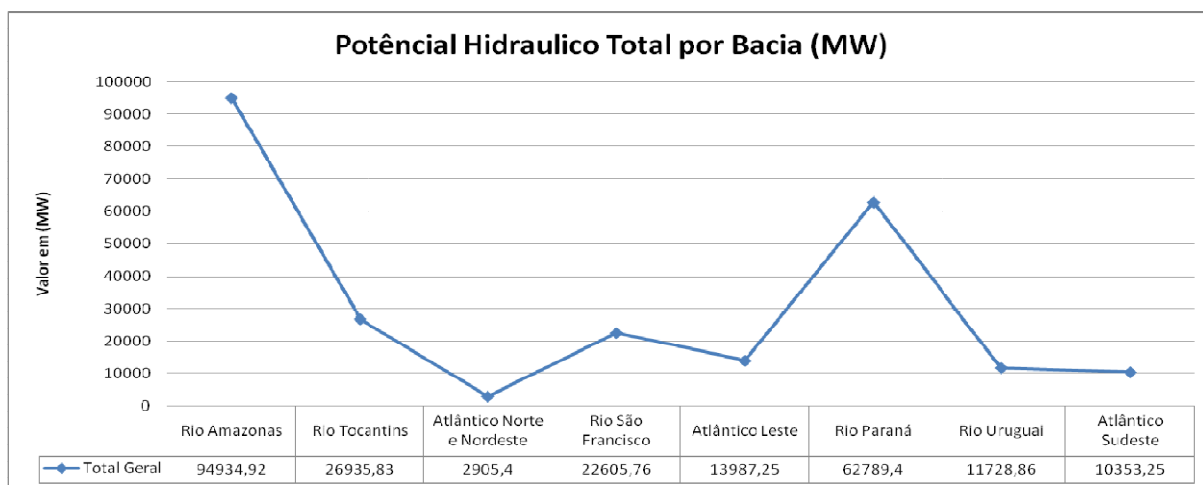


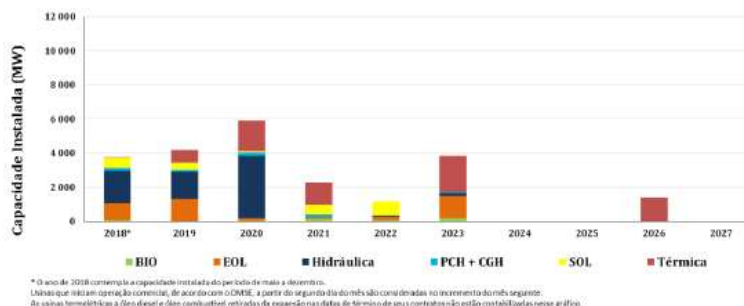
Figura 4- Potencial Hidroelétrico Brasileiro Total por Bacia em MW
Fonte: ELETROBRAS- SIPOT-Dez-2018

No entanto, um dos fatores que aumentam o impacto ambiental de uma usina hidroelétrica é o tamanho do reservatório. Pelo fato de a região amazônica ser uma região de planície, seria necessário alagar uma grande região no caso de construção de uma usina do tipo hidroelétrica de reservatório. Obviamente esse fato não ocorreria devido às diversas questões socioambientais características da região, já que se trata de um dos maiores biomas do mundo e é recheada de terras indígenas. Sendo assim, a expansão da fronteira hidroelétrica na região passa pela construção de usinas de menor porte como as CGH's e PCH's.

Hoje, há um forte movimento em favor das energias ditas alternativas, de menor impacto e potência, como PCH's, CGH's, eólicas e usinas solares, e a base de coogeração.

Nos últimos leilões de energia no mercado regulado houve uma acentuada redução no custo de fontes como solar e eólica, resultando em uma mais incisiva inserção das mesmas na matriz energética.

Os leilões de energia regulada até abril de 2018 resultaram na contratação de inúmeras fontes de energia que entrarão em operação nos próximos anos dentre as quais a solar e a eólica já merecem destaque. O gráfico abaixo, extraído do Plano Decenal de Energia 2018 da EPE, revela as gerações já contratadas e o ano de entrada das mesmas.



Fontes	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Biomassa + Biogás	81	0	55	129	82	177	0	0	0	0
Eólica	950	1.327	118	102	179	1.322	0	0	0	0
Hidráulica	1.933	1.563	3.667	0	62	142	0	0	0	0
PCH + CGH	168	115	193	162	37	67	0	0	0	0
Fotovoltaica	588	428	62	574	807	0	0	0	0	0
Térmica	28	746	1.802	1.305	0	2.139	0	0	1.405	0

Figura 5- Expansão Contratada até abril de 2018- Incremento anual de capacidade
Fonte: Plano Decenal de Energia- 2018- Empresa de Pesquisa Energética

A Plano Decenal de Energia 2018 também aponta para um crescimento das fontes solar e eólica no sentido de suprir a carga do SIN (Sistema Interligado Nacional), servindo de parâmetro indicativo a instituições e players do setor. Merecem destaque ainda as usinas de ciclo aberto como forma de combater a intermitência da solar e da eólica e uma alternativa rápida para o consumo na ponta.

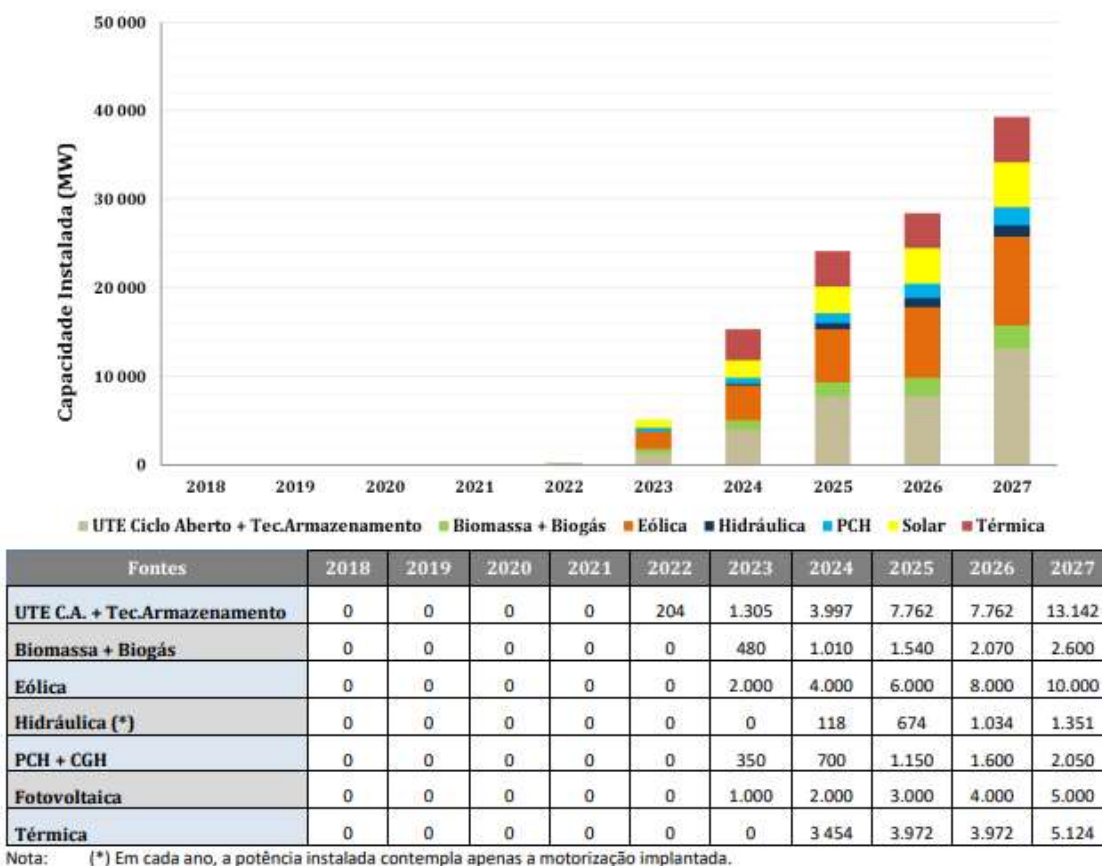


Figura 6- Expansão Indicativa de Referência

Fonte: Plano Decenal de Energia- 2018- Empresa de Pesquisa Energética

Em razão da determinação de um marco regulatório para a geração distribuída, ocorrida com a resolução 482/2012, aliada à popularização da tecnologia e a aplicação de subsídios, a mesma tem ganhado forma e crescendo de maneira acentuada. Os dados, extraídos, da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) provam o contexto de crescimento desse tipo de geração elucidando os estados que mais apresenta GD em termos de potência instalada, quantidade. Também é apresentada a distribuição da GD de acordo com as modalidades previstas na resolução 482/2010.

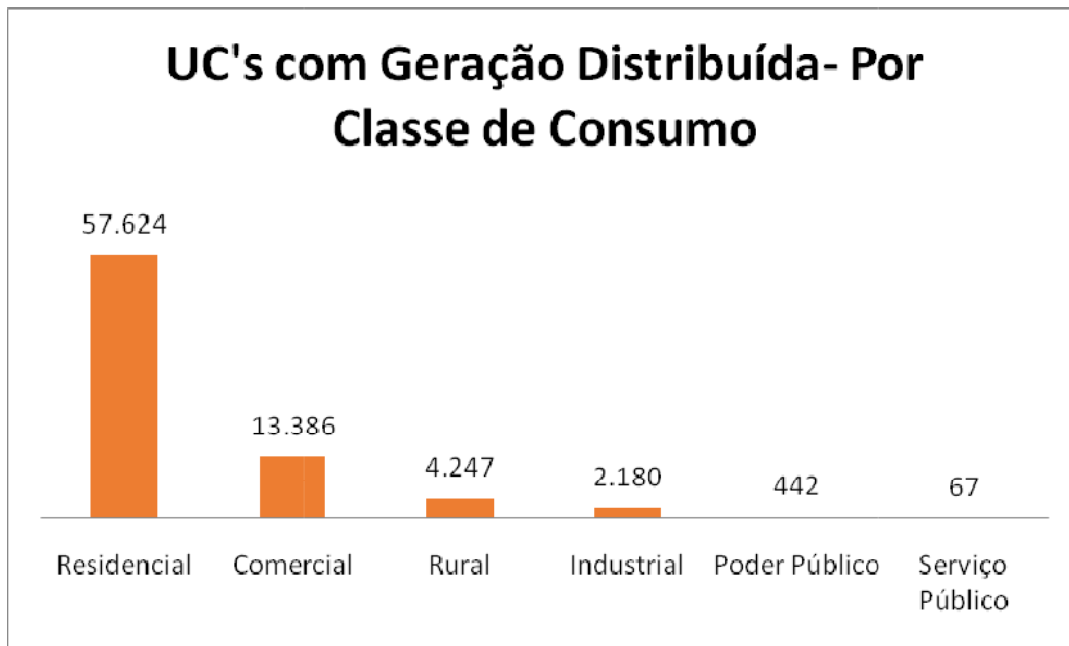


Figura 7- Unidades consumidoras GD no Brasil- Por Classe de Consumo

Fonte: Site Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL)

Unidades Consumidoras por Tipo de Fonte de Geração Distribuída		
Tipo de Fonte	Quantidade	Potência (MW)
HIDRAULICA	82	80,127
EOLICA	57	10,314
SOLAR	77662	805,748
TERMICA	157	43,829

Figura 8- Unidades consumidoras GD no Brasil- Por Tipo de Fonte

Fonte: Site Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL)

Quantidade de Gerações Distribuídas- Por Estado

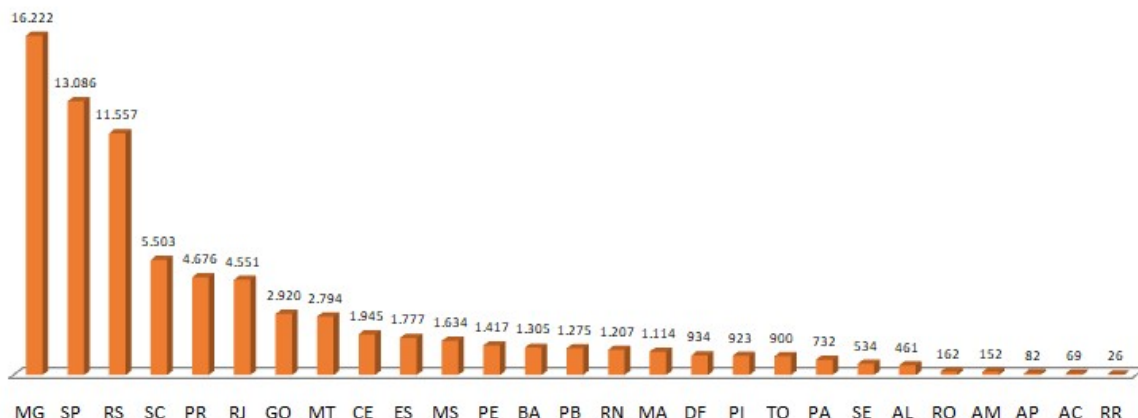


Figura 9- Unidades consumidoras GD no Brasil- Por Estado da Federação
Fonte: Site Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL)

Potência Instalada de Geração Distribuída em MW- Por Estado

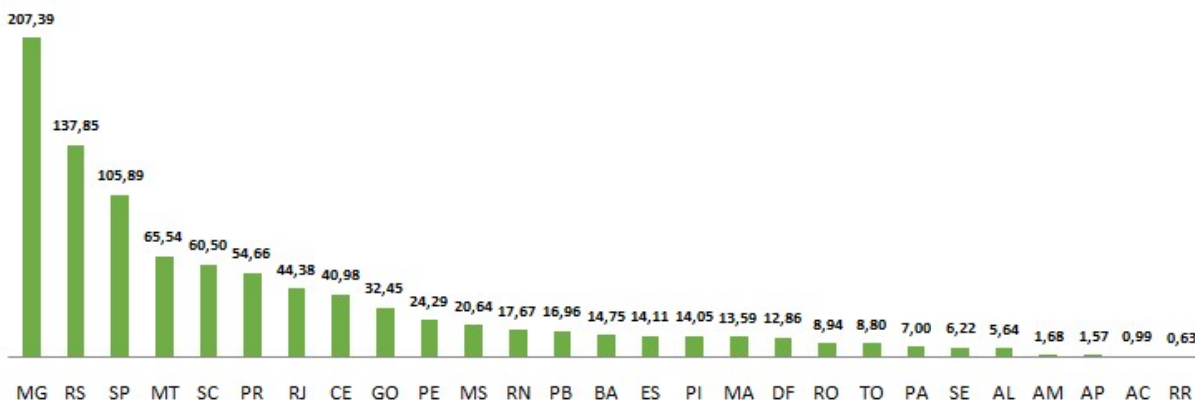


Figura 10- Potência Instalada GD no Brasil- Por Estado da Federação
Fonte: Site Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL)

A evolução da geração distribuída está tão acentuada que superou inclusive a expectativa de crescimento do regulador, forçando o mesmo a abrir uma consulta pública com o fim de avaliar o impacto regulatório da inserção da mesma no modelo de regulação comercial e técnica atualmente vigente. O gráfico abaixo, extraído do anexo da nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL Processo nº 48500.004924/2010-51 da análise das contribuições da Consulta Pública 10 da ANEEL revela as diferenças entre o valor de crescimento projetado pelo regulador e o efetivamente realizado.



Figura 11- Expansão da Micro e Mini Geração Distribuída- Projetado x Realizado
Fonte: Anexo da Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL Processo nº 48500.004924/2010-51

Segundo dados da ABSOLAR (Agência Brasileira de Energia Solar), o Brasil já conta com 2084 MW de potência instalada de energia solar centralizada, obtida por meio da contratação em leilões e 735,5 MW de energia solar referente a micro e mini geração distribuída, contabilizando cerca de 2819,5 MW totais até o fim do ano de 2018 já representando cerca de 1,2% da matriz energética brasileira.



Figura 12- Matriz Energética Brasileira- Final de 2018
Fonte:-ANEEL/ABSOLAR, 2019

2.3 A Resolução 482

2.3.1 Aspectos Básicos

Criada em 17 de abril de 2012, a resolução normativa 482 agrega as regras regulatórias para a conexão de unidades de geração distribuída na rede de distribuição de energia. Resultou da consolidação dos trabalhos da consulta pública 15/2010 de 10 de novembro de 2010 e audiência pública 42/2011 de 08 de agosto de 2011. A publicação da normativa constitui um marco regulatório para implantação de recursos energéticos distribuídos no setor elétrico e um impacto significativo no tradicional sistema de geração de energia, vigente a décadas. Em 24 de novembro de 2015 foi publicada a resolução normativa 687, que implementou algumas modificações na resolução 482 dando um formato mais maduro para a legislação.

Muito embora existam diferentes metodologias regulatórias para valoração da energia obtida de sistemas distribuídos, ressalta-se dois métodos que vem amplamente sendo utilizados nos países onde já se disseminou a micro e mini geração como um recurso energético distribuído.

O primeiro deles, denominado como **Feed In Tariff**, consiste na celebração de contratos de longo prazo com os consumidores produtores, e a determinação de uma tarifa atrativa para que incentive os mesmos a investirem na geração distribuída, tratando-se, portanto de uma política pública adotada no sentido de induzir o desenvolvimento desse tipo de geração com tarifas que permitam ao investidor obter uma taxa de retorno superior a sua taxa mínima de atratividade.

No Brasil a ideologia baseia-se na modalidade **Net Metering**. Nesse sistema, não se considera que a energia injetada é comercializada, não existindo, portanto contratos de longo prazo e tampouco um valor de tarifa definida no sentido de remunerar o consumidor e sim, um sistema de compensação sendo a rede utilizada como bateria virtual. A legislação 482/2012 define sistema de compensação como:

“Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro geração ou mini geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;”

A energia injetada poderá ser acumulada, para fins de compensação pelo prazo de 60 (sessenta) meses a partir de sua disponibilização para a rede. Caso o consumidor não faça uso da energia dentro desse período ela é capturada em forma de modicidade tarifária.

A resolução 482/2012 prevê ainda a segregação das unidades geradoras em dois grupos, dependendo de sua potência instalada:

“I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW 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;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”;

O limite de 75 kW de potência instalada para a definição de mini ou micro geradora foi definido a partir da resolução 687/2015 que alterou o anterior limite de 100 kW para diferenciação dos dois conjuntos. A mudança permitiu o alinhamento dos limites de micro e mini geração aos limites de atendimento em tensão primária e secundária prevista no Art. 12 da resolução 414/2010, legislação utilizada para regular o relacionamento comercial entre o consumidor e a concessionária de energia.

Segundo a resolução discutida, a adesão ao sistema de compensação de energia baseada no **Net Metering** poderá ocorrer aos consumidores nas seguintes modalidades:

• **Mini Micro Geração Distribuída:** Modalidade no qual a geração e consumo de toda a parcela de energia gerada ocorre localmente, sem a realocação de créditos para unidades consumidoras localizadas em um local diferente da geração

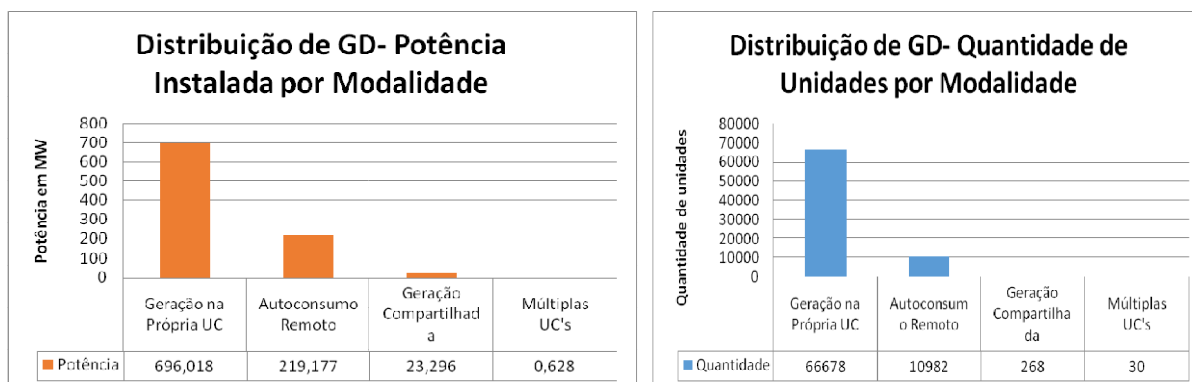
• **Auto Consumo Remoto:** Modalidade no qual o consumidor instala o sistema de micro ou mini geração em uma unidade consumidora e pode, caso ocorra, distribuir o excesso da energia injetada a unidades consumidoras localizadas em local diferente do local da geração, desde que

as mesmas estejam localizadas na mesma área de concessão da unidade geradora e possuam mesma titularidade de pessoa jurídica ou pessoa física, incluindo ainda as unidades que se apresentam na forma de matriz filial.

• **Empreendimento de múltiplas unidades consumidoras:** Modalidade aplicada em condomínios horizontais ou verticais com unidade consumidora para atendimento do uso comum individualizada (unidade condominial ou de propriedade do dono do empreendimento) localizadas na mesma propriedade ou propriedades contigua distribuindo-se a energia gerada entre os titulares pertencentes ao empreendimento horizontal ou vertical;

• **Geração Compartilhada:** Modalidade no qual por reunião de consumidores na forma de consorcio ou cooperativa, cria-se um mecanismo de distribuição da energia excedente aos mesmos mesmo com unidades consumidoras pertencentes a titulares diferentes.

Dados publicados no site da ANEEL revelam a distribuição da potência instalada de micro e mini geração já implantadas no país por modalidade.



Figuras 13 e 14- Distribuição de GD no Brasil por potência instalada por modalidade e quantidade de unidades por modalidade

Fonte: Site Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL)

2.3.2 Metodologia de faturamento de unidades com Geração Distribuída

Um dos pontos mais importantes presentes na legislação de geração distribuída é a definição do escopo regulatório para o faturamento das unidades consumidoras, afinal

a definição da metodologia de valoração da energia injetada pode favorecer excessivamente um dos lados da balança de oportunidades do consumidor e do concessionário, permitindo uma alocação de custos desigual o que contrariaria a própria missão do órgão regulador que é:

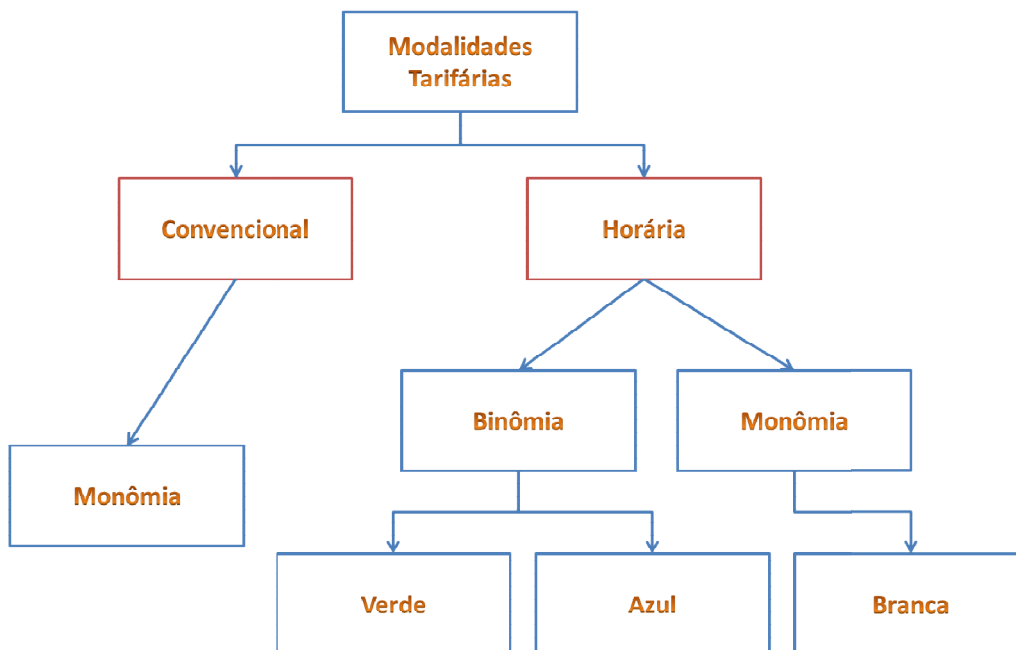
“Proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”

Um ambiente de desigualdade de oportunidades implicaria em uma captura do regulador por um dos agentes, perdendo a tão desejada neutralidade. A ANEEL busca, portanto, estabelecer um **trade-off** entre consumidor e distribuidor.

A ANEEL define, via metodologia tarifária o nível tarifário de cada concessionário, ou seja, o valor de receita total que deve ser arrecadada pelo mesmo para manter os custos eficientes para prestação adequada do serviço público de distribuição de energia. Baseado no nível tarifário e nos custos incorridos pela distribuidora para compra de energia e transmissão ocorre a repartição dos mesmos entre os consumidores por meio da definição de uma estrutura tarifária, que além de diferenciar as tarifas diferencia também modalidade de faturamento dos consumidores, baseada principalmente em seu porte e atividade. Chega-se, portanto nas modalidades tarifárias monômias e binômias cujas tarifas apresentam sinais econômicos horizontais e verticais representando respectivamente tarifas diferentes por nível de tensão e por posto tarifário, no caso da última. Uma espécie sinal sazonal também foi inserido com o advento das bandeiras tarifárias, implantadas em 2015 via decreto 8401/2015.

Com base nisso, a definição do valor da energia injetada, que posteriormente será compensada dependerão de fatores como grupo tarifário, subgrupo tarifário e modalidade tarifária, bem como o posto tarifário em que é disponibilizada para a rede. Basicamente, a ilustração abaixo traduz todas as modalidades tarifárias existentes bem como o tipo de consumidor que podem ser aplicadas. O valor das tarifas das distribuidoras é apresentado por meio de Resoluções Homologatórias emitidas pela ANEEL, sofrendo alterações por meio do reajuste tarifário ou revisão tarifária.

As modalidades tarifárias vigentes estão descritas no fluxograma abaixo:



Figuras 15- Modalidades Tarifárias Vigentes

Fonte: Autor

Diante disso, torna-se importante a discussão das definições de faturamento propostas atualmente pela legislação, já levando em conta, conforme mencionado anteriormente, que existem estudos no âmbito da Consulta Pública 10, que serão tratados também no trabalho visando a mudança na forma de se faturar unidades do tipo. Segundo o Art. 7º da Resolução 482/2012 vigente:

I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso;

II – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto para aquelas de que trata o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh;

III – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a que se refere o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual

crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh”.

Como está definido no Art. 98 da Resolução 414/2010, o custo de disponibilidade será de 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh respectivamente para os consumidores monofásicos ou bifásicos a 2 fios, bifásicos a 3 fios e trifásicos. Já para o grupo A, conforme também elucida o Art. 7º da Resolução 482 o consumidor deverá pagar no mínimo a demanda que fora estipulada no CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição), que também limitará a potência máxima de módulos solares que serão instalados. Na ocasião de colocação de uma potência de geração superior à demanda contratada deverá ser solicitado ao distribuidor aumento da demanda contratada, sendo o aumento sujeito a verificação da viabilidade técnica da rede.

O consumidor consumirá energia quando houver falta de geração ou inexistir geração. Por outro lado, injetará energia na rede quando a energia gerada naquele instante for superior a energia consumida, sendo tal injeção registrada pelo medidor de energia, que é bidirecional. A figura 16 ilustra um medidor bidirecional empregado para microgeração.



Figura 16- Medidor para micro e mini geração de energia trifásico

Fonte: Autor

A energia gerada, por outro lado é a energia disponibilizada pelo inversor, que não necessariamente será disponibilizada à rede a depender da simultaneidade da geração frente ao consumo. Quando do fim do período de faturamento, que pode variar, conforme Art. 84 da Resolução 414/2010 de (27) vinte e sete a (33) trinta e três dias, ocorrerá um encontro de contas entre a energia injetada e a energia consumida, sendo tal energia valorada considerando-se todos os componentes da tarifa praticada pela concessionária da área de concessão onde está implantado o sistema, ou seja, a energia

passa a valer a soma da tarifa de energia (TE) associada a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) da concessionária local.

Quando se trata de consumidores horários, sejam eles monômios ou binômios, o “encontro de contas” ocorrerá primeiramente no posto tarifário no qual a energia foi gerada, ou seja, a energia injetada no posto tarifário fora de ponta será abatida prioritariamente no posto tarifário fora de ponta, enquanto que a energia gerada no posto tarifário ponta será inicialmente compensada no posto tarifário ponta. Caso ocorram sobras de energia injetada em um posto tarifário e falta no(s) outro(s) posto(s) tarifário(s), ocorrerá o cambio da energia injetada de um posto tarifário a outro, por meio da aplicação de um fator de correção determinado pela razão das tarifas TE (Tarifa de energia) ponta ou fora de ponta. Para tais consumidores, a energia injetada também é valorada considerando-se todos os componentes de tarifa praticados pela distribuidora naquela área de concessão com a variação a depender do grupo tarifário, classe, tensão e posto tarifário.

Podem ainda ocorrer casos no qual a energia é injetada em uma unidade consumidora monômnia convencional para ser compensada em uma unidade consumidora do tipo binômnia horária tipicamente em modalidades de auto consumo remoto. Nesse caso, após o abatimento do consumo na unidade consumidora geradora, caso haja sobra, a unidade consumidora beneficiária receberá o percentual de créditos estipulados na forma de energia injetada no posto fora de ponta, sem aplicação de fatores de correção. Após a eliminação de todo o consumo no posto tarifário fora de ponta, caso ainda houver sobras e necessidade no posto tarifário ponta, através da aplicação de um fator de correção determinado pela razão das tarifas (TE) ocorre o cambio para o tal posto tarifário.

Para exemplificar tais regras de faturamento construiu-se um exemplo didático que será futuramente aplicado em um caso real.

Situação 1: Energia injetada é gerada e compensada em uma Unidade Consumidora Convencional Monômnia

Por se tratar de uma consumidora convencional, a energia injetada, independente do horário no qual foi gerada é valorada pela soma da tarifa TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) da unidade consumidora.

Tabela 01- Faturamento de unidade consumidora geradora convencional monômia de acordo com a Resolução 482/2012

Unidade consumidora convencional monômia						
Classe: Industrial Grupo: B ($V \leq 2,3kV$) Modalidade Tarifária: Convencional Monômia						
Área de Concessão: Celesc Distribuição						
Unidade Trifásica						
Modalidade GD: Micro geração Distribuída						
Bandeira Tarifária: Verde						
Valor da tarifa TUSD Industrial: 208,72 R\$/ MWh (Conforme Resolução Homologatória 2436 de 13 de Agosto de 2018)						
Valor da tarifa TE Industrial: 311,77 R\$/ MWh (Conforme Resolução Homologatória 2436 de 13 de Agosto de 2018)						
Valor total da tarifa (Sem Impostos): 520,49 R\$/MWh						
Ciclo Faturado	Consumo (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Valor Compensado (kWh)	Saldo Acumulado (kWh)	Valor compensado (R\$)	Taxa Mínima (kWh)
02/2019	1252	2332	1152	1180	559,60	100
03/2019	1526	1666	1426	1420	742,09	100
04/2019	1333	1000	1233	1187	641,76	100
05/2019	1118	898	1018	1067	529,85	100

Observam-se no exemplo alguns detalhes:

- O valor da energia injetada e compensada é de 0,52049 R\$/kWh que consiste na soma da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a tarifa de energia, presentes na resolução homologatória 2436 de 13 de agosto de 2018 determinada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica);
- O consumidor sempre pagará o custo de disponibilidade do sistema, ou seja, apesar de existir energia injetada necessária para abater a taxa mínima do consumidor trifásico (100 kWh) o valor compensado é sempre 100 kWh inferior ao valor consumido, com o intuito de se preservar o valor tal custo;

- A cada ciclo de faturamento ocorre o acúmulo da energia injetada que não foi compensada, podendo a mesma ser utilizada em até 60 meses de sua injeção. Quando necessário, ou seja, quando não há no ciclo de faturamento energia injetada suficiente para compensar todo o consumo caso haja saldo acumulado o mesmo é utilizado. Caso ocorra sobra, ocorre acúmulo de energia injetada desde que não seja definido que parte desse excesso será distribuída para outra unidade consumidora, como por exemplo, se a unidade for classificada como autoconsumo remoto. Observa-se que no ciclo 3 em face da existência de sobra após operação de compensação houve acúmulo. Já nos ciclos 4 e 5 houve extração de parte do valor acumulado com o intuito de se promover a máxima compensação no ciclo.
- Desconsiderou-se no exemplo a devolução de PIS/COFINS e ICMS, como forma de subsídio.

Situação 2: Energia injetada é gerada e compensada em uma Unidade Consumidora Binômia Horária Verde

Nesse caso, analisa-se a situação de uma unidade consumidora com modalidade tarifária binômia horária verde buscando demonstrar as regras previstas na legislação.

Tabela 02- Faturamento de unidade consumidora geradora binômia horária verde.

Unidade consumidora Horária Verde					
Classe: Industrial Grupo: A Modalidade Tarifária: Binômia Horária Verde					
Área de Concessão: Celesc Distribuição					
Unidade Trifásica					
Modalidade GD: Micro geração Distribuída					
Bandeira Tarifária: Verde					
Tarifas homologadas Resolução 2436 de 13 de Agosto de 2018					
TUSD (R\$/MWh)		TE (R\$/MWh)		TOTAL (R\$/MWh)	
Ponta	760	Ponta	472,51	Ponta	1232,51
Fora	67,90	Fora	297,16	Fora	365,06
Ponta		Ponta		Ponta	
Dados de Consumo e Energia Injetada					
Ciclo	Consumo Fora Ponta (KWh)	Consumo Ponta (kWh)	Energia Injetada Fora Ponta (kWh)	Energia Injetada Ponta (kWh)	

02/2019	10239	1230	8433	100
03/2019	7899	1110	7300	86
04/2019	8947	1345	7600	95
05/2019	5423	1543	8400	112
Compensação e Acúmulo				
Ciclo	Valor Compensado Fora Ponta (kWh)	Valor Compensado Ponta (kWh)	Acúmulo Ponta (kWh)	Acúmulo Fora Ponta (kWh)
02/2019	8433	100	0	0
03/2019	7300	86	0	0
04/2019	7600	95	0	0
05/2019	5423	1543	523,59	0
Valor devolvido por compensação (R\$)				
Ciclo	Fora Ponta (R\$)		Ponta (R\$)	
02/2019	3078,55		123,25	
03/2019	2664,93		105,99	
04/2019	2774,45		117,08	
05/2019	1979,72		1901,76	

Observam-se no exemplo alguns detalhes:

- O valor da energia injetada na ponta é de 1,23 R\$/MWh e no posto fora de ponta é de 0,365 R\$/MWh e consistem na soma da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a tarifa de energia (TE), presentes na resolução homologatória 2436 de 13 de agosto de 2018 determinada pela ANEEL para esse tipo de consumidor para cada posto tarifário.
- Em se tratando de um consumidor de grupo A, com tarifação binômia, o mesmo sempre pagará a demanda contratada. Assim sendo, o consumo poderá ser totalmente abatido.
- Ocorreu acúmulo da energia injetada que não foi compensada apenas no último ciclo já que nos demais não houve energia injetada suficiente para abater integralmente o consumo de cada posto tarifário;

- No último ciclo analisado, ocorreram alguns fatores que chamam a atenção. Primeiramente, houve injeção de energia maior que o consumo no posto tarifário fora de ponta, permitindo a compensação integral do consumo nesse posto e a sobra de energia. Já no posto tarifário ponta ocorreu o contrário. A energia injetada não foi suficiente para abater integralmente o consumo, restando-se ainda, após a compensação 1431 kWh a serem compensados. Como houve sobra de 2977 kWh no período fora ponta esse excesso poderá ser utilizado para abater o consumo na ponta no mesmo ciclo tarifário. No entanto, 1 kWh injetado no período fora de ponta não corresponde a 1 kWh gerado na ponta, necessitando-se portanto da aplicação de um fator de ajuste, dado pela relação das tarifas TE de cada posto tarifário;
- Assim sendo, multiplicando-se o valor de 1431 pela razão entre as tarifas TE ponta e TE fora de ponta temos que necessitaríamos de 2275,41 kWh da fora ponta para abater todo o consumo restante na ponta. Sabe-se que houve sobra de 2799 kWh na fora de ponta. A partir daí, ocorre transferência dos 2275,41 kWh da fora de ponta para a ponta, com o intuito de se abater os 1431 kWh. Como resultado tem-se um acúmulo de apenas 523,59 kWh no posto tarifário fora de ponta;
- O valor financeiro a ser devolvido ao consumidor poderá ser maior, já que a tarifa final disponível na fatura de energia ainda possui agregada impostos como PIS, COFINS e ICMS, que em vários estados apresentam isenções de cobrança sobre algumas parcelas de energia em caso de o consumidor instalar geração distribuída. Ainda vale lembrar que após compensação do consumo, a bandeira tarifária sobre o montante compensando também é devolvida. Portanto desconsidera-se a devolução da bandeira tarifária, PIS/COFINS e o efeito que a redução de consumo em razão do consumo simultâneo da geração pode causar em termos de pagamento do custeio da iluminação pública, por exemplo.

2.3.3 Geração distribuída: Política de isenção de impostos sobre a energia injetada

Agregados a tarifa de energia homologada pelo órgão regulador à distribuidora incidem impostos como o PIS/COFINS e ICMS. Buscando incentivar a prática de geração distribuída o governo federal publicou em 6 de outubro de 2015 a lei federal 13.169 cujo

Art. 8 isentava a UC optante pela micro geração do PIS e COFINS sobre a parcela injetada e compensada nos ciclos de faturamento:

"Art. 8º Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL".

A isenção demonstrou a intenção inicial do governo em se incentivar esse tipo de produção de energia. Paralelo a isto, alguns estados aderiram ao convênio 16 do CONFAZ permitindo que os mesmos isentassem o ICMS sobre a parcela de energia injetada e compensada no ciclo tarifário.

De fato, hoje, a maioria dos estados aderiu ao convênio 16 do CONFAZ, embora em alguns como Santa Catarina, não houve discussão na Assembléia Legislativa com a geração de uma lei estadual permitindo que a isenção ocorra.

A redação do convênio 16/2015 do CONFAZ ainda gera muitas dúvidas se a isenção ocorre sobre apenas a parcela de energia da tarifa (TE) ou ocorre sobre toda a tarifa homologada de energia (TE+TUSD).

Fruto desta discussão, em alguns estados como Minas Gerais (CEMIG), a isenção ocorre sobre as parcelas de energia (TE) e de uso do sistema de distribuição (TUSD) enquanto em outros, como o Rio de Janeiro (Enel) a isenção de ICMS se dá apenas sobre a parcela TE.

A figura 17 elucida o aqui discutido indicando o crédito total a ser devolvido com base na regra atualmente vigente de valoração da energia gerada. A devolução do PIS e COFINS ocorre em ambos os casos sobre as parcelas TE e TUSD enquanto o ICMS TUSD não é devolvido para o caso ENEL Rio.

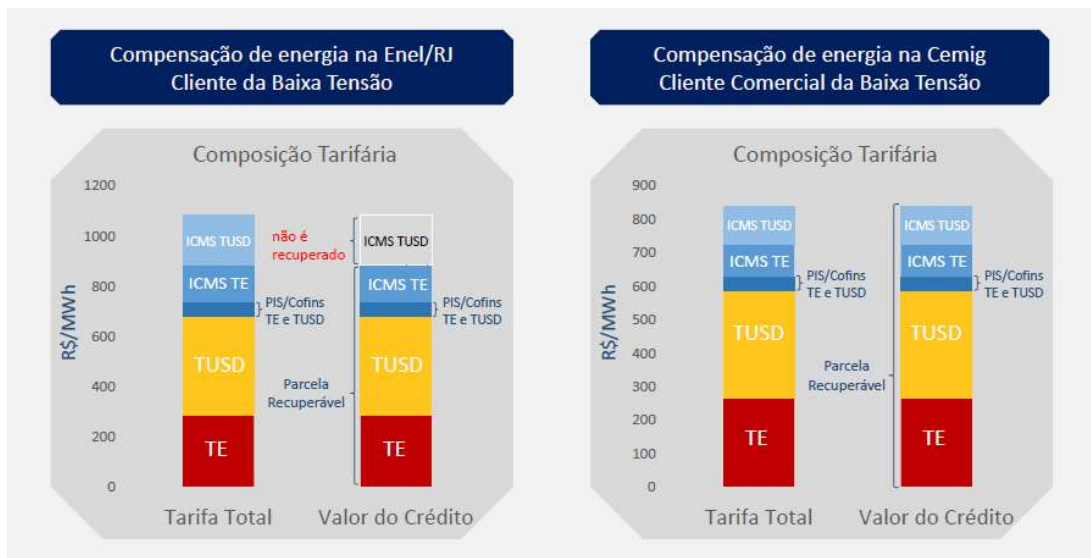


Figura 17- Divergências na interpretação do convenio 16/2015- CONFAZ- CEMIG/ENEL
Fonte: Distribuidores, 2019

2.3.4 Aprimoramento da 482/2012: Consulta Pública 10/2018- Análise de Impacto Regulatório

A consulta pública 10 de 2018 teve como objeto de discussão a obtenção de subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012, já que a então vigente resolução apresenta pontos a serem melhorados. O processo de revisão da legislação iniciou-se com a consulta pública que ocorreu no primeiro semestre de 2018 e audiência pública, também ocorrida no ano de 2018, e culminará, a princípio na publicação da resolução aprimorada no segundo semestre de 2019.

Atividade	Previsão
Consulta Pública (etapa discutida nesta presente Nota Técnica)	1º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão do Relatório de AIR	2º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão da minuta de texto (REN e PRODIST)	1º semestre de 2019
Publicação da Resolução aprimorada	2º semestre de 2019

Figura 18- Etapas para consolidação de mudanças na Resolução 482/1012
Fonte: Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL Processo nº 48500.004924/2010-51

Dentre os principais temas discutidos a forma de valoração da energia injetada toma destaque. Isso porque, da forma como atualmente ocorre acaba gerando um benefício para o consumidor que adere a esse conceito em detrimento da concessionária.

A expansão de sistemas de autoconsumo remoto, ou seja, gerações instaladas em uma dada unidade consumidora, com o objetivo de também enviar créditos a outras

aumentaram de maneira significativa a potência injetada na rede. No gráfico abaixo, extraído da nota técnica da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL é possível verificar que a potência média dos sistemas relativos a unidades na modalidade autoconsumo remota e significativa quando comparada com unidades de geração local e múltiplas unidades consumidoras.

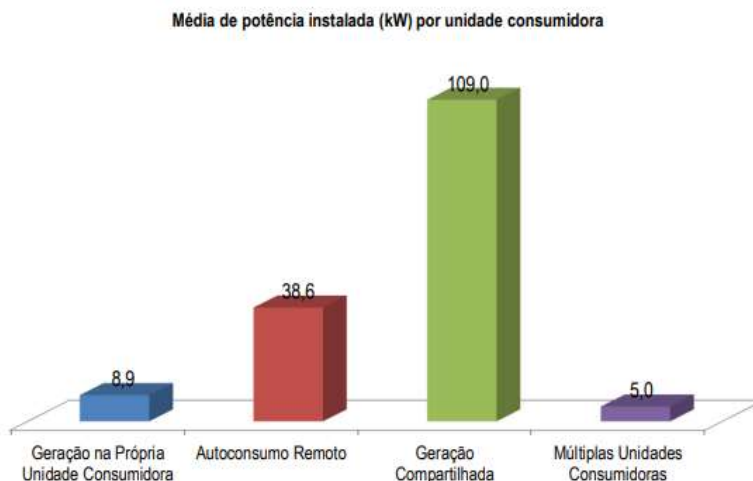


Figura 19-Potência Média de unidades de Geração Distribuída - Por modalidade
Fonte: Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL

Por outro lado sabe-se que a tarifa total da distribuidora é composta, em um sentido mais amplo de uma componente denominada TUSD (Tarifa de uso do sistema de Distribuição) e TE (Tarifa de Energia), cujas composições são respectivamente indicadas nas figuras abaixo.

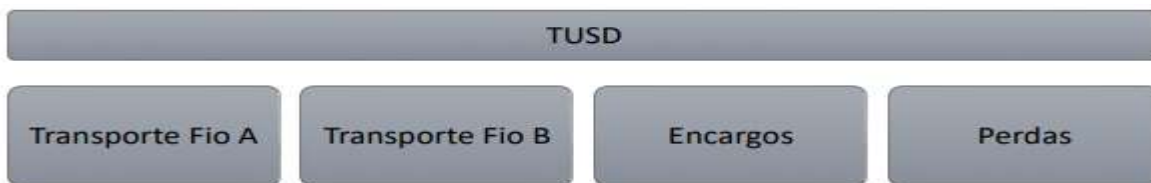


Figura 20-Composição da componente tarifária TUSD
Fonte: Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL



Figura 21-Composição da componente tarifária TE
Fonte: Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL

A distribuidora local acaba não sendo remunerada de maneira adequada para a prestação do serviço público de distribuição, já que não receberá do prosumidor a parcela do rateio para cobrir os custos operacionais e seus investimentos na forma de quota de reintegração regulatória e o custo de capital (WACC) sobre a BRR líquida.

A não remuneração dessas parcelas da tarifa implica em redistribuição dos valores não pagos pelo prosumidor aos demais não optantes pela mini e micro geração da área de concessão da concessionária na ocasião da revisão tarifária. Pelo fato da arrecadação desses valores ocorrerem em função do volume de energia consumida, a manutenção da receita a ser auferida pela distribuidora e a perda de mercado ocasionada pela GD pode tornar a mesma excessivamente vantajosa para o prosumidor e desvantajosa para o concessionário.

No relatório de análise das contribuições referentes à consulta pública CP 010/2018 as contribuições da Celesc D. , CEB e Grupo CPFL Energia indicam como reflexo da redução do mercado oriunda pelo aumento de geração distribuída as seguintes projeções

Tabela 03- Impactos estimados na tarifa de energia em função da GD

Concessionária	Pergunta: - Aumento ou Decréscimo anual real da tarifa de energia elétrica?
Celesc D.	0,1% de aumento para cada 50 mil unidades consumidoras aderidas ao sistema de compensação
ABRADEE	0,1% de aumento para cada 50 mil UC's aderidas ao sistema de compensação ou 0,1% de aumento a cada 400MW instalados.
Light	0,34% de aumento para cada 50 mil unidades consumidoras aderidas ao sistema de compensação
CEB	0,1% de aumento para cada 60 mil unidades consumidoras aderidas ao sistema de compensação

Cabe aqui lembrar que a parcela referente a encargos setoriais e a energia perdida em razão da queda de mercado e da metodologia de faturamento das unidades

são repassadas via CVA encargos (Conta de Valores a Compensar-Encargos) e CVA energia (Conta de Valores a Compensar-Energia) no reajuste tarifário anual enquanto a TUSD Fio B, destinada a remunerar a operação, manutenção e investimentos da distribuidora somente é recalculada na revisão tarifária que a depender do contrato de concessão da concessionária ocorre de 4 em 4 ou 5 em 5 anos por meio de métodos de fronteira de eficiência

Nesse sentido a ANEEL discute alternativas para se manter a arrecadação da receita necessária para manutenção dos serviços do concessionário ao mesmo tempo em que busca valorar de maneira justa a energia gerada pelo prosumidor.

Nesse contexto, analisa-se basicamente 5 alternativas de valoração da energia injetada cujos detalhes são dados a seguir.



Figura 22 - Componentes tarifárias considerados em cada alternativa de valoração da energia injetada

Fonte: Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL

Alternativa 0 – Corresponde ao modelo de compensação vigente até o momento com a valoração da energia com base nas tarifas TE e TUSD.

Alternativa 1 – Do montante total da tarifa incluindo as componentes TUSD e TE, apenas a componente TUSD Fio B seria remunerada a distribuidora sobre o consumo realizado, sendo os demais componentes da tarifa total compensados.

Alternativa 2 - Do montante total da tarifa incluindo as componentes TUSD e TE, apenas a componente TUSD Fio A e Fio B seria remunerada à distribuidora sobre o consumo realizado, sendo os demais componentes da tarifa total compensados.

Alternativa 3 - Do montante total da tarifa incluindo as componentes TUSD e TE, apenas a componente TUSD Fio A e Fio B e Encargos seria remunerada à distribuidora sobre o consumo realizado, sendo os demais componentes da tarifa total compensados.

Alternativa 4 - Do montante total da tarifa incluindo as componentes TUSD e TE, apenas a componente TUSD seria remunerada à distribuidora sobre o consumo realizado, sendo os demais componentes da tarifa total compensados.

Alternativa 5 - Do montante total da tarifa incluindo as componentes TUSD e TE, apenas a componente TUSD e os Encargos seria remunerada à distribuidora sobre o consumo realizado, sendo os demais componentes da tarifa total compensados.

Outros pontos são objeto de discussão da audiência e consulta pública, sendo os principais resumidos na tabela abaixo que traça um comparativo entre a regra atual e a discussão em termos de consulta pública.

Tabela 04 - Comparação de alguns aspectos da legislação vigente e das discussões da consulta pública

RESOLUÇÃO 482/2012- VIGENTE	VERSÃO	CONSULTA PÚBLICA CP 10
Consumidor com geração distribuída atendido em média tensão poderá ser faturado como consumidor de baixa tensão (BT) sem a necessidade de pagamento de demanda se ocorrer enquadramento de acordo com o Art. 100 da REN 414/2010		Consumidores com potência de geração instalada superior a 75 kW não poderão aderir ao Art. 100 da REN 414/2010 sendo obrigados a ser faturados com modalidades tarifárias de grupo A.
Limites de enquadramento na GD até 5 MW de potência instalada para enquadramento na REN 482/2012 o que tem gerado um incentivo a geradores de potência até 5 MW que já negociavam energia no ACL em se enquadrar como GD aproveitando-se os benefícios gerados pela forma de valoração da energia na GD.		Discussão sobre o limite máximo em termos de potência instalada para adesão a REN 482/2010 evitando-se o uma concorrência desleal entre o Produtor Independente de Energia e o consumidor GD. Além disso, o limite para fornecimento em tensões inferiores a 69kV já definido na REN 414/2010 é de 2500 kW, o que gera contradição.
Modalidade de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras permitindo que empreendimentos horizontais e verticais, localizados no		A não proliferação desse tipo de modalidade abre caminho para a discussão dos motivos que não levaram sua expansão.

mesmo terreno gere e se apropriem da energia gerada localmente.	
Unidades novas e unidades cuja potência de geração distribuída for superior a potência disponibilizada a UC são susceptíveis a cálculo de participação financeira do interessado enquanto que em casos onde a obra na rede é necessária apenas em função da presença da geração são arcados totalmente pelo concessionário.	Discussão em torno das regras de participação financeira já que as regras atuais podem induzir a instalação de unidades em locais não propícios a evolução da GD. Inserção de sinais locacionais no cálculo de encargo de uso do sistema de distribuição visando induzir a instalação em locais que necessitem de geração e possuem rede mais adequada para suportá-la.
Compensação baseada em net metering utilizando-se das tarifas TUSD e TE	Discussão de novas formas de faturamento para as unidades consumidoras, permitindo que o concessionário receba adequadamente pelo uso do fio por parte do prosumidor.

No que tange aos gastos das distribuidoras com a obra de acesso da GD, a empresa CEMIG manifestou por meio de contribuição pública um gráfico revelando a diferença de custos arcados pela distribuidora quando se compara um produtor independente com um consumidor em geração distribuída, revelando que, de acordo com a atual legislação de cálculo de participação financeira, expressa no Art. 42 da resolução 414/2010, quanto maior o montante de uso do sistema de distribuição (MUSD) que a rede deverá estar preparada para atender a geração distribuída, maior será o custo que a distribuidora terá, contrariando instalações de produtores independentes de energia no qual a participação da distribuidora é irrisória.

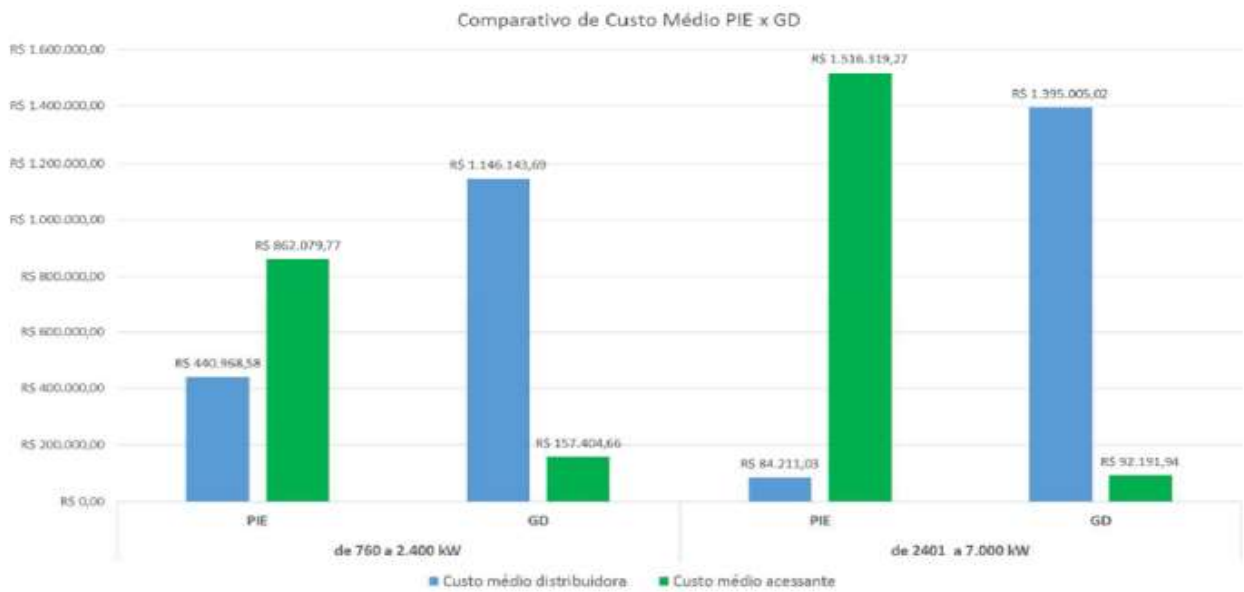


Figura 23-Comparação PIE x GD- Participação Financeira-Contribuição CEMIG
Fonte: Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL

Sobre outro aspecto, pontos relativos aos efeitos técnicos oriundos da instalação da GD na rede da distribuidora começam a tomar forma nas discussões do remodelamento da norma.

Segundo estudos do Grupo CPFL Energia, por meio do P&D “Telhados Solares”, cujos resultados são apresentados em contribuição pública, a inserção em maior escala de unidades consumidoras micro geradoras com fontes voláteis e intermitentes pode gerar os seguintes transtornos:

- Controle da tensão de atendimento em consumidores de baixa tensão microgeradores;
- Desequilíbrios de tensão;
- Sobretensão;
- Carregamento dos condutores.

O estudo probabilístico indicou que desses, o maior problema de acomodação da GD nas redes da CPFL é a sobretensão, conforme gráfico da figura 24.

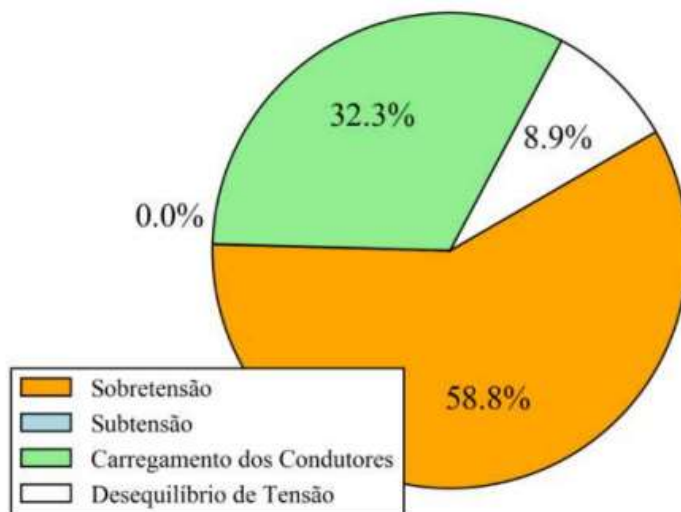


Figura 24- Aspectos técnicos mais restritivos à conexão de micro geração solar fotovoltaica nas redes secundárias da CPFL Paulista

Fonte: Relatório de Análise das Contribuições Públicas da CP 10/2018

A consulta pública e audiência pública contam com a participação dos mais diversos agentes setoriais gerando um documento de 653 páginas de contribuições compilado e disponibilizado no site da ANEEL.

3 ESTUDO DE CASO

Em razão da crescente evolução e discussão da geração distribuída e os benefícios que de início a aderência propicia, muitos consumidores de grupo A e B tem buscado nesse tipo de recurso energético uma solução para mitigar os gastos financeiros, independente de se tratar de uma unidade consumidora rural, residencial, industrial, comercial, de poder público ou serviço público de pequeno, médio ou grande porte.

A euforia gerada no mercado em razão do constante crescimento dessa solução tem induzido à criação de uma grande quantidade de empresas cujo foco é a apresentação de soluções de geração distribuída aos consumidores. No entanto, em meio a complexidade das regras regulatórias aliada à assimetria de informações existentes entre o consumidor e a empresa fornecedora da tecnologia nem sempre é feita uma análise adequada dos indicadores de viabilidade financeira do investimento e da modalidade tarifária do consumidor.

Em muitos casos os consumidores são atraídos por indicadores como o **payback** simples do investimento sem se atentar às premissas que a instaladora utilizou para gerar o número. Encontra-se no mercado, por exemplo, orçamentos indicando os mais diversos tempos de retorno de investimento para uma mesma solução. Por ser um dado que é gerado a partir de algumas premissas e previsões e facilmente manipulável, no sentido de induzir uma melhor aparência ao consumidor.

Por outro lado, as discussões recentes de mudança na forma de se faturar tais unidades tem-se demonstrado inimiga desse tipo de indicador de retorno financeiro. É válido lembrar aqui que tal retorno dependerá de fatores como tipo de tarifação a ser empregado na unidade consumidora, custo de instalação em R\$/KWp do local onde se procederá a instalação, bem como das tarifas da distribuidora local e os mecanismos de incentivo a GD específicas de cada estado como por exemplo as políticas de isenção de ICMS adotadas pelos estados.

É válido expor ainda que a aparente redução de custos gerada pela GD induzirá a mudança de hábito de consumo dos consumidores ao longo dos anos. Esse fenômeno poderá ser acelerado pela elevação da renda das famílias e instalação e uso de novos equipamentos e máquinas nas unidades consumidoras, sejam elas comercial residencial ou industrial. Fatores externos como o calor ou frio associado a políticas de isenção de impostos como o IPI de produtos, como os de linha branca podem induzir à compra acentuada de equipamentos de conforto térmico aumento de consumo em determinadas

épocas do ano levando o consumidor a acreditar que a solução que aportou recursos é ineficiente.

Para a análise do estudo de caso escolheu-se uma unidade consumidora do grupo A, atendida pela concessionária Celesc Distribuição, com potência de transformação instalada de 112,5 kVA, classificação A4, modalidade tarifária verde, do ramo de confecção. Busca-se uma análise isenta do tempo de retorno do investimento perante diferentes casos que podem ocorrer na unidade analisada.

3.1 Simulação de casos

3.1.1 Dados técnicos e de faturamento da unidade consumidora

A unidade consumidora estudada pertence ao município de Rio do Sul- SC, área de concessão da concessionária Celesc D com a seguinte classificação:

- Classe do consumidor: Grupo A
- Subclasse: A4 (Tensão: 23100 V)
- Potência de transformação: 112,5 KVA
- Modalidade tarifária vigente: Binômia Verde
- 456 painéis solares de 320 W
- 6 Inversores de 20 kWp: 120 kWp
- Quantidade de placas: 145 kWp

Em se tratando de uma unidade consumidora A4 situada na área de concessão da Celesc D. apresenta homologada as tarifas de aplicação, conforme Resolução Homologatória 2436 de 13 de Agosto de 2018, que foi fruto do último reajuste tarifário. No entanto, por se agregar no estudo um período de janeiro de 2018 a janeiro de 2019 a Resolução Homologatória 2436 de 13 de Agosto de 2018 somente ficou aplicável a partir de setembro de 2018 pós reajuste tarifário. Antes disso, utilizou-se também as tarifas homologadas em Resolução Homologatória nº 2286 de 15 de agosto de 2017.

Tabela 05- Tarifas relativas ao consumidor horário verde (A4)- Resolução homologatória 2286 de 15 de agosto de 2017

Resolução Homologatória 2286 de 15 de agosto de 2017- Tarifas Consumidor A4- Horário Verde

	Consumo (R\$/ kWh- Sem tributos)-	Demanda (R\$/kW- Sem tributos)
Ponta (TUSD+ TE)-A4	1,15629	12,65
Fora de Ponta (TUSD+TE) A4	0,31068	12,65

Tabela 06- Tarifas relativas ao consumidor horário verde (A4)- Resolução homologatória 2436 de 13 de agosto de 2018

Resolução Homologatória 2436 de 13 de Agosto de 2018- Tarifas consumidor A4 Horário Verde

	Consumo (R\$/ kWh- Sem tributos)-	Demanda (R\$/kW- Sem tributos)
Ponta (TUSD+ TE)-A4	1,23251	12,30
Fora de Ponta (TUSD+TE) A4	0,36506	12,30

Tabela 07- Tarifas relativas ao consumidor convencional monômio (B3)- Resolução homologatória 2286 de 15 de agosto de 2017

Resolução Homologatória 2286 de 15 de agosto de 2017- Tarifas Consumidor B3-Convencional

Consumo (R\$/ kWh- Sem tributos)	
TE- B3- Convencional	0,27678
TUSD-B3- Convencional	0,18307
Total-B3-Convencional	0,45985

Tabela 08- Tarifas relativas ao consumidor convencional monômio (B3) - Resolução homologatória 2436 de 13 de agosto de 2018

Resolução Homologatória 2436 de 13 de Agosto de 2018- Tarifas consumidor B3-Convencional

Consumo (R\$/ kWh- Sem tributos)	
TE- B3- Convencional	0,31177
TUSD-B3- Convencional	0,20872
Total-B3-Convencional	0,52049

3.1.2 Dados de consumo, energia injetada e demanda da unidade consumidora avaliada

Com base nos arquivos de memória de massa do consumidor e nas faturas emitidas ao mesmo, iniciou-se a análise mapeando, por meio de tabelas e gráficos o consumo no posto tarifário ponta e fora de ponta além da energia injetada na unidade consumidora por ciclo tarifário.

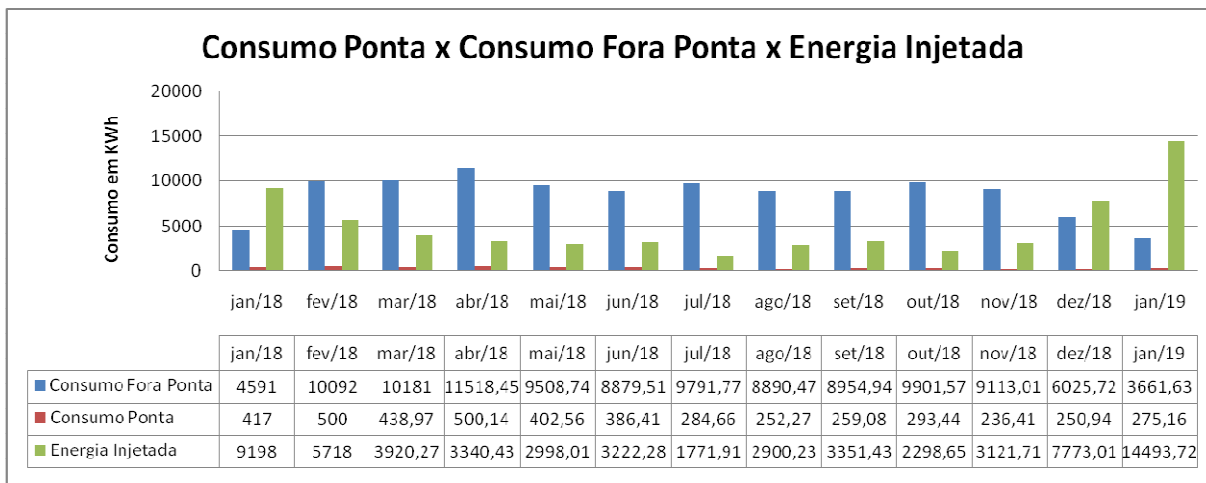


Figura 25- Dados do consumo ponta, fora de ponta e energia injetada-Jan-2018 a Jan-2019

Fonte: Autor

Tabela 09- Dados de consumo, demanda e energia injetada da unidade consumidora analisada

Ciclo	Consumo (kWh)		Energia Injetada (kWh)		Demanda (kW)	
	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Demanda Medida	Demanda Contratada
jan/18	4591	417	9198	0	82,77	123
fev/18	10092	500	5718	0	105,64	123
mar/18	10181	438,97	3920,27	0	103,83	123
abr/18	11518,45	500,14	3340,43	0	97,93	123
mai/18	9508,74	402,56	2998,01	0	82,61	123
jun/18	8879,51	386,41	3222,28	0	70,81	123
jul/18	9791,77	284,66	1771,91	0	75,42	123
ago/18	8890,47	252,27	2900,23	0	73,46	123
set/18	8954,94	259,08	3351,43	0	71,69	123
out/18	9901,57	293,44	2298,65	0	72,02	123
nov/18	9113,01	236,41	3121,71	0	78,67	123
dez/18	6025,72	250,94	7773,01	0	71,1	123
jan/19	3661,63	275,16	14493,72	0	90,7	123

Por se tratar de uma unidade consumidora atendida em média tensão A4 e medida em baixa tensão há de se acrescentar ao consumo e demanda o valor percentual de 2,5% com o objetivo de recompor as perdas no transformador, que não são medidas já que a medição fica na baixa tensão do transformador. Da mesma forma, extrai-se 2,5% da energia injetada media para fins de faturamento.

Tal fato é respaldado pelo Art. 94 pela REN 414/2010 da ANEEL:

"Art. 94. Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores, a distribuidora deve acrescentar aos valores medidos de energia e de demanda, ativas e reativas excedentes, a seguinte compensação de perdas: (Redação dada pela

REN ANEEL 479, de 03.04.2012) I – 1% (um por cento) nos fornecimentos em tensão superior a 44 kV; ou II – 2,5% (dois e meio por cento) nos fornecimentos em tensão igual ou inferior a 44 kV”.

Assim sendo, aplicou-se o valor de 2,5% a mais nos valores medidos de consumo no posto tarifário ponta e fora de ponta bem como 2,5% a menos nos montantes de energia injetada registrados nos ciclos de faturamento. A tabela 9 já contempla esse cálculo.

Para que efetivamente se chegue na tarifa final paga pelo consumidor em termos de consumo, demanda e energia injetada é necessário aplicar aos valores de tarifa que foram homologados pela ANEEL à distribuidora via Resolução Homologatória as alíquotas de PIS/COFINS e ICMS.

Cabe aqui lembrar que, alguns desses impostos são devolvidos por força de isenção concedida pelo governo federal ou estadual. No entanto, é importante apresentar que o valor da tarifa final disponível ao consumidor é dada por:

$$Tarifa\ final\ (R\$) = \frac{Tarifa\ homologada}{\left(1 - \left(\frac{PIS+COFINS+I}{100}\right)\right)}$$

As alíquotas de PIS e COFINS variam mensalmente sendo no trabalho apresentado o histórico dos valores que incidiram sobre as faturas da Celesc D. de janeiro de 2018 a janeiro de 2019.

Para o caso de unidades consumidoras de grupo A, o valor da alíquota de ICMS que incide na tarifa homologada é de 25% para o estado de Santa Catarina.

Tabela 10- Alíquotas do PIS/COFINS/ICMS do ano de 2018 até janeiro de 2019 aplicadas na área de concessão da Celesc D para consumidor A4

Ciclo	PIS (%)	COFINS (%)	ICMS (%)
jan/18	0,67	3,08	25
fev/18	0,83	3,82	25
mar/18	0,95	4,38	25
abr/18	0,69	3,18	25
mai/18	1,2	5,54	25
jun/18	1,26	5,8	25
jul/18	1,17	5,39	25
ago/18	0,7	3,23	25
set/18	0,41	1,94	25
out/18	0,41	1,87	25
nov/18	0,75	3,46	25
dez/18	1,44	6,63	25
jan/19	1,52	6,99	25

As tarifas finais, incluindo os impostos que foram aplicadas à unidade consumidora estudada são apresentadas na tabela 11.

Tabela 11- Tarifas finais aplicadas ao consumidor A4 de jan-2018 a jan-2019 na área de concessão da Celesc D.

Ciclo	Tarifa Homologada P (R\$/KWh)	Tarifa Final P (R\$/KWh)	Tarifa Homologada Fp (R\$/KWh)	Tarifa Final Fp (R\$/KWh)	Tarifa Homologada Demanda (R\$/KW)	Tarifa Final Demanda (R\$/KW)
jan/18	1,15629	1,62286	0,31068	0,436	12,65	17,7544
fev/18	1,15629	1,64362	0,31068	0,4416	12,65	17,9815
mar/18	1,15629	1,65967	0,31068	0,4459	12,65	18,157
abr/18	1,15629	1,6256	0,31068	0,4368	12,65	17,7843
mai/18	1,15629	1,69395	0,31068	0,4551	12,65	18,5321
jun/18	1,15629	1,70193	0,31068	0,4573	12,65	18,6194
jul/18	1,15629	1,68949	0,31068	0,4539	12,65	18,4833
ago/18	1,15629	1,62697	0,31068	0,4371	12,65	17,7994
set/18	1,23251	1,6965	0,36506	0,5025	12,3	16,9305
out/18	1,23251	1,69487	0,36506	0,502	12,3	16,9142
nov/18	1,23251	1,74108	0,36506	0,5157	12,3	17,3753
dez/18	1,23251	1,84149	0,36506	0,5454	12,3	18,3774
jan/19	1,23251	1,85368	0,36506	0,549	12,3	18,499

3.1.3 Impactos das diferentes formas de compensação da energia injetada na fatura de energia

Essa seção do trabalho tem por objetivo obter uma comparação entre as diferentes formas de compensação de energia e modalidades tarifárias possíveis para a unidade consumidora analisada, considerando premissas como a aprovação da modalidade 04 prevista na consulta pública 10, a aderência à tarifação convencional monômnia ou a tarifação horária verde considerando a isenção ou não do ICMS sobre a parcela TE da tarifa no estado.

Inicialmente será avaliado a economia e o valor anual pago pelo consumidor à distribuidora sempre considerando diferentes formas de valoração da energia, modalidades tarifárias e subsídios. Nas análises, o modelo atualmente vigente na unidade consumidora será utilizado como referência para comparações com os demais modelos.

- UC com modalidade verde com cobrança do ICMS- Caso 01 (Modelo Vigente)
- UC com modalidade verde com isenção do ICMS- Caso 02
- UC com modalidade convencional monômnia (Art. 100 REN 414/2010) com cobrança do ICMS- Caso 03

- UC com modalidade convencional monômia (Art. 100- REN 414/2010) com isenção do ICMS sobre a parcela da tarifa TE- Caso 04
- UC sem possibilidade de adesão ao Art. 100 da REN 414/2010 e atendendo a Alternativa 4 da CP 10 com isenção de ICMS sobre a parcela da tarifa TE- Caso 05
- UC sem possibilidade de adesão ao Art. 100 da REN 414/2010 e atendendo a Alternativa 4 da CP 10 com cobrança do ICMS- Caso 06
- UC com modalidade verde com isenção do ICMS sobre a parcela TE da tarifa de energia e atendendo a Alternativa 4 da CP 10- Caso 07
- UC com modalidade verde com cobrança do ICMS e atendendo a Alternativa 4 da CP 10- Caso 08

Caso 01- Unidade consumidora com modalidade tarifária verde, e valoração da energia com base na tarifa total (TE+ TUSD) com cobrança de ICMS- Situação Atual

No primeiro caso analisado, a unidade consumidora mini geradora avaliada é adepta a modalidade tarifária verde, com demanda contratada de 123 kW, coincidindo com a situação que se encontra atualmente. A valoração da energia injetada é dada pela tarifa total (TUSD+TE). Além disso, em razão da lei federal 13.169 já discutida no trabalho, sobre a parcela de energia injetada compensada em cada mês são devolvidos os impostos PIS/PASEP e COFINS. Não ocorre a isenção do ICMS sobre a parcela total ou sobre a parcela TE em razão de não existir lei votada no estado para tal. Vale lembrar que o impacto financeiro decorrente da devolução de valores de bandeiras tarifárias não está incluso no escopo dessa análise.

Nesse tipo de modalidade tarifária, o valor financeiro pago é resultante da multiplicação da demanda contratada pelo valor homologado de demanda em R\$/kW somada ao produto do consumo na ponta multiplicado pela tarifa homologada de consumo na ponta e do consumo fora de ponta multiplicado pela tarifa de consumo fora de ponta, salvo na ocasião onde se soma multas relativas a extrapolação do valor de demanda contratado ou do valor do fator de potência. O resultado desse cálculo para a unidade avaliada é demonstrado na tabela a seguir

No caso em questão verifica-se ainda que a demanda medida é inferior a demanda contratada não existindo, pois, cobrança de multa por extrapolação de demanda.

Tabela 12 – Valor em R\$ relativo ao consumo e demanda de energia do consumidor de jan-18 a jan-19- Caso 01

Ciclo	Consumo (kWh)		Consumo (R\$)		Demanda (KW)	Demanda (R\$)	Total (R\$)
	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta			
jan/18	4591	417	R\$ 2.001,68	R\$ 676,73	123	R\$ 2.183,79	R\$ 4.862,20
fev/18	10092	500	R\$ 4.456,63	R\$ 821,81	123	R\$ 2.211,73	R\$ 7.490,17
mar/18	10181	438,97	R\$ 4.539,71	R\$ 728,54	123	R\$ 2.233,31	R\$ 7.501,56
abr/18	11518,45	500,14	R\$ 5.031,26	R\$ 813,03	123	R\$ 2.187,47	R\$ 8.031,76
mai/18	9508,74	401,56	R\$ 4.327,43	R\$ 680,22	123	R\$ 2.279,45	R\$ 7.287,10
jun/18	8879,51	386,41	R\$ 4.060,60	R\$ 657,64	123	R\$ 2.290,18	R\$ 7.008,42
jul/18	9791,77	284,66	R\$ 4.444,48	R\$ 480,93	123	R\$ 2.273,45	R\$ 7.198,87
ago/18	8890,47	252,27	R\$ 3.886,02	R\$ 410,44	123	R\$ 2.189,32	R\$ 6.485,78
set/18	8954,94	259,08	R\$ 4.499,86	R\$ 439,53	123	R\$ 2.082,45	R\$ 7.021,84
out/18	9901,57	293,44	R\$ 4.970,59	R\$ 497,34	123	R\$ 2.080,45	R\$ 7.548,38
nov/18	9113,01	236,41	R\$ 4.699,58	R\$ 411,61	123	R\$ 2.137,17	R\$ 7.248,36
dez/18	6025,72	250,94	R\$ 3.286,43	R\$ 462,10	123	R\$ 2.260,42	R\$ 6.008,95
jan/19	3661,63	275,16	R\$ 2.010,23	R\$ 510,06	123	R\$ 2.275,38	R\$ 4.795,67

No que diz respeito a energia injetada, verifica-se que a injeção ocorre no horário fora de ponta, inexistindo energia injetada durante o horário de ponta. Como já discutido, em consumidores horários, a energia é primeiramente abatida no posto tarifário no qual ela foi gerada e, caso haja sobra é aplicado um fator de correção, dado pela razão das tarifas TE e abatido valores no outro posto tarifário. A descrição de toda a energia abatida bem como o Saldo de Energia acumulada é demonstrada na tabela a seguir.

Tabela 13- Valor em kWh relativo a compensação de energia decorrida de Jan-18 a Jan-19 e saldo acumulado-Caso 01

Ciclo	Energia Injetada (kWh)		Energia Abatida (kWh)		Saldo Acumulado Fora ponta
	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
jan/18	9198	0	4591	417	3961
fev/18	5718	0	9679	0	0
mar/18	3920,27	0	3920,27	0	0
abr/18	3340,43	0	3340,43	0	0
mai/18	2998,01	0	2998,01	0	0
jun/18	3222,28	0	3222,28	0	0
jul/18	1771,91	0	1771,91	0	0
ago/18	2900,23	0	2900,23	0	0
set/18	3351,43	0	3351,43	0	0
out/18	2298,65	0	2298,65	0	0
nov/18	3121,71	0	3121,71	0	0
dez/18	7773,01	0	6025,72	250,94	1348,29
jan/19	14493,72	0	3661,63	275,16	11742,85

Observando a tabela é válido observar que nos ciclos referentes a janeiro de 2018, em razão de a energia injetada ser maior que a energia consumida no posto tarifário fora de ponta houve inicialmente abatimento do consumo na fora de ponta restando 4607 kWh injetados (diferença entre 9198 kWh injetados e 4591kWh consumidos).

No entanto, já que houve consumo no período ponta e não houve energia injetada nesse mesmo posto tarifário, houve o “cambio” de parte da energia injetada do período fora de ponta para o período ponta, por meio da aplicação de um fator de correção dado pela razão das tarifas TE do período ponta para o período fora de ponta. Como a tarifa de energia (TE) para o subgrupo A4 definida na resolução homologatória para o período ponta e fora de ponta são respectivamente R\$ 409,81/MWh e R\$ 264,68/MWh chega-se a um fator de correção de 1,5483. Assim sendo, como no ciclo de janeiro o consumo no período de ponta foi de 417 kWh, seriam necessários 646 kWh do período fora de ponta para o abater totalmente. Como ocorre sobra de energia injetada de 4607 kWh, retira-se esse valor do montante, sobrando apenas 3961 kWh para acúmulo.

O cambio de energia do posto tarifário fora de ponta para o posto tarifário ponta também acontece nos ciclos 12-2018 e 01-2019, porém em face do reajuste tarifário a razão das tarifas TE fica 1,590086, fruto da divisão de R\$ 472,51/MWh da tarifa TE ponta e R\$ 297,16/MWh da tarifa TE fora de ponta.

Considerando que será sobre a parcela abatida (energia injetada e compensada) PIS/PASEP, COFINS e a tarifa total (TUSD+TE) a próxima tabela apresenta o valor total devolvido nas faturas. A subtração desse valor com os valores obtidos na tabela 12 representam o valor efetivamente pago pelo consumidor à distribuidora.

Tabela 14- Valor em R\$ relativo a devolução financeira da energia compensada do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 01

Ciclos	Energia Abatida Fora Ponta (kWh)	Energia Abatida Ponta (kWh)	Energia Abatida Fora Ponta (R\$)	Energia Abatida Ponta (R\$)	Total devolvido (R\$)
jan/18	4591	417	1481,90	500,96	1982,86
fev/18	9679	0	3153,72	0	3153,72
mar/18	3920,27	0	1286,52	0	1286,52
abr/18	3340,43	0	1079,58	0	1079,58
mai/18	2998,01	0	998,74	0	998,74
jun/18	3222,28	0	1077,14	0	1077,14
jul/18	1771,91	0	589,14	0	589,14
ago/18	2900,23	0	937,90	0	937,90
set/18	3551,43	0	1327,69	0	1327,69
out/18	2298,65	0	858,72	0	858,72
nov/18	3121,71	0	1189,70	0	1189,70
dez/18	6025,72	250,94	2392,85	336,44	2729,29
jan/19	3661,63	275,16	1461,05	370,68	1831,73

Tabela 15- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 01

Ciclo	Total Consumo/Demanda R\$	Total Energia Injetada (R\$)	Valor Final (R\$)
jan/18	R\$ 4.862,20	R\$ 1.982,86	R\$ 2.879,34
fev/18	R\$ 7.490,17	R\$ 3.153,72	R\$ 4.336,45
mar/18	R\$ 7.501,56	R\$ 1.286,52	R\$ 6.215,04
abr/18	R\$ 8.031,76	R\$ 1.079,58	R\$ 6.952,17
mai/18	R\$ 7.287,10	R\$ 998,74	R\$ 6.288,36
jun/18	R\$ 7.008,42	R\$ 1.077,14	R\$ 5.931,28
jul/18	R\$ 7.198,87	R\$ 589,14	R\$ 6.609,72
ago/18	R\$ 6.485,78	R\$ 937,90	R\$ 5.547,88
set/18	R\$ 7.021,84	R\$ 1.327,69	R\$ 5.694,15
out/18	R\$ 7.548,38	R\$ 858,72	R\$ 6.689,66
nov/18	R\$ 7.248,36	R\$ 1.189,70	R\$ 6.058,66
dez/18	R\$ 6.008,95	R\$ 2.729,29	R\$ 3.279,66
jan/19	R\$ 4.795,67	R\$ 1.831,73	R\$ 2.963,94

Caso 02- Unidade consumidora com modalidade tarifária verde, e valoração da energia com base na tarifa total (TE+ TUSD) com isenção de ICMS sob a parcela TE

Para o caso 2, o valor financeiro fruto do consumo absorvido da rede e da demanda contratada não se alterou quando comparado com o caso 01-Tabela 12 visto que a modalidade tarifária continua sendo horária verde. No entanto, em face da isenção

do ICMS sobre a parcela de energia da tarifa (TE), a energia injetada e abatida valerá mais implicando em um valor de fatura menor pago à concessionária local (Celesc D.).

Assim sendo, na tabela abaixo os valores de TUSD ponta e TUSD fora de ponta são aqueles oriundos das resoluções homologatórias pertinentes acrescentados do PIS e COFINS já que não será devolvido o ICMS sobre essa parcela da tarifa enquanto os valores de TE ponta e fora de ponta são aqueles oriundos de resolução homologatória, porém com o acréscimo das alíquotas de PIS/COFINS e ICMS. O valor "Total devolvido (R\$)" expresso na Tabela 16 representa o valor a ser descontado na fatura de energia oriunda do consumo e da demanda resultando no valor final pago pelo consumidor à distribuidora. Naturalmente a subtração desse valor do financeiro fruto do consumo absorvido da rede e da demanda contratada resulta no valor pago pelo consumidor à distribuidora expresso na Tabela 17

Tabela 16- Valor em R\$ relativo a devolução financeira da energia compensada do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 02

Ciclo	Energia Abatida (kWh)	TUSD+PIS+ COFINS(R\$)		TE+PIS+ COFINS+ ICMS (R\$)			Total devolvido (R\$)
		Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Fora Ponta	Ponta	
jan/18	4591	R\$ 0,77556	R\$ 0,04790	R\$ 0,37148	R\$ 0,57517	R\$ 2.488,63	
fev/18	9679	R\$ 0,78288	R\$ 0,04835	R\$ 0,37623	R\$ 0,58253	R\$ 4.109,51	
mar/18	3920,27	R\$ 0,78851	R\$ 0,04870	R\$ 0,37991	R\$ 0,58822	R\$ 1.680,27	
abr/18	3340,43	R\$ 0,77653	R\$ 0,04796	R\$ 0,37211	R\$ 0,57614	R\$ 1.403,21	
mai/18	2998,01	R\$ 0,80043	R\$ 0,04943	R\$ 0,38775	R\$ 0,60037	R\$ 1.310,67	
jun/18	3222,28	R\$ 0,80318	R\$ 0,04960	R\$ 0,38958	R\$ 0,60319	R\$ 1.415,16	
jul/18	1771,91	R\$ 0,79889	R\$ 0,04934	R\$ 0,38673	R\$ 0,59879	R\$ 772,68	
ago/18	2900,23	R\$ 0,77702	R\$ 0,04799	R\$ 0,37242	R\$ 0,57663	R\$ 1.219,28	
set/18	3351,43	R\$ 0,77829	R\$ 0,06953	R\$ 0,40903	R\$ 0,65039	R\$ 1.603,86	
out/18	2298,65	R\$ 0,77773	R\$ 0,06948	R\$ 0,40864	R\$ 0,64977	R\$ 1.099,03	
nov/18	3121,71	R\$ 0,79340	R\$ 0,07088	R\$ 0,41978	R\$ 0,66748	R\$ 1.531,70	
dez/18	6025,72	R\$ 0,82672	R\$ 0,07386	R\$ 0,44399	R\$ 0,70598	R\$ 3.505,03	
jan/19	3661,63	R\$ 0,83069	R\$ 0,07422	R\$ 0,44692	R\$ 0,71065	R\$ 2.342,94	

Tabela 17- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 02

Ciclo	Total Consumo/Demanda (R\$)		Total Energia Injetada (R\$)		Valor Final (R\$)
jan/18	R\$	4.862,20	R\$	2.488,63	R\$ 2.373,57
fev/18	R\$	7.490,17	R\$	4.109,51	R\$ 3.380,66
mar/18	R\$	7.501,56	R\$	1.680,27	R\$ 5.821,30
abr/18	R\$	8.031,76	R\$	1.403,21	R\$ 6.628,54
mai/18	R\$	7.287,10	R\$	1.310,67	R\$ 5.976,43
jun/18	R\$	7.008,42	R\$	1.415,16	R\$ 5.593,26
jul/18	R\$	7.198,87	R\$	772,68	R\$ 6.426,19
ago/18	R\$	6.485,78	R\$	1.219,28	R\$ 5.266,50
set/18	R\$	7.021,84	R\$	1.603,86	R\$ 5.417,98
out/18	R\$	7.548,38	R\$	1.099,03	R\$ 6.449,35
nov/18	R\$	7.248,36	R\$	1.531,70	R\$ 5.716,66
dez/18	R\$	6.008,95	R\$	3.505,03	R\$ 2.503,92
jan/19	R\$	4.795,67	R\$	2.342,94	R\$ 2.452,73

Caso 03- Unidade consumidora com modalidade convencional monômia, e valoração da energia com base na tarifa total (TE+ TUSD) sem isenção de ICMS

Apresentando potência de transformação igual a 112,5 kVA a unidade consumidora estudada pode se assim o desejar optar pelo faturamento como monômia, sendo nesse caso apenas faturado o consumo, livre da cobrança da demanda e da segregação do consumo em ponta e fora de ponta. Na maioria dos casos de micro e mini gerações, a redução no patamar do consumo ocasionada pela geração e consumo simultâneas no interior da unidade consumidora torna essa opção favorável ao consumidor.

Muito embora, se discuta a não possibilidade de que consumidores do tipo A com potência de geração acima de 75 kW possam se utilizar-se dessa regra, ela ainda é válida hoje e está disposta no Art. 100 da Resolução 414/2010.

As distribuidoras de uma forma geral são favoráveis a não possibilidade de adesão do gerador distribuído de grupo A à esse artigo principalmente pelo fato de tais consumidores terem acesso a uma conexão de média tensão fazendo uso dessa conexão

para injetar sua geração pagando apenas, em muitos casos, o custo de disponibilidade de 100 kWh.

Como alegado, o texto da Nota Técnica nº **0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL**, de 25/05/2018 da consulta pública 10/2018 expõe o fato:

"80. Ocorre que a REN nº 414/2010, que é em sua essência voltada ao consumidor típico (sem geração), prevê situações em que um consumidor do Grupo A (da média tensão) possa optar por ser faturado com tarifa do Grupo B (ou seja, tarifa monômnia, sem necessidade de contratar demanda). Essas possibilidades são tratadas no art. 100 da REN nº 414/2010. Com o fim de se enquadrarem no referido artigo, há relatos de empreendedores que têm tentado dividir plantas de minigeração de maior porte em unidades menores, com potência individual acima de 75 kW, o que os permitiria serem faturados, em algumas situações, com tarifa do Grupo B.

81. Esse tipo de estratégia, além de nociva por tentar se aproveitar de uma situação não prevista na regulamentação, não se enquadra nas premissas que respaldam a REN nº 482/2012. Para contornar essa questão, não se pretende alterar o limite de microgeração distribuída, pois ele aparenta estar adequado, não havendo evidências de manifestação contrária ao valor atualmente adotado. O que se pretende estabelecer é que sistemas com potência instalada acima de 75 kW sejam obrigatoriamente faturados com tarifa do Grupo A, não se aplicando para geração distribuída o disposto no art. 100 da REN nº414/2010".

Vale lembrar que neste caso, muito embora o consumidor não pague demanda e não tenha segregação do consumo entre postos tarifários o valor do KWh aumenta quando comparado com o valor de consumo fora de ponta da tarifação horária verde.

A tabela 18 expõe o valor de consumo e energia injetada e abatida bem como a tarifa homologada para esse tipo de modalidade tarifária dentro da área de concessão da Celesc D. para o consumidor em questão além de apresentá-la em seu valor final com a incidência de PIS/PASEP, COFINS e ICMS.

Tabela 18- Valor em kWh do consumo total (sem diferenciação de posto tarifário) e energia injetada de jan-18 a jan-19-Caso 03

Ciclo	Consumo (KWh)	Energia Abatida (kWh)	Saldo Acumulado(kWh)	Tarifa Homologada (R\$)	Tarifa + PIS/COFINS/ICMS (R\$)
jan/18	5008	4908	4290	R\$ 0,45985	R\$ 0,64540
fev/18	10592	10008	0	R\$ 0,45985	R\$ 0,65366
mar/18	10619,97	3920,27	0	R\$ 0,45985	R\$ 0,66004
abr/18	12018,59	3340,43	0	R\$ 0,45985	R\$ 0,64649
mai/18	9910,3	2998,01	0	R\$ 0,45985	R\$ 0,67367
jun/18	9265,92	3222,28	0	R\$ 0,45985	R\$ 0,67685
jul/18	10076,43	1771,91	0	R\$ 0,45985	R\$ 0,67190
ago/18	9142,74	2900,23	0	R\$ 0,45985	R\$ 0,64704
set/18	9214,02	3351,43	0	R\$ 0,52049	R\$ 0,71643
out/18	10195,01	2298,65	0	R\$ 0,52049	R\$ 0,71575
nov/18	9349,42	3121,71	0	R\$ 0,52049	R\$ 0,73526
dez/18	6276,66	6176,66	1596,35	R\$ 0,52049	R\$ 0,77766
jan/19	3936,79	3836,79	12253,28	R\$ 0,52049	R\$ 0,78281

Além do já exposto a Tabela 18 indica o valor abatido e, quando em excesso, acumulado, por ciclo, para a unidade consumidora em questão. Vale lembrar, que nesse caso, por se tratar de uma unidade consumidora convencional o consumidor deverá pagar no mínimo a taxa mínima que será de 100kWh por se tratar de consumidor trifásico. Observa-se, portanto que quando há energia injetada superior ao consumo, a energia abatida é 100kWh menor que o consumo.

A tabela 19 indica o valor pago a distribuidora para este caso. A energia abatida corresponde a devolução financeira da energia compensada multiplicada pela tarifa total de energia acrescida da devolução do PIS e COFINS resultando em um valor final devolvido ao consumidor. A tabela também exprime o valor final da fatura paga pelo mesmo.

Tabela 19- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 03

Ciclo	Consumo (R\$)	Energia abatida (R\$)	Valor Final (R\$)
jan/18	R\$ 3.232,16	R\$ 2.279,23	R\$ 952,93
fev/18	R\$ 6.923,57	R\$ 4.658,64	R\$ 2.264,93
mar/18	R\$ 7.009,60	R\$ 1.828,11	R\$ 5.181,50
abr/18	R\$ 7.769,90	R\$ 1.551,74	R\$ 6.218,16
mai/18	R\$ 6.676,27	R\$ 1.403,25	R\$ 5.273,02
jun/18	R\$ 6.271,64	R\$ 1.509,54	R\$ 4.762,10
jul/18	R\$ 6.770,35	R\$ 828,98	R\$ 5.941,37
ago/18	R\$ 5.915,72	R\$ 1.347,45	R\$ 4.568,27
set/18	R\$ 6.601,20	R\$ 1.754,98	R\$ 4.846,22
out/18	R\$ 7.297,08	R\$ 1.203,61	R\$ 6.093,47
nov/18	R\$ 6.874,25	R\$ 1.642,83	R\$ 5.231,43
dez/18	R\$ 4.881,11	R\$ 3.283,95	R\$ 1.597,16
jan/19	R\$ 3.081,76	R\$ 2.042,33	R\$ 1.039,43

Caso 04- Unidade consumidora com modalidade tarifária convencional monômnia, e valoração da energia com base na tarifa total (TE+ TUSD) com isenção de ICMS sob a parcela TE

Para o caso 4, o valor da fatura oriundo do consumo não se alterou em relação ao caso 3, já que se trata da mesma modalidade tarifária. No entanto, o valor devolvido será diferente visto que neste caso ocorre a isenção do ICMS sobre a parcela de energia da tarifa (TE), resultando em um valor menor de fatura pago à concessionária local (Celesc D.).

Assim sendo, na tabela abaixo os valores de TUSD são aqueles oriundos de resolução homologatória acrescentados do PIS e COFINS enquanto os valores de TE são aqueles oriundos de resolução homologatória, porém com o acréscimo das alíquotas de PIS/COFINS e ICMS. O valor "Total devolvido (R\$)" expresso na Tabela 20 representa o valor que será abatido da conta de energia enquanto o "Valor Final" expresso na Tabela

21 representa o montante financeiro final que deverá ser pago pelo consumidor à distribuidora.

Tabela 20- Valor em R\$ relativo a devolução financeira da energia compensada do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 04

Ciclo	Energia Abatida (kWh)	TUSD+ PIS/COFINS (R\$)	TE + PIS/COFINS/ CMS (R\$)	Total devolvido (R\$)
jan/18	4908	R\$ 0,19020	R\$ 0,38874	2.841,44
fev/18	10008	R\$ 0,19200	R\$ 0,39372	5.861,89
mar/18	3920,27	R\$ 0,19338	R\$ 0,39756	2.316,64
abr/18	3340,43	R\$ 0,19044	R\$ 0,38940	1.936,92
mai/18	2998,01	R\$ 0,19630	R\$ 0,40577	1.805,01
jun/18	3222,28	R\$ 0,19698	R\$ 0,40768	1.948,38
jul/18	1771,91	R\$ 0,19592	R\$ 0,40470	1.064,24
ago/18	2900,23	R\$ 0,19056	R\$ 0,38973	1.682,97
set/18	3351,43	R\$ 0,21374	R\$ 0,42914	2.154,56
out/18	2298,65	R\$ 0,21359	R\$ 0,42873	1.476,47
nov/18	3121,71	R\$ 0,21789	R\$ 0,44042	2.055,05
dez/18	6176,66	R\$ 0,22704	R\$ 0,46582	4.279,56
jan/19	3836,79	R\$ 0,22813	R\$ 0,46890	2.674,36

Tabela 21- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 04

Ciclo	Consumo (R\$)	Energia abatida (R\$)	Valor Final (R\$)
jan/18	R\$ 3.232,16	R\$ 2.841,44	R\$ 390,73
fev/18	R\$ 6.923,57	R\$ 5.861,89	R\$ 1.061,68
mar/18	R\$ 7.009,60	R\$ 2.316,64	R\$ 4.692,96
abr/18	R\$ 7.769,90	R\$ 1.936,92	R\$ 5.832,98
mai/18	R\$ 6.676,27	R\$ 1.805,01	R\$ 4.871,26
jun/18	R\$ 6.271,64	R\$ 1.948,38	R\$ 4.323,26
jul/18	R\$ 6.770,35	R\$ 1.064,24	R\$ 5.706,11
ago/18	R\$ 5.915,72	R\$ 1.682,97	R\$ 4.232,75
set/18	R\$ 6.601,20	R\$ 2.154,56	R\$ 4.446,64
out/18	R\$ 7.297,08	R\$ 1.476,47	R\$ 5.820,61
nov/18	R\$ 6.874,25	R\$ 2.055,05	R\$ 4.819,20
dez/18	R\$ 4.881,11	R\$ 4.279,56	R\$ 601,55
jan/19	R\$ 3.081,76	R\$ 2.674,36	R\$ 407,40

Caso 05- Unidade consumidora com modalidade tarifária convencional monômnia, e valoração da energia com base na tarifa (TE) com isenção de ICMS sobre a tarifa TE- Caso 4- Consulta Pública 10

Para o caso 5, o valor financeiro a ser pago relativo ao consumo não se alterou em relação ao caso 3, já que se trata da mesma modalidade tarifária. No entanto, o valor devolvido será diferente visto que neste caso ocorre a isenção do ICMS sobre a parcela de energia da tarifa (TE) e a valoração da energia injetada ocorre apenas sobre a parcela TE. Além disso, não se considerou a devolução do PIS/COFINS sobre a parcela TUSD.

Assim sendo, na tabela 22 os valores de TE são aqueles oriundos de resolução homologatória acrescentados do PIS, COFINS e ICMS enquanto que os valores da TUSD são aqueles acrescentados apenas de PIS/COFINS. O valor "Total devolvido" representa o valor que será abatido da conta de energia enquanto o "Valor Final" representa o montante financeiro final que deverá ser pago pelo consumidor à distribuidora.

Tabela 22- Valor de consumo e energia injetada relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 05

Ciclo	Consumo (KWh)	Tarifa TE Homologada	Tarifa TE+PIS/COFINS/ICMS
jan/18	5008	R\$ 0,27698	R\$ 0,38874
fev/18	10592	R\$ 0,27698	R\$ 0,39372
mar/18	10619,97	R\$ 0,27698	R\$ 0,39756
abr/18	12018,59	R\$ 0,27698	R\$ 0,38940
mai/18	9910,3	R\$ 0,27698	R\$ 0,40577
jun/18	9265,92	R\$ 0,27698	R\$ 0,40768
jul/18	10076,43	R\$ 0,27698	R\$ 0,40470
ago/18	9142,74	R\$ 0,27698	R\$ 0,38973
set/18	9214,02	R\$ 0,31177	R\$ 0,42914
out/18	10195,01	R\$ 0,31177	R\$ 0,42873
nov/18	9349,42	R\$ 0,31177	R\$ 0,44042
dez/18	6276,66	R\$ 0,31177	R\$ 0,46582
jan/19	3936,79	R\$ 0,31177	R\$ 0,46890

Tabela 23- Valor em R\$ total devolvido na fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 05

Ciclo	Energia Abatida (kWh)	TE +PIS/COFINS/ICMS (R\$)	Total Devolvido (R\$)
jan/18	4908	R\$ 0,38874	R\$ 1.907,94
fev/18	10008	R\$ 0,39372	R\$ 3.940,35
mar/18	3920,27	R\$ 0,39756	R\$ 1.558,54
abr/18	3340,43	R\$ 0,38940	R\$ 1.300,76
mai/18	2998,01	R\$ 0,40577	R\$ 1.216,50
jun/18	3222,28	R\$ 0,40768	R\$ 1.313,66
jul/18	1771,91	R\$ 0,40470	R\$ 717,09
ago/18	2900,23	R\$ 0,38973	R\$ 1.130,30
set/18	3351,43	R\$ 0,42914	R\$ 1.438,23
out/18	2298,65	R\$ 0,42873	R\$ 985,50
nov/18	3121,71	R\$ 0,44042	R\$ 1.374,86
dez/18	6176,66	R\$ 0,46582	R\$ 2.877,21
jan/19	3836,79	R\$ 0,46890	R\$ 1.799,07

Tabela 24- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 05

Ciclo	Consumo (R\$)	Energia abatida (R\$)	Total (R\$)
jan/18	R\$ 3.233,57	R\$ 1.907,94	R\$ 1.325,63
fev/18	R\$ 6.926,61	R\$ 3.940,35	R\$ 2.986,26
mar/18	R\$ 7.012,66	R\$ 1.558,54	R\$ 5.454,12
abr/18	R\$ 7.773,31	R\$ 1.300,76	R\$ 6.472,55
mai/18	R\$ 6.679,20	R\$ 1.216,50	R\$ 5.462,70
jun/18	R\$ 6.274,31	R\$ 1.313,66	R\$ 4.960,65
jul/18	R\$ 6.773,27	R\$ 717,09	R\$ 6.056,18
ago/18	R\$ 5.918,29	R\$ 1.130,30	R\$ 4.787,99
set/18	R\$ 6.275,94	R\$ 1.438,23	R\$ 4.837,71
out/18	R\$ 6.937,46	R\$ 985,50	R\$ 5.951,96
nov/18	R\$ 6.535,52	R\$ 1.374,86	R\$ 5.160,66
dez/18	R\$ 4.640,61	R\$ 2.877,21	R\$ 1.763,40
jan/19	R\$ 2.929,90	R\$ 1.799,07	R\$ 1.130,83

Caso 06- Unidade consumidora com modalidade tarifária convencional monômnia, e valoração da energia com base na tarifa (TE) sem isenção de ICMS
Caso 4- Consulta Pública 10

Para o caso 6, o valor financeiro a ser pago sem o abatimento não se alterou em relação ao caso 3, já que se trata da mesma modalidade tarifária. No entanto, o valor devolvido será diferente visto que neste caso não ocorre a isenção do ICMS sobre a parcela de energia da tarifa (TE) e a energia injetada é valorada pela parcela de energia TE. Não se considerou a devolução do PIS/COFINS sobre a parcela TUSD.

Assim sendo, na tabela 25 expõe os valores de TE são aqueles oriundos de resolução homologatória acrescentados do PIS e COFINS. O valor "Total devolvido" representa o valor que será abatido da conta de energia enquanto o "Valor Final" representa o montante financeiro final que deverá ser pago pelo consumidor à distribuidora.

Tabela 25-Valor em R\$ final relativa à tarifa TE do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 06

Ciclo	Energia Injetada (kWh)	Tarifa TE Homologada (R\$)	Tarifa TE+ PIS/COFINS (R\$)
jan/18	9198	R\$ 0,27698	R\$ 0,28777
fev/18	5718	R\$ 0,27698	R\$ 0,29049
mar/18	3920,27	R\$ 0,27698	R\$ 0,29257
abr/18	3340,43	R\$ 0,27698	R\$ 0,28813
mai/18	2998,01	R\$ 0,27698	R\$ 0,29700
jun/18	3222,28	R\$ 0,27698	R\$ 0,29802
jul/18	1771,91	R\$ 0,27698	R\$ 0,29643
ago/18	2900,23	R\$ 0,27698	R\$ 0,28831
set/18	3351,43	R\$ 0,31177	R\$ 0,31927
out/18	2298,65	R\$ 0,31177	R\$ 0,31904
nov/18	3121,71	R\$ 0,31177	R\$ 0,32547
dez/18	7773,01	R\$ 0,31177	R\$ 0,33914
jan/19	14493,72	R\$ 0,31177	R\$ 0,34077

Tabela 26- Valor em R\$ final devolvido ao consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 06

Ciclo	Energia Abatida (kWh)	TE+ PIS/COFINS (R\$)	Total Devolvido (R\$)
jan/18	4908	R\$ 0,28777	R\$ 1.412,38
fev/18	10008	R\$ 0,29049	R\$ 2.907,22
mar/18	3920,27	R\$ 0,29257	R\$ 1.146,95
abr/18	3340,43	R\$ 0,28813	R\$ 962,48
mai/18	2998,01	R\$ 0,29700	R\$ 890,41
jun/18	3222,28	R\$ 0,29802	R\$ 960,30
jul/18	1771,91	R\$ 0,29643	R\$ 525,25
ago/18	2900,23	R\$ 0,28831	R\$ 836,16
set/18	3351,43	R\$ 0,31927	R\$ 1.070,01
out/18	2298,65	R\$ 0,31904	R\$ 733,36
nov/18	3121,71	R\$ 0,32547	R\$ 1.016,02
dez/18	6176,66	R\$ 0,33914	R\$ 2.094,75
jan/19	3836,79	R\$ 0,34077	R\$ 1.307,46

Tabela 27- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 06

Ciclo	Consumo (R\$)	Energia abatida (R\$)	Total (R\$)
jan/18	3233,57	R\$ 1.412,38	R\$ 1.821,19
fev/18	6926,61	R\$ 2.907,22	R\$ 4.019,39
mar/18	7012,66	R\$ 1.146,95	R\$ 5.865,70
abr/18	7773,31	R\$ 962,48	R\$ 6.810,83
mai/18	6679,2	R\$ 890,41	R\$ 5.788,79
jun/18	6274,31	R\$ 960,30	R\$ 5.314,01
jul/18	6773,27	R\$ 525,25	R\$ 6.248,03
ago/18	5918,29	R\$ 836,16	R\$ 5.082,12
set/18	6275,94	R\$ 1.070,01	R\$ 5.205,93
out/18	6937,46	R\$ 733,36	R\$ 6.204,10
nov/18	6535,52	R\$ 1.016,02	R\$ 5.519,50
dez/18	4640,61	R\$ 2.094,75	R\$ 2.545,86
jan/19	2929,9	R\$ 1.307,46	R\$ 1.622,43

Caso 07- Unidade consumidora com modalidade tarifária horária verde, e valoração da energia com base na tarifa (TE) com isenção de ICMS sobre a tarifa TE

Para o caso 7, o valor financeiro a ser pago sem o abatimento é apresentado pela Tabela 28 e leva em conta o consumo na ponta e fora de ponta e a demanda.

Tabela 28 –Valor em R\$ relativo ao consumo e demanda de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 07

Ciclo	Consumo (kWh)		Consumo (R\$)		Demanda (KW)	Demanda (R\$)	Total (R\$)
	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta			
jan/18	4591	417	R\$ 2.001,68	R\$ 676,73	123	R\$ 2.183,79	R\$ 4.862,20
fev/18	10092	500	R\$ 4.456,63	R\$ 821,81	123	R\$ 2.211,73	R\$ 7.490,17
mar/18	10181	438,97	R\$ 4.539,71	R\$ 728,54	123	R\$ 2.233,31	R\$ 7.501,56
abr/18	11518,45	500,14	R\$ 5.031,26	R\$ 813,03	123	R\$ 2.187,47	R\$ 8.031,76
mai/18	9508,74	401,56	R\$ 4.327,43	R\$ 680,22	123	R\$ 2.279,45	R\$ 7.287,10
jun/18	8879,51	386,41	R\$ 4.060,60	R\$ 657,64	123	R\$ 2.290,18	R\$ 7.008,42
jul/18	9791,77	284,66	R\$ 4.444,48	R\$ 480,93	123	R\$ 2.273,45	R\$ 7.198,87
ago/18	8890,47	252,27	R\$ 3.886,02	R\$ 410,44	123	R\$ 2.189,32	R\$ 6.485,78
set/18	8954,94	259,08	R\$ 4.499,86	R\$ 439,53	123	R\$ 2.082,45	R\$ 7.021,84
out/18	9901,57	293,44	R\$ 4.970,59	R\$ 497,34	123	R\$ 2.080,45	R\$ 7.548,38
nov/18	9113,01	236,41	R\$ 4.699,58	R\$ 411,61	123	R\$ 2.137,17	R\$ 7.248,36
dez/18	6025,72	250,94	R\$ 3.286,43	R\$ 462,10	123	R\$ 2.260,42	R\$ 6.008,95
jan/19	3661,63	275,16	R\$ 2.010,23	R\$ 510,06	123	R\$ 2.275,38	R\$ 4.795,67

No entanto, o valor devolvido é resultante da tarifa TE homologada e vigente nos ciclos tarifários de análise acrescido da devolução de PIS/COFINS e ICMS. Assim sendo, na tabela 29 os valores de TE são aqueles oriundos de resolução homologatória acrescentados do PIS, COFINS e ICMS. O valor "Total devolvido" representa o valor que

será abatido da conta de energia enquanto o “Valor Final” representa o montante financeiro final que deverá ser pago pelo consumidor à distribuidora.

Tabela 29 – Total em R\$ devolvido ao consumidor de jan-18 a jan-19 -Caso 07

Ciclo	Energia Abatida (kWh)		TE (R\$)+ ICMS/PIS/COFINS		Total devolvido (R\$)
	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	
jan/18	4591	417	R\$ 0,37	R\$ 0,58	R\$ 1.945,31
fev/18	9679	0	R\$ 0,38	R\$ 0,58	R\$ 3.641,53
mar/18	3920,27	0	R\$ 0,38	R\$ 0,59	R\$ 1.489,35
abr/18	3340,43	0	R\$ 0,37	R\$ 0,58	R\$ 1.243,01
mai/18	2998,01	0	R\$ 0,39	R\$ 0,60	R\$ 1.162,48
jun/18	3222,28	0	R\$ 0,39	R\$ 0,60	R\$ 1.255,34
jul/18	1771,91	0	R\$ 0,39	R\$ 0,60	R\$ 685,25
ago/18	2900,23	0	R\$ 0,37	R\$ 0,58	R\$ 1.080,10
set/18	3351,43	0	R\$ 0,41	R\$ 0,65	R\$ 1.370,84
out/18	2298,65	0	R\$ 0,41	R\$ 0,65	R\$ 939,32
nov/18	3121,71	0	R\$ 0,42	R\$ 0,67	R\$ 1.310,43
dez/18	6025,72	250,94	R\$ 0,44	R\$ 0,71	R\$ 2.852,52
jan/19	3661,63	275,16	R\$ 0,45	R\$ 0,71	R\$ 1.832,00

Tabela 30- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 07

Ciclo	Total Consumo/Demanda (R\$)	Total Energia Injetada (R\$)	Valor Final (R\$)
jan/18	R\$ 4.862,20	R\$ 1.945,31	R\$ 2.916,89
fev/18	R\$ 7.490,17	R\$ 3.641,53	R\$ 3.848,64
mar/18	R\$ 7.501,56	R\$ 1.489,35	R\$ 6.012,21
abr/18	R\$ 8.031,76	R\$ 1.243,01	R\$ 6.788,75
mai/18	R\$ 7.287,10	R\$ 1.162,48	R\$ 6.124,62
jun/18	R\$ 7.008,42	R\$ 1.255,34	R\$ 5.753,08
jul/18	R\$ 7.198,87	R\$ 685,25	R\$ 6.513,62
ago/18	R\$ 6.485,78	R\$ 1.080,10	R\$ 5.405,68
set/18	R\$ 7.021,84	R\$ 1.370,84	R\$ 5.651,00
out/18	R\$ 7.548,38	R\$ 939,32	R\$ 6.609,06
nov/18	R\$ 7.248,36	R\$ 1.310,43	R\$ 5.937,93
dez/18	R\$ 6.008,95	R\$ 2.852,52	R\$ 3.156,43
jan/19	R\$ 4.795,67	R\$ 1.832,00	R\$ 2.963,67

Caso 08- Unidade consumidora com modalidade tarifária horária verde, e valoração da energia com base na tarifa (TE) sem isenção de ICMS

Para o caso 8, o valor financeiro a ser pago sem o abatimento é o mesmo que o apresentado no caso 7 e leva em conta o consumo na ponta e fora de ponta e a

demanda. No entanto, o valor devolvido é resultante da tarifa TE homologada e vigente nos ciclos tarifários de análise acrescido da devolução de PIS/COFINS sem, no entanto, ser devolvido o ICMS.

Assim sendo, na tabela abaixo os valores de TE são aqueles oriundos de resolução homologatória acrescentados do PIS, COFINS, no entanto sem acrescentar o ICMS. O valor "Total devolvido" representa o valor que será abatido da conta de energia enquanto o "Valor Final", expresso na tabela 32 representa o montante financeiro final que deverá ser pago pelo consumidor à distribuidora.

Tabela 31 – Total em R\$ devolvido ao consumidor de jan-18 a jan-19 – Caso 08

Ciclo	Energia Abatida (kWh)		TE (R\$)- Sem ICMS		Total devolvido (R\$)
	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	
jan/18	4591	417	R\$ 0,27499	R\$ 0,42578	R\$ 1.440,03
fev/18	9679	0	R\$ 0,27759	R\$ 0,42980	R\$ 2.686,79
mar/18	3920,27	0	R\$ 0,27958	R\$ 0,43288	R\$ 1.096,03
abr/18	3340,43	0	R\$ 0,27534	R\$ 0,42631	R\$ 919,75
mai/18	2998,01	0	R\$ 0,28381	R\$ 0,43943	R\$ 850,87
jun/18	3222,28	0	R\$ 0,28479	R\$ 0,44094	R\$ 917,67
jul/18	1771,91	0	R\$ 0,28326	R\$ 0,43858	R\$ 501,91
ago/18	2900,23	0	R\$ 0,27551	R\$ 0,42657	R\$ 799,04
set/18	3351,43	0	R\$ 0,30431	R\$ 0,48388	R\$ 1.019,87
out/18	2298,65	0	R\$ 0,30409	R\$ 0,48354	R\$ 699,00
nov/18	3121,71	0	R\$ 0,31022	R\$ 0,49328	R\$ 968,42
dez/18	6025,72	250,94	R\$ 0,32325	R\$ 0,51399	R\$ 2.076,79
jan/19	3661,63	275,16	R\$ 0,32480	R\$ 0,51646	R\$ 1.331,41

Tabela 32- Valor em R\$ final relativa à fatura de energia do consumidor de jan-18 a jan-19-Caso 08

Ciclo	Total Consumo/Dema nda (R\$)	Total Energia Injetada (R\$)	Valor Final (R\$)
jan/18	R\$ 4.862,20	R\$ 1.440,03	R\$ 3.422,17
fev/18	R\$ 7.490,17	R\$ 2.686,79	R\$ 4.803,38
mar/18	R\$ 7.501,56	R\$ 1.096,03	R\$ 6.405,53
abr/18	R\$ 8.031,76	R\$ 919,75	R\$ 7.112,01
mai/18	R\$ 7.287,10	R\$ 850,87	R\$ 6.436,23
jun/18	R\$ 7.008,42	R\$ 917,67	R\$ 6.090,75
jul/18	R\$ 7.198,87	R\$ 501,91	R\$ 6.696,96
ago/18	R\$ 6.485,78	R\$ 799,04	R\$ 5.686,74
set/18	R\$ 7.021,84	R\$ 1.019,87	R\$ 6.001,97
out/18	R\$ 7.548,38	R\$ 699,00	R\$ 6.849,38
nov/18	R\$ 7.248,36	R\$ 968,42	R\$ 6.279,94
dez/18	R\$ 6.008,95	R\$ 2.076,79	R\$ 3.932,16
jan/19	R\$ 4.795,67	R\$ 1.331,41	R\$ 3.464,26

4 ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO

De posse dos resultados dos inúmeros casos simulados na unidade consumidora avaliada objetiva-se por meio dessa sessão obter conclusões que auxiliem a entender melhor as formas de valoração da energia injetada e a influência que fatores como isenções propiciadas pelo governo, ou mudança nas regras regulatórias podem implicar para o investidor e para o vendedor desse tipo de solução.

4.1 Economia anual gerada pela energia injetada e valor anual pago à distribuidora- Por caso

Os oito casos avaliados permitem concluir uma série de questões relativas ao valor pago pelo consumidor à distribuidora e o valor de energia injetada abatida. A tabela 33 expõe de maneira organizada os valores mensais que seriam pagos pelo consumidor à concessionária considerando todos os casos analisados.

Tabela 33- Valores que seriam pagos pelo consumidor à distribuidora para os 8 casos estudados

Ciclo	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
jan/18	R\$ 2.879,34	R\$ 2.373,57	R\$ 952,93	R\$ 390,73	R\$ 1.325,63	R\$ 1.821,19	R\$ 2.916,89	R\$ 3.422,17
fev/18	R\$ 4.336,45	R\$ 3.380,66	R\$ 2.264,93	R\$ 1.061,68	R\$ 2.986,26	R\$ 4.019,39	R\$ 3.848,64	R\$ 4.803,38
mar/18	R\$ 6.215,04	R\$ 5.821,30	R\$ 5.181,50	R\$ 4.692,96	R\$ 5.454,12	R\$ 5.865,70	R\$ 6.012,21	R\$ 6.405,53
abr/18	R\$ 6.952,17	R\$ 6.628,54	R\$ 6.218,16	R\$ 5.832,98	R\$ 6.472,55	R\$ 6.810,83	R\$ 6.788,75	R\$ 7.112,01
mai/18	R\$ 6.288,36	R\$ 5.976,43	R\$ 5.273,02	R\$ 4.871,26	R\$ 5.462,70	R\$ 5.788,79	R\$ 6.124,62	R\$ 6.436,23
jun/18	R\$ 5.931,28	R\$ 5.593,26	R\$ 4.762,10	R\$ 4.323,26	R\$ 4.960,65	R\$ 5.314,01	R\$ 5.753,08	R\$ 6.090,75
jul/18	R\$ 6.609,72	R\$ 6.426,19	R\$ 5.941,37	R\$ 5.706,11	R\$ 6.056,18	R\$ 6.248,03	R\$ 6.513,62	R\$ 6.696,96
ago/18	R\$ 5.547,88	R\$ 5.266,50	R\$ 4.568,27	R\$ 4.232,75	R\$ 4.787,99	R\$ 5.082,12	R\$ 5.405,68	R\$ 5.686,74
set/18	R\$ 5.694,15	R\$ 5.417,98	R\$ 4.846,22	R\$ 4.446,64	R\$ 4.837,71	R\$ 5.205,93	R\$ 5.651,00	R\$ 6.001,97
out/18	R\$ 6.689,66	R\$ 6.449,35	R\$ 6.093,47	R\$ 5.820,61	R\$ 5.951,96	R\$ 6.204,10	R\$ 6.609,06	R\$ 6.849,38
nov/18	R\$ 6.058,66	R\$ 5.716,66	R\$ 5.231,43	R\$ 4.819,20	R\$ 5.160,66	R\$ 5.519,50	R\$ 5.937,93	R\$ 6.279,94
dez/18	R\$ 3.279,66	R\$ 2.503,92	R\$ 1.597,16	R\$ 601,55	R\$ 1.763,40	R\$ 2.545,86	R\$ 3.156,43	R\$ 3.932,16
jan/19	R\$ 2.963,94	R\$ 2.452,73	R\$ 1.039,43	R\$ 407,40	R\$ 1.130,83	R\$ 1.622,43	R\$ 2.963,67	R\$ 3.464,26
Total	R\$ 69.446,31	R\$ 64.007,09	R\$ 53.969,99	R\$ 47.207,13	R\$ 56.350,64	R\$ 62.047,88	R\$ 67.681,58	R\$ 73.181,48

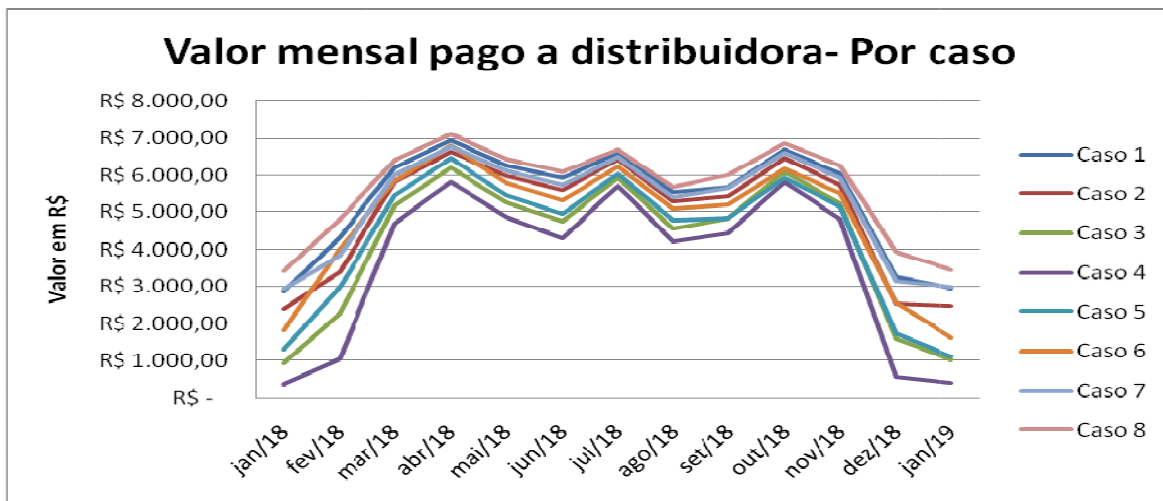


Figura 26- Valor mensal pago à Celesc D. detalhado por caso

Fonte: Autor

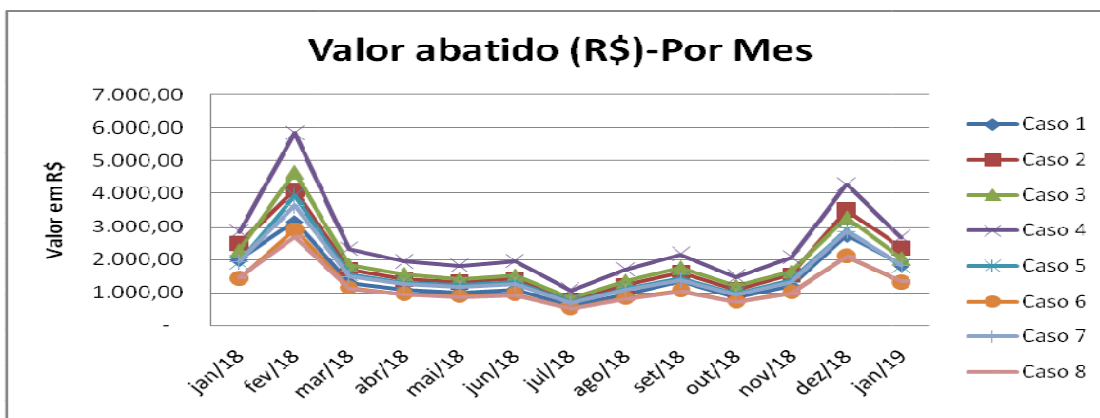


Figura 27- Valor mensal abatido conforme regra de compensação definida por caso

Fonte: Autor

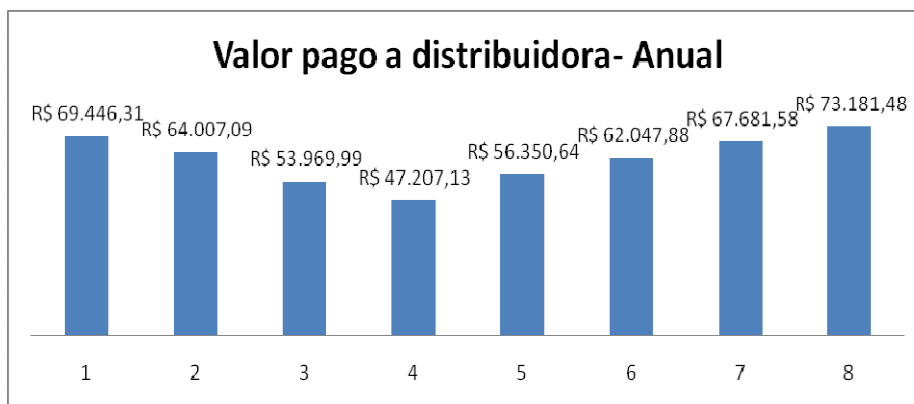


Figura 28- Valor financeiro pago à distribuidora- Por Ano

Fonte: Autor

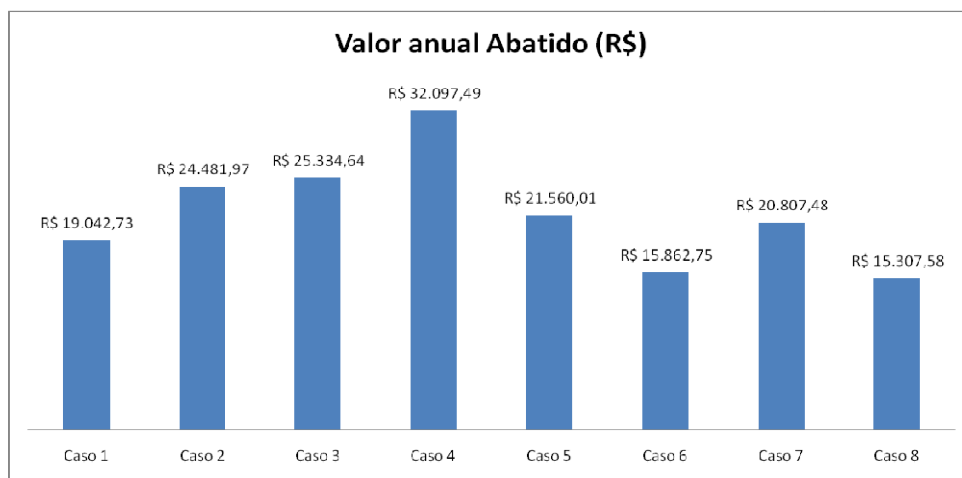


Figura 29- Valor financeiro abatido da fatura de energia- Por Ano

Fonte: Autor

4.2 Indicadores financeiros

4.2.1 Economia total anual (Energia Evitada + Energia Consumida da Rede)

Para uma análise mais detalhada no que diz respeito a indicadores financeiros, é importante primeiro, ressaltar alguns pontos:

- A leitura da unidade consumidora analisada é obtida no dia 05 de cada mês.
- O sistema apresenta a totalização da energia gerada pelos seus inversores monitorada online através do site <http://www.solarmanpv.com> e, com base nesse monitoramento se torna possível obter a energia total gerada dentro de cada ciclo de faturamento considerando a data de início e fim da leitura já que os dados de geração são apresentados de maneira diária. É possível também a geração de um gráfico mensal contemplando toda a geração do ano de 2018. Verifica-se claramente que a geração do sistema seguiu o nível de irradiação previsto para o local que também é demonstrado na forma de gráfico. O anexo I do trabalho revela o consumo diário do sistema desde o dia 01.01.2018 até o dia 31.12.2018, também disponível no site.

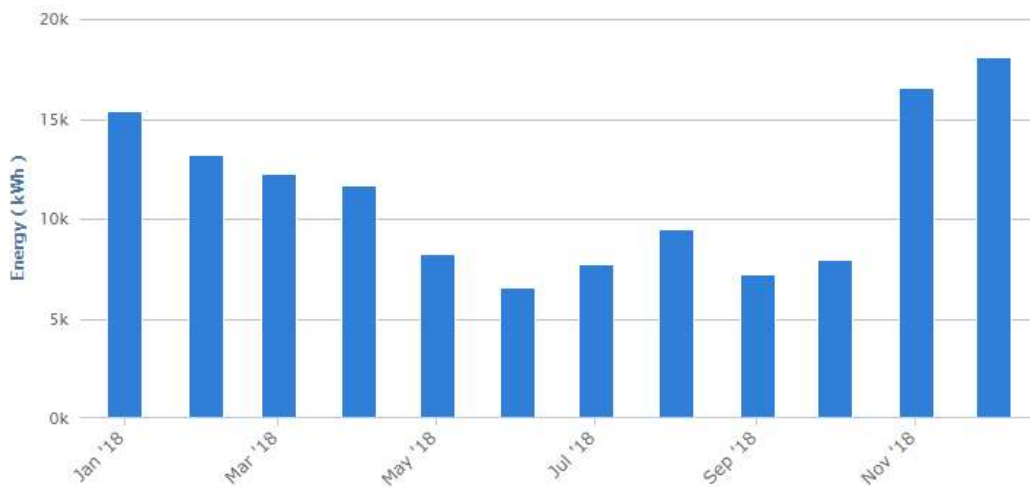


Figura 30- Energia total gerada no ano de 2018 considerando o mês civil

Fonte: Site Solarmanpv

Latitude: 27.214167° S
Longitude: 49.643056° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]													Média	Delta		
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out			Nov	Dez
<input checked="" type="checkbox"/>	Rio do Sul	Rio do Sul	SC	BRASIL	27,201° S	49,649° O	1,6	5,57	5,25	4,59	3,65	2,86	2,33	2,52	3,34	3,51	4,11	5,38	5,72	4,07	3,39
<input type="checkbox"/>	Lontras	Lontras	SC	BRASIL	27,201° S	49,549° O	9,4	5,60	5,27	4,62	3,67	2,89	2,37	2,56	3,34	3,50	4,10	5,36	5,68	4,08	3,31
<input type="checkbox"/>	Aurora	Aurora	SC	BRASIL	27,301° S	49,649° O	9,7	5,64	5,31	4,61	3,64	2,86	2,34	2,52	3,34	3,53	4,16	5,42	5,76	4,09	3,42

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas



Figura 31- Irradiação Solar média no plano horizontal para Rio do Sul por mês

Fonte: Cresesb, 2019

Com base nos valores diários de geração total é possível traçar o perfil de geração total do consumidor por ciclo de faturamento, permitindo uma densa comparação entre a energia total consumida, o consumo evitado (parcela da energia gerada total que foi consumida simultaneamente sem injeção na rede) e a energia injetada que é demonstrado nas figuras 32 e 33.

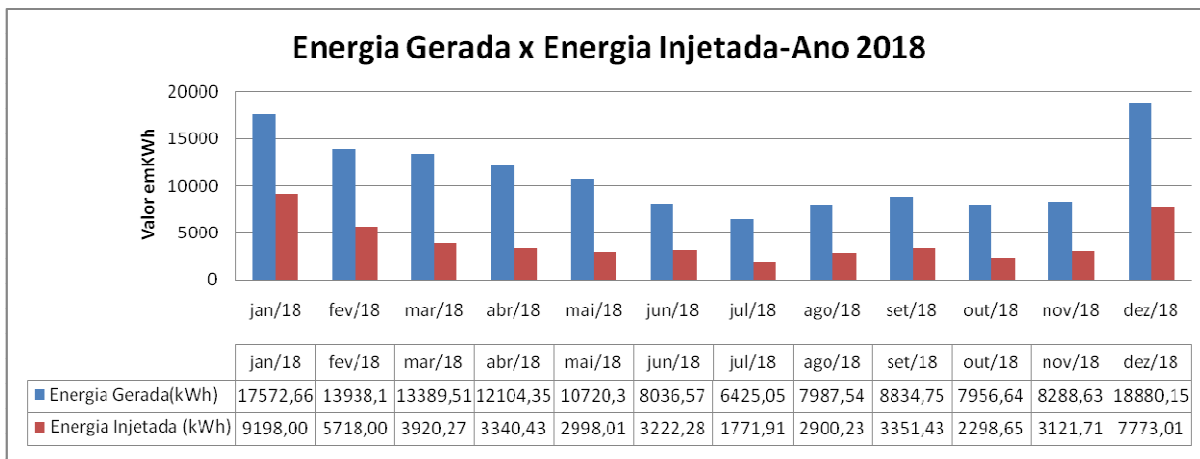


Figura 32- Energia Gerada x Energia Injetada dos ciclos de 2018 para a unidade consumidora estudada

Fonte: Autor

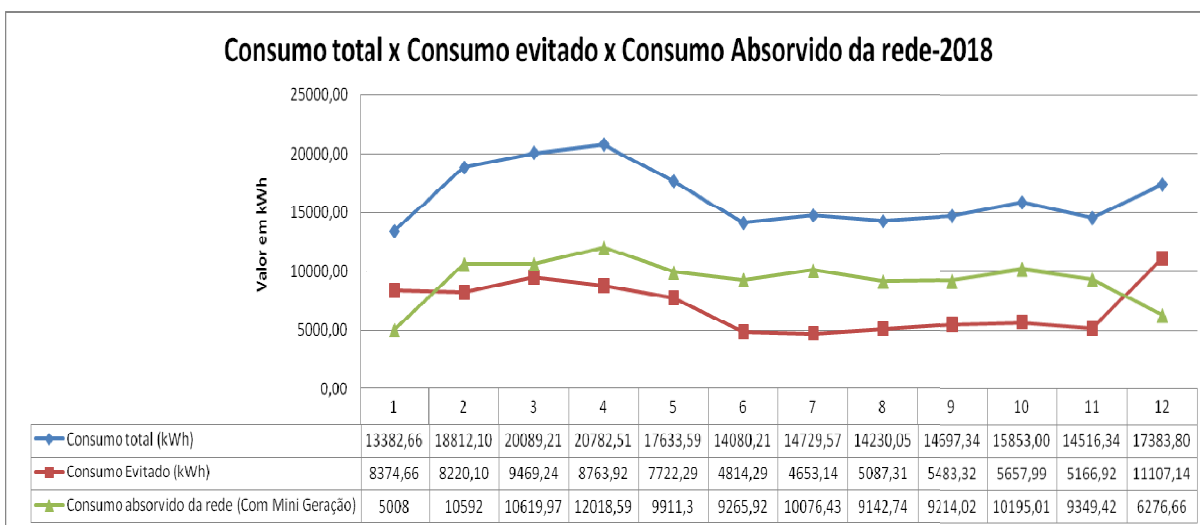


Figura 33- Consumo total x Consumo Evitado x Consumo absorvido da rede dos ciclos de 2018 para a unidade consumidora estudada

Fonte: Autor

Vale lembrar que a economia do consumidor em um ciclo de faturamento é fruto dos ganhos relativos ao consumo evitado somado ao valor financeiro referente à energia injetada e abatida naquele ciclo, que dependerá da forma de valoração da energia e de

fatores como o grupo tarifário, subgrupo tarifário, política estadual de isenção de ICMS e, sobretudo da regra regulatória para valoração dessa energia. A tabela 34 expõe a economia total do consumidor por ciclo de faturamento durante os ciclos de 2018 levando em consideração a energia evitada e a energia injetada que fora abatida em cada ciclo de faturamento.

Para se obter o valor financeiro da energia evitada multiplicou-se o consumo evitado pelo valor da tarifa total, incluindo impostos (PIS/COFINS e ICMS). Desse modo, quanto maior for a simultaneidade entre o consumo e a geração, maior será a economia. A energia evitada soa como uma medida de eficiência energética já que, nunca circulou pela rede de distribuição, ficando restrita às instalações internas do consumidor. Obviamente, em unidades consumidoras, por exemplo, residenciais, onde o consumo ao longo do dia é irrisório quando comparado com o consumo durante a noite, ocorre maior injeção na rede de distribuição. Nesses casos, o retorno do investimento acaba ocorrendo de maneira mais tardia sempre submetida às regras de compensação vigentes.

Tabela 34- Economia total provocada pelo sistema de geração na unidade consumidora estudada- Por caso

Ciclo	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
jan/18	R\$ 5.634,21	R\$ 6.139,98	R\$ 7.684,24	R\$ 8.246,45	R\$ 7.312,95	R\$ 6.817,39	R\$ 5.596,66	R\$ 5.091,38
fev/18	R\$ 6.783,72	R\$ 7.739,51	R\$ 10.031,79	R\$ 11.235,04	R\$ 9.313,50	R\$ 8.280,37	R\$ 7.271,53	R\$ 6.316,79
mar/18	R\$ 5.508,86	R\$ 5.902,61	R\$ 8.078,19	R\$ 8.566,72	R\$ 7.808,62	R\$ 7.397,03	R\$ 5.711,69	R\$ 5.318,37
abr/18	R\$ 4.907,66	R\$ 5.231,29	R\$ 7.217,53	R\$ 7.602,71	R\$ 6.966,55	R\$ 6.628,27	R\$ 5.071,09	R\$ 4.747,83
mai/18	R\$ 4.513,15	R\$ 4.825,08	R\$ 6.605,52	R\$ 7.007,28	R\$ 6.418,77	R\$ 6.092,68	R\$ 4.676,89	R\$ 4.365,28
jun/18	R\$ 3.278,72	R\$ 3.616,74	R\$ 4.768,09	R\$ 5.206,93	R\$ 4.572,21	R\$ 4.218,85	R\$ 3.456,92	R\$ 3.119,25
jul/18	R\$ 2.701,20	R\$ 2.884,74	R\$ 3.955,43	R\$ 4.190,69	R\$ 3.843,54	R\$ 3.651,70	R\$ 2.797,31	R\$ 2.613,97
ago/18	R\$ 3.161,57	R\$ 3.442,95	R\$ 4.639,15	R\$ 4.974,67	R\$ 4.422,00	R\$ 4.127,86	R\$ 3.303,77	R\$ 3.022,71
set/18	R\$ 4.083,06	R\$ 4.359,23	R\$ 5.683,40	R\$ 6.082,98	R\$ 5.366,65	R\$ 4.998,43	R\$ 4.126,21	R\$ 3.775,24
out/18	R\$ 3.699,03	R\$ 3.939,34	R\$ 5.253,32	R\$ 5.526,18	R\$ 5.035,21	R\$ 4.783,07	R\$ 3.779,63	R\$ 3.539,31
nov/18	R\$ 3.854,28	R\$ 4.196,28	R\$ 5.441,86	R\$ 5.854,08	R\$ 5.173,89	R\$ 4.815,05	R\$ 3.975,01	R\$ 3.633,00
dez/18	R\$ 8.787,13	R\$ 9.562,87	R\$ 11.921,53	R\$ 12.917,14	R\$ 11.514,79	R\$ 10.732,33	R\$ 8.910,36	R\$ 8.134,63
Total	R\$ 56.912,58	R\$ 61.840,61	R\$ 81.280,04	R\$ 87.410,86	R\$ 77.748,67	R\$ 72.543,02	R\$ 58.677,06	R\$ 53.677,75

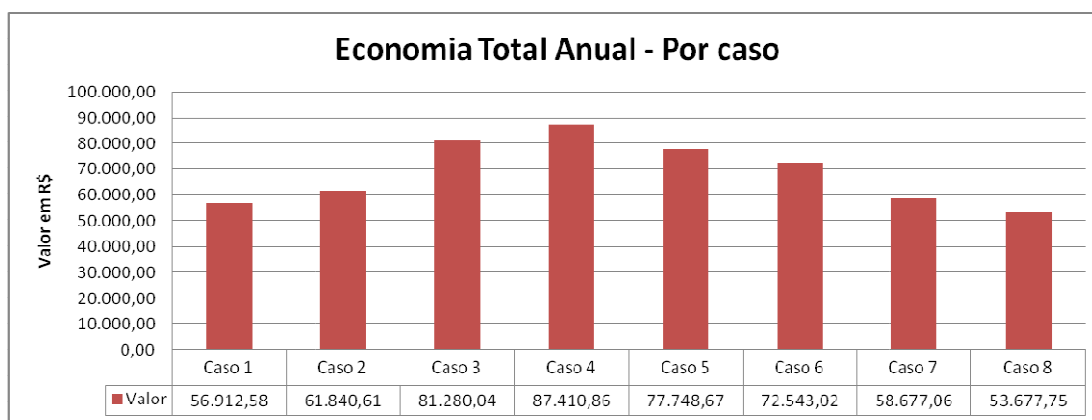


Figura 34- Economia Total Anual (Energia evitada+Energia compensada)

Fonte: Autor

4.2.2 Premissas para o cálculo dos indicadores financeiros

Com base nos dados de economia total do sistema de mini geração que foi observada para cada um dos casos estudados durante o período de um ano, objetiva-se aqui a levantar os dados adicionais necessários para uma simulação de indicadores como **payback** e VPL para alguns dos casos, buscando ainda efetuar uma análise de sensibilidade de cada um deles.

Para as análises empregaram-se algumas premissas contidas na tabela intitulada “**Microgeração Distribuída Local_segunda versão**” disponível na seção da Audiência Pública 01/2019. É importante lembrar que alguns desses dados são questionados pelos agentes por meio de contribuição pública, no entanto, servirão de parâmetros para a análise enquanto não se chega a um consenso.

Tabela 35- Premissas para cálculo do payback

Parâmetros	
Custo do Sistema (R\$/kWp)	5500,00 (Dado Planilha ANEEL)
Custo de troca do inversor	15% do custo do sistema (Dado planilha ANEEL)
Redução anual da energia gerada	1% (Dado Planilha ANEEL)
Aumento anual da tarifa de energia	5 % a.a (Dado Estimado)
Vida útil do sistema	25 anos (Dado Planilha ANEEL)
O&M	1% a.a (Dado Estimado)

O uso do parâmetro custo do sistema não está fora da realidade de mercado já que em pesquisa realizada pela empresa Greener em 2017 com 470 empresas integradoras revelou que a média dos preços praticados quando se trata de gerações de 150 kWp, valor muito próximo a unidade consumidora estudada tinha no primeiro semestre de 2017 o valor médio de R\$ 5630,00/ kWp. Será utilizado, no entanto os R\$ 5500,00/kWp registrados na planilha de cálculos ANEEL.

Será considerada a troca do inversor no décimo ano. Por esse motivo nesse ano o fluxo de caixa livre poderá ser negativo.

Os gastos com a manutenção e operação do sistema fotovoltaico consiste na limpeza das placas com um periodicidade de no mínimo 1 vez ao ano, sendo considerado portanto, 1% do valor da economia anual para tal ação.

Variações de Preço R\$/Wp - Janeiro 2017



Figura 35- Comparação dos preços dos sistemas solares por faixa de potência

Fonte: Greener, 2017

Muito embora se tenha avaliado uma série de casos, a análise de viabilidade irá englobar apenas os casos que poderiam ocorrer no efetivo momento de acordo com as regras regulatórias vigentes, que seria o caso 01 (Unidade consumidora com modalidade tarifária verde, e valoração da energia com base na tarifa total (TE+ TUSD) com cobrança de ICMS) que trata da situação atual no qual o consumidor se encontra enquadrado e a situação 03 (Unidade consumidora com modalidade convencional monômnia, e valoração da energia com base na tarifa total (TE+ TUSD) sem isenção de ICMS) que são hoje a luz da legislação vigente as únicas opções possíveis dentro da área de concessão da Celesc D. Do ponto de vista dos impostos, conforme já fora mencionado, não há ainda lei estadual regrado a isenção no estado muito embora o mesmo tenha aderido ao convênio 16/2015 do CONFAZ no entanto serão simulados também os casos 2 e 4, considerando que a isenção ocorrerá apenas sobre a tarifa TE.

O cálculo do **payback** simples para cada um dos casos é apresentado nas tabelas 36, 37, 38 e 39 seguidas das respectivas curvas de Fluxo de Caixa Acumulado.

Tabela 36- Payback simples calculado para o Caso 01, depreciação 1% a.a e aumento tarifário 5% a.a, O&M 1% a.a

Ano	Depreciação (1% a.a)		Aumento tarifário anual (5% a.a)/ Depreciação (1% a.a)		CAPEX	O&M(1%)	FCL anual	FCL Acumulado
0					-R\$ 660.000,00			-R\$ 660.000,00
1	R\$ 56.912,58	R\$ 56.912,58	R\$ 56.912,58	R\$ 56.912,58	R\$ -	R\$ 569,13	R\$ 56.343,45	-R\$ 603.656,55
2	R\$ 56.343,45	R\$ 59.160,63	R\$ 59.160,63	R\$ 59.160,63	R\$ -	R\$ 591,61	R\$ 58.569,02	-R\$ 545.087,53
3	R\$ 55.780,02	R\$ 61.497,47	R\$ 61.497,47	R\$ 61.497,47	R\$ -	R\$ 614,97	R\$ 60.882,50	-R\$ 484.205,03
4	R\$ 55.222,22	R\$ 63.926,62	R\$ 63.926,62	R\$ 63.926,62	R\$ -	R\$ 639,27	R\$ 63.287,36	-R\$ 420.917,67
5	R\$ 54.670,00	R\$ 66.451,72	R\$ 66.451,72	R\$ 66.451,72	R\$ -	R\$ 664,52	R\$ 65.787,21	-R\$ 355.130,47
6	R\$ 54.123,30	R\$ 69.076,57	R\$ 69.076,57	R\$ 69.076,57	R\$ -	R\$ 690,77	R\$ 68.385,80	-R\$ 286.744,67
7	R\$ 53.582,06	R\$ 71.805,09	R\$ 71.805,09	R\$ 71.805,09	R\$ -	R\$ 718,05	R\$ 71.087,04	-R\$ 215.657,63
8	R\$ 53.046,24	R\$ 74.641,39	R\$ 74.641,39	R\$ 74.641,39	R\$ -	R\$ 746,41	R\$ 73.894,98	-R\$ 141.762,65
9	R\$ 52.515,78	R\$ 77.589,73	R\$ 77.589,73	R\$ 77.589,73	R\$ -	R\$ 775,90	R\$ 76.813,83	-R\$ 64.948,82
10	R\$ 51.990,62	R\$ 80.654,52	R\$ 80.654,52	R\$ 80.654,52	-R\$ 99.000,00	R\$ 806,55	-R\$ 19.152,02	-R\$ 84.100,84
11	R\$ 51.470,72	R\$ 83.840,37	R\$ 83.840,37	R\$ 83.840,37	R\$ -	R\$ 838,40	R\$ 83.001,97	-R\$ 1.098,87
12	R\$ 50.956,01	R\$ 87.152,07	R\$ 87.152,07	R\$ 87.152,07	R\$ -	R\$ 871,52	R\$ 86.280,55	R\$ 85.181,68
13	R\$ 50.446,45	R\$ 90.594,58	R\$ 90.594,58	R\$ 90.594,58	R\$ -	R\$ 905,95	R\$ 89.688,63	R\$ 174.870,31
14	R\$ 49.941,99	R\$ 94.173,06	R\$ 94.173,06	R\$ 94.173,06	R\$ -	R\$ 941,73	R\$ 93.231,33	R\$ 268.101,64
15	R\$ 49.442,57	R\$ 97.892,90	R\$ 97.892,90	R\$ 97.892,90	R\$ -	R\$ 978,93	R\$ 96.913,97	R\$ 365.015,61
16	R\$ 48.948,14	R\$ 101.759,67	R\$ 101.759,67	R\$ 101.759,67	R\$ -	R\$ 1.017,60	R\$ 100.742,07	R\$ 465.757,68
17	R\$ 48.458,66	R\$ 105.779,17	R\$ 105.779,17	R\$ 105.779,17	R\$ -	R\$ 1.057,79	R\$ 104.721,38	R\$ 570.479,06
18	R\$ 47.974,07	R\$ 109.957,45	R\$ 109.957,45	R\$ 109.957,45	R\$ -	R\$ 1.099,57	R\$ 108.857,88	R\$ 679.336,94
19	R\$ 47.494,33	R\$ 114.300,77	R\$ 114.300,77	R\$ 114.300,77	R\$ -	R\$ 1.143,01	R\$ 113.157,76	R\$ 792.494,70
20	R\$ 47.019,39	R\$ 118.815,65	R\$ 118.815,65	R\$ 118.815,65	R\$ -	R\$ 1.188,16	R\$ 117.627,49	R\$ 910.122,20
21	R\$ 46.549,19	R\$ 123.508,87	R\$ 123.508,87	R\$ 123.508,87	R\$ -	R\$ 1.235,09	R\$ 122.273,78	R\$ 1.032.395,98
22	R\$ 46.083,70	R\$ 128.387,47	R\$ 128.387,47	R\$ 128.387,47	R\$ -	R\$ 1.283,87	R\$ 127.103,60	R\$ 1.159.499,57
23	R\$ 45.622,87	R\$ 133.458,78	R\$ 133.458,78	R\$ 133.458,78	R\$ -	R\$ 1.334,59	R\$ 132.124,19	R\$ 1.291.623,76
24	R\$ 45.166,64	R\$ 138.730,40	R\$ 138.730,40	R\$ 138.730,40	R\$ -	R\$ 1.387,30	R\$ 137.343,09	R\$ 1.428.966,85
25	R\$ 44.714,97	R\$ 144.210,25	R\$ 144.210,25	R\$ 144.210,25	R\$ -	R\$ 1.442,10	R\$ 142.768,14	R\$ 1.571.735,00

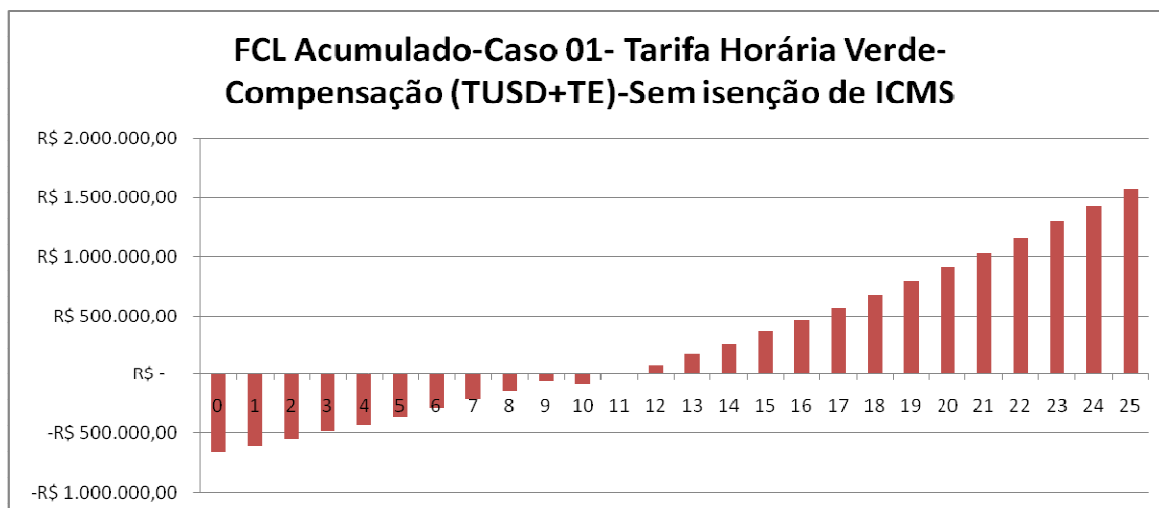


Figura 36- Fluxo de caixa livre acumulado-Caso 01

Fonte: Autor

Tabela 37- Payback simples calculado para o Caso 02, depreciação 1% a.a e aumento tarifário 5% a.a., O&M 1% a.a

Ano	Depreciação (1% a.a)		Aumento tarifário anual (5% a.a)/ Depreciação (1% a.a)		CAPEX	O&M	FCL anual	FCL Acumulado
0					-R\$ 660.000,00			-R\$ 660.000,00
1	R\$ 61.840,61	R\$ 61.840,61			-	R\$ 618,41	R\$ 61.222,20	-R\$ 598.777,80
2	R\$ 61.222,20	R\$ 64.283,31			-	R\$ 642,83	R\$ 63.640,48	-R\$ 535.137,32
3	R\$ 60.609,98	R\$ 66.822,51			-	R\$ 668,23	R\$ 66.154,28	-R\$ 468.983,04
4	R\$ 60.003,88	R\$ 69.461,99			-	R\$ 694,62	R\$ 68.767,37	-R\$ 400.215,66
5	R\$ 59.403,84	R\$ 72.205,74			-	R\$ 722,06	R\$ 71.483,69	-R\$ 328.731,98
6	R\$ 58.809,80	R\$ 75.057,87			-	R\$ 750,58	R\$ 74.307,29	-R\$ 254.424,69
7	R\$ 58.221,71	R\$ 78.022,66			-	R\$ 780,23	R\$ 77.242,43	-R\$ 177.182,26
8	R\$ 57.639,49	R\$ 81.104,55			-	R\$ 811,05	R\$ 80.293,50	-R\$ 96.888,75
9	R\$ 57.063,09	R\$ 84.308,18			-	R\$ 843,08	R\$ 83.465,10	-R\$ 13.423,65
10	R\$ 56.492,46	R\$ 87.638,35			-R\$ 99.000,00	R\$ 876,38	-R\$ 12.238,03	-R\$ 25.661,68
11	R\$ 55.927,54	R\$ 91.100,07			-	R\$ 911,00	R\$ 90.189,07	R\$ 64.527,38
12	R\$ 55.368,26	R\$ 94.698,52			-	R\$ 946,99	R\$ 93.751,54	R\$ 158.278,92
13	R\$ 54.814,58	R\$ 98.439,11			-	R\$ 984,39	R\$ 97.454,72	R\$ 255.733,64
14	R\$ 54.266,44	R\$ 102.327,46			-	R\$ 1.023,27	R\$ 101.304,18	R\$ 357.037,82
15	R\$ 53.723,77	R\$ 106.369,39			-	R\$ 1.063,69	R\$ 105.305,70	R\$ 462.343,52
16	R\$ 53.186,53	R\$ 110.570,98			-	R\$ 1.105,71	R\$ 109.465,27	R\$ 571.808,79
17	R\$ 52.654,67	R\$ 114.938,54			-	R\$ 1.149,39	R\$ 113.789,15	R\$ 685.597,95
18	R\$ 52.128,12	R\$ 119.478,61			-	R\$ 1.194,79	R\$ 118.283,82	R\$ 803.881,77
19	R\$ 51.606,84	R\$ 124.198,01			-	R\$ 1.241,98	R\$ 122.956,03	R\$ 926.837,80
20	R\$ 51.090,77	R\$ 129.103,84			-	R\$ 1.291,04	R\$ 127.812,80	R\$ 1.054.650,60
21	R\$ 50.579,86	R\$ 134.203,44			-	R\$ 1.342,03	R\$ 132.861,40	R\$ 1.187.512,00
22	R\$ 50.074,07	R\$ 139.504,47			-	R\$ 1.395,04	R\$ 138.109,43	R\$ 1.325.621,43
23	R\$ 49.573,32	R\$ 145.014,90			-	R\$ 1.450,15	R\$ 143.564,75	R\$ 1.469.186,18
24	R\$ 49.077,59	R\$ 150.742,99			-	R\$ 1.507,43	R\$ 149.235,56	R\$ 1.618.421,74
25	R\$ 48.586,82	R\$ 156.697,34			-	R\$ 1.566,97	R\$ 155.130,36	R\$ 1.773.552,10

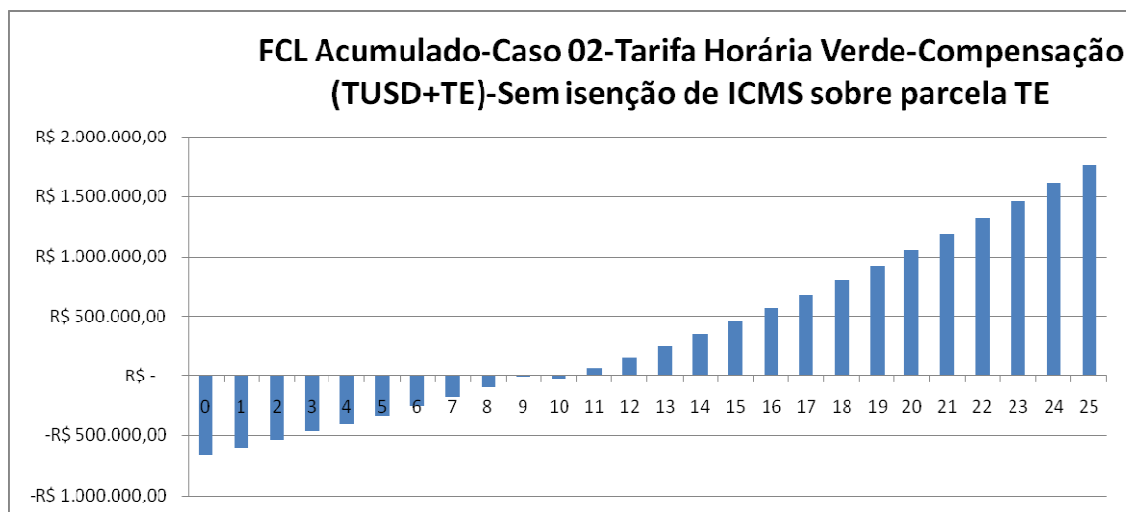


Figura 37- Fluxo de caixa livre acumulado-Caso 02

Fonte: Autor

Tabela 38- Payback simples calculado para o Caso 03, depreciação 1% a.a e aumento tarifário 5% a.a, O&M 1% a.a

Ano	Depreciação (1% a.a)		Aumento tarifário anual (5% a.a)/ Depreciação (1% a.a)		CAPEX	O&M	FCL anual	FCL Acumulado
0					-R\$ 660.000,00			-R\$ 660.000,00
1	R\$ 81.289,04	R\$ 81.289,04	R\$ 81.289,04	R\$ 81.289,04	-	R\$ 812,89	R\$ 80.476,15	-R\$ 579.523,85
2	R\$ 80.476,15	R\$ 84.499,96	R\$ 84.499,96	R\$ 84.499,96	-	R\$ 845,00	R\$ 83.654,96	-R\$ 495.868,89
3	R\$ 79.671,39	R\$ 87.837,71	R\$ 87.837,71	R\$ 87.837,71	-	R\$ 878,38	R\$ 86.959,33	-R\$ 408.909,56
4	R\$ 78.874,67	R\$ 91.307,29	R\$ 91.307,29	R\$ 91.307,29	-	R\$ 913,07	R\$ 90.394,22	-R\$ 318.515,34
5	R\$ 78.085,93	R\$ 94.913,93	R\$ 94.913,93	R\$ 94.913,93	-	R\$ 949,14	R\$ 93.964,79	-R\$ 224.550,55
6	R\$ 77.305,07	R\$ 98.663,03	R\$ 98.663,03	R\$ 98.663,03	-	R\$ 986,63	R\$ 97.676,40	-R\$ 126.874,15
7	R\$ 76.532,02	R\$ 102.560,22	R\$ 102.560,22	R\$ 102.560,22	-	R\$ 1.025,60	R\$ 101.534,62	-R\$ 25.339,53
8	R\$ 75.766,70	R\$ 106.611,35	R\$ 106.611,35	R\$ 106.611,35	-	R\$ 1.066,11	R\$ 105.545,24	R\$ 80.205,71
9	R\$ 75.009,03	R\$ 110.822,50	R\$ 110.822,50	R\$ 110.822,50	-	R\$ 1.108,23	R\$ 109.714,28	R\$ 189.919,99
10	R\$ 74.258,94	R\$ 115.199,99	R\$ 115.199,99	R\$ 115.199,99	-R\$ 99.000,00	R\$ 1.152,00	R\$ 15.047,99	R\$ 204.967,98
11	R\$ 73.516,35	R\$ 119.750,39	R\$ 119.750,39	R\$ 119.750,39	-	R\$ 1.197,50	R\$ 118.552,88	R\$ 323.520,86
12	R\$ 72.781,19	R\$ 124.480,53	R\$ 124.480,53	R\$ 124.480,53	-	R\$ 1.244,81	R\$ 123.235,72	R\$ 446.756,59
13	R\$ 72.053,38	R\$ 129.397,51	R\$ 129.397,51	R\$ 129.397,51	-	R\$ 1.293,98	R\$ 128.103,53	R\$ 574.860,12
14	R\$ 71.332,84	R\$ 134.508,71	R\$ 134.508,71	R\$ 134.508,71	-	R\$ 1.345,09	R\$ 133.163,62	R\$ 708.023,74
15	R\$ 70.619,51	R\$ 139.821,81	R\$ 139.821,81	R\$ 139.821,81	-	R\$ 1.398,22	R\$ 138.423,59	R\$ 846.447,33
16	R\$ 69.913,32	R\$ 145.344,77	R\$ 145.344,77	R\$ 145.344,77	-	R\$ 1.453,45	R\$ 143.891,32	R\$ 990.338,65
17	R\$ 69.214,18	R\$ 151.085,89	R\$ 151.085,89	R\$ 151.085,89	-	R\$ 1.510,86	R\$ 149.575,03	R\$ 1.139.913,68
18	R\$ 68.522,04	R\$ 157.053,78	R\$ 157.053,78	R\$ 157.053,78	-	R\$ 1.570,54	R\$ 155.483,24	R\$ 1.295.396,92
19	R\$ 67.836,82	R\$ 163.257,40	R\$ 163.257,40	R\$ 163.257,40	-	R\$ 1.632,57	R\$ 161.624,83	R\$ 1.457.021,75
20	R\$ 67.158,45	R\$ 169.706,07	R\$ 169.706,07	R\$ 169.706,07	-	R\$ 1.697,06	R\$ 168.009,01	R\$ 1.625.030,75
21	R\$ 66.486,87	R\$ 176.409,46	R\$ 176.409,46	R\$ 176.409,46	-	R\$ 1.764,09	R\$ 174.645,36	R\$ 1.799.676,12
22	R\$ 65.822,00	R\$ 183.377,63	R\$ 183.377,63	R\$ 183.377,63	-	R\$ 1.833,78	R\$ 181.543,86	R\$ 1.981.219,97
23	R\$ 65.163,78	R\$ 190.621,05	R\$ 190.621,05	R\$ 190.621,05	-	R\$ 1.906,21	R\$ 188.714,84	R\$ 2.169.934,81
24	R\$ 64.512,14	R\$ 198.150,58	R\$ 198.150,58	R\$ 198.150,58	-	R\$ 1.981,51	R\$ 196.169,07	R\$ 2.366.103,89
25	R\$ 63.867,02	R\$ 205.977,53	R\$ 205.977,53	R\$ 205.977,53	-	R\$ 2.059,78	R\$ 203.917,75	R\$ 2.570.021,64

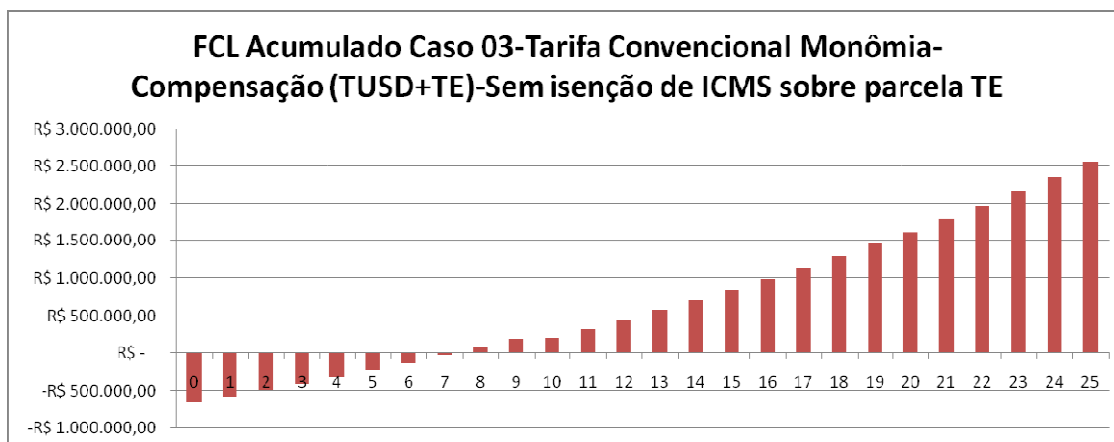


Figura 38- Fluxo de caixa livre acumulado-Caso 03

Fonte: Autor

Tabela 39- Payback simples calculado para o Caso 04, depreciação 1% a.a e aumento tarifário 5% a.a, O&M 1% a.a

Ano	Depreciação (1% a.a)		Aumento tarifário anual (5% a.a)/ Depreciação (1% a.a)		CAPEX	O&M	FCL anual	FCL Acumulado
0					-R\$ 660.000,00			-R\$ 660.000,00
1	R\$ 87.410,86	R\$ 87.410,86	R\$ 87.410,86	R\$ -	R\$ 874,11	R\$ 86.536,75	-R\$ 573.463,25	
2	R\$ 86.536,75	R\$ 90.863,59	R\$ 90.863,59	R\$ -	R\$ 908,64	R\$ 89.954,95	-R\$ 483.508,30	
3	R\$ 85.671,38	R\$ 94.452,70	R\$ 94.452,70	R\$ -	R\$ 944,53	R\$ 93.508,17	-R\$ 390.000,12	
4	R\$ 84.814,67	R\$ 98.183,58	R\$ 98.183,58	R\$ -	R\$ 981,84	R\$ 97.201,75	-R\$ 292.798,38	
5	R\$ 83.966,52	R\$ 102.061,83	R\$ 102.061,83	R\$ -	R\$ 1.020,62	R\$ 101.041,22	-R\$ 191.757,16	
6	R\$ 83.126,86	R\$ 106.093,28	R\$ 106.093,28	R\$ -	R\$ 1.060,93	R\$ 105.032,34	-R\$ 86.724,82	
7	R\$ 82.295,59	R\$ 110.283,96	R\$ 110.283,96	R\$ -	R\$ 1.102,84	R\$ 109.181,12	R\$ 22.456,31	
8	R\$ 81.472,63	R\$ 114.640,18	R\$ 114.640,18	R\$ -	R\$ 1.146,40	R\$ 113.493,78	R\$ 135.950,08	
9	R\$ 80.657,91	R\$ 119.168,46	R\$ 119.168,46	R\$ -	R\$ 1.191,68	R\$ 117.976,78	R\$ 253.926,86	
10	R\$ 79.851,33	R\$ 123.875,62	R\$ 123.875,62	-R\$ 99.000,00	R\$ 1.238,76	R\$ 23.636,86	R\$ 277.563,72	
11	R\$ 79.052,81	R\$ 128.768,71	R\$ 128.768,71	R\$ -	R\$ 1.287,69	R\$ 127.481,02	R\$ 405.044,74	
12	R\$ 78.262,29	R\$ 133.855,07	R\$ 133.855,07	R\$ -	R\$ 1.338,55	R\$ 132.516,52	R\$ 537.561,26	
13	R\$ 77.479,66	R\$ 139.142,34	R\$ 139.142,34	R\$ -	R\$ 1.391,42	R\$ 137.750,92	R\$ 675.312,18	
14	R\$ 76.704,87	R\$ 144.638,47	R\$ 144.638,47	R\$ -	R\$ 1.446,38	R\$ 143.192,08	R\$ 818.504,26	
15	R\$ 75.937,82	R\$ 150.351,69	R\$ 150.351,69	R\$ -	R\$ 1.503,52	R\$ 148.848,17	R\$ 967.352,43	
16	R\$ 75.178,44	R\$ 156.290,58	R\$ 156.290,58	R\$ -	R\$ 1.562,91	R\$ 154.727,67	R\$ 1.122.080,11	
17	R\$ 74.426,66	R\$ 162.464,06	R\$ 162.464,06	R\$ -	R\$ 1.624,64	R\$ 160.839,42	R\$ 1.282.919,52	
18	R\$ 73.682,39	R\$ 168.881,39	R\$ 168.881,39	R\$ -	R\$ 1.688,81	R\$ 167.192,57	R\$ 1.450.112,09	
19	R\$ 72.945,57	R\$ 175.552,20	R\$ 175.552,20	R\$ -	R\$ 1.755,52	R\$ 173.796,68	R\$ 1.623.908,77	
20	R\$ 72.216,11	R\$ 182.486,51	R\$ 182.486,51	R\$ -	R\$ 1.824,87	R\$ 180.661,65	R\$ 1.804.570,42	
21	R\$ 71.493,95	R\$ 189.694,73	R\$ 189.694,73	R\$ -	R\$ 1.896,95	R\$ 187.797,78	R\$ 1.992.368,20	
22	R\$ 70.779,01	R\$ 197.187,67	R\$ 197.187,67	R\$ -	R\$ 1.971,88	R\$ 195.215,80	R\$ 2.187.584,00	
23	R\$ 70.071,22	R\$ 204.976,59	R\$ 204.976,59	R\$ -	R\$ 2.049,77	R\$ 202.926,82	R\$ 2.390.510,82	
24	R\$ 69.370,51	R\$ 213.073,16	R\$ 213.073,16	R\$ -	R\$ 2.130,73	R\$ 210.942,43	R\$ 2.601.453,25	
25	R\$ 68.676,80	R\$ 221.489,55	R\$ 221.489,55	R\$ -	R\$ 2.214,90	R\$ 219.274,65	R\$ 2.820.727,90	

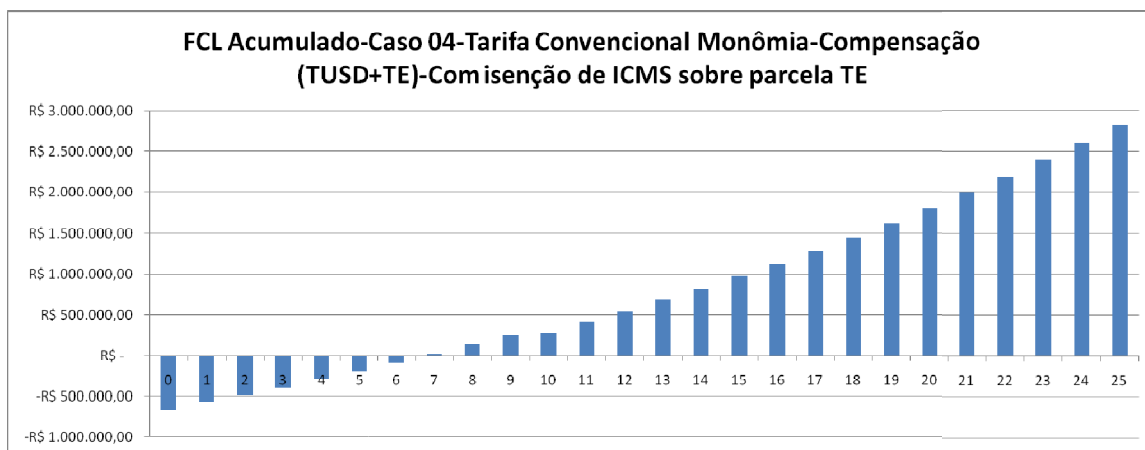


Figura 39- Fluxo de caixa livre acumulado-Caso 04

Fonte: Autor

Paralelo a isso se construiu também a curva de sensibilidade do investimento supondo que o investidor desejasse um retorno de 10 anos.

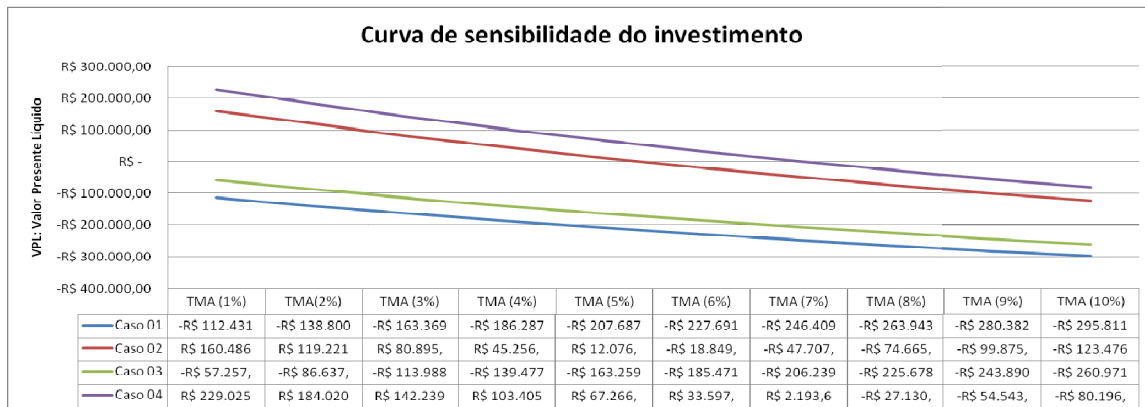


Figura 40- Curva de Sensibilidade do investimento (10 Anos)-Por Caso

Fonte: Autor

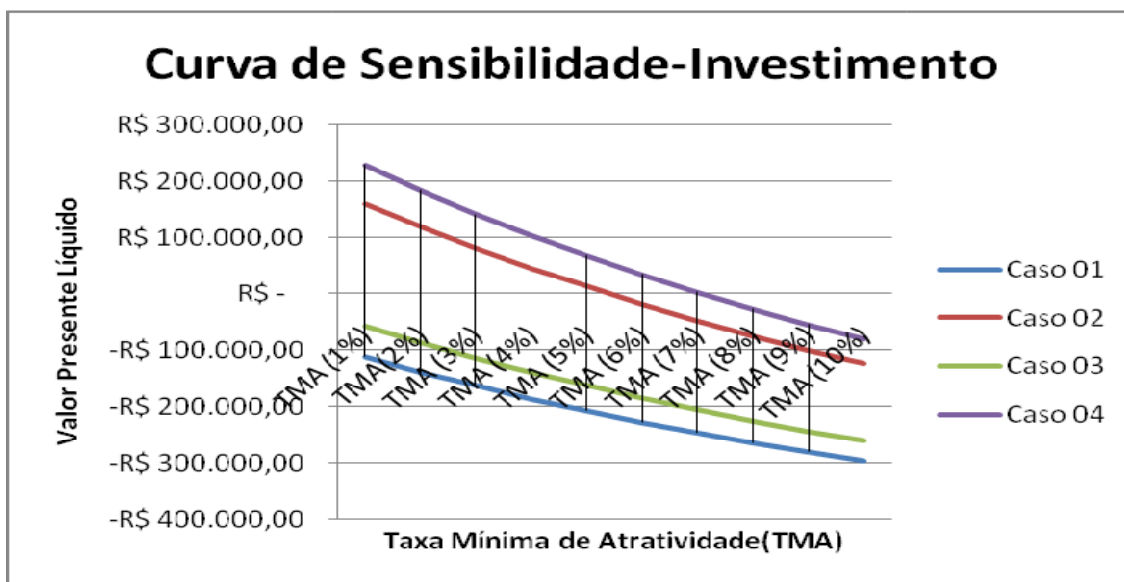


Figura 41- Curva de Sensibilidade do investimento (10 anos) x TMA- Por Caso

Fonte: Autor

5 CONCLUSÃO

5.1 Conclusões sobre os casos estudados

A simulação dos casos relatados no trabalho com dados reais nos permite chegar a uma série de conclusões no que tange a unidade consumidora estudada e mais genericamente a sistemas de mini geração solar:

- O caso 4 que corresponde à análise da unidade consumidora na hipótese de a mesma apresentar modalidade tarifária convencional monômnia e valoração da energia injetada pelas parcelas de tarifa TE e TUSD, com isenção do ICMS sobre a parcela de tarifa TE foi a opção que menos onerou a conta final paga pelo consumidor, ou seja, trata-se da opção de valoração da energia que mais beneficiou o consumidor. O fato se deve principalmente pela possibilidade de mudança para a tarifa monômnia com base no Art. 100 da REN/414 aliada ao mecanismo, hoje vigente, de valoração da energia injetada considerando-se as parcelas TE e TUSD. Verifica-se ainda que nesse caso simulou-se a isenção do ICMS sobre a parcela de tarifa TE, fato este que ainda não é verdade para Santa Catarina e, por conseguinte para a área de atuação da Celesc D. já que não há lei estadual definida relativa a concessão da isenção. Vale ressaltar que o entendimento do estado poderá ser promover a isenção total, ou seja, sobre as parcelas TE e TUSD já que, conforme informado no trabalho não há um entendimento muito claro do convênio 16/2015 do CONFAZ relativo a isto.
 - O caso 8 corresponde a análise da unidade consumidora na hipótese de a mesma apresentar modalidade tarifária verde, sem isenção do ICMS sobre a parcela de energia (TE) e com valoração da energia injetada pela componente TE da tarifa. Considerou-se a demanda contratada de 123 kW. O valor alto pago da fatura à distribuidora se deve à uma simulação da opção 04 da CP 10. Nesse caso, o valor de tarifa TUSD volumétrica (R\$/kWh) continua sendo remunerada à distribuidora, garantindo assim que a mesma seja adequadamente remunerada pelos seus investimentos, evitando-se a divisão do valor não remunerado por esta unidade entre os consumidores comuns em uma revisão/reajuste tarifário. No entanto, isso reflete negativamente sobre o consumidor, que paga mais à distribuidora quando adere ao sistema de geração distribuída.
-

- A isenção do ICMS sobre a parcela de TE gerou uma redução do valor pago à distribuidora de aproximadamente 7,83% em relação ao cenário atual (Caso 01) para o caso de a UC ser horária verde, com valoração da energia injetada sobre TE e TUSD, 12,5% para o caso de a UC pertencer a modalidade convencional monômnia com valoração da energia injetada sobre TE e TUSD , 9,18% para o caso de a UC ser convencional monômnia com valoração da energia injetada apenas pela tarifa TE e 7,51% para o caso de a UC ser horária verde com valoração da energia injetada apenas pela tarifa TE;
- Os casos 2 e 6 que correspondem respectivamente ao caso em que a unidade estudada apresenta tarifação horária verde com isenção de ICMS, valoração da energia injetada pela parcela TE e TUSD e convencional monômnia sem isenção de ICMS com valoração da energia injetada apenas pela tarifa TE apresentam pequena variação entre si. Isso significa que em caso de implantação da opção 4 da consulta pública sem a isenção do ICMS e com valoração de apenas uma das parcelas da tarifa (TE), mantendo-se a possibilidade de adesão ao Art. 100 da REN 414/2010 ter-se-ia para o caso praticamente o mesmo resultado de se manter a tarifa horária com isenção do ICMS, porém valorando a energia pelas parcelas TE e TUSD para a unidade consumidora analisada;
- Admitindo-se que a lei estadual que define as regras de isenção do ICMS sobre a parcela de energia TE não seja emitida, e a opção 4 da CP 10 seja inserida, mantendo-se a tarifação horária verde o consumidor sentiria um aumento de 5,37% dos valores anuais pagos a distribuidora (Comparação Caso 01 e Caso 08);
- As análises voltadas ao tempo de retorno do investimento simples para os casos 1,2,3 e 4 tiveram como objetivo fornecer uma visão de quando o investimento irá se pagar. Foram consideradas premissas iguais nas simulações dos 4 casos, considerando o aumento médio de de tarifa de 5% para os próximos 25 anos, depreciação do sistema de 1% do valor total economizado por ano e gastos com O&M de 1% do valor total economizado ao longo dos anos para limpeza de placas e outros pequenos serviços. Cabe lembrar aqui que o aumento de tarifas é inversamente proporcional ao tempo de retorno de investimento já que seu aumento implica em maior retorno financeiro, contribuindo para um mais rápido retorno do capital investido. No entanto, essa premissa é difícil de ser projetada já que seu aumento dependerá da gestão do setor elétrico nos próximos 25 anos. Tentativas recentes do governo federal tentam reduzir o valor da tarifa

paga ao consumidor, no entanto, não se tem obtido êxito. Exemplo dessa tentativa foi a publicação do decreto 9642/18 pelo ex presidente Michel Temer, que buscava eliminar os subsídios pagos aos consumidores rurais e serviços de água e esgoto. A medida reduziria o orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético permitindo uma redução na tarifa de energia. No entanto, em 2019, após forte pressão dos ruralistas o decreto foi revogado.

- O caso 01 apresenta retorno do investimento mais demorado (11 a 12 anos), por se tratar nesse caso da situação no qual a unidade consumidora é horária verde e não há subsídio sobre o ICMS. Já o caso 04 se apresenta com tempo de retorno de investimento menor (6 a 7 anos) já que contempla a unidade consumidora com modalidade convencional monômnia e subsídios de isenção sobre de ICMS sobre a parcela TE.

- O custo do sistema por KWp tem diminuído constantemente ao longo dos anos, no entanto, independente da tarifação e da forma de compensação de energia tratam-se de investimentos com período de maturação considerados longos.

- As figuras 42 e 43 indicam a curva de sensibilidade do investimento considerando diferentes taxas de atratividade com seu respectivo VPL. Analisando um investidor que visualiza um horizonte de 10 anos, os casos 1 e 3, não permitem a geração de valor nos 10 primeiros anos, independente da taxa de atratividade. Já o caso 2 se viabiliza até TMAs próximas a 5%. A partir daí, caso o investidor deseje recuperar seu capital e ter um rendimento superior a 5% a.a o sistema não se viabiliza. Em relação ao caso 4, o projeto se viabiliza até TMAs próximas a 7%. A partir daí, caso o investidor deseje recuperar seu capital e ter um rendimento superior a 7% a.a dentro dos 10 primeiros anos o sistema não se viabiliza.

- Uma possível inibição de adesão ao Art. 100 da REN 414/2010 de unidades com potência instalada acima de 75 KWp que está em discussão para emissão da nova legislação afeta consideravelmente unidades consumidoras com transformador até 112,5KVA que instalam mini geração. Imaginando a situação estudada e considerando a não isenção do ICMS sobre a parcela abatida ter-se-ia uma mudança de tempo de retorno de 7 a 8 anos para 11 a 12 anos, considerando-se as premissas escolhidas.

- Quanto maior a geração e consumo simultâneo, mais rápido é o retorno do investimento já que nesses casos pelo fato de que o consumo da rede é evitado, considera-se que o valor dessa energia é a tarifa final total, incluindo todos os impostos.

Modalidades de autoconsumo remoto são importantes em ocasiões onde há sobra de energia acumulada ano após ano. Essa energia acumulada, se não usada pode ser capturada pela modicidade tarifária, significando perdas para o prosumidor. Por outro lado, sua divisão entre outras unidades consumidoras de mesma titularidade pode implicar em seu uso de maneira mais rápida contribuindo para o retorno no investimento.

5.2 Limitações do trabalho

Cabe nesse momento expor de maneira clara as limitações do trabalho em questão:

- O tempo de retorno de investimento calculado não leva em consideração o valor do dinheiro ao longo do tempo. Seu uso se deve ao caráter mais fácil e popular da abordagem do Payback Simples. O payback descontado aumentaria os tempos de retorno de investimento aqui calculados.
- Não se considerou no trabalho o retorno financeiro que seria gerado em razão da devolução do valor de bandeiras relativas à energia injetada que fora abatida no ciclo e as influências que a mini geração leva ao Custeio de Iluminação Pública. Como é comum, a maioria das prefeituras define o pagamento da iluminação pública com base em faixas de consumo. Em razão da energia evitada fruto do consumo simultâneo e interno da geração, a redução do nível de consumo implica também em redução da arrecadação da iluminação pública.
- Utilizou-se como crescimento médio da tarifa o valor de 5% a.a, no entanto, ao se utilizar 10 % a.a os retornos do investimento encolheriam consideravelmente. Isso demonstra a fragilidade que esse tipo de indicador apresenta para sozinho definir a colocação ou não do sistema. Muitas vezes esse valor não fica evidente nas análises de retorno de investimento apresentadas pelas integradoras, passando ao consumidor uma idéia contorcida acerca do retorno do investimento.
- Ao se considerar um aumento de 5% na tarifa a.a considerou-se que as componentes TE e TUSD subirão na mesma proporção.

- Outra modalidade possível de ser empregada para a unidade consumidora estudada seria a tarifa branca, que não pertenceu ao escopo de análises desse trabalho.
-

6 Bibliografia

TOLMASQUIM, Maurício T., **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**, Rio de Janeiro, 2015.

BRASIL. **Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras _____. **Decreto no 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Brasília, DF, 1996.

BICALHO, R. **A transição elétrica: muito além da falta de chuvas**. In Energia Elétrica, Blog Infopetro, 10 mar. 2014. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/03/10/a-transicao-eletrica-muito-alem-da-falta-de-chuvas/>>. Acesso em: 05 de junho de 2019.

Lei Nº 10848, de 15 de março de 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 05 de junho de 2019

Lei Nº 10847, de 15 de março de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm>. Acesso em: 05 de junho de 2019

Decreto Nº 5163, de 30 de julho de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 05 de junho de 2019

Decreto Nº 5184, de 16 de agosto de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2004-2006/2004/Decreto/D5184.htm>. Acesso em: 05 de junho de 2019

Consulta Pública Nº 33- Aprimoramento do marco legal do setor elétrico..Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultaspublicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp>. Acesso em: 05 de junho de 2019

Empresa de Pesquisa Energética- Nota de discussão: **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no planejamento energético, Julho-2018**- Aprimoramento do marco legal do setor elétrico..Disponível em <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Ener%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>>. Acesso em: 07 de junho de 2019

ELETOBRÁS: **Potencial Hidroelétrico por Bacias, Dezembro-2018** Disponível em <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Potencial-Hidreletrico-Brasileiro.aspx>>. Acesso em: 07 de junho de 2019

_____. **ELETOBRÁS: Potencial Hidroelétrico por Bacias, Dezembro-2018** Disponível em <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Potencial-Hidreletrico-Brasileiro.aspx>>. Acesso em: 07 de junho de 2019

_____. **Empresa de Pesquisa Energética- Plano Decenal de Energia, 2018**. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>. Acesso em: 07 de junho de 2019

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

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

_____. **Análise das contribuições da CP nº 10/2018 e proposta de abertura da primeira fase da Audiência Pública com vistas a obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR acerca da revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída- Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL de 06 de dezembro de 2018**. Disponível <http://www.aneel.gov.br/audienciaspublicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cachelLevelPage&p_p_col_id=column2&p_p_col_count=1&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=42678&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp>Acesso em: 10 de junho de 2019

Consulta Pública Nº 15/2010 de 10 de novembro de 2010 - Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta>. Acesso em: 07 de junho de 2019

Audiência Pública Nº 42/2011 de 08 de agosto de 2011 Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta>. Acesso em: 07 de junho de 2019

Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010. Brasília, DF, 2010

Decreto Nº 8401/2015 de 04 de fevereiro de 2015 - Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8401.htm>. Acesso em: 07 de junho de 2019

Resolução Homologatória Nº 2436 de 13 de agosto de 2018 - Disponível em http://celesc.firbweb.com.br/wp-content/uploads/2018/08/Resolucao-Homologatoria-2436_2015-Reajuste-da-Celesc-Distribuicao.pdf>. Acesso em: 07 de junho de 2019

Lei Nº 13 169 de 6 de outubro de 2015- Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/113169.htm>. Acesso em: 09 de junho de 2019

Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. - Nota Técnica Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL Processo nº: 48500.004924/2010-51. De 25 de maio de 2018- Disponível em http://www.aneel.gov.br/consultaspublicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column2&p_p_col_count=1&consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=4575&consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp>Acesso em: 10 de junho de 2019

Relatório de análise das contribuições da Consulta Pública 10 de 06 de dezembro de 2018 Disponível em http://www.aneel.gov.br/audienciaspublicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column2&p_p_col_count=1&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=42679&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp>Acesso em: 10 de junho de 2019

Acesso aos dados de geração da empresa estudada Disponível em <http://www.solarmanpv.com/portal>>Acesso em: 10 de junho de 2019

Rocky Mountain Institute (RMI), 2012. Net Energy Metering, Zero Net Energy and the Distributed Energy Resource Future: Adapting Electric Utility Business Models for the 21st Century. Rocky Mountain Institute, Snowmass, CO.

2019

Índice médio de irradiação em Rio do Sul Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>Acesso em: 12 de junho de 2019

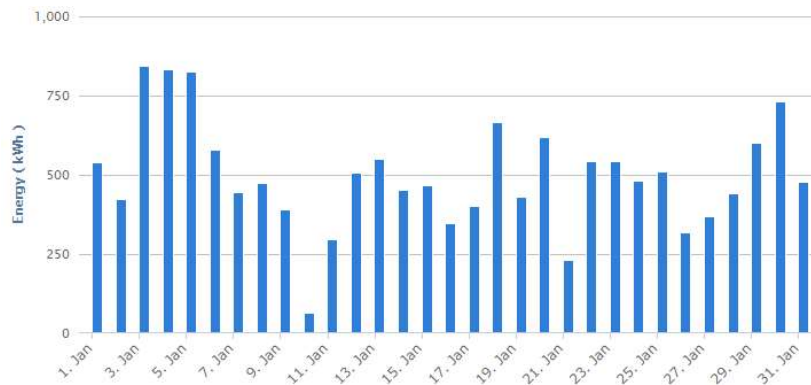
James T. C. Wright. ARTIGOS TECNOLOGIAS DISRUPTIVAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SEUS IMPACTOS FUTUROS SOBRE EMPRESAS DE ENERGIA

Tabela de cálculo de payback e VPL Disponível em http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=XNkym8cR&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column2&p_p_col_count=1&audiencia_spublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_audienciaId=2301&audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarAudiencia>Acesso em: 12 de junho de 2019

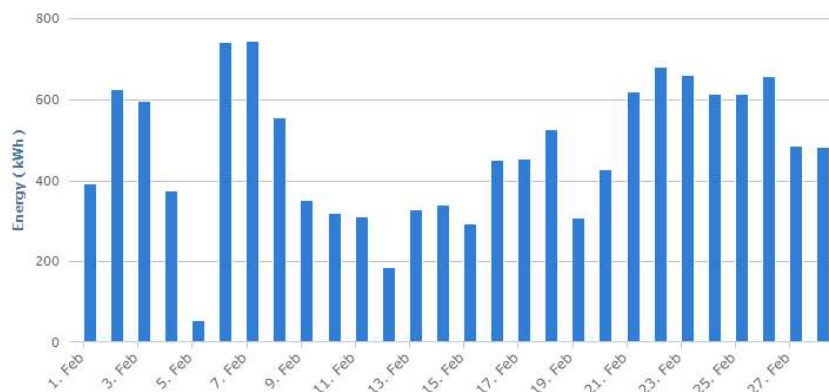
ANEXO I

Dados diários de geração da empresa estudada no ano de 2018

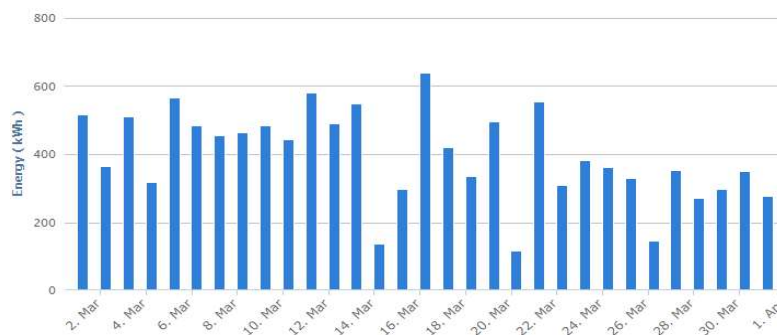
Janeiro-2018



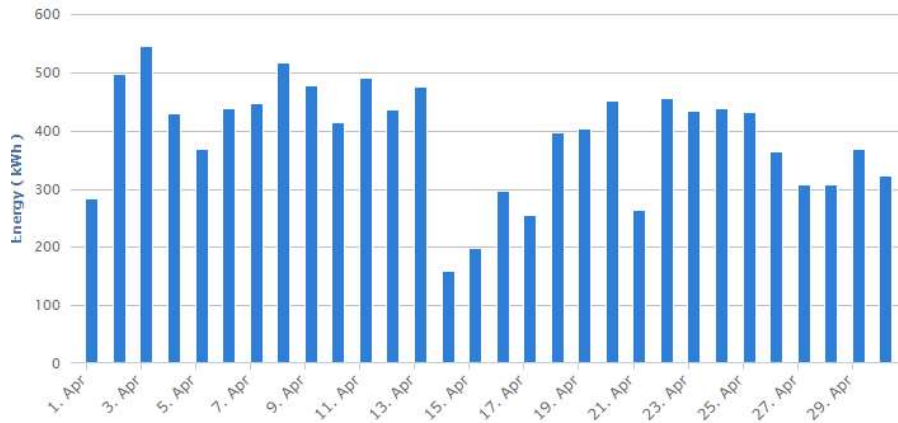
Fevereiro-2018



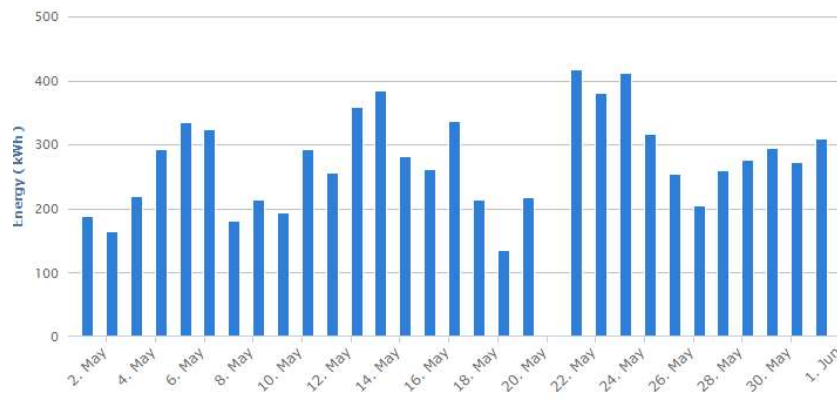
Março-2018



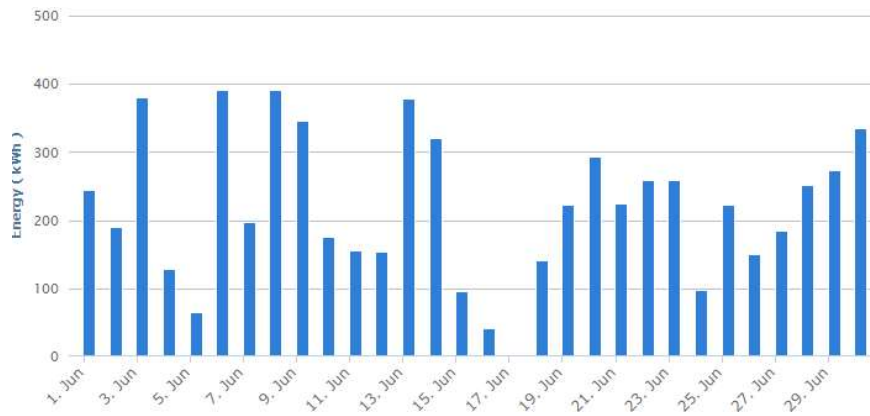
Abril-2018



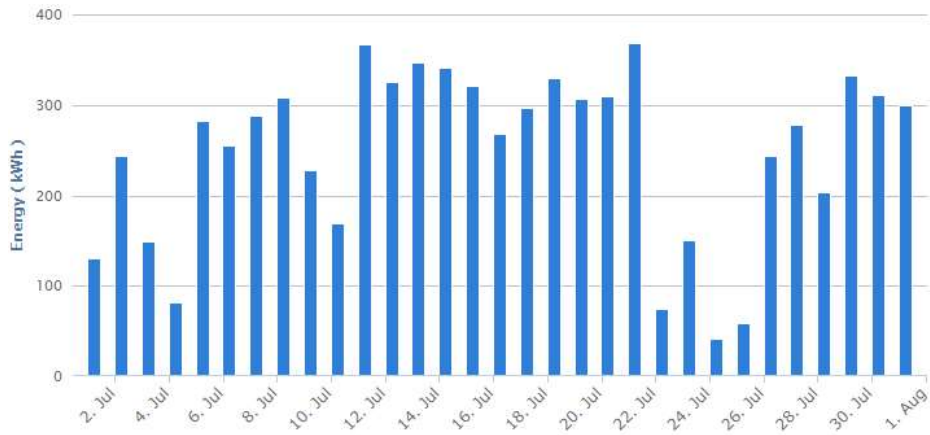
Maio-2018



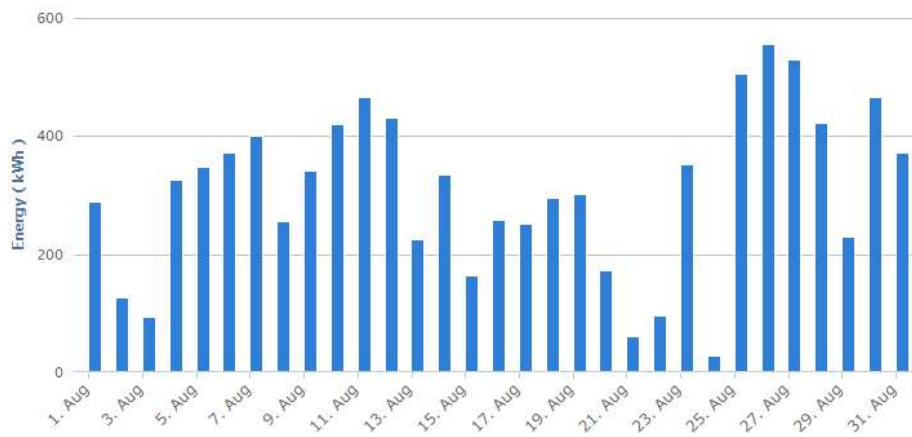
Junho-2018



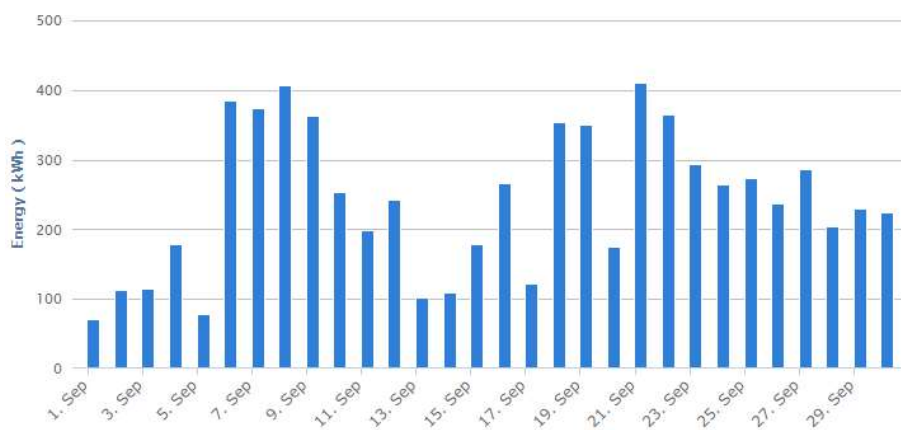
Julho-2018



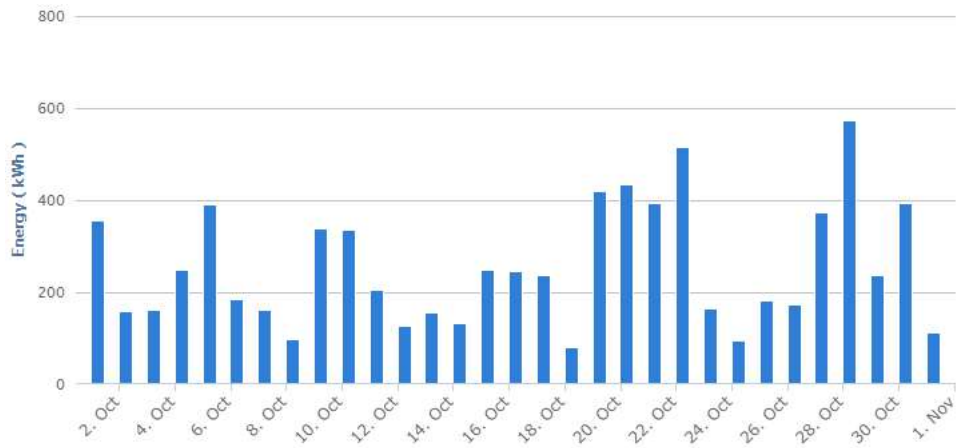
Agosto-2018



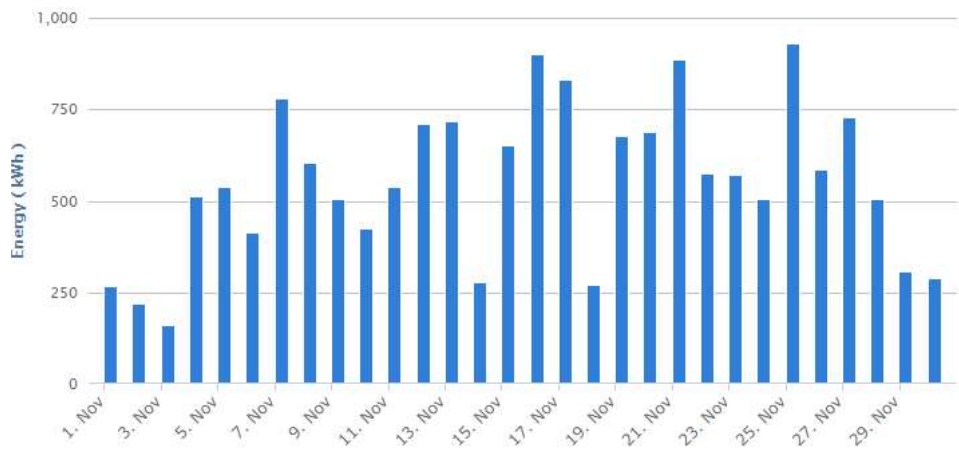
Setembro-2018



Outubro-2018



Novembro-2018



Dezembro-2018

