



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIEL BERTONE ROLIM

**ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONSIDERANDO AS
ALTERNATIVAS DE COMPENSAÇÃO PROPOSTAS PELA AGÊNCIA
REGULADORA.**

Brasília

2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
GABRIEL BERTONE ROLIM

**ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONSIDERANDO AS
ALTERNATIVAS DE COMPENSAÇÃO PROPOSTAS PELA AGÊNCIA
REGULADORA.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Banca Examinadora do Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, a ser utilizado pelo autor para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ivan Camargo

Brasília

2019

GABRIEL BERTONE ROLIM

**ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONSIDERANDO AS
ALTERNATIVAS DE COMPENSAÇÃO PROPOSTAS PELA AGÊNCIA
REGULADORA.**

Aprovado por:

Ivan Marques de Toledo Camargo, Dr., ENE/UnB
(Orientador)

Rafael Amaral Shayani, Dr., ENE/UnB
(Examinador interno)

Daniel Luiz Sebben, Eng., MTEC Energia
(Examinador externo)

Amauri G. Martins Junior, Ms., ENE/UnB
(Examinador interno)

Brasília, 06 de dezembro de 2019.

FICHA CATALOGRÁFICA

ROLIM, GABRIEL BERTONE

ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONSIDERANDO AS ALTERNATIVAS DE COMPENSAÇÃO PROPOSTAS PELA AGÊNCIA REGULADORA.

132 p, 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica)

- | | |
|-------------------------------|----------------------------------|
| 1. Energia Solar Fotovoltaica | 2. Resolução Normativa 482/2012 |
| 3. Geração Distribuída | 4. Viabilidade técnico-econômica |

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ROLIM, G.B. (2019). ESTUDO COMPARATIVO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SOB VIGÊNCIA DA REN 482/2012 [ANEEL] E NAS ALTERNATIVAS PROPOSTAS PELA AGÊNCIA REGULADORA. Trabalho de conclusão de curso em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: GABRIEL BERTONE ROLIM

TÍTULO: ESTUDO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONSIDERANDO AS ALTERNATIVAS DE COMPENSAÇÃO PROPOSTAS PELA AGÊNCIA REGULADORA.

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2019

Concede-se à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho e emprestá-las tão somente para propósitos acadêmicos e científicos. Direitos reservados. Leis 9.609/98 e 9.610/98. Autoriza-se cópia, para utilização exclusivamente com finalidade didática, desde que com a citação da fonte.

Gabriel Bertone Rolim

Universidade de Brasília – Departamento de Engenharia Elétrica
Caixa Postal 4386 – CEP 70.904-970 – Brasília – DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Foram muitos os desafios até aqui, inalcançáveis caminhando sozinho e que obtive sucesso com a graça de Deus e apoio incondicional da minha família e meus amigos. Meu carinho e gratidão a todos vocês.

Aos meus pais, Renata e Plínio, por toda educação e oportunidades até aqui, além do imenso apoio em todas as minhas dificuldades, sou eternamente grato. Espero sempre retribuir um pouco da minha alegria e orgulho em tê-los em minha vida. Do mesmo amor compartilho por meu irmão João Pedro e minha avó D. Cida.

O ano de 2013 trouxe não apenas o início da minha formação como engenheiro, mas como cidadão e parte da sociedade. Sou grato ao povo brasileiro, que com grande generosidade e esforço mantém as universidades públicas com níveis de excelência acadêmica, onde tive a oportunidade de viver as experiências mais engrandecedoras em minha vida até o momento.

Nesta caminhada tive o prazer de conhecer pessoas tão incríveis e que tiveram participação fundamental neste período. Obrigado Mari por toda amizade e companheirismo dentro e fora das salas de aula do ENE. Conseguimos!

Meus grandes amigos Arthur, Caio, Clarice, Giovana, Guilherme, Hércules, João Sorriso, Matheus e Victor, vocês que estiveram ao meu lado nos momentos de maior alegria e de maior dificuldade. São fundamentais em minha vida e tenho orgulho em poder chamá-los de família. Muitíssimo obrigado!

Minha principal motivação e capacitação para o desenvolvimento deste tema foi a percepção da relevância e impactos do assunto no mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil. Sou grato à empresa MTEC Energia, onde tive a oportunidade de aprofundar meus conhecimentos técnicos e, em especial, dos conhecimentos das “regras do jogo” da Geração Distribuída e como avaliar os sistemas como investimentos a longo prazo. Agradeço em especial, ao meu Diretor Comercial, mestre e amigo, Daniel Sebben, por todo seu apoio e humildade ao me ensinar tanto.

Também agradeço imensamente ao querido Professor Ivan Camargo, engenheiro e gestor por quem tenho grande admiração, respeito, amizade e que trouxe tantas conquistas para a Universidade de Brasília e para a educação superior. Obrigado pelo aprendizado, paciência, disposição e pelos longos debates sobre este e outros temas.

RESUMO

Com o crescimento da demanda por energias renováveis, em particular das energias solar e eólica, houve necessidade de implementar uma regulação concisa e justa para a Geração Distribuída (GD), que foi foco da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que, em 2012, publicou a Resolução Normativa nº 482 onde são estabelecidas as regras e dinâmica que iriam reger este tipo de investimento. A possibilidade de o consumidor cativo gerar sua própria energia e não pagar seu consumo, trouxe muitos modelos de negócio não somente sobre a venda de geradores solares ou eólicos, mas também sobre a distribuição da energia gerada entre outros consumidores vinculados à distribuidora local. A análise deste texto trará um estudo técnico-econômico sobre a geração de energia fotovoltaica e como a atual regulação influencia neste tipo de investimento de acordo com alguns tipos de contrato desses clientes cativos com as distribuidoras locais. Serão comparados os casos em suas análises sob vigência da regulação atual e nas alternativas propostas pela agência reguladora.

Palavras-chave: fotovoltaico, resolução 482, ANEEL, geração distribuída, energia solar, investimento, sistemas fotovoltaicos, regulação, GD.

ABSTRACT

With the growing demand for renewable energy, in particular solar and wind energy, there was a need to implement concise and fair regulation for Distributed Generation (DG), which was the focus of the National Electric Energy Agency (ANEEL) which, in 2012, published the Normative Resolution No. 482 which sets out the rules and dynamics that would govern this type of investment. The possibility of captive consumers generating their own energy and not paying for their consumption has brought many business models not only about the sale of solar or wind generators, but also about the distribution of energy generated among other consumers linked to the local distributor. The analysis of this text will bring a technical and economic study on photovoltaic power generation and how the current regulation influences this type of investment according to some types of contracts of these captive clients with the local distributors. Cases will be compared in their analyzes under current regulation and in the alternatives proposed by the regulatory agency.

Keywords: *photovoltaic, 482 normative resolution, ANEEL, distributed generation, solar energy, investments, photovoltaic systems, regulation.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Geração energética mundial por tipo de geração.....	17
Figura 1.2 - Geração energética do Brasil por tipo de geração, com exclusão da geração hidráulica.....	18
Figura 2.1 - Composição tarifária.....	24
Figura 2.2 - Valor final da energia elétrica.....	25
Figura 2.3 - Composição tarifária no Distrito Federal.....	25
Figura 2.4 - Composição tarifária no Mato Grosso do Sul.....	26
Figura 2.5 - Fatura de energia consumidor comercial trifásico pertencente ao grupo B.....	36
Figura 2.6 - Fatura de energia consumidor comercial trifásico pertencente ao grupo A.....	39
Figura 2.7 - Histórico de consumo da unidade pertencente ao grupo A.....	40
Figura 4.1 - Sistema solar fotovoltaico do 1º caso com instalação sobre telhado em Brasília-DF.....	52
Figura 4.2 - Inflação energética média apresentada pela ANEEL no período de 2011 a 2019.....	57
Figura 4.3 - Preços e taxas dos títulos públicos disponíveis para investir.....	58
Figura 4.4 - Payback descontado do sistema do 1º caso.....	61
Figura 4.5 - Custos anuais com a distribuidora de energia no 1º caso com sistema e sem sistema.....	62
Figura 4.6 - Comparação de fatura de energia com e sem impostos para o consumidor do 1º caso.....	62
Figura 4.7 - Usina fotovoltaica flutuante implementada em Cristalina – GO e analisada no 2º caso.....	63
Figura 4.8 - Payback descontado do sistema do 2º caso.....	71
Figura 4.9 - Custos anuais com a distribuidora de energia no 2º caso com sistema e sem sistema.....	72

Figura 4.10 - Comparação de fatura de energia com e sem impostos para o consumidor do 2º caso.....	72
Figura 4.11 - Usina Fotovoltaica implementada em Fortaleza – CE, analisada no 3º caso	73
Figura 4.12 - Payback descontado do sistema do 3º caso.....	81
Figura 4.13 - Custos anuais com a distribuidora de energia no 3º caso com sistema e sem sistema	81
Figura 4.14 - Comparação de fatura de energia com e sem impostos para o consumidor do 3º caso.....	82
Figura 4.15 - Resumo das parcelas compensadas em unidades consumidoras beneficiárias do sistema de compensação para as alternativas propostas.....	83
Figura 4.16 - Payback dos sistemas dos casos 1, 2 e 3 nas alternativas 0 a 5	85
Figura 4.17 - TIR comparativa dos sistemas dos casos 1, 2 e 3 nas alternativas 0 a 5.....	86
Figura 4.18 - VPL comparativo dos sistemas dos casos 1, 2 e 3 nas alternativas 0 a 5	86
Figura 5.1 - Fatura de energia da UC analisada no 1º caso.	97
Figura 5.2 - Fatura de energia da UC analisada no 2º caso.	98
Figura 5.3 – Histórico de consumo da UC analisada no 2º caso	99
Figura 5.4 - Fatura de energia analisada no 3º caso	100
Figura 5.5 - Payback descontado do sistema do 1º caso. Alternativa 1.....	102
Figura 5.6 - Payback descontado do sistema do 1º caso. Alternativa 2.....	104
Figura 5.7 - Payback descontado do sistema do 1º Caso. Alternativa 3.	106
Figura 5.8 - Payback descontado do sistema do 1º caso. Alternativa 4.....	108
Figura 5.9 - Payback descontado do sistema do 1º caso. Alternativa 5.....	110
Figura 5.10 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 1.....	112
Figura 5.11 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 2.....	114
Figura 5.12 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 3.....	116
Figura 5.13 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 4.....	118
Figura 5.14 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 5.....	120

Figura 5.15 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 1.....	122
Figura 5.16 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 2.....	124
Figura 5.17 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 3.....	126
Figura 5.18 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 4.....	129
Figura 5.19 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 5.....	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Estrutura de composição tarifária das distribuidoras	27
Tabela 2.2 - Tarifas de aplicação para o grupo A da Enel GO no ano de 2018.	34
Tabela 2.3 - Tarifas de aplicação para o grupo B da Enel GO no ano de 2018.	35
Tabela 4.1 - Componentes descritivas da TUSD para consumidores B3 convencionais da CEBDIS.....	53
Tabela 4.2 - Componentes descritivas da TE para consumidores B3 convencionais da CEBDIS.	54
Tabela 4.3 - Valores de aplicação para cada subparcela da tarifa de energia para o 1º caso. ..	54
Tabela 4.4 - Histórico de consumo, injeção e geração na unidade do 1º caso.	55
Tabela 4.5 - Valor final da fatura sem o sistema fotovoltaico e economias pela geração e injeção na rede.	56
Tabela 4.6 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período.	59
Tabela 4.7 - Resultados de investimento descontado do investimento do 1º caso.....	60
Tabela 4.8 - Componentes descritivas da TUSD para consumidores A3a da Enel-GO.....	65
Tabela 4.9 - Componentes descritivas da TE para consumidores A3a da Enel-GO.	66
Tabela 4.10 - Valores de aplicação para cada subparcela da tarifa de energia para o 2º caso. 66	
Tabela 4.11 - Geração apurada pelo sistema de aquisição de dados remotos e créditos injetados na rede mensalmente. 2º caso.....	67
Tabela 4.12 - Consumo mensal por posto tarifário, consumo em geração e consumo total fora de ponta. 2º caso.....	68
Tabela 4.13 - Histórico de consumo e custos por posto horário. 2º caso.	68
Tabela 4.14 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso.....	69
Tabela 4.15 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso.....	70

Tabela 4.16 - Componentes descritivas da TUSD para consumidores A4 da Enel-CE.	74
Tabela 4.17 - Componentes descritivas da TE para consumidores A4 da Enel-CE.....	75
Tabela 4.18 - Valores de aplicação para cada subparcela da tarifa de energia para o 3º caso.	75
Tabela 4.19 - Geração apurada pelo sistema de aquisição de dados remotos e créditos injetados na rede mensalmente. 3º caso.....	76
Tabela 4.20 - Geração apurada, distribuição do consumo na unidade e excedente exportado para a rede. 3º caso.....	77
Tabela 4.21 - Custos na unidade e excedente. 3º caso.....	77
Tabela 4.22 - Economia total ao mês e valor compensado pela energia injetada. 3º caso.....	78
Tabela 4.23 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso.....	79
Tabela 4.24 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso.....	80
Tabela 4.25 - Payback, TIR e VPL comparativamente com relação à alternativa analisada. 1º caso.....	84
Tabela 4.26 - Payback, TIR e VPL comparativamente com relação à alternativa analisada. 2º caso.....	84
Tabela 4.27 - Payback, TIR e VPL comparativamente com relação à alternativa analisada. 3º caso.....	85
Tabela 5.1 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 1.	101
Tabela 5.2 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 1.....	101
Tabela 5.3 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 2.	103
Tabela 5.4 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 2.....	104
Tabela 5.5 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 3.	105
Tabela 5.6 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 3.....	106

Tabela 5.7 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 4.	107
Tabela 5.8 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 4.....	108
Tabela 5.9 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 5.	109
Tabela 5.10 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 5.....	110
Tabela 5.11 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 1.	111
Tabela 5.12 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 1.....	112
Tabela 5.13 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 2.	113
Tabela 5.14 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 2.....	114
Tabela 5.15 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 3.	115
Tabela 5.16 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 3.....	116
Tabela 5.17 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 4.	117
Tabela 5.18 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 4.....	118
Tabela 5.19 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 5.	119
Tabela 5.20 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 5.....	120
Tabela 5.21 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 1.	121
Tabela 5.22 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 1.....	122
Tabela 5.23 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 2.	123
Tabela 5.24 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 2.....	124

Tabela 5.25 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 3.	125
Tabela 5.26 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 3.....	126
Tabela 5.27 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 4.	127
Tabela 5.28 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 4.....	128
Tabela 5.29 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 5.	130
Tabela 5.30 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 5.....	131

SUMÁRIO

1	Introdução.....	17
2	Fundamentação Teórica	21
2.1	Distribuição de energia no Brasil	21
2.2	Faturamento da energia	23
2.3	Composição tarifária	23
2.4	Grupos tarifários.....	29
2.5	Classes de consumo.....	29
2.6	Modalidades tarifárias	32
2.7	Postos tarifários	33
2.8	Faturas para as classes, modalidades, grupos e subgrupos tarifários	35
2.8.1	Análise da fatura de energia do Estado de Goiás para clientes do grupo B	36
2.8.2	Análise da fatura de energia do Estado de Goiás para clientes do grupo A.....	39
2.9	Impostos sobre a energia	42
2.10	Estudo de viabilidade e rentabilidade de investimentos.....	43
2.10.1	Valor presente.....	43
2.10.2	Tempo de retorno do investimento (payback descontado).....	44
2.10.3	Valor presente líquido (VPL)	44
2.10.4	Taxa interna de retorno (TIR)	45
2.10.5	Custo nivelado da energia (LCOE)	45
3	Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL	46
4	Estudo técnico e econômico dos casos apresentados	50
4.1	Estudo de viabilidade de casos segundo o sistema de compensação da REN 482/2012 (Alternativa 0)	51
4.1.1	1º caso: consumidor comercial do subgrupo B3 atendido pela rede da CEBDIS	51

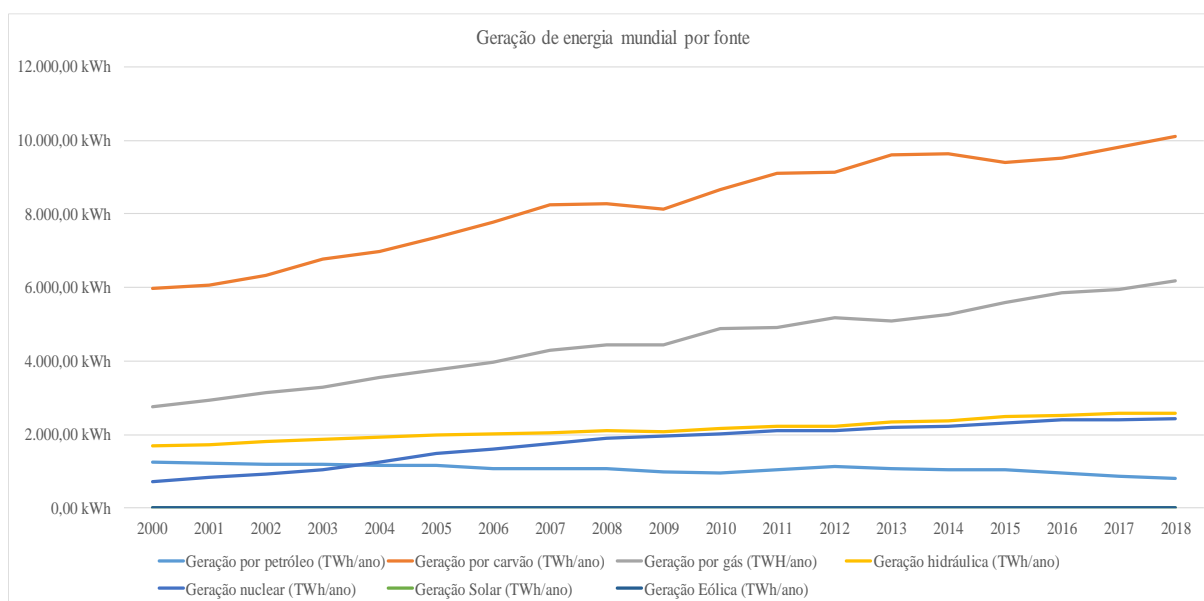
4.1.2	2º caso: consumidor rural do subgrupo A3a atendido pela rede da Enel-GO.....	63
4.1.3	3º caso: consumidor público do subgrupo A4 atendido pela rede da Enel-CE.....	73
4.2	Perspectivas para alterações na regulação vigente	82
5	Considerações Finais.....	88
	Referências	91
	ANEXOS	96

1 INTRODUÇÃO

Com o desenvolvimento das sociedades, há aumento da produção e da população. Esse crescimento demanda por mais energia elétrica que abasteça as casas, escolas, fábricas e todos os demais setores das comunidades. A partir dessa necessidade na obtenção de energia elétrica nas formas clássicas (hidráulica, térmicas e nucleares), novas tecnologias para geração de energia elétrica foram desenvolvidas nas últimas décadas.

As fontes de energia, a partir da segunda metade do último século, passaram a ter mais atenção e interesse pelas sociedades e governos. Renováveis como energias solar, eólica e biomassa são exemplo de tecnologias que, além dos diversos benefícios relacionados à geração em regiões isoladas, à sua simplicidade de implantação e ao baixo custo de manutenção, proporcionam sustentabilidade ao desenvolvimento energético.

Figura 1.1 - Geração energética mundial por tipo de geração.



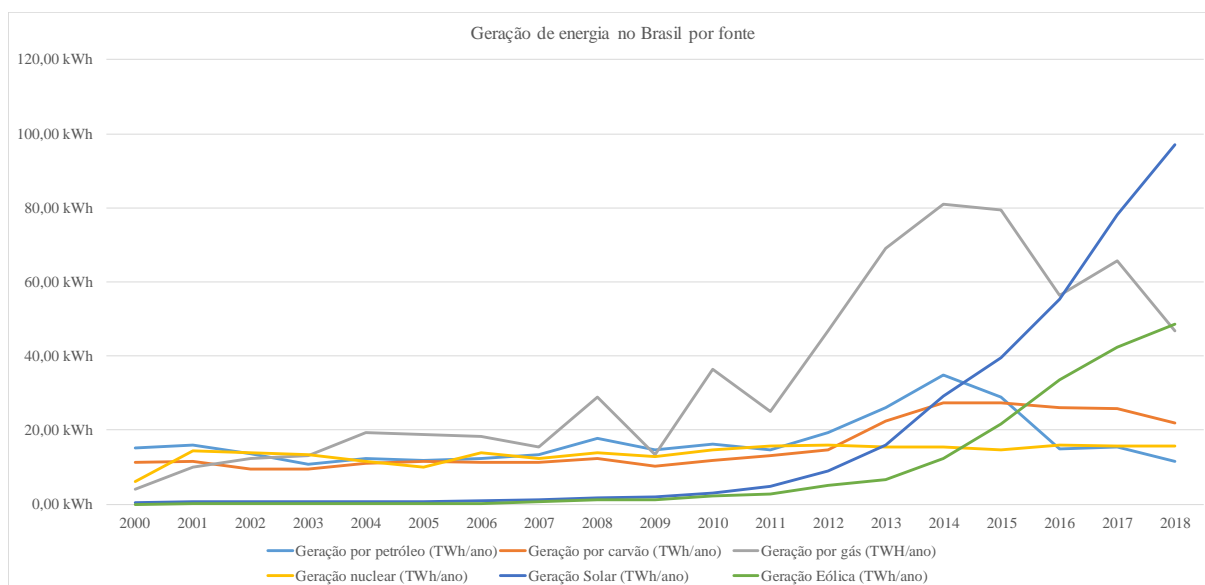
Como se observa na Figura 1.1, a geração de energia renovável é tímida no cenário mundial. No entanto, com custos menores e adaptação dos países para receber essas tecnologias, sua curva (energia solar) demonstra tendência de crescimento para as próximas décadas.¹

De forma semelhante, o Brasil também cresce na geração sustentável. As modalidades de energia solar, eólica e biomassa, com as duas finais em destaque, somam no ano de 2018 um total de 104,5 TWh, o que representa 18% da geração de energia elétrica do país.

A Figura 1.2 mostra a dinâmica energética do Brasil entre 2000 e 2018 com a exclusão da geração hidráulica para melhor visualização do comportamento com relação às energias renováveis.²

Ainda que a energia solar fotovoltaica seja pequena comparada às outras renováveis, é a que se mostra mais acessível aos consumidores residenciais, comerciais e industriais, em função de sua praticidade de implantação e custos de investimento cada vez mais acessíveis.

Figura 1.2 - Geração energética do Brasil por tipo de geração, com exclusão da geração hidráulica.



¹ (BP Energy, 2019)

As usinas hidrelétricas representam no Brasil cerca de 66% da matriz energética. Não foi incluída nas figuras 1.2 para melhor visualização das outras fontes.

Mesmo com grandes proporções, observa-se nos últimos dez anos uma saturação no crescimento energético deste segmento (hidráulico).³

Motivado pela relevância da discussão a respeito de energias alternativas e, em especial da geração distribuída nas redes elétricas do Brasil, o objetivo geral deste trabalho é analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos na rede na perspectiva das normas vigentes e possíveis cenários de mudança nelas.

Para isso, o texto aborda e explora o que é a rede elétrica de distribuição no Brasil, quem é responsável pela atribuição de normas, pela implantação de benefícios fiscais ou ambientais relacionados às formas de geração de energia.

Além do entendimento das interações comerciais entre consumidores, geradores e distribuidores, o texto trata diferentes formas de análises de investimentos econômicos para sistemas fotovoltaicos.

Todas as análises econômicas propostas neste trabalho têm como base as regras de mercado e faturamento do consumo e injeção de energia elétrica na rede de distribuição local, definidas na Resolução Normativa 482 publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 17 de abril de 2012.

Em dezembro de 2018 a ANEEL publicou uma Análise de Impacto Regulatório (AIR), denominada AIR n° 4/2018 onde a agência trata da revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, especificamente tratando da REN 482/2012 e subsídios oferecidos ao setor de geração distribuída.

No documento, a ANEEL defende a necessidade de revisão na resolução normativa vigente pois a forma na qual a dinâmica da geração distribuída funciona até o ano de 2018 não possibilita a remuneração adequada pelo uso da rede de distribuição e argumenta na oneração dos demais usuários da rede, que não possuem sistemas fotovoltaicos.

O AIR 4/2018 da ANEEL afirma que os resultados das análises realizadas no estudo mostram que a micro e minigeração distribuída, se mantidas da forma atual, tornar-se-ão

³ (BP Energy, 2019)

inviáveis aos demais consumidores, que não possuem sistemas fotovoltaicos. Seria possível, no entanto, manter a Alternativa 0 até que a instalação total no Brasil, em Geração Distribuída, seja de até 3,365 GW de potência instalada.

Com justificativa de evitar a interrupção do desenvolvimento do mercado de energia solar fotovoltaica, a agência sugere uma transição gradual entre as alternativas propostas para o sistema de compensação de energia. A sugestão é da transição ocorrer quando os marcos de 1,25 GW instalados no país, avançando na tarifação ao atingir 2,13 GW de usinas remotas e que ao fim do período de transição proposto, 4,5 GW estarão instalados no Brasil.

Uma das premissas para as análises de caráter econômico dos sistemas é a de que o investidor é consumidor é cativo, ou seja, possui Unidade Consumidora (UC) conectada à rede elétrica e com contrato bem definido junto a distribuidora local, geradoras ou consumidoras, são faturadas mensalmente e ao consumir energia elétrica da rede, são tarifadas pelo consumo.

A motivação específica da análise é a apresentação e entendimento dos impactos das propostas de revisão para a atual regulação na perspectiva do consumidor de grupos e modalidades tarifárias diferentes vinculados às distribuidoras.

Para as análises práticas de investimento, convém analisar os custos e rentabilidade econômica de um sistema fotovoltaico para classes de consumidores residenciais, comerciais, industriais e rurais. Os exemplos que seguirão no decorrer do texto irão ilustrar os possíveis compradores de usinas solares e como se dará a dinâmica econômica desde negócio.

Como a resolução base da análise deste documento trata de sistemas com potência instalada de até 5 MW, as faturas abaixo trarão possíveis consumidores deste tipo de produto que possuam demanda contratada limitada nesta potência.

Nas simulações para estudos de viabilidade dos investimentos, discutidos posteriormente, serão utilizadas as faturas dos casos apresentados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

São tratados a seguir, as responsabilidades das entidades participantes do sistema energético brasileiro, as categorizações dos tipos de clientes das distribuidoras, o faturamento e a composição tarifária como um todo.

2.1 Distribuição de energia no Brasil

A ANEEL define a distribuição de energia como,

“... o segmento do setor elétrico dedicado ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor.”⁴

Constitui distribuição a rede elétrica local, os equipamentos e sistemas que operam em nível de alta, média e baixa tensão. A alta tensão é segmentada em sistemas que possuem nível de tensão superior a 69 kV e inferiores a 230 kV, a média em sistemas operando de 1 kV a 69 kV e a baixa tensão, com valores de até 1 kV.

Os serviços de distribuição hoje no Brasil existem num modelo de monopólio local em que a atuação e gestão da energia naquela região são apenas de uma permissionária ou concessionária. Dessa forma, as receitas, regras gerais e julgamento do equilíbrio nos valores para o mercado de energia no território são determinadas pela agência reguladora.

⁴ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2018)

A Constituição Federal determina que o serviço público é dever do Estado, podendo executá-lo de forma direta ou indireta.

“Art.175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.”⁵

Até o ano de 2018 a ANEEL reportou que no Brasil haviam 53 concessionárias, 43 permissionárias e 13 autorizadas, somando 109 agentes de distribuição públicos, privados e mistos.⁶

O art. 14º da Lei 8.987/1995 ordena sobre o processo de concessão definindo:

“Toda concessão de serviço público, precedida ou não da execução de obra pública, será objeto de prévia licitação, nos termos da legislação própria e com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório.”⁷

Ou seja, o processo de concessão do serviço deve ser por meio licitatório, seguindo suas regras para promover disputa competitiva e justa entre as empresas. No art. 2º da lei é definido que esta prestação de serviço deve ser fornecida pela pessoa jurídica ou cooperativa de empresas que demonstre capacidade para o desempenho da atividade por um tempo determinado. A contrato de concessão não pode ser rescindido antes da finalização do tempo pré-determinado para aquela atuação.

⁵ (Brasil, Constituição da República Federativa do Brasil, 1988)

⁶ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2018)

⁷ (Brasil, Código Civil Brasileiro, 1995)

A permissão também se dá por processo licitatório, delegando a título precário a prestação dos serviços públicos a uma pessoa física ou jurídica e, para este caso, a lei permite que haja revogação unilateral por conta do poder concedente.

As distribuidoras de energia no Brasil atuam sob regime de permissão ou concessão, nos quais prestam contas anualmente à ANEEL para revisão tarifária. A agência analisa os custos de distribuição declarados pelas empresas e aprovam ou não o reajuste da tarifa nas regiões por elas administradas.

Por se tratar de um serviço público, mesmo obtendo lucro, a lógica de mercado proposta para este modelo de prestação de serviços limita as formas das empresas em aumentarem suas margens de lucro, permitindo apenas revisões tarifárias que possibilitem à distribuidora a gestão e manutenção da rede local onde ela exerce atividade.

2.2 Faturamento da energia

A Resolução 775 de 2017 da ANEEL, que altera o módulo 7.1 da resolução normativa 414 de 2010 sobre os procedimentos de regulação tarifária e institui o módulo 11, determina as informações nas faturas de energia sobre os procedimentos de distribuição.

2.3 Composição tarifária

A resolução normativa 414 determina que a tarifa deve ser faturada por três componentes distintas, com finalidades pré-determinadas que são somadas e faturadas ao consumidor de acordo com seu consumo ou necessidade de atendimento. Para compor a tarifa

de energia, são denominados Tarifa de Energia (TE), Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e encargos⁸.

Figura 2.1 - Composição tarifária



Na definição do cálculo tarifário das distribuidoras, são somados os custos da parcela TE e os da TUSD, sendo a segunda subdividida pela ANEEL⁹ nas Parcelas A e B:¹⁰

- Parcela A, refere-se à compra da energia, somada a perdas e encargos setoriais;
- Parcela B, refere-se ao transporte e distribuição da energia.

Além disso, é repassado aos consumidores o custo relativo à iluminação pública. A Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública dos Municípios (COSIP) é faturada de acordo com a legislação vigente em cada município, usualmente cobradas proporcionalmente ao consumo de energia da unidade consumidora.

Em 2017 a ANEEL publicou a relação percentual da composição tarifária na perspectiva da distribuidora:

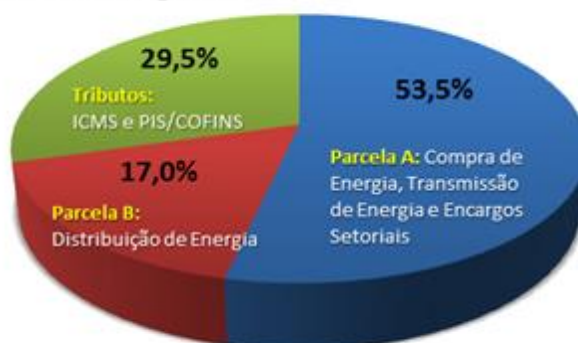
⁸ Além das tarifas de energia e uso do sistema de distribuição, os Governos Federal, Estadual e Municipal realizam a cobrança dos tributos de PIS (Programa de Integração Social), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) na tarifa de energia.

⁹ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016)

¹⁰ Parcela A e B não possuem relação com as definições de consumidores nos Grupos A e B.

Figura 2.2 - Valor final da energia elétrica

Valor Final da Energia Elétrica



Os valores finais dos encargos podem ser diferentes para cada estado e município. No caso de Brasília, por exemplo, a Companhia Energética de Brasília (CEB), que atua como distribuidora regional, divulgou em sua página onde divulgou em sua página web, os custos percentuais de cada parcela para a região do Distrito Federal.¹¹

Figura 2.3 - Composição tarifária no Distrito Federal



A Energisa S.A., distribuidora de diversos estados no Brasil, apontou os indicadores percentuais da composição tarifária em Campo Grande, no Mato Grosso do Sul, de onde se observam diferenças consideráveis nos encargos tributários com relação ao Distrito Federal.¹²

¹¹ (Companhia Energética de Brasília, CEB, 2019)

¹² (Energisa S.A., s.d.)

Figura 2.4 - Composição tarifária no Mato Grosso do Sul



A diferenciação dos valores nas prestações de contas das duas distribuidoras remete aos valores de compra de energia de cada região, os custos de transmissão para atendimento da energia ao centro de consumo e os tributos aplicados para cada região.

Na prática, as distribuidoras homologam anualmente junto à ANEEL a Revisão Tarifária Periódica (RTP), de onde são descritos os custos declarados pelas concessionárias para cada parcela que compõe a estrutura tarifária da energia elétrica. As tabelas das distribuidoras são disponibilizadas anualmente na página da agência reguladora, no formato de planilha.¹³

A Resolução Normativa 166 de 10 de outubro de 2005 define em seu art. 3º que a parcela TE será composta dos itens:

- “I – custo de aquisição de energia elétrica para revenda;
- II – custo da geração própria da concessionária de distribuição;
- III – repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional;
- IV – transporte da energia proveniente da Itaipu Binacional;
- V – uso dos sistemas de transmissão da Itaipu Binacional;
- VI – uso da Rede Básica vinculado aos Contratos Iniciais;
- VII – Encargos de Serviços do Sistema – ESS;
- VIII – Perdas na Rede Básica;
- IX – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e

¹³ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016)

X - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE. ”¹⁴

Sendo os custos III a V apenas aplicados a consumidores para os quais a energia provinda seja da Itaipu Binacional.

Para a parcela TUSD, a REN 166/2005 determina que a parcela A será composta por:

- “a) quota da Reserva Global de Reversão - RGR;
- b) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética;
- c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- d) contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS;
- e) quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- f) quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- g) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- h) Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição;
- i) tarifas de uso das instalações de transmissão da Rede Básica – TUSTRB e tarifas de uso das instalações de fronteira – TUSTFR;
- j) uso da rede de distribuição de outras concessionárias; e
- k) custo de conexão aos sistemas de transmissão. ”¹⁵

A parcela B corresponde à remuneração de ativos, operação e manutenção.

Na tabela 2.1 é apresentada a estrutura da composição tarifária de acordo com as componentes TUSD e TE:

Tabela 2.1 - Estrutura de composição tarifária das distribuidoras

TE			TUSD			
Fio A ¹⁶	Perdas	Energia	Encargos	Fio A	Fio B	Perdas
ICMS + PIS + COFINS			ICMS + PIS + COFINS			

A Tarifa de Energia é composta pelo valor de compra da energia pela distribuidora das unidades geradoras e da parcela de fio A referente à transmissão de energia da unidade geradora até a distribuidora.

¹⁴ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2005)

¹⁵ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2005)

¹⁶ O “fio A” da parcela TE somente é aplicado em casos onde o fornecimento a energia fornecida é gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu. Determinado pela REN 166 de 10 de out. 2005.

A TUSD possui como parcelas aos encargos setoriais:

- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- Conta de Reserva Global de Reversão – RGR;
- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D
- Conta Consumo de Combustíveis – CCC.

A CDE tem como finalidade oferecer descontos tarifários às modalidades tarifárias com previsão para receber o subsídio (baixa renda, irrigante, rural e outros). O PROINFA¹⁷ são encargos nos quais as distribuidoras devem destinar o recurso à Eletrobrás, que direciona aos geradores renováveis locais.

A TFSEE é a parcela correspondente à constituição de receita da ANEEL, para cobertura de custos administrativos, operacionais e práticos, bem como o custeio relativo ao ONS.

A RGR¹⁸ é direcionada para financiamento de projetos de melhorias ou ampliação da rede elétrica, P&D para pesquisa nas áreas de distribuição, eficiência energética e áreas afins da distribuidora e o último encargo, a CCC¹⁹, que subsidia todos custos anuais de geração em locais não interligados ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Ainda na parcela TUSD, são integralizados os custos relativos ao Fio A²⁰ (relativo ao uso dos sistemas de distribuição ou transmissão de terceiros) e o Fio B²¹ (TUSD dos serviços prestados pela distribuidora). Nas parcelas TE e TUSD também são somadas as perdas de todo o processo.

¹⁷ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2015)

¹⁸ (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, 2016)

¹⁹ (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, 2016)

²⁰ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2005)

²¹ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2005)

2.4 Grupos tarifários

A Resolução Normativa 414 também define como se dá a diferenciação dos consumidores de acordo com o nível de tensão de fornecimento.

O art. 2º da resolução determina que o consumidor que ao solicitar o acesso à distribuidora local e necessitar de uma tensão de fornecimento superior a 2,3 kV será pertencente ao Grupo A, caso seja inferior a isso, ao Grupo B.

De acordo com o inciso XXXVII do Art. 2º, as subdivisões do grupo A são:

- “Subgrupo A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2: tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3: tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a: tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV
- Subgrupo A4: tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV
- Subgrupo AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV em sistemas subterrâneos de distribuição. ”²²

O inciso seguinte, XXXVIII define para o grupo B as subdivisões:

- “Subgrupo B1: residencial;
- Subgrupo B2: rural;
- Subgrupo B3: demais classes;
- Subgrupo B4: iluminação pública. ”²³

2.5 Classes de consumo

A Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL define as classes aplicadas a cada tipo de consumidor. Em 2017 a agência reguladora publicou a Res. 800/2017 onde define a conta de desenvolvimento energético (CDE). Nela, são definidos novamente as classes tarifárias de consumo. São elas:

²² (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010)

²³ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010)

- “Residencial;
- Industrial;
- Comércio, serviços e outras atividades;
- Rural;
- Poder público;
- Iluminação pública;
- Serviço público;
- Consumo próprio; “²⁴

Ainda, o Art. 53, C, subdivide a classe residencial em:

- “Residencial;
- Residencial baixa renda;
- Residencial baixa renda quilombola;
- Residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social – BPC;
- Residência baixa renda multifamiliar.” ²⁵

Na subclasse residencial as tarifas aplicadas são as da modalidade do subgrupo B1 e para as subclasses residencial baixa renda as tarifas são da modalidade do subgrupo B1, subclasse Baixa Renda. A subclasse baixa renda possui benefício tarifário que varia percentualmente de 0 a 65% de desconto na tarifa, de acordo com o consumo da unidade consumidora. A subclasse baixa renda indígena e quilombola possui descontos que variam de 0 a 100% da tarifa, de acordo com o consumo da unidade.

As tarifas determinadas pela ANEEL para a classe industrial são homologadas para o grupo A e para o grupo B são homologadas ao subgrupo B3.²⁶

A classe comercial, serviços e outras atividades são destinadas à atividade de serviço e outras não definidas nas outras classes. As subdivisões definidas no Art. 53º, H, são:

- “Comercial;
- Serviço de transporte, exceção a tração elétrica;
- Serviços de comunicações e telecomunicações;
- Associação e entidades filantrópicas;
- Templos religiosos;
- Administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações;

²⁴ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2017)

²⁵ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2017)

²⁶ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2017)

- Iluminação em vias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração de vias de titularidade da União ou dos Estados;
- Semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito; e
- Outros serviços e outras atividades. ²⁷

As classes comercial, poder público e consumo próprio são homologadas pela ANEEL para o Grupo A e ao Grupo B, subgrupo B3. A classe iluminação pública são as unidades consumidoras destinadas a prestação de serviço público de poder Municipal ou Distrital. Essa classe é homologada ao Grupo A ou ao Grupo B no subgrupo B4a.²⁸

As classes de consumo dentro das quais os consumidores são categorizados, definem qual será o grupo tarifário ao qual a unidade consumidora deste cliente da distribuidora e, conseqüentemente, a forma pela qual o mesmo será faturado, os valores sobre as tarifas, custos adicionais e forma de aplicação dos benefícios na conta de energia.

Para a análise dos investimentos em usinas fotovoltaicas, convém observar como se dão os créditos, custos de tarifa de energia e da demanda contratada. Nessa perspectiva, são analisados os casos de classes de consumidores residencial, comercial, industrial e rural.

²⁷ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2017)

²⁸ Os grupos e subgrupos tarifários mencionados serão tratados adiante.

2.6 Modalidades tarifárias

As modalidades tarifárias também são definidas pela ANEEL, que as apresenta como “um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa.”²⁹ Consideram-se as modalidades:³⁰

- Convencional monômnia: unidade consumidora pertencente ao grupo B, com um único valor de tarifa de energia para qualquer horário do dia.
- Branca: unidades consumidoras pertencentes ao grupo B (com exceção ao subgrupo B4, baixa renda do subgrupo B1) com valores de tarifa diferenciados de acordo com as horas do dia. Não há contratação de demanda de potência.
- Convencional binômnia: unidades consumidoras pertencentes ao grupo A com aplicação de tarifas constantes para o consumo de energia elétrica e demanda de potência independente das horas de utilização durante o dia.
- Verde: unidades consumidoras pertencentes ao grupo A com tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização durante o dia, com um único valor de tarifa para a demanda de potência.
- Azul: unidades consumidoras pertencentes ao grupo A, com tarifas diferenciadas para o consumo de energia acordo com as horas de utilização durante o dia. Sua demanda também possui tarifa variada de acordo com o horário contratado.

A categorização nas modalidades pode ser estratégica ao investidor em sistemas fotovoltaicos, devendo ser observadas todas as características da Unidade Consumidora em seu faturamento, postos horários e valores das tarifas para os horários de atividade geradora e injeção na rede.

²⁹ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2015)

³⁰ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010)

2.7 Postos tarifários

Com a categorização dos subgrupos, modalidades tarifárias e tipo de acessante, os postos horários são definidos pela ANEEL para possibilitar a contratação e faturamento de energia e demanda de forma variável de acordo com as horas do dia.³¹ As categorias previstas são:

- Ponta: três horas diárias ininterruptas escolhidas pela distribuidora local de acordo com sua curva de carga, com aprovação da ANEEL. Não é faturada aos finais de semana ou feriados;
- Fora de ponta: demais horas que não as do período de ponta;
- Intermediário: aplicado somente aos consumidores de tarifa branca. Corresponde as horas conjugadas a ponta;
- Especial (reservado): o horário reservado é aplicado a unidades consumidoras categorizadas na subclasse rural irrigante ou aquicultura. Neste período operam equipamentos referentes a atividades de irrigação e são determinados num conjunto de horas da madrugada que de acordo com o modelo de contrato do consumidor com a distribuidora, pode obter descontos exorbitantes no faturamento do consumo neste período.³²

A ANEEL dispõe em seu sítio o demonstrativo das distribuidoras de energia com relação aos custos de transmissão, distribuição, perdas, encargos, custos de expansão, impostos e valores das Tarifa de Energia (TE) e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).³³

Nos valores de consumo de energia (R\$/kWh) da Tabela 2.2 ainda não foram aplicadas as alíquotas dos impostos e apresentam apenas os valores brutos das tarifas da distribuidora para os clientes do Grupo A para as tarifas da ponta, fora ponta e demanda.

³¹ Essa regulamentação é determinada na resolução 414/2010 da ANEEL.

³² (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010)

³³ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016)

Tabela 2.2 - Tarifas de aplicação para o grupo A da Enel GO no ano de 2018.

SUBGRUPO	MODALIDADE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A1	Azul	P	2,85	51,03	449,43
		FP	2,76	51,03	280,72
A2	Azul	P	8,70	56,57	449,43
		FP	5,98	56,57	280,72
A3	Azul	P	15,31	62,19	449,43
		FP	7,49	62,19	280,72
A3a	Azul	P	44,45	76,90	449,43
		FP	17,43	76,90	280,72
	Verde	-	17,43	-	-
		P	-	1.149,80	449,43
		FP	-	76,90	280,72
		-	-	-	-
A4	Azul	P	44,45	76,90	449,43
		FP	17,43	76,90	280,72
	Verde	-	17,43	-	-
		P	-	1.149,80	449,43
		FP	-	76,90	280,72
		-	-	-	-

Da mesma forma, a Tabela 2.3 apresenta as componentes TUSD e TE para cada subgrupo, classe e subclasse do Grupo B no estado de Goiás.³⁴

³⁴ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016)

Tabela 2.3 - Tarifas de aplicação para o grupo B da Enel GO no ano de 2018.

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO	
					TUSD	TE
					R\$/MWh	R\$/MWh
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	541,73	449,43
				INT	367,18	280,72
				FP	192,62	280,72
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	-	266,97	294,78
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	-	211,34	294,78
B2	BRANCA	RURAL	-	P	396,18	314,60
				INT	267,21	196,51
				FP	138,23	196,51
	CONVENCIONAL	RURAL	-	-	186,88	206,35
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	P	396,18	314,60
				INT	267,21	196,51
				FP	138,23	196,51
	CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	-	186,88	206,35
	BRANCA	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	P	339,59	269,66
				INT	229,03	168,43
				FP	118,48	168,43
	CONVENCIONAL	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	-	160,18	176,87
	B3	BRANCA	-	-	P	622,54
INT					415,67	280,72
FP					208,79	280,72
CONVENCIONAL					-	266,97
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	ILUMINAÇÃO PÚBLICA – B4A	-	146,83	162,13
			ILUMINAÇÃO PÚBLICA – B4B	-	160,18	176,87

2.8 Faturas para as classes, modalidades, grupos e subgrupos tarifários

São tratadas e apresentadas faturas de energia de consumidores conectados à rede de distribuição do estado de Goiás, onde a distribuição é administrada pela empresa Enel Distribuição Goiás. Será ilustrado a forma de analisar a fatura de energia previamente ao projeto e instalação de sistema fotovoltaico conectado à rede, para verificação de viabilidade econômica neste tipo de investimento.

Os modelos de fatura de energia para os clientes pertencentes ao Grupo A são, no geral, semelhantes quanto às informações apresentadas no documento. As diferenciações dentre os subgrupos são poucas, variando o valor da tarifa de consumo de energia e valores de demanda, conforme apresentado na Tabela 2.2.

Os modelos a seguir são ilustrativos para os ilustrativos para análise de possível compensação de energia para os grupos A e B.

2.8.1 Análise da fatura de energia do Estado de Goiás para clientes do grupo B

A Figura 2.5 corresponde a um modelo de fatura de energia para consumidores comerciais trifásicos pertencentes ao grupo B. A conta de energia da ilustração corresponde ao mês de março de 2019.

Figura 2.5 - Fatura de energia consumidor comercial trifásico pertencente ao grupo B

UNIDADE CONSUMIDORA		VENCIMENTO		VALOR TOTAL																																																
		04/04/2019		R\$*****409,85																																																
DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA FATURAMENTO / FORNECIMENTO ATIVIDADE 4744-0/01 COMERCIO CLASSE / TIPO DE LIGAÇÃO 03 04 SERVIÇOS E OUTRAS ATIVIDADES TRIFÁSICO (26 KW EM DIANTE)			LANÇAMENTOS <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>QUANTIDADE</th> <th>TARIFA</th> <th>VALOR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CONTRIB. ILUMINAÇÃO PÚBLICA - MUNICIPAL</td> <td></td> <td></td> <td>R\$*****15,20</td> </tr> <tr> <td>CONSUMO KWH + ICMS/PIS/COFINS</td> <td>450,00</td> <td>0,877000</td> <td>R\$***394,65</td> </tr> </tbody> </table>				QUANTIDADE	TARIFA	VALOR	CONTRIB. ILUMINAÇÃO PÚBLICA - MUNICIPAL			R\$*****15,20	CONSUMO KWH + ICMS/PIS/COFINS	450,00	0,877000	R\$***394,65																																			
	QUANTIDADE	TARIFA	VALOR																																																	
CONTRIB. ILUMINAÇÃO PÚBLICA - MUNICIPAL			R\$*****15,20																																																	
CONSUMO KWH + ICMS/PIS/COFINS	450,00	0,877000	R\$***394,65																																																	
HISTÓRICO DE CONSUMO <table border="1"> <thead> <tr> <th>REFERÊNCIA</th> <th>HISTÓRICO CONSUMO</th> <th>ENERGIA FATURADA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>MAR / 2019</td><td>450,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>FEV / 2019</td><td>514,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>JAN / 2019</td><td>482,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>DEZ / 2018</td><td>480,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>NOV / 2018</td><td>406,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>OUT / 2018</td><td>476,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>SET / 2018</td><td>423,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>AGO / 2018</td><td>404,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>JUL / 2018</td><td>426,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>JUN / 2018</td><td>371,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>MAI / 2018</td><td>387,00</td><td>LIDA</td></tr> <tr><td>ABR / 2018</td><td>463,00</td><td>LIDA</td></tr> </tbody> </table>			REFERÊNCIA	HISTÓRICO CONSUMO	ENERGIA FATURADA	MAR / 2019	450,00	LIDA	FEV / 2019	514,00	LIDA	JAN / 2019	482,00	LIDA	DEZ / 2018	480,00	LIDA	NOV / 2018	406,00	LIDA	OUT / 2018	476,00	LIDA	SET / 2018	423,00	LIDA	AGO / 2018	404,00	LIDA	JUL / 2018	426,00	LIDA	JUN / 2018	371,00	LIDA	MAI / 2018	387,00	LIDA	ABR / 2018	463,00	LIDA	GRÁFICO 										
REFERÊNCIA	HISTÓRICO CONSUMO	ENERGIA FATURADA																																																		
MAR / 2019	450,00	LIDA																																																		
FEV / 2019	514,00	LIDA																																																		
JAN / 2019	482,00	LIDA																																																		
DEZ / 2018	480,00	LIDA																																																		
NOV / 2018	406,00	LIDA																																																		
OUT / 2018	476,00	LIDA																																																		
SET / 2018	423,00	LIDA																																																		
AGO / 2018	404,00	LIDA																																																		
JUL / 2018	426,00	LIDA																																																		
JUN / 2018	371,00	LIDA																																																		
MAI / 2018	387,00	LIDA																																																		
ABR / 2018	463,00	LIDA																																																		
RESERVADO AO FISCO 02A3.4BEE.996A.BM29.3TED.876F.9787.A26B		IMPOSTO ALÍQUOTA <table border="1"> <tbody> <tr><td>ICMS</td><td>29%</td></tr> <tr><td>PIS/PASEP</td><td>1,2392%</td></tr> <tr><td>COFINS</td><td>5,7078%</td></tr> </tbody> </table>		ICMS	29%	PIS/PASEP	1,2392%	COFINS	5,7078%	BASE DE CÁLCULO VALOR <table border="1"> <tbody> <tr><td>R\$*****394,65</td><td>R\$*****114,44</td></tr> <tr><td>R\$*****394,65</td><td>R\$*****4,89</td></tr> <tr><td>R\$*****394,65</td><td>R\$*****22,52</td></tr> </tbody> </table>		R\$*****394,65	R\$*****114,44	R\$*****394,65	R\$*****4,89	R\$*****394,65	R\$*****22,52																																			
ICMS	29%																																																			
PIS/PASEP	1,2392%																																																			
COFINS	5,7078%																																																			
R\$*****394,65	R\$*****114,44																																																			
R\$*****394,65	R\$*****4,89																																																			
R\$*****394,65	R\$*****22,52																																																			
INDICADORES DE CONTINUIDADE <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="3">MENSAL</th> <th colspan="3">TRIMESTRAL</th> <th colspan="3">ANUAL</th> <th>TENSÃO NOMINAL</th> </tr> <tr> <th></th> <th>DIC</th> <th>FEV</th> <th>DIC</th> <th>FEV</th> <th>DMIC</th> <th>DICRI</th> <th>DIC</th> <th>FEV</th> <th>DIC</th> <th>FEV</th> <th>380</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>METAS</td> <td>2,4</td> <td>2,4</td> <td>4,83</td> <td>3,23</td> <td>2,69</td> <td></td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>348,0 V a 396,0 V</td> </tr> <tr> <td>VALORES APURADOS</td> <td>0,4677</td> <td>0,1788</td> <td>0,00</td> <td>0</td> <td>0,00</td> <td></td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> <td>LIMITES CONJUNTO ATLANTICO S2</td> </tr> </tbody> </table>			MENSAL			TRIMESTRAL			ANUAL			TENSÃO NOMINAL		DIC	FEV	DIC	FEV	DMIC	DICRI	DIC	FEV	DIC	FEV	380	METAS	2,4	2,4	4,83	3,23	2,69		0,00	0,00	0,00	0,00	348,0 V a 396,0 V	VALORES APURADOS	0,4677	0,1788	0,00	0	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	LIMITES CONJUNTO ATLANTICO S2				
	MENSAL			TRIMESTRAL			ANUAL			TENSÃO NOMINAL																																										
	DIC	FEV	DIC	FEV	DMIC	DICRI	DIC	FEV	DIC	FEV	380																																									
METAS	2,4	2,4	4,83	3,23	2,69		0,00	0,00	0,00	0,00	348,0 V a 396,0 V																																									
VALORES APURADOS	0,4677	0,1788	0,00	0	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	LIMITES CONJUNTO ATLANTICO S2																																									

Na marcação amarela da Figura 2.5, é apresentado o histórico de consumo do cliente desta unidade consumidora. Para o dimensionamento adequado do sistema fotovoltaico, utiliza-se a média de consumo do período de um ano da UC.

No caso da ilustração acima, a média de consumo mensal (C_m) é de:

$$C_m = 441 \text{ kWh/mês} \quad (1)$$

Para as unidades do grupo B, o custo de disponibilidade da rede elétrica (C_d), ou seja, a “taxa mínima” para permanecer conectado à rede, é faturado o consumo de 100 kWh para instalações trifásicas, 50 kWh para bifásicas e 30 kWh para as monofásicas.³⁵ Dessa forma, ao dimensionar o sistema para atender à necessidade de geração do consumidor descrito pela ilustração da figura 2.5, pode-se subtrair 100 kWh da média de consumo anual pois a instalação é trifásica.

A geração média mensal (G_m) para atender ao consumo é dada por:

$$G_m = C_m - 100 \quad (2)$$

$$G_m = 341 \text{ kWh/mês} \quad (3)$$

A geração de energia anual deve ser de pelo menos 4.092 kWh para que o consumo seja nulo.

Para as análises técnica e econômicas que são realizadas a partir da fatura, o custo da tarifa de energia também é retirado da conta, como na Figura 2.6, em que a tarifa sem aplicação de bandeiras para o Estado de Goiás, no mês de março de 2019 foi de R\$ 0,877.

³⁵ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010)

As variações das alíquotas dos impostos variam mensalmente, entretanto para simplificar a análise o valor do mês em questão foi considerado constante no decorrer do ano. Para análises de longo prazo é considerado um percentual fixo de reajuste no valor final da tarifa, considerando a média dos últimos 10 anos.

O valor da Contribuição para os Serviços de Iluminação Pública (COSIP) é desconsiderado da análise de redução percentual no valor final da fatura pois as regras para determinação dessa taxa é dada pelos governos municipais, havendo grandes diferenças nas formas de realizar este faturamento, que do ponto de vista de sistemas pequenos, não são prejudiciais para o estudo.

O consumidor da unidade acima, mesmo conseguindo zerar seu consumo de energia elétrica com geração fotovoltaica, terá uma fatura mensal de consumo zero (F_z) e deverá pagar à Enel GO um total de:

$$F_z = R\$ 87,70 \quad (4)$$

Comparando-se o valor final da fatura média mensal de consumo (F_c) do caso acima,

$$F_c = R\$ 386,76 \quad (5)$$

Para faturas do grupo B, a redução percentual é dada por:

$$R\% = \left(1 - \frac{C_d}{C_m}\right) \times 100 \quad (6)$$

A redução percentual do valor final da fatura da Figura 2.5 pode chegar a 77,32%, desconsiderando-se a taxa COSIP.

2.8.2 Análise da fatura de energia do Estado de Goiás para clientes do grupo A

Da mesma forma analisada a fatura do grupo B, para o grupo A se observa o histórico de consumo da unidade, nos postos horários de ponta, fora de ponta e horário reservado.

Como a conta é pertencente ao grupo A4 e o cliente não é produtor rural ou de classe que recebe benefício fiscal para consumo em horário reservado, a tarifa para este posto horário é a mesma que em fora de ponta.

Figura 2.6 - Fatura de energia consumidor comercial trifásico pertencente ao grupo A

UNIDADE CONSUMIDORA	MÊS DE REFERÊNCIA	VENCIMENTO	VALOR TOTAL
	01/2019	16/01/2019	R\$*****65.608,98

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA / MEDIÇÃO / CONTRATO							
CLASSE / TIPO DE LIGAÇÃO COMERCIAL OU SERVIÇOS E OUTRAS ATIVIDADES TRIFÁSICO (26 KW EM DIANTE)							
VENCIMENTO BASE 16/01/2019							
DADOS DA MEDIÇÃO							
MÊS DE REFERÊNCIA	01/2019			DEMANDA		200	
DATA DA LEITURA ATUAL	02/01/2019	Nº MEDIDOR KWh/KW					
DATA DA LEITURA ANTERIOR	04/12/2018	Nº MEDIDOR KVarth/Qh					
DATA DA PRÓXIMA LEITURA	02/02/2019						
DATA DA APRESENTAÇÃO	09/01/2019	FM		350	TIPO	FORNECIMENTO	
NÚMERO DE DIAS	29	IND PERDA		0%	VALIDADE	19/05/2019	
MÉDIA/DIAS	3193,8645						

LANÇAMENTOS							
PRODUTO	QUANTIDADE	TARIFA	VALOR	PRODUTO	QUANTIDADE	TARIFA	VALOR
UFER FP	42	0,458060	*****19,23	UFER P	254,73	0,458060	*****116,67
DEMANDA ULTRAPASSAGEM 2X	61,24	54,169460	****3.317,33	DEMANDA	261,24	27,084730	****7.075,61
CONTRIB. ILUMINAÇÃO PÚBLICA - MUNICIPAL		0,000000	*****21,32	CONSUMO P	1860,07	2,485060	****4.622,38
CONSUMO HR	14962,5	0,555700	****8.314,66	CONSUMO FP	75799,5	0,555700	****42.121,78

TRIBUTOS			
IMPOSTO	ALÍQUOTA	BASE DE CÁLCULO	VALOR
PIS/PASEP	1,1856%	R\$*****65.587,66	R\$*****777,60
ICMS	29%	R\$*****65.587,66	R\$*****19.020,42
COFINS	5,4608%	R\$*****65.587,66	R\$*****3.581,61

COMPOSIÇÃO DO VALOR DE VENDA DA ENERGIA			
PARCELA DE USO DO SISTEMA:	20.509,46	USO TRANSMISSÃO:	2.425,2100
PARCELA DE FORNECIMENTO:	40.144,80	ENC. SETORIAL:	2.508,1900

Da folha de apresentação da fatura, a informação relevante para dimensionamento de sistema fotovoltaico é basicamente o contrato de demanda da UC, pois caso a potência de inversores instalada na unidade seja inferior à atualmente contratada, não é necessária a contratação de demanda adicional.³⁶

³⁶ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2015)

Para a análise econômica do investimento, também serão necessários os valores das tarifas na ponta e fora de ponta, bem como o custo da demanda, caso seja necessária contratação de adicional.

Figura 2.7 - Histórico de consumo da unidade pertencente ao grupo A

PERÍODO	CONSUMO LIDO (kWh)		
	PONTA	FORA PONTA	HOR. RES.
JAN / 19	1860,07	75799,50	14962,50
DEZ / 18	1781,74	79978,50	16579,50
NOV / 18	75,49	76135,50	14101,50
OUT / 18	5384,76	75018,00	13413,48
SET / 18	5319,79	77588,40	14336,88
AGO / 18	0,00	70134,60	13736,64
JUL / 18	995,41	71423,64	15055,20
JUN / 18	765,60	63404,04	15114,24
MAI / 18	72,22	71945,16	15871,92
ABR / 18	1210,17	80904,48	18351,60
MAR / 18	6449,87	74355,96	15384,84
FEV / 18	7342,41	76461,72	19148,64

Da Figura 2.7, calcula-se a média de consumo em cada posto horário, para estimar a economia total gerada ao longo de um ano sem o consumo, caso o sistema fotovoltaico na unidade fosse capaz de atender toda sua necessidade energética. Abaixo são apresentados os valores de consumo médio na ponta (C_P), consumo médio em fora de ponta (C_{FP}) e consumo médio em horário reservado (C_{HR}).

Tabela 2.4 - Consumos por posto horário

CONSUMO MÉDIO POR POSTO HORÁRIO (KWH/MÊS)	
C_P	2.605
C_{FP}	74.429
C_{HR}	15.505

Da mesma forma, abaixo segue a tarifa na ponta (T_P), tarifa em fora de ponta (T_{FP}), tarifa em horário reservado (T_{HR}) e tarifa da demanda (T_D):

Tabela 2.5 - Tarifas de energia e demanda

TARIFA POR POSTO	CUSTO (R\$)	UNIDADE
T_P	2,48506	kWh
T_{FP}	0,5557	kWh
T_{HR}	0,5557	kWh
T_D	27,08473	kW

Para o caso é considerado o consumo na ponta igual a zero. Mesmo que os sistemas fotovoltaicos gerem energia apenas em posto horário fora de ponta, se houver injeção de créditos o suficiente para atender o consumo na ponta, o mesmo também pode ser zerado.

Abaixo são apresentados os valores de economia médios mensais gerados em cada posto horário. São definidas a economia na ponta (E_P), economia em fora de ponta (E_{FP}) e economia em horário reservado (E_{HR}). Os valores de economia gerada em cada posto horário, também é o custo médio de consumo em cada um desses.

Tabela 2.6 - Custos totais por posto horário

ENERGIA POR POSTO	CUSTO TOTAL
E_P	R\$ 6.473,58
E_{FP}	R\$ 41.360,19
E_{HR}	R\$ 8.616,13

O custo de demanda (C_D) mensal é igual ao consumo de demanda multiplicado pelo seu custo, podendo haver o faturamento de adicionais, caso haja ultrapassagem. O valor da tarifa na ultrapassagem é o dobro do valor normal da demanda. Para a análise, considera-se que não há esse consumo adicional.

$$C_D = R\$ 5.416,95$$

(7)

Para a fatura do Grupo A a redução percentual ($R\%$) é dada por:

$$R\% = \frac{E_P + E_{FP} + E_{HR}}{E_P + E_{FP} + E_{HR} + C_D} \quad (8)$$

De forma que na fatura do exemplo, a redução percentual pela redução no consumo é de **91%**.

2.9 Impostos sobre a energia

Nas faturas de energia das unidades consumidoras em todo o país, são cobrados além dos encargos setoriais, que subsidiam políticas públicas que já deveriam ser atendidas pelas arrecadações do estado, alíquotas de impostos sobre a fatura de energia.

O imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços (ICMS), possui taxas definidas pelos governos estaduais ou distrital. Em média, no Brasil, o ICMS é aplicado sobre a energia a 27%. Além desse, são cobrados os tributos de PIS/PASEP (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social).

Os tributos são aplicados na forma:

$$T_i = \frac{T_B}{(1 - COFINS(\%) - PIS(\%) - ICMS(\%))} \quad (9)$$

Em que T_i é a tarifa com a aplicação dos impostos, as taxas definidas na própria fatura de energia analisada e T_B a tarifa bruta. No exemplo da Figura 2.6 as alíquotas são:

- COFINS: 5,4608 %
- PIS/PASEP: 1,1856 %
- ICMS: 29 %

Substituindo as alíquotas na Equação 9, tomando como referência uma tarifa bruta unitária, obtém-se a taxa percentual de impostos (i) sobre a tarifa bruta:

$$Ti = \frac{T_B}{(1 - 5,4608\% - 1,1856\% - 29\%)} \quad (10)$$

$$Ti = \frac{T_B}{0,643536} = 1,5539 * T_B \quad (11)$$

Onde a aplicação desses tributos sobre a tarifa de energia bruta corresponde a um aumento de 55,39%.

2.10 Estudo de viabilidade e rentabilidade de investimentos

Nesta seção são apresentadas as técnicas de análise utilizadas para os estudos de viabilidade descritos. As premissas adotadas em cada caso analisado são apresentadas no início da discussão em cada situação.

2.10.1 Valor presente

Como os estudos são realizados considerando um cenário de 25 anos após o investimento inicial, é relevante trazer os valores de cada ano ao valor presente, considerando uma taxa de juros de desvalorização.

O valor presente é dado pelo inverso do juro composto e é dado pela equação:

$$VP = \frac{VF}{(1 + i)^n} \quad (12)$$

Em que **VP** é o valor presente, **VF** o valor futuro, **i** a taxa de juros e **n** o período de referência.

2.10.2 Tempo de retorno do investimento (*payback* descontado)

O tempo de retorno do investimento, também chamado de *payback* é uma maneira de analisar economicamente a viabilidade do investimento de acordo com o tempo de retorno do capital investido. Ao se elaborar o fluxo de caixa, considera-se o investimento inicial como despesa e, a partir disso, verifica-se em qual momento a quantidade acumulada é maior que zero. O *payback* é calculado considerando os valores presentes de cada receita durante o período.

2.10.3 Valor presente líquido (VPL)

O valor presente líquido representa quanto valeria hoje a receita acumulada do investimento. Quando o VPL é maior que zero, o mesmo pode ser considerado viável do ponto de vista que não trará prejuízos ao investidos.

É dado pela equação:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (13)$$

Em que **VPL** é o valor presente líquido, **FC_t** é o fluxo de caixa no período **t** e **i** é a taxa de juros considerada.

2.10.4 Taxa interna de retorno (TIR)

A taxa interna de retorno, ou taxa interna de rentabilidade, é um número que representa uma taxa de desconto que ao ser aplicada sobre um fluxo de caixa faz com que as despesas do investimento sejam iguais aos retornos dele, ambas em valor presente.

Nos casos em que a taxa interna de retorno é superior à taxa mínima de atratividade, os projetos demonstram-se viáveis economicamente. A TIR do fluxo de caixa analisado é também a taxa de juros que torna nulo o VPL do investimento.

2.10.5 Custo nivelado da energia (LCOE)

O custo nivelado de energia é uma metodologia de precificação da energia gerada, em MWh num determinado período de análise. O LCOE leva em consideração todos os custos do projeto durante sua vida útil e o valor presente energético acumulado no mesmo período.

De forma geral, o LCOE pode ser dado por:³⁷

$$LCOE = \frac{VPL_{despesas}}{VPL_{energia}} \quad (14)$$

Em que LCOE é o custo nivelado da energia, $VPL_{despesas}$ é o valor presente líquido das despesas do investimento e $VPL_{energia}$ é o valor presente energético acumulado no período de análise. A taxa considerada é a mesma utilizada para cálculos de VPL em todo o investimento.

Existem diversas formas de estimar o custo da energia produzida por uma usina, o LCOE é uma forma para avaliação dos sistemas apresentados.

³⁷ (Aldersey-Williams, J, 2019)

3 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 DE 2012 DA ANEEL

Nos anos de 2010 e 2011, a ANEEL, realizou consultas públicas referentes à regulação sobre a Geração Distribuída (GD) no Brasil. O objetivo foi estabelecer regras e direcionamento para a GD no país.

“Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.”³⁸

O Art. 2º da resolução, em seus incisos I e II define a microgeração e minigeração distribuída. Segundo o texto, microgeração distribuída é aquela na qual a potência instalada na unidade consumidora (UC) é menor ou igual a 75 kW. Já para classificação como minigeração distribuída, a limitação em potência instalada é de 5 MW.

Ainda neste artigo, o texto define “sistema de compensação” como a injeção de energia ativa na rede de distribuição local por unidades microgeradoras ou minigeradoras como forma de empréstimo gratuito, posteriormente sendo compensada com o consumo de energia pela unidade consumidora. Ou seja, o cliente cativo pertence a algum do grupo, subgrupo e tipo de consumidor cede sua energia gerada em excedente à distribuidora e faz uso da mesma quantidade injetada de forma gratuita. A quantidade de energia injetada é medida em quilowatt-hora (kWh) e é usualmente chamada de “créditos” com a distribuidora. Os créditos com a concessionária possuem prazo de 60 (sessenta) meses para uso do cliente.

Algumas outras definições dadas no art. 2º da resolução são relevantes para a compreensão das dinâmicas permitidas aos consumidores na geração e distribuição dos créditos entre várias UCs. São elas:

“Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com

³⁸ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012)

microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;”³⁹

A geração compartilhada permite que os consumidores se unam para gerar energia em uma unidade específica e distribuição proporcional entre eles. Isso permite com que a geração distribuída extrapole usinas de abastecimento local para usinas geradoras de créditos para várias UCs e se torne um modelo de negócios, como as fazendas solares.

“Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.”⁴⁰

A geração compartilhada, no entanto, somente faz sentido se acompanhada da definição de autoconsumo remoto. O autoconsumo permite que créditos injetados por uma unidade consumidora num determinado local gere energia para outras unidades vinculadas à mesma pessoa física ou jurídica.

Um exemplo de utilização do autoconsumo remoto seria um morador residencial de apartamento, onde não possui telhado disponível para instalação de um sistema solar fotovoltaico. Este consumidor pode ter posse sobre outro imóvel ou terreno sob mesma concessão da distribuidora local e construir sua usina neste endereço, fazendo uso dos seus créditos também em seu apartamento.

No art. 3º do texto, define-se como obrigação das distribuidoras adequar os sistemas comerciais visando as normas para o acesso à microgeração e minigeração distribuída. Isso dá liberdade para as distribuidoras definirem quais informações são necessárias para que seus clientes solicitem o acesso à rede para a conexão do seu sistema. Dessa forma, os requisitos para conexão variam para cada estado.

O parágrafo 1º do Art. 4º restringe a potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora (usina) será conectada. Isso significa que para cada tipo de contrato vinculado com a distribuidora, a mesma potência disponível para o cliente consumir será a que ele pode conectar sem a necessidade de migração para um novo tipo de contrato. Para consumidores cativos vinculados a faturas do grupo B essa potência é limitada à potência das subestações aéreas

³⁹ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012)

⁴⁰ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012)

locais, com transformadores de 112 kVA. Para clientes do grupo A a limitação da potência é a da demanda contratada da UC. Caso o consumidor queira instalar uma unidade geradora com potência superior à sua demanda contratada, deverá verificar a disponibilidade junto à distribuidora e alterar sua demanda contratada.

Nos casos de geração compartilhada, a solicitação de acesso deve ser realizada junto à apresentação do instrumento jurídico que comprove o compartilhamento da energia entre os consumidores. Neste documento devem constar os números das unidades consumidoras que farão gozo da energia gerada e seus percentuais excedentes para cada UC do mesmo titular.

É definido como obrigação da distribuidora no art. 5º arcar com os custos para adaptação e reforços na rede local de distribuição para que se permita a conexão das centrais geradoras. Com exceção à geração compartilhada em que a distribuidora tem um prazo de até dois anos para ressarcir os custos empenhados pelos clientes para adaptação nos sistemas.

Como a resolução atual apresenta incentivos econômicos para que a Geração Distribuída seja um modelo de negócio, também impõe algumas condições para garantir equilíbrio e estabilidade de mercado nesse tipo de investimento. No art. 6º fica proibido que terrenos ou propriedades onde haja locação ou arrendamento, cobrem seus respectivos aluguéis em função da energia elétrica gerada no local. Ou seja, não é permitida a cobrança do aluguel em R\$/kWh gerado, sendo permitido a exclusão dessas unidades consumidoras do sistema de compensação.

O art. 7º define o procedimento para faturamento das unidades consumidoras pertencentes ao sistema de compensação. Neste artigo, são definidas as definições gerais da forma na qual as distribuidoras deverão faturar e efetuar a compensação de energia com base nos tipos de contratos vinculados com os clientes.

O inciso I impõe a primeira regra para faturamento na qual observa-se a impossibilidade de “zerar a conta”, que por muitas vezes é erroneamente vendida aos consumidores cativos. Mesmo que o consumo de energia da unidade seja zero, deverá ser cobrado do cliente o custo de disponibilidade para UCs do grupo B ou a demanda contratada para UCs pertencentes ao grupo A.

O faturamento da UC deve ser realizado pela energia ativa consumida, deduzida da energia injetada no mês faturado e eventuais créditos de energia acumulados em faturamentos anteriores, para cada posto tarifário. Caso a compensação seja por autoconsumo remoto, o

faturamento deve considerar a energia consumida, menos o percentual gerado e alocado àquela unidade e eventuais créditos acumulados.

O excedente de energia da unidade geradora é a diferença entre a energia gerada e a energia consumida e, caso seja positiva, o excedente é contabilizado como crédito de energia a esta unidade consumidora. Ainda, nos casos de autoconsumo remoto ou geração compartilhada, apenas o excedente da unidade geradora pode ser creditado em outras unidades consumidoras.

Para os clientes que possuem duas ou mais unidades e geram em uma unidade com modalidade convencional, ou seja, pertencente ao grupo B, caso destinem créditos a outros tipos de contrato, o faturamento dos créditos será no posto horário de fora de ponta. Além disso, a compensação de energia se dá primeiramente no posto tarifário no qual ocorreu a injeção e, após isso nos demais postos, sendo observada a relação de valores da tarifa de energia (TE).

No caso da energia fotovoltaica, a geração se dá no posto tarifário fora de ponta, então para gerar energia suficiente para zerar o consumo na ponta a geração deverá ser suficiente para abater todo o consumo FP e ter um excedente equivalente a divisão do valor da parcela TE na P pela TE em FP. Os créditos do excedente vinculados à unidade consumidora não sofrem alteração com relação a alterações nos valores das tarifas de energia.

4 ESTUDO TÉCNICO E ECONÔMICO DOS CASOS APRESENTADOS

A partir das regras determinadas pela resolução e discutidas previamente, serão analisados alguns casos de sistemas fotovoltaicos implementados em Unidades Consumidoras com diferentes tipos de contratos e como o investimento se dá com a atual regulação sobre a geração distribuída.

Os investimentos serão avaliados em relação ao investimento inicial, necessidade ou não de contratação de demanda adicional, custos de disponibilidade, valor da energia e valor da demanda. A durabilidade de um sistema fotovoltaico pode chegar a mais de 30 anos, como é o caso da Universidade de Oldenburg, na Alemanha, que em 1980 implementou um sistema onde 336 módulos fotovoltaicos que somam 3,46 kWp de potência instalada.

Dessa forma, são definidos como limitantes temporais do investimento a garantia dos fabricantes dos equipamentos. Os principais componentes de um sistema fotovoltaico são os painéis solares e os inversores de frequência. Para os módulos a garantia dos fabricantes é de 25 anos de performance, com uma perda de eficiência prevista de 0,76 % ao ano. Já para os inversores a garantia dos fabricantes é de 10 anos de funcionamento.

Neste capítulo são feitas as análises econômicas para os casos a seguir. No primeiro cenário, todo o estudo de viabilidade é segundo os procedimentos de compensação de energia previstos pela REN 482/2012 no atual cenário. Adiante, são apresentados os argumentos para as alterações na resolução vigente e alternativas propostas pela ANEEL para viabilização e equilíbrio, segundo ela, do setor energético. Em contrapartida, são analisados novamente os casos dos consumidores cativos que possuem geração fotovoltaica em cada uma dessas alternativas.

O objetivo é comparar os resultados das análises para cada tipo de consumidor apresentado e questionar se a proposta oficial da agência reguladora para o setor é de fato equilibrada e não irá prejudicar além do mercado fotovoltaico, o fortalecimento das fontes renováveis no país e liberdade econômica para o consumidor gerar sua própria energia sem ser prejudicado por isso.

4.1 Estudo de viabilidade de casos segundo o sistema de compensação da REN 482/2012 (Alternativa 0)

As análises apresentadas são realizadas com base na atual regulação do setor de GDFV conectada à rede de distribuição de cada caso. Os fluxos de caixa elaborados de forma que a entrada de receita se refere à economia anual com energia elétrica dos consumidores.

4.1.1 1º caso: consumidor comercial do subgrupo B3 atendido pela rede da CEBDIS

O primeiro caso estudado consiste numa unidade consumidora pertencente à modalidade comercial e grupo B, categorizando-se esta ao subgrupo B3. O prédio privado possui unidade de pesquisa em qualidade de algodão e utilizam muito equipamentos de ar condicionado, elevando a carga e necessidade de energia.

A unidade consumidora analisada possui usina solar fotovoltaica na própria unidade, utilizando o sistema de compensação de créditos para zerar o consumo final de energia durante o ano. A área aproximada de módulos sobre o telhado é de 450 m².

O sistema analisado foi instalado no ano de 2017 em Brasília (DF). A usina com potência instalada de 67,6 kWp consiste em 260 painéis com potência nominal de 260 Wp. Os módulos fotovoltaicos possuem garantia de geração de 25 anos. O custo final do investimento foi de R\$ 530.000,00 que representa um valor de R\$ 7,84 por Wp instalado.⁴¹

Além disso, foram instalados três inversores SMA com potência nominal de 25 kW. Os inversores instalados são o STP25000TL-30 e custam R\$ 21.699,00⁴² cada. Os inversores possuem garantia de fabricação de 10 anos, podendo durar mais tempo se mantido em boas condições de armazenamento.

⁴¹ (MTEC Energia, 2019)

⁴² (Aldo, 2019)

Figura 4.1 - Sistema solar fotovoltaico do 1º caso com instalação sobre telhado em Brasília-DF



Como revisto anteriormente, as parcelas TE e TUSD que compõem o valor bruto da energia, são subdivididos em mais custos que somam cada uma dessas partes.

Dado que a REN 482/2012 beneficia integralmente a energia injetada pelo consumidor, todas as componentes (encargos, perdas, fios, energia, impostos) são contabilizadas no valor final da energia gerada.

Para este caso, a tabela de custos disponibilizada pela ANEEL⁴³ onde a distribuidora declara os custos totais para as componentes TE e TUSD: ⁴⁴

⁴³ ANEEL. Disponível em: https://www2.ANEEL.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/5160_PCAT_CEB-DIS_2019.xlsx.

⁴⁴ A planilha de composição de custos que as distribuidoras apresentam anualmente para a ANEEL detalha descritivamente cada parcela apresentada nas tabelas deste capítulo. Os valores brutos são utilizados como referência a cada mês como tarifa de aplicação. A tarifa final é acrescida dos impostos.

Tabela 4.1 - Componentes descritivas da TUSD para consumidores B3 convencionais da CEBDIS

Parcela	Subparcela	Referência	Valor aplicado (R\$/MWh)
TUSD	ENCARGO	RGR	-
		TFSEE	0,41
		P&D	2,34
		ONS	-
		CCC	-
		CDE	53,75
		PROINFA	10,20
		TUSD RB	25,86
	FIO A	TUSD FR	7,45
		CONEXAO T	0,86
		CONEXAO D	-
		CUSD	-
		TUSDG-T	-
		TUSDG-ONS	-
		FIO B	DISTRIBUICAO
	PERDAS	PERDAS TECNICAS	26,93
		PERDAS RB/ PERDAS D	1,01
		PERDAS NAO TECNICAS	12,72
		RI	2,66
	TOTAL		

A tarifa de aplicação da TUSD é dada pela soma de todas as subparcelas da tabela acima. O total de R\$ 247,09 por MWh é aplicado ao consumidor. ⁴⁵

Da mesma forma, as componentes da parcela TE são dadas pelo quatro:

⁴⁵ Valores negativos nas tabelas representam eventuais subsídios ou incentivos destinados a este consumidor nesta região.

Tabela 4.2 - Componentes descritivas da TE para consumidores B3 convencionais da CEBDIS

Parcela	Subparcela	Referência	Valor aplicado (R\$/MWh)
TE	ENCARGO	P&D	2,59
		ESS/ERR	- 1,24
		CFURH	-
		CDE ENERGIA	- 4,43
		TOTAL	- 3,09
	ENERGIA	ENERGIA REVENDA	256,89
	FIO A	ITAIPU	6,70
		TUST ITAIPU	4,03
		TUST CI	-
		TOTAL	10,74
	PERDAS	PERDAS RB/C	6,38
	TOTAL		270,92

A tarifa de aplicação da TE de 270,92 R\$/MWh é aplicada ao consumidor final do grupo B3. O valor final é dado pela soma das parcelas TUSD e TE, aplicando os impostos adequados para cada cidade.

A tarifa de R\$ 518,01 por MWh que com os impostos aplicados ao consumidor do 1º caso resulta numa tarifa de R\$ 680,78 por MWh, ou R\$ 0,68 por kWh. As alíquotas de impostos são de 21% para o ICMS, para o COFINS uma taxa de 2,39% e 0,52% de PIS. O aumento percentual é de 31,42% após a aplicação dos impostos.

Tabela 4.3 - Valores de aplicação para cada subparcela da tarifa de energia para o 1º caso

Subparcela	Valor aplicado (R\$/MWh)	Percentual da tarifa de aplicação (%)
Encargos	63,61	12
Perdas	49,70	10
Fio A	44,91	9
Fio B	102,90	20
Energia	256,89	50
Total	518,01	100

A Tabela 4.4 apresenta os percentuais de cada subparcela do valor final de aplicação da tarifa de energia para o consumidor do 1º caso. Ressalta-se que nos valores analisados acima,

não foram aplicados os tributos que são repassados ao consumidor final. Para clientes cativos que usam a energia da distribuidora, um terço do valor final da fatura são impostos pagos pelos consumidores.

Como o investimento é para consumo na própria unidade consumidora, parte da geração será consumida pelo próprio edifício, nos dias de inatividade comercial ou baixo uso da carga instalada, haverá injeção de energia na rede de distribuição.

No mês de agosto de 2019 o sistema gerou⁴⁶ 7.752 kWh e injetou⁴⁷ 2.400 kWh na rede da CEB. Como a fatura de energia dessa distribuidora apresenta apenas a injeção de créditos no mês faturado, para a análise será considerado que 30,95 % da geração mensal será injetada na rede, enquanto o restante será consumido na própria instalação. Para a análise sob as atuais regras da geração distribuída solar fotovoltaica não faz diferença pois todo crédito injetado é integralizado para o sistema de compensação de energia, para as análises futuras este valor será relevante.

Tabela 4.4 - Histórico de consumo, injeção e geração na unidade do 1º caso

	Histórico de consumo mensal (kWh)	Geração injetada (kWh)	Geração apurada (kWh)	Consumo total da unidade (kWh)
set/18	32.160	2.116	6.835	36.879
ago/19	32.160	2.400	7.752	37.512
jul/19	40.080	2.213	7.147	45.015
jun/19	43.200	2.547	8.229	48.881
mai/19	23.440	2.587	8.358	29.210
abr/19	27.040	2.721	8.788	33.107
mar/19	20.320	2.322	7.500	25.498
fev/19	15.440	2.150	6.944	20.234
jan/19	4.880	2.757	8.905	11.028
dez/18	20.480	3.167	10.230	27.543
nov/18	20.800	2.443	7.890	26.247
out/18	13.120	2.452	7.920	18.588

⁴⁶ Dados de geração apurados no sistema de aquisição de dados remotos da usina. Dados disponibilizados pela empresa MTEC Energia, que instalou o sistema solar fotovoltaico e acompanha sua geração.

⁴⁷ Injeção verificada na fatura de energia da unidade consumidora. Fatura disponibilizada nos Anexos.

Como o consumo total de energia na unidade é muito superior à quantidade injetada na rede, não há créditos acumulados para o mês seguinte em nenhum caso. Dessa forma, o sistema compensa parte dos custos de consumo da UC com a geração e injeção de energia.

A partir das informações de consumo apresentadas na Tabela 4.5, são calculados os custos sem o sistema com base na multiplicação do consumo total da unidade pelo valor aplicado pela energia consumida, que nesta UC é de 0,68 R\$/kWh.⁴⁸

Tabela 4.5 - Valor final da fatura sem o sistema fotovoltaico e economias pela geração e injeção na rede

Mês faturado	Custo total sem o sistema (R\$)	Economia na unidade (R\$)	
		Sistema de compensação	Consumo energia gerada
set/18	25.106,56	1.440,55	3.212,53
ago/19	25.537,70	1.633,88	3.643,67
jul/19	30.645,28	1.506,43	3.359,43
jun/19	33.277,50	1.734,30	3.867,60
mai/19	19.885,82	1.761,49	3.928,23
abr/19	22.539,05	1.852,25	4.130,63
mar/19	17.358,48	1.580,64	3.524,93
fev/19	13.775,02	1.463,50	3.263,70
jan/19	7.507,98	1.876,96	4.185,75
dez/18	18.750,77	2.156,12	4.808,30
nov/18	17.868,78	1.662,93	3.708,46
out/18	12.654,45	1.669,26	3.722,56

Neste caso o preço da energia injetada na rede equivale ao preço economizado pela geração e consumo simultâneos pois o valor da energia injetada é integralmente abatido dadas as regras da REN 482/2012.

A economia total ao ano é de R\$ 65.694,11 e considera-se como receita no fluxo de caixa. Dado que a garantia de geração dos módulos são os mais longos do sistema, com 25 anos, a análise será para este período após a instalação do sistema. Os painéis têm previsão de perda da capacidade de geração de 2,5% no primeiro ano e 0,76% ao ano após isso.

Os custos de longo prazo considerados são os de troca dos inversores (tempo de garantia), 10 anos após o ano zero. Como o sistema com potência de 67,6 kWp possui potência instalada de inversores de 75 kW e, no 25º ano ele irá gerar 80% do gerado no primeiro ano, o

⁴⁸ Conforme demonstração do subcapítulo anterior.

custo de troca de inversores pode ser apenas de dois dos três componentes atualmente instalados, já que os mesmos podem ter sobre carregamento de até 30% da sua potência nominal.

Para composição do fluxo de caixa do investimento, considerada-se a geração total no primeiro ano de 96.498 kWh a uma tarifa de R\$ 0,68 por unidade de energia gerada (kWh).

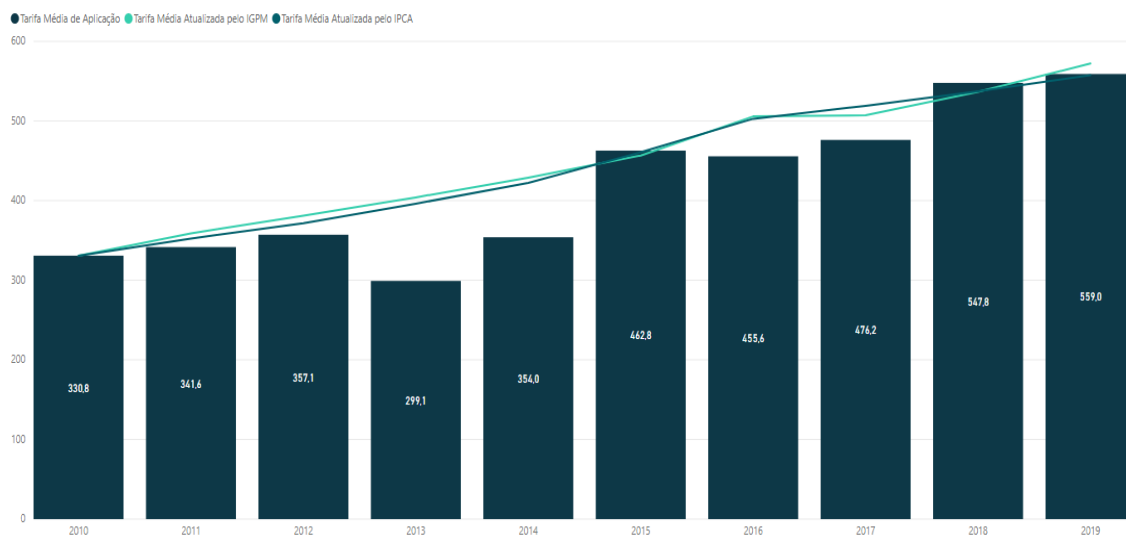


Figura 4.2 - Inflação energética média apresentada⁴⁹ pela ANEEL no período de 2011 a 2019.

O percentual médio de inflação energética⁵⁰ no período de 2011 a 2019 registrado é de 5,7% a.a. enquanto a inflação⁵¹ no mesmo período é de 6,04%. Para simplificação da análise utiliza-se o aumento anual na tarifa de energia igual à inflação, ou seja, a inflação relativa será nula.

A comparação deste e dos próximos investimentos analisados são com relação as taxas de rendimento no Tesouro IPCA+ 2045⁵² que, até o dia deste estudo estava em 3,16% a.a. para retirada do investimento em 2045. Os investimentos em Tesouro IPCA+ garantem que o investimento rende acima do IPCA, a taxa de rendimento fixada no momento da compra do título.

⁴⁹ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2019)

⁵⁰ (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, IBGE, 2018)

⁵¹ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2019)

⁵² (Ministério da Fazenda, Tesouro, 2019)

Figura 4.3 - Preços e taxas dos títulos públicos disponíveis para investir

Preços e taxas dos títulos públicos disponíveis para investir				
Título	Vencimento	Taxa de Rendimento (% a.a.)	Valor Mínimo	Preço Unitário
Indexados ao IPCA				
Tesouro IPCA+ 2024	15/08/2024	2,19	R\$58,51	R\$2.925,53
Tesouro IPCA+ 2035	15/05/2035	3,16	R\$40,09	R\$2.004,95
Tesouro IPCA+ 2045	15/05/2045	3,16	R\$44,10	R\$1.470,16
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2026	15/08/2026	2,45	R\$39,88	R\$3.988,03
Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2050	15/08/2050	3,41	R\$48,59	R\$4.859,13

A taxa da Figura 4.3 para esta análise, é a taxa mínima de atratividade dos investimentos pois o tempo de investimento é semelhante, além das duas serem comparadas a uma inflação nula.

Abaixo a tabela indica anualmente qual a previsão de geração de energia do sistema, a receita relativa aos custos economizados e as despesas previstas para cada ano.

Considera-se uma perda de 2,5% da capacidade de geração de energia do sistema após o primeiro ano e, 0,76% a.a. após isso. O *datasheet* dos módulos fotovoltaicos estima que ao final do 25º ano o sistema continuará gerando 80% do primeiro ano.

Tabela 4.6 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período

Ano	Rendimento sistema (%)	Energia gerada (kWh)	Economia anual (R\$)	Despesas (R\$)
0	-	-	-	- 530.000,00
1	100,0	96.498	65.694,11	0,00
2	97,5	94.085	64.051,76	0,00
3	96,7	93.351	63.551,91	0,00
4	96,0	92.617	63.052,06	0,00
5	95,2	91.883	62.552,22	0,00
6	94,5	91.148	62.052,37	0,00
7	93,7	90.414	61.552,53	0,00
8	92,9	89.680	61.052,68	0,00
9	92,2	88.946	60.552,83	0,00
10	91,4	88.211	60.052,99	-R\$.398,00
11	90,7	87.477	59.553,14	0,00
12	89,9	86.743	59.053,29	0,00
13	89,1	86.009	58.553,45	0,00
14	88,4	85.275	58.053,60	0,00
15	87,6	84.540	57.553,75	0,00
16	86,8	83.806	57.053,91	0,00
17	86,1	83.072	56.554,06	0,00
18	85,3	82.338	56.054,21	0,00
19	84,6	81.603	55.554,37	0,00
20	83,8	80.869	55.054,52	- 43.398,00
21	83,0	80.135	54.554,67	0,00
22	82,3	79.401	54.054,83	0,00
23	81,5	78.667	53.554,98	0,00
24	80,8	77.932	53.055,13	0,00
25	80,0	77.198	52.555,29	0,00

Acumulando um montante energético de 2.123 MWh, no entanto a energia presente líquida, ou VPL da energia (do inglês NPE, *net present energy*), a uma taxa de 3,16% a.a.⁵³, representa um total de 1.479.108 kWh. Os custos totais com o sistema somam R\$585.088,77 durante os 25 anos analisados.

⁵³ Mesma taxa de juros para todas as análises de valor presente e valor presente líquido deste trabalho.

A Tabela 4.8 apresenta o fluxo de caixa anual e análise dos montantes em valor presente, além do valor acumulado, ou *payback* descontado deste investimento. O *payback* do sistema é de 11 anos.

Tabela 4.7 - Resultados de investimento descontado do investimento do 1º caso

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Payback descontado (R\$)
0	- 530.000,00	- 530.000,00	- 530.000,00
1	65.694,11	63.681,77	- 466.318,23
2	64.051,76	60.187,79	- 406.130,44
3	63.551,91	57.888,81	- 348.241,64
4	63.052,06	55.674,20	- 292.567,44
5	62.552,22	53.540,95	- 239.026,49
6	62.052,37	51.486,15	- 187.540,34
7	61.552,53	49.506,99	- 138.033,35
8	61.052,68	47.600,78	- 90.432,57
9	60.552,83	45.764,89	- 44.667,68
10	16.654,99	12.202,00	- 32.465,68
11	59.553,14	42.294,12	9.828,44
12	59.053,29	40.654,45	50.482,89
13	58.553,45	39.075,55	89.558,44
14	58.053,60	37.555,24	127.113,68
15	57.553,75	36.091,39	163.205,07
16	57.053,91	34.681,99	197.887,07
17	56.554,06	33.325,07	231.212,14
18	56.054,21	32.018,74	263.230,88
19	55.554,37	30.761,17	293.992,05
20	11.656,52	6.256,66	300.248,71
21	54.554,67	28.385,33	328.634,04
22	54.054,83	27.263,72	355.897,76
23	53.554,98	26.184,19	382.081,96
24	53.055,13	25.145,22	407.227,17
25	52.555,29	24.145,33	431.372,50

A partir do fluxo de caixa da tabela acima, obtém-se uma taxa interna de retorno (TIR) de 10,00 % e o valor presente líquido (VPL) no 25º ano será de R\$ 431.372,50.

Para calcular o custo nivelado de energia (LCOE - *Levelized Cost of Energy*) utiliza-se a equação: ⁵⁴

(Aldersey-Williams, J, 2019)

$$LCOE = \frac{VPL_{despesas} (R\$)}{VPL_{energia} (kWh)} \quad (15)$$

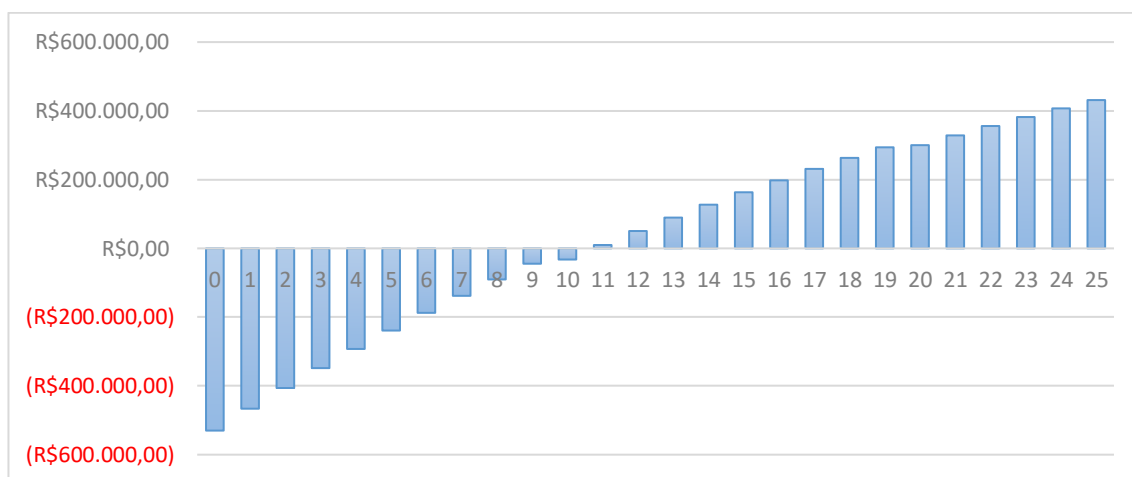
$$LCOE = \frac{R\$ 585.088,77}{1.479.108 kWh} \quad (16)$$

$$LCOE = 395,57 \text{ R\$/MWh} \quad (17)$$

$$LCOE = 0,39 \text{ R\$/kWh} \quad (18)$$

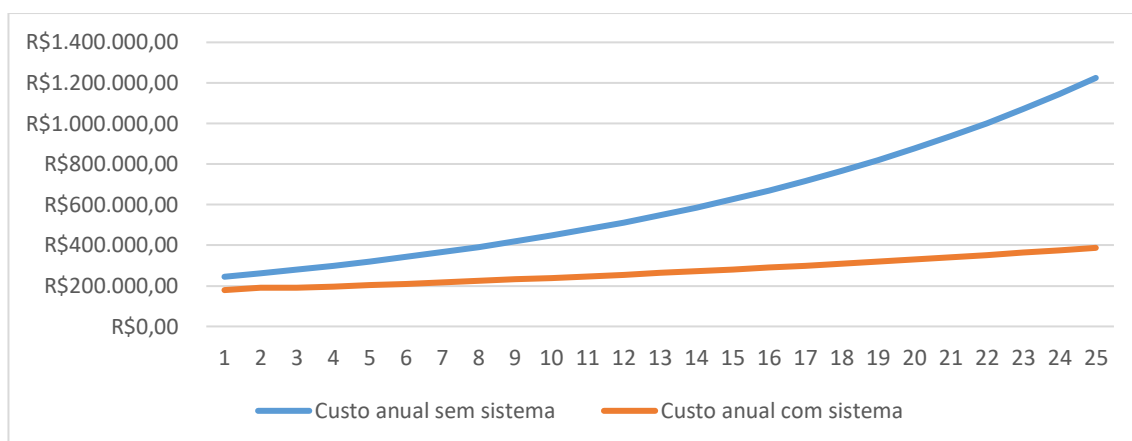
O LCOE acima é calculado com relação ao VPL das despesas do investimento. Ou seja, representa quanto custa ao investidor a unidade de energia gerada pela sua usina. Ainda referente a Tabela 4.8, para melhor visualização do valor acumulado do sistema e entendimento da sua forma com o passar dos anos o gráfico abaixo ilustra o *payback* descontado:

Figura 4.4 - *Payback* descontado do sistema do 1º caso



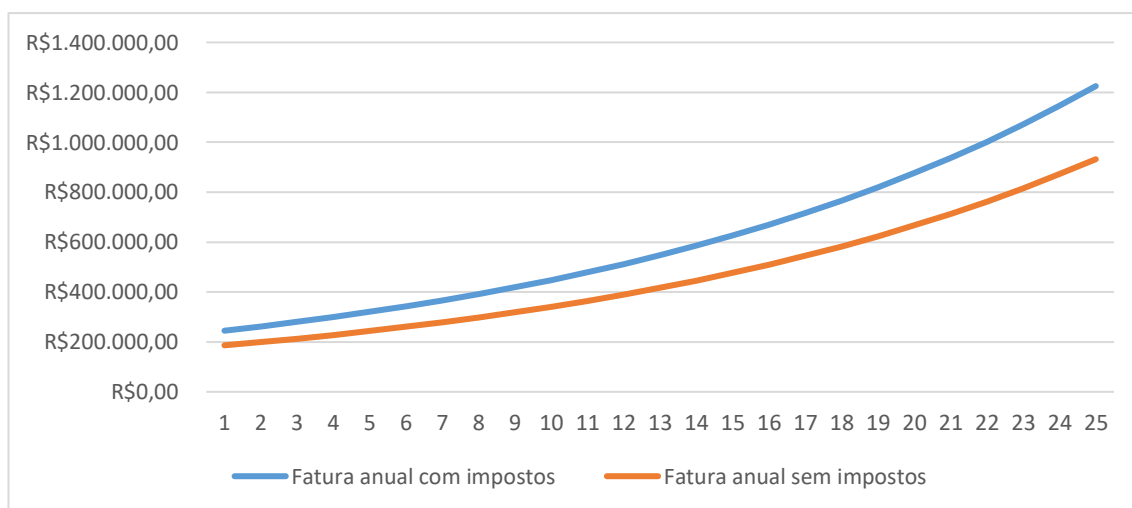
O gráfico da Figura 4.5 representa o crescimento do custo anual que este consumidor da fatura de energia caso não tivesse instalado o sistema, comparativamente a mesma fatura com a usina solar fotovoltaica.

Figura 4.5 - Custos anuais com a distribuidora de energia no 1º caso com sistema e sem sistema



Além da comparação do valor final anual das faturas de energia com e sem o sistema, é interessante observar como seriam as mesmas faturas sem o sistema, mas sem a aplicação dos impostos.

Figura 4.6 - Comparação de fatura de energia com e sem impostos para o consumidor do 1º caso



Mesmo com longo período de *payback*, o investimento se mostra viável dado que valor presente líquido no último ano de análise é positivo. Cada unidade de energia gerada em quilowatt-hora gera uma receita de R\$ 0,39.

4.1.2 2º caso: consumidor rural do subgrupo A3a atendido pela rede da Enel-GO

O segundo caso estudado neste trabalho é a de instalação fotovoltaica flutuante, adquirida também no ano de 2017 e instalada na cidade de Cristalina, no estado de Goiás. O produtor leiteiro possui ventiladores em cada baía onde as vacas ficam abrigadas, além disso faz uso de bombas e outras máquinas no processo de fabricação do leite. O sistema de 304,75 kWp é constituído por 1.150 módulos fotovoltaicos de 265 Wp que ocupam uma área sobre a lagoa, de aproximadamente 1.900 m², além de 5 inversores trifásicos com potência nominal de 60 kW. A aquisição da usina custou R\$ 2.165.000,00 ao produtor rural.⁵⁵

A unidade consumidora do local é pertencente ao subgrupo A3a modalidade verde e classe rural, com desconto de 10 % sobre a TE e TUSD da tarifa final.⁵⁶ A UC já possuía demanda contratada de 300 kW a um custo de 18,31 R\$/kW. Como o custo era pré-existente, não é considerado no fluxo de caixa do investimento.

Figura 4.7 - Usina fotovoltaica flutuante implementada em Cristalina – GO e analisada no 2º caso



⁵⁵ Os dados para o 2º caso também foram fornecidos pela empresa MTEC Energia.

⁵⁶ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2017)

Os inversores instalados na usina flutuante acima são o *STP60-10 SUNNY* 60 KW, da fabricante *SMA*. Atualmente os inversores instalados são de difícil acesso nos principais distribuidores e na pesquisa de preços deste trabalho foi encontrado apenas por um fornecedor *online* pelo preço de R\$45.312,36.⁵⁷

A potência nominal CC instalada atualmente é sobrecarregada em 1,58% enquanto o fator de dimensionamento (sobrecarga) dos inversores utilizados comumente pelas empresas é de até 30% acima da nominal. Dessa forma, com a necessidade de troca dos equipamentos inversores com ano estimado para o ano 10, o custo da compra de 4 produtos soma um total de R\$181.249,44. O custo dos mesmos será trazido a valor presente relativo aos anos em que seria necessária a troca dos componentes (limite de garantia do componente, a cada 10 anos).

De forma semelhante à análise da composição tarifária do 1º caso, no segundo caso os custos são aplicados aos postos horários de ponta e fora de ponta para as parcelas TUSD e TE, conforme as Tabelas 4.9 e 4.10 indicam:⁵⁸

⁵⁷ Cotação online realizada no endereço: <https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1202543097-inversor-solar-sunny-60kw-trifasico-380v-mppt-monitoramento-_JM?quantity=1#position=1&type=item&tracking_id=1de8f89b-33bf-43f0-b5ce-2914a8b5fc4e>. Acesso em: 05 de out. 2019.

⁵⁸ Fonte: <<https://www2.ANEEL.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/6072%20PCAT%20Celg-D%202019%20V02.xlsx>>.

Tabela 4.8 - Componentes descritivas da TUSD para consumidores A3a da Enel-GO.

Parcela	Subparcela	Referência	Valor aplicado (R\$/MWh)	
			P	FP
TUSD	ENCARGO	RGR	-	-
		TFSEE	0,44	0,44
		P&D	12,24	0,43
		ONS	0,00	0,00
		CCC	-	-
		CDE	48,92	48,92
		PROINFA	10,07	10,07
		TOTAL	71,66	59,85
		FIO A	TUSD RB	92,94
	TUSD FR		48,90	-
	CONEXAO T		5,34	-
	CONEXAO D		-	-
	CUSD		6,38	-
	TUSDG-T		-	-
	TUSDG-ONS		-	-
	TOTAL		153,56	-
	FIO B	DISTRIBUICAO	948,79	-
	PERDAS	PERDAS TECNICAS	13,90	13,90
		PERDAS RB/ PERDAS D	0,29	0,29
		PERDAS NAO TECNICAS	6,16	6,16
		RI	2,01	2,01
		TOTAL	22,36	22,36
	TOTAL		1.196,37	82,21

É interessante observar que no 2º caso, em que a concessionária de distribuição é a empresa Enel S.A., os custos de fios A e B não são cobrados na TUSD em posto horário fora de ponta.⁵⁹

⁵⁹ Fonte: <<https://www2.ANEEL.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/6072%20PCAT%20Celg-D%202019%20V02.xlsx>>.

Tabela 4.9 - Componentes descritivas da TE para consumidores A3a da Enel-GO

Parcela	Subparcela	Referência	Valor aplicado (R\$)	
			P	FP
TE	ENCARGO	P&D	2,45	2,45
		ESS/ERR	- 0,76	- 0,76
		CFURH	-	-
		CDE ENERGIA	- 6,77	- 6,77
		TOTAL	- 5,07	- 5,07
	ENERGIA	ENERGIA REVENDA	397,21	230,93
	FIO A	ITAIPU	6,26	6,26
		TUST ITAIPU	3,58	3,58
		TUST CI	-	-
		TOTAL	9,84	9,84
	PERDAS	PERDAS RB/C	4,28	4,28
	TOTAL		406,25	239,98

No Tabela 4.11 são descritos os custos relativos as subparcelas da componente TE, observa-se os custos de fio A, relacionados à transmissão em alta tensão da energia gerada em Itaipu, que atende os alimentadores locais.

Tabela 4.10 - Valores de aplicação para cada subparcela da tarifa de energia para o 2º caso.

Parcela	Valor aplicado (R\$/MWh)		Percentual da tarifa de aplicação (%)	
	P	FP	P	FP
Encargos	66,58	54,77	4	17
Perdas	26,64	26,64	2	8
Fio A	163,40	9,84	10	3
Fio B	948,79	-	59	0
Energia	397,21	230,93	25	72
Total	1.602,62	322,18	100	100

A Tabela 4.11 indica os percentuais do valor da tarifa de aplicação (TA) referente a cada subparcela apresentada nas tabelas anteriores. Para a tarifa em posto horário fora de ponta, o custo da tarifa de energia representa 72% da TA, enquanto na ponta representa 25% do valor.

A geração registrada no mês de abril é de 22.700 kWh conforme fatura de energia do Figura 5.2 dos Anexos. Ainda, o registro de injeção de créditos em posto horário fora de ponta foi de 10.544 kWh.

Como as faturas de energia não apresentam histórico de injeção, apenas de consumo, é considerada a mesma proporção de injeção por geração em todos os meses do ano. Ou seja, 46,44 % da energia gerada é injetada para o sistema de compensação, o restante a própria UC consome durante a geração.

Tabela 4.11 - Geração apurada pelo sistema de aquisição de dados remotos e créditos injetados na rede mensalmente. 2º caso

Mês	Geração apurada FP (kWh)	Créditos injetados na rede FP (kWh)
abr	34.330	10.544
mar	34.420	10.572
fev	34.320	10.541
jan	47.970	14.733
dez	42.280	12.986
nov	32.350	9.936
out	38.850	11.932
set	43.320	13.305
ago	40.100	12.316
jul	44.000	13.514
jun	35.800	10.996
mai	40.750	12.516

Com a Tabela 4.12, observa-se que o consumo total no posto horário fora de ponta é dado pelo consumo registrado FP, somado à diferença da geração apurada com a injeção de créditos na rede.

Dessa forma, é possível estimar quanto seria o custo das tarifas mensais com e sem o sistema solar fotovoltaico, além de calcular o custo economizado com o consumo em geração e custo economizado com a injeção de créditos na rede.

A tarifa de energia faturada na ponta é de 1,93 R\$/kWh, enquanto com o desconto de 10 % sobre este valor, representa uma cobrança real de 1,73 R\$/kWh. Em fora de ponta o custo homologado é 0,39 R\$/kWh, que com o desconto de produção rural representa uma tarifa real de 0,35 R\$/kWh.

Tabela 4.12 - Consumo mensal por posto tarifário, consumo em geração e consumo total fora de ponta. 2º caso

Mês	Consumo na unidade (kWh)				Consumo simultâneo (kWh)
	Consumo Ponta (kWh)	Consumo FP registrado (kWh)	Consumo total FP (kWh)	Consumo Reservado (kWh)	
abr	5.734	21.028	31.572	15.326	23.786
mar	6.252	26.165	36.736	17.894	23.848
fev	6.117	20.005	30.546	17.712	23.779
jan	5.123	19.680	34.413	15.291	33.237
dez	5.452	24.457	37.443	16.620	29.294
nov	5.900	23.867	33.803	16.694	22.414
out	6.159	21.028	32.960	15.390	26.918
set	6.539	22.504	35.809	12.703	30.015
ago	7.344	17.530	29.846	8.113	27.784
jul	6.406	18.047	31.561	7.793	30.486
jun	5.247	18.917	29.913	7.223	24.804
mai	5.113	24.511	37.027	12.846	28.234

A Tabela 4.13 apresenta o “consumo FP registrado (kWh)”, que é o valor apresentado na fatura de energia analisada, enquanto “consumo total FP (kWh)” é o valor anterior, somado ao consumo não faturado devido à geração na unidade.

Na Tabela 4.14, determina-se o custo mensal para o consumo da unidade consumidora em cada posto horário e a economia gerada pelo sistema.

Tabela 4.13 - Histórico de consumo e custos por posto horário. 2º caso.

Mês	Custo da tarifa na unidade (R\$)			Economia na unidade (R\$)
	Ponta	Fora ponta	Reservado	Fora ponta
abr	9.941,70	11.004,88	5.342,01	11.966,17
mar	10.839,18	12.804,90	6.237,20	11.997,54
fev	10.605,37	10.647,10	6.173,75	11.962,69
jan	8.881,88	11.995,24	5.330,00	16.720,58
dez	9.452,65	13.051,29	5.793,04	14.737,25
nov	10.230,36	11.782,42	5.818,76	11.276,02
out	10.678,56	11.488,78	5.364,30	13.541,68
set	11.336,86	12.481,80	4.427,95	15.099,76
ago	12.732,52	10.403,28	2.827,92	13.977,38
jul	11.106,62	11.000,87	2.716,45	15.336,78
jun	9.096,60	10.426,55	2.517,52	12.478,56
mai	8.865,16	12.906,35	4.477,68	14.203,95

Como a injeção de créditos no sistema de compensação de energia se dá apenas no posto horário fora de ponta, o valor da energia gerada na rede é igual a sua tarifa de consumo, que neste caso é de 0,35 R\$/kWh.

Dada a economia prevista para o primeiro ano de R\$163.298,36 com base na geração anual e valor da energia gerada mencionado acima, obtém-se as receitas (economia estimada) anuais. As despesas são o investimento inicial e os custos de troca dos equipamentos inversores. O rendimento do sistema possui degradação anual descrita pelo *datasheet* dos equipamentos com perdas previstas de geração de 2,5% ao primeiro ano e 0,76% a.a. após isso.

Tabela 4.14 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-R\$ 2.165.000,00
1	100,00%	468.490	163.298,36	0,00
2	97,50%	456.778	159.215,90	0,00
3	96,74%	453.213	157.973,41	0,00
4	95,98%	449.649	156.730,93	0,00
5	95,22%	446.084	155.488,44	0,00
6	94,46%	442.519	154.245,95	0,00
7	93,70%	438.955	153.003,46	0,00
8	92,93%	435.390	151.760,98	0,00
9	92,17%	431.826	150.518,49	0,00
10	91,41%	428.261	149.276,00	-181.249,44
11	90,65%	424.696	148.033,51	0,00
12	89,89%	421.132	146.791,03	0,00
13	89,13%	417.567	145.548,54	0,00
14	88,37%	414.003	144.306,05	0,00
15	87,61%	410.438	143.063,56	0,00
16	86,85%	406.873	141.821,08	0,00
17	86,09%	403.309	140.578,59	0,00
18	85,33%	399.744	139.336,10	0,00
19	84,57%	396.180	138.093,61	0,00
20	83,80%	392.615	136.851,13	-181.249,44
21	83,04%	389.050	135.608,64	0,00
22	82,28%	385.486	134.366,15	0,00
23	81,52%	381.921	133.123,66	0,00
24	80,76%	378.357	131.881,18	0,00
25	80,00%	374.792	130.638,69	0,00

A energia total gerada pelo sistema é de 10.447.327 kWh que, trazido a energia presente líquida (EPL) representa uma geração de 7.248.777 kWh ao longo dos 25 anos considerados na análise.

Com as receitas e despesas da tabela acima, novamente são elaborados o Resultados de investimento acumulado:

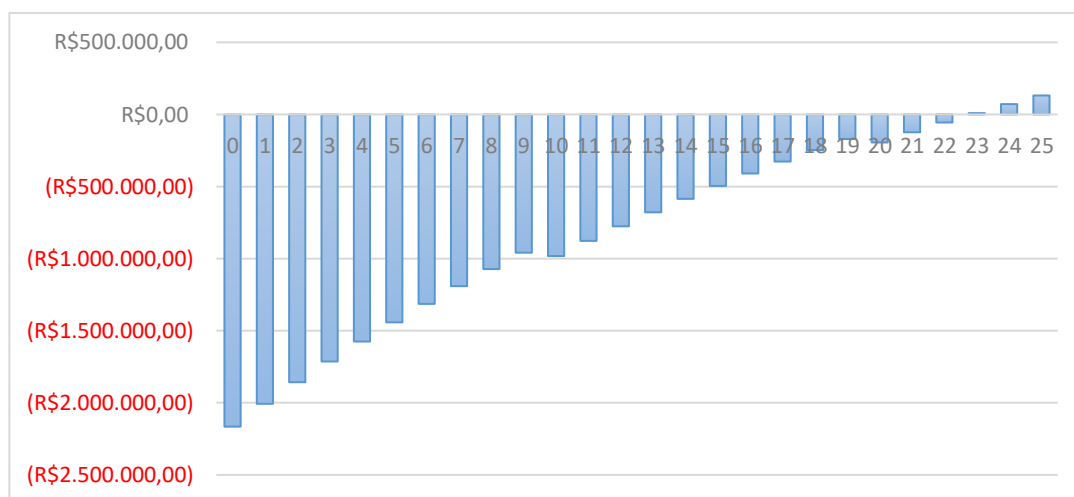
Tabela 4.15 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso.

Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Payback descontado (R\$)
0	-2.165.000,00	-2.165.000,00	-2.165.000,00
1	163.298,36	158.296,20	-2.006.703,80
2	159.215,90	149.611,09	-1.857.092,71
3	157.973,41	143.896,42	-1.713.196,29
4	156.730,93	138.391,48	-1.574.804,80
5	155.488,44	133.088,78	-1.441.716,03
6	154.245,95	127.981,08	-1.313.734,95
7	153.003,46	123.061,42	-1.190.673,52
8	151.760,98	118.323,07	-1.072.350,45
9	150.518,49	113.759,55	-958.590,90
10	-31.973,44	-23.424,81	-982.015,71
11	148.033,51	105.132,11	-876.883,60
12	146.791,03	101.056,33	-775.827,27
13	145.548,54	97.131,59	-678.695,68
14	144.306,05	93.352,48	-585.343,20
15	143.063,56	89.713,76	-495.629,44
16	141.821,08	86.210,36	-409.419,09
17	140.578,59	82.837,41	-326.581,68
18	139.336,10	79.590,21	-246.991,47
19	138.093,61	76.464,22	-170.527,25
20	-44.398,31	-23.830,87	-194.358,11
21	135.608,64	70.558,50	-123.799,61
22	134.366,15	67.770,48	-56.029,13
23	133.123,66	65.087,05	9.057,92
24	131.881,18	62.504,43	71.562,35
25	130.638,69	60.018,96	131.581,31

Da mesma forma analisada no 1º caso, são calculadas a TIR, VPL e LCOE da usina implantada no estado de Goiás.

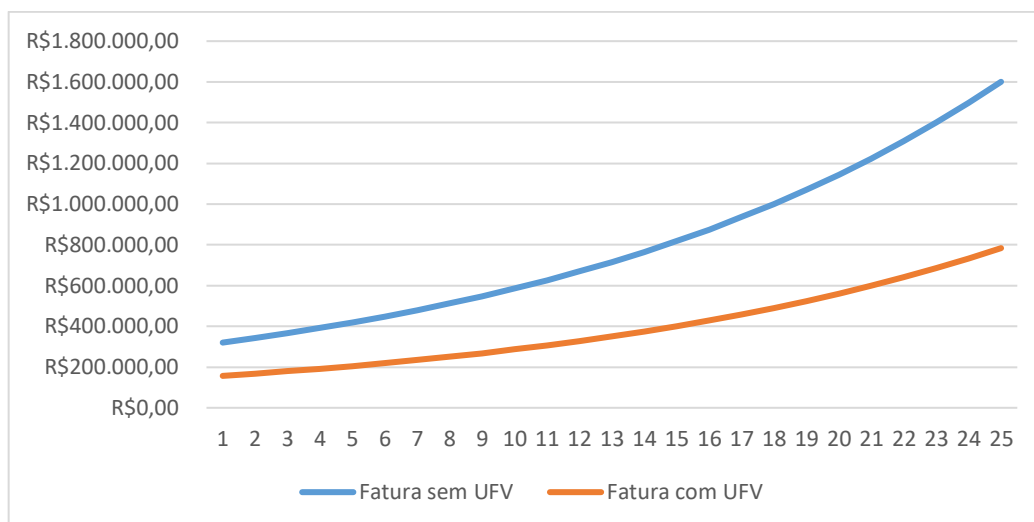
A TIR do fluxo de caixa apresentado é de 3,74% a.a., o VPL à taxa de comparação de 3,16% a.a. é de R\$1.276.581,31. Assim, o LCOE é calculado da mesma forma realizada anteriormente, resultando num valor de 0,33 R\$/kWh custo pela a energia gerada, enquanto o valor da tarifa da energia é de 0,35 R\$/kWh. Rentabilizando apenas R\$ 0,02 para cada unidade de energia gerada, o *payback* do sistema é de 23 anos, como ilustra o gráfico abaixo:

Figura 4.8 - Payback descontado do sistema do 2º caso



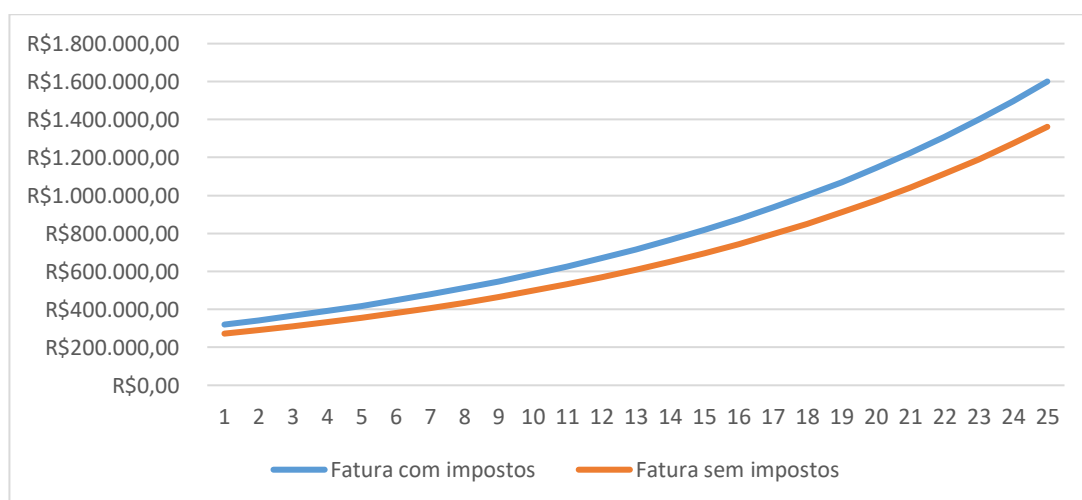
A seguir o gráfico ilustra o crescimento do valor final da fatura de energia da unidade analisada com e sem o sistema solar fotovoltaico. Observa-se uma redução percentual de 51% durante todo o período.

Figura 4.9 - Custos anuais com a distribuidora de energia no 2º caso com sistema e sem sistema



Ainda, comparou-se a fatura de energia sem o sistema na perspectiva atual e num cenário sem aplicação dos impostos sobre os valores faturados. O objetivo é verificar a quão agressiva é a incidência dos impostos sobre os valores finais das faturas em todos os casos apresentados.

Figura 4.10 - Comparação de fatura de energia com e sem impostos para o consumidor do 2º caso



Mesmo que o *payback* do sistema seja muito alto quando comparado à maioria dos sistemas fotovoltaicos (até 10 anos), o investimento na usina flutuante pela unidade analisada é viável nas premissas consideradas. A TIR é superior à taxa de comparação do investimento, o VPL é positivo e o LCOE gerado é inferior ao custo da energia da distribuidora.

4.1.3 3º caso: consumidor público do subgrupo A4 atendido pela rede da Enel-CE

O último caso analisado neste trabalho é do investimento em usina solar fotovoltaica de um consumidor do subgrupo A4 modalidade verde e classe do poder público. O órgão atua com questões burocráticas e julgamentos da justiça federal no Estado. Seu consumo é basicamente quanto ao uso da energia por ares condicionados e computadores.

Interessante ressaltar que nesta classe há isenção da cobrança do ICMS sobre a fatura de energia. O investimento é no estado do Ceará e a distribuidora local é a Enel. A usina geradora custou ao órgão um investimento de R\$1.250.000,00.

O sistema do 3º caso possui uma potência instalada de 187,6 kWp sendo constituído de 670 módulos fotovoltaicos com potência nominal de 280 Wp. Além disso o sistema foi instalado com 7 inversores trifásicos com potência nominal de 20 kW e um de 15 kW.

A potência contratada pela unidade consumidora é de 154 kW a um custo de 14,06 R\$/kW. O custo de demanda já era presente e por isso não é considerado adicional e, portanto, não foi considerado na análise econômica do investimento.

Figura 4.11 - Usina Fotovoltaica implementada em Fortaleza – CE, analisada no 3º caso



Os inversores instalados na unidade são o STP20000TL-30 e STP15000TL-30, com potências nominais de 20 kW e 15 kW, respectivamente. Pelos mesmos motivos dos casos anteriores, para a troca dos equipamentos inversores com previsão para o 10º e 20º ano após a aquisição do sistema, são considerados a troca por 6 inversores com potência nominal de 25 kW (STP25000TL-30) que é encontrado no mercado *online* pelo preço de R\$ 21.266,70.⁶⁰

O Tabela 4.17 ⁶¹ apresenta os valores de aplicação nos postos horários de ponta e fora de ponta para cada subparcela da componente TUSD das tarifas. Novamente é observado que em fora de ponta não são cobradas as subparcelas referentes ao fio A e fio B.

Tabela 4.16 - Componentes descritivas da TUSD para consumidores A4 da Enel-CE.

Parcela	Subparcela	Referência	Valor aplicado (R\$/MWh)	
			P	FP
		RGR	-	-
		TFSEE	0,34	0,34
		P&D	1,59	0,08
	ENCARGO	ONS	0,01	0,01
		CCC	-	-
		CDE	9,98	9,98
		PROINFA	8,42	8,42
		TUSD RB	121,94	-
		TUSD FR	30,37	-
		CONEXAO T	13,40	-
TUSD	FIO A	CONEXAO D	-	-
		CUSD	-	-
		TUSDG-T	-	-
		TUSDG-ONS	-	-
	FIO B	DISTRIBUICAO	633,66	-
		PERDAS TECNICAS	11,41	11,41
	PERDAS	PERDAS RB/ PERDAS D	0,34	0,34
		PERDAS NAO TECNICAS	5,82	5,82
		RI	-	-
		TOTAL	837,28	36,41

⁶⁰ Consulta de preço online realizada no endereço:

<https://www.submarino.com.br/produto/90943127/inversor-solar-sma-aldo-solar-stp25000tl-30-sunny-25kw-trif380v-2mppt-3-entradas-monitoramento?WT.srch=1&acc=d47a04c6f99456bc289220d5d0ff208d&epar=bp_pl_00_go_g35219&gclid=CjwKCAiA8K7uBRBBEiwACOm4d1NhjTD9GnQea63RBzf_rCe1loI0lzVZhtG3EWPDBtqvdIO1fWsTBRoCXQgQAvD_BwE&i=587f2513eec3dfb1f81d631d&o=5d13cb116c28a3cb500a5e9b&opn=XMLGOOGLE&sellerid=4128389000106>. Acesso em: 05 de out. 2019.

⁶¹ Fonte: <https://www2.ANEEL.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/PCAT_Enel%20CE_2019.xlsx>.

Da mesma forma a Tabela 4.18 analisa as subparcelas de referência para os postos de ponta e fora ponta da componente TE. Neste caso, como o estado do Ceará não recebe energia provinda da usina hidrelétrica de Itaipú, o custo fio A não é cobrado na esta parcela. ⁶²

Tabela 4.17 - Componentes descritivas da TE para consumidores A4 da Enel-CE.

Parcela	Subparcela	Referência	Valor aplicado (R\$)	
			P	FP
TE	ENCARGO	P&D	0,55	0,55
		ESS/ERR	- 7,69	- 7,69
		CFURH	-	-
		CDE ENERGIA	28,04	28,04
		TOTAL	20,90	20,90
	ENERGIA	ENERGIA REVENDA	367,85	213,87
	FIO A	ITAIPU	-	-
		TUST ITAIPU	-	-
		TUST CI	0,00	0,00
		TOTAL	0,00	0,00
	PERDAS	PERDAS RB/C	5,48	5,48
	TOTAL		394,24	240,25

Observa-se que o valor final de aplicação da parcela TE no posto horário de ponta é 1,64 vezes o mesmo valor correspondente ao posto horário hora de ponta.

Tabela 4.18 - Valores de aplicação para cada subparcela da tarifa de energia para o 3º caso

Subparcela	Valor aplicado (R\$/MWh)		Percentual da tarifa de aplicação (%)	
	P	FP	P	FP
Encargos	41,25	39,74	3	14
Perdas	23,06	23,06	2	8
Fio A	165,70	0,00	13	0
Fio B	633,66	-	51	0
Energia	367,85	213,87	30	77
Total	1.231,52	276,66	100	100

⁶² Fonte: <https://www2.ANEEL.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/PCAT_Enel%20CE_2019.xlsx>.

Novamente é observado que o percentual da tarifa de aplicação referente à energia elétrica corresponde a um valor elevado no posto fora de ponta (77%), enquanto na ponta representa um valor baixo da tarifa final (30%).

A compensação da energia foi analisada da mesma forma que no 2º caso, por se tratar de faturas do grupo A. A geração apurada em cada mês foi comparada aos créditos injetados na rede, para isso, utilizou-se como referência o mês de março, os créditos injetados foram 15.743 kWh, que representa 65 % da geração mensal. O modelo aplicado a todos os meses seguintes devido à ausência dessas informações na fatura de energia das distribuidoras analisadas. O montante energético acumulado no primeiro ano é de 271.280 kWh.

Tabela 4.19 - Geração apurada pelo sistema de aquisição de dados remotos e créditos injetados na rede mensalmente. 3º caso

Mês	Geração apurada FP (kWh)	Créditos injetados na rede FP (kWh)
mar	24.220	15.743
fev	21.350	13.877
jan	26.030	16.919
dez	23.630	15.359
nov	20.110	13.071
out	22.610	14.696
set	22.700	14.755
ago	23.590	15.333
jul	20.250	13.162
jun	21.230	13.799
mai	23.200	15.080
abr	22.360	14.534

A usina deste investimento atenderá não somente a unidade consumidora onde foi instalada, mas outras UCs vinculadas ao mesmo CNPJ, pelo sistema de compensação de energia definido pela REN 482 da ANEEL.

As unidades compensadas pela geração excedente são pertencentes ao grupo B e são faturadas a uma tarifa de 0,69 R\$/kWh. A unidade onde está instalado o sistema é do grupo A e possui tarifas de 1,28 R\$/kWh no posto horário de ponta e em fora de ponta a 0,29 R\$/kWh.

Tabela 4.20 - Geração apurada, distribuição do consumo na unidade e excedente exportado para a rede. 3º caso

Mês	Consumo na unidade (Histórico)			Consumo simultaneidade (kWh)	Consumo unidades grupo B (kWh)
	Ponta (kWh)	Consumo FP registrado (kWh)	Consumo total FP (kWh)		
mar	524	1.822	10.299	8.477	13.061
fev	573	1.699	9.172	7.473	11.238
jan	471	1.336	10.447	9.111	14.811
dez	704	2.928	11.199	8.271	11.276
nov	665	2.157	9.196	7.039	9.823
out	641	1.884	9.798	7.914	11.761
set	623	1.823	9.768	7.945	11.910
ago	516	1.544	9.801	8.257	12.943
jul	543	1.427	8.515	7.088	10.844
jun	536	1.502	8.933	7.431	11.418
mai	547	1.661	9.781	8.120	12.521
abr	637	2.453	10.279	7.826	11.036

Na Tabela 4.22, são apresentados os valores de consumo de energia em cada posto horário e relativo ao consumo na unidade excedente, de acordo com as tarifas de aplicação na fatura.

Tabela 4.21 - Custos na unidade e excedente. 3º caso

Mês	Custo das tarifas na unidade e local excedente (R\$)		
	Ponta	Fora ponta	Grupo B
mar	668,37	2.951,17	9.021,58
fev	730,87	2.628,09	7.762,46
jan	600,77	2.993,44	10.229,97
dez	897,97	3.208,92	7.788,74
nov	848,22	2.634,96	6.785,12
out	817,61	2.807,47	8.123,31
set	794,65	2.799,01	8.226,25
ago	658,17	2.808,33	8.939,82
jul	692,61	2.439,82	7.490,48
jun	683,68	2.559,60	7.886,60
mai	697,71	2.802,74	8.648,77
abr	812,51	2.945,44	7.622,58

Também são analisadas as economias em cada posto horário e a economia abatida nas unidades consumidoras que recebem o excedente. Os valores economizados são iguais aos custos pois neste caso foi considerado que toda injeção de crédito excedente está sendo consumida pelas UCs do grupo B.

Tabela 4.22 - Economia total ao mês e valor compensado pela energia injetada. 3º caso

Mês	Economia na unidade e local excedente (R\$)			Economia total (R\$)
	Ponta	Fora ponta	Economia excedente	
mar	668,37	2.951,17	9.021,58	12.641,12
fev	730,87	2.628,09	7.762,46	11.121,42
jan	600,77	2.993,44	10.229,97	13.824,18
dez	897,97	3.208,92	7.788,74	11.895,62
nov	848,22	2.634,96	6.785,12	10.268,30
out	817,61	2.807,47	8.123,31	11.748,38
set	794,65	2.799,01	8.226,25	11.819,91
ago	658,17	2.808,33	8.939,82	12.406,31
jul	692,61	2.439,82	7.490,48	10.622,91
jun	683,68	2.559,60	7.886,60	11.129,88
mai	697,71	2.802,74	8.648,77	12.149,22
abr	812,51	2.945,44	7.622,58	11.380,52

A partir da tabela acima, obtém-se o valor de economia do primeiro ano do sistema, que será utilizado para as análises de longo prazo. No 3º caso a economia estimada para o primeiro ano é de R\$141.007,77.

Para a análise de geração, receita e despesas anuais, as premissas quanto ao rendimento de geração anual são as mesmas e o valor médio da energia injetada pela usina na rede de distribuição é de 0,52 R\$/kWh.

Tabela 4.23 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso

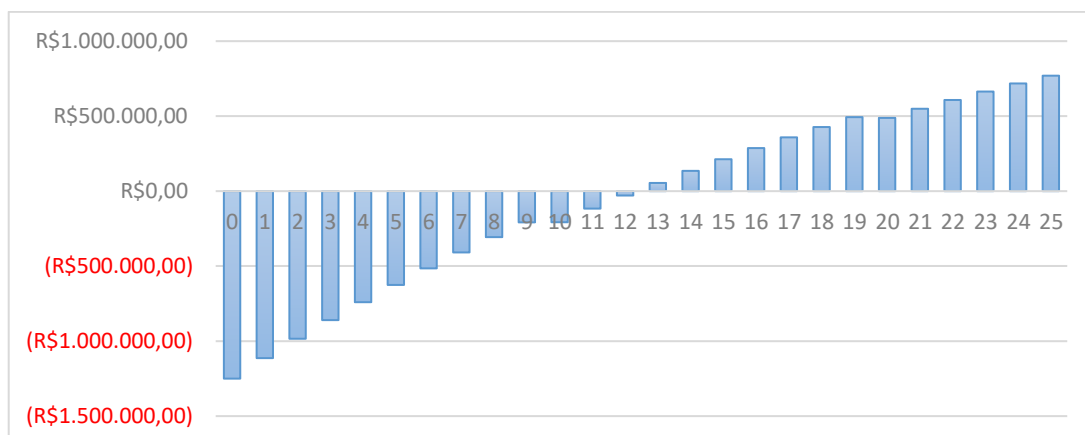
Ano	Rendimento sistema (%)	Energia gerada (kWh)	Economia anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				- 1.250.000,00
1	100	271.280	141.007,75	0,00
2	97,50	264.498	137.482,56	0,00
3	96,74	262.434	136.409,68	0,00
4	95,98	260.370	135.336,79	0,00
5	95,22	258.306	134.263,91	0,00
6	94,46	256.242	133.191,02	0,00
7	93,70	254.178	132.118,13	0,00
8	92,93	252.113	131.045,25	0,00
9	92,17	250.049	129.972,36	0,00
10	91,41	247.985	128.899,48	- 127.600,20
11	90,65	245.921	127.826,59	0,00
12	89,89	243.857	126.753,71	0,00
13	89,13	241.793	125.680,82	0,00
14	88,37	239.729	124.607,94	0,00
15	87,61	237.665	123.535,05	0,00
16	86,85	235.601	122.462,17	0,00
17	86,09	233.537	121.389,28	0,00
18	85,33	231.473	120.316,40	0,00
19	84,57	229.409	119.243,51	0,00
20	83,80	227.344	118.170,63	- 127.600,20
21	83,04	225.280	117.097,74	0,00
22	82,28	223.216	116.024,86	0,00
23	81,52	221.152	114.951,97	0,00
24	80,76	219.088	113.879,09	0,00
25	80,00	217.024	112.806,20	0,00

O montante energético acumulado durante o período analisado é de 6.049.544 kWh, que novamente é analisado sob a perspectiva de energia presente líquida (EPL) que à taxa de 3,16 % a.a., soma neste caso o EPL de 4.197.418 kWh.

Tabela 4.24 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso

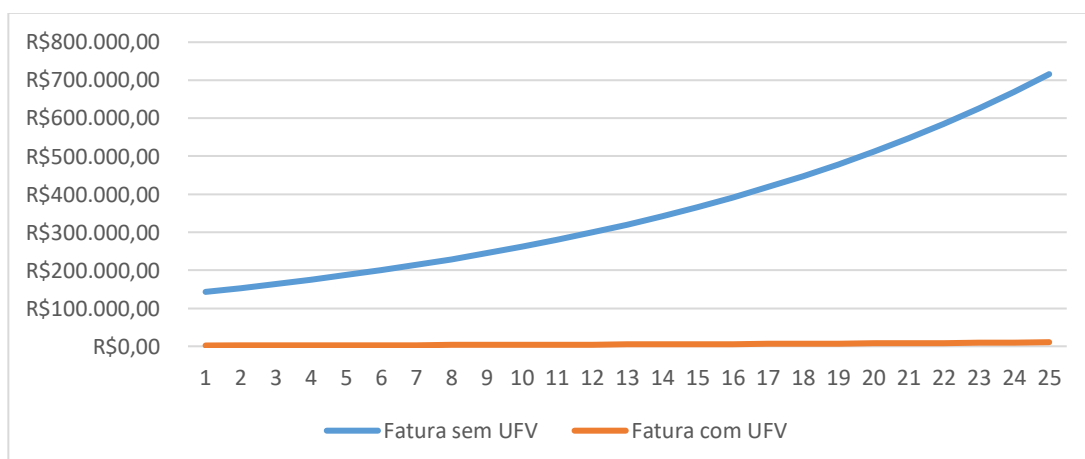
Ano	Fluxo de caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Payback descontado (R\$)
0	- 1.250.000,00	- 1.250.000,00	- 1.250.000,00
1	141.007,75	136.688,40	- 1.113.311,60
2	137.482,56	129.188,82	- 984.122,78
3	136.409,68	124.254,23	- 859.868,55
4	135.336,79	119.500,72	- 740.367,82
5	134.263,91	114.921,85	- 625.445,97
6	133.191,02	110.511,37	- 514.934,61
7	132.118,13	106.263,25	- 408.671,36
8	131.045,25	102.171,70	- 306.499,66
9	129.972,36	98.231,10	- 208.268,56
10	1.299,28	951,90	- 207.316,66
11	127.826,59	90.781,33	- 116.535,33
12	126.753,71	87.261,90	- 29.273,43
13	125.680,82	83.872,91	54.599,48
14	124.607,94	80.609,65	135.209,13
15	123.535,05	77.467,62	212.676,75
16	122.462,17	74.442,44	287.119,19
17	121.389,28	71.529,91	358.649,10
18	120.316,40	68.725,96	427.375,06
19	119.243,51	66.026,68	493.401,74
20	- 9.429,57	- 5.061,34	488.340,40
21	117.097,74	60.927,10	549.267,50
22	116.024,86	58.519,65	607.787,15
23	114.951,97	56.202,52	663.989,67
24	113.879,09	53.972,43	717.962,10
25	112.806,20	51.826,23	769.788,33

Baseado no fluxo de caixa apresentado acima e no procedimento de análise já executado nos outros casos, calcula-se uma TIR de 8,51 % e um VPL de R\$ 769.788,33, considerando-se a mesma taxa analisada em todos os casos. O *payback* do investimento do 3º caso é de 13 anos, como o gráfico a seguir ilustra com base na tabela apresentada.

Figura 4.12 - *Payback* descontado do sistema do 3º caso

O LCOE das receitas do investimento é de 183,40 R\$/MWh (0,18 R\$/kWh), que se refere ao lucro sobre a energia gerada pela usina e um custo da energia produzida de 336,24 R\$/MWh (0,34 R\$/kWh).

Figura 4.13 - Custos anuais com a distribuidora de energia no 3º caso com sistema e sem sistema

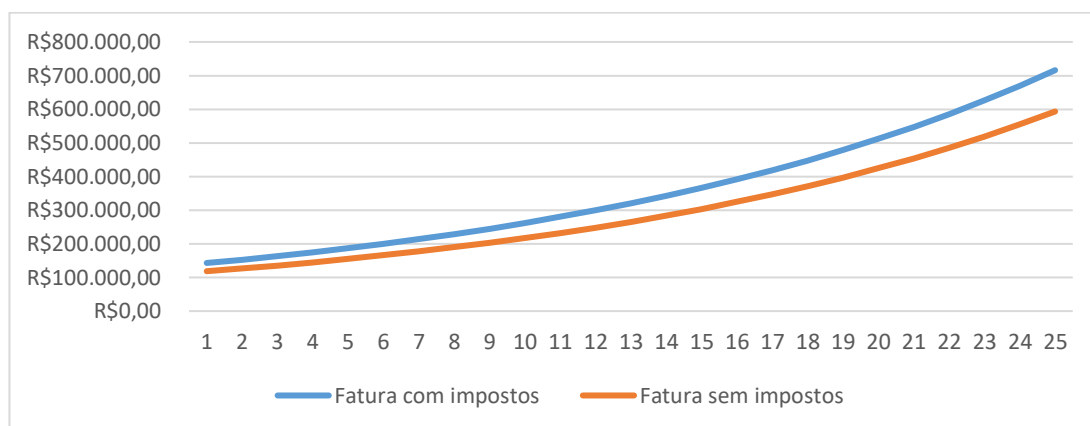


O gráfico acima apresenta a estimativa de custos anuais referentes ao consumo de energia elétrica e demanda da distribuidora nas perspectivas com e sem usina solar fotovoltaica (UFV).

Interessante observar que o custo de quem possui o sistema nas atuais condições do sistema de compensação, tem um baixo crescimento linear com o passar dos anos, enquanto quem paga pelo consumo dessa energia, tem um crescimento exponencial devido ao acúmulo composto da taxa de inflação.

A unidade consumidora onde foi instalada a usina solar fotovoltaica não é tributada em ICMS devido a sua definição de classe, entretanto as unidades onde serão compensados os créditos excedentes pagam todos os tributos da fatura (PIS/PASEP, COFINS e ICMS).

Figura 4.14 - Comparação de fatura de energia com e sem impostos para o consumidor do 3º caso



O gráfico acima ilustra os custos anuais com a fatura de energia para o caso atual, onde a UC do grupo A é tributada em 3,45% a.m. e as UCs do grupo B em 30,45% a.m., enquanto na análise sem impostos foram retirados totalmente os tributos sobre as simulações de faturas anuais.

O investimento do 3º caso se mostra viável pois seu VPL é positivo, que implica num LCOE positivo e é capaz de gerar receita pela energia produzida.

4.2 Perspectivas para alterações na regulação vigente

No início de 2019 a ANEEL publicou chamada de consultas públicas a serem realizadas para debater as perspectivas de revisão para a resolução vigente. Os motivos apresentados pela agência reguladora são referentes aos prejuízos trazidos aos demais consumidores da rede de distribuição e que não possuem os sistemas solares.

Conforme apresentado na introdução deste texto, existe a necessidade de revisão e correções nas formas de se compensar a energia elétrica na Geração Distribuída. As polêmicas se dão quanto a qual alternativa a mais viável para todo o setor elétrico.

A ANEEL propôs 6 alternativas na forma do Sistema de Compensação de Energia, sendo:

- Alternativa 0: cenário atual, compensação completa da energia injetada nas componentes TUSD e TE;
- Alternativa 1: incide o custo do fio B sobre o valor da energia consumida. A unidade geradora paga a diferença entre o custo da energia e o custo da energia injetada;
- Alternativa 2: incidem os custos dos fios A e B sobre a energia consumida da rede.
- Alternativa 3: incidem nos custos pelo consumo de energia da rede os fios A, B e encargos setoriais;
- Alternativa 4: incide toda a TUSD. Toda a parcela TE é compensada neste cenário;
- Alternativa 5: Incide toda a TUSD, os encargos setoriais e demais componentes da TE, neste caso a única parcela abatida pelo consumo de energia é referente ao custo da compra de energia.

Nesta etapa, são simuladas as análises de longo prazo de todos os investimentos dos casos 1, 2 e 3 e discutidos os resultados das comparações dos cenários e possíveis soluções para o entrave entre o agente regulador e o mercado atuante em geração distribuída no Brasil.

Figura 4.15 - Resumo das parcelas compensadas em unidades consumidoras beneficiárias do sistema de compensação para as alternativas propostas



A Figura 4.15 indica quais componentes da tarifa são compensadas em cada cenário proposto. A agência reguladora apresenta em sua Análise de Impacto Regulatório (AIR) formas graduais de transição entre as alternativas de forma a alcançar a número 5, até o ano de 2035.⁶³

Para as simulações das Tabelas 4.26, 4.27 e 4.28, considera-se as mesmas premissas do capítulo anterior, com exceção aos custos relativos ao consumo de energia da rede de distribuição, que foram aplicadas as regras de cada cenário descrito acima.

Tabela 4.25 - *Payback*, TIR e VPL comparativamente com relação à alternativa analisada. 1º caso.

Caso 1	<i>Payback</i> (anos)	TIR (%)	VPL (R\$)
Alternativa 0	11	10	431.372,50
Alternativa 1	12	9,1	368.861,95
Alternativa 2	12	8,79	348.100,00
Alternativa 3	13	8,19	307.580,45
Alternativa 4	14	7,8	281.267,70
Alternativa 5	14	7,67	272.742,82

Da mesma forma, a tabela elaborada para o 2º caso:

Tabela 4.26 - *Payback*, TIR e VPL comparativamente com relação à alternativa analisada. 2º caso.

Caso 2	<i>Payback</i> (anos)	TIR (%)	VPL (R\$)
Alternativa 0	23	3,74	131.581,31
Alternativa 1	23	3,74	131.581,31
Alternativa 2	23	3,74	131.581,31
Alternativa 3	23	3,10	-12.572,42
Alternativa 4	23	2,86	-66.428,86
Alternativa 5	23	2,76	-88.208,88

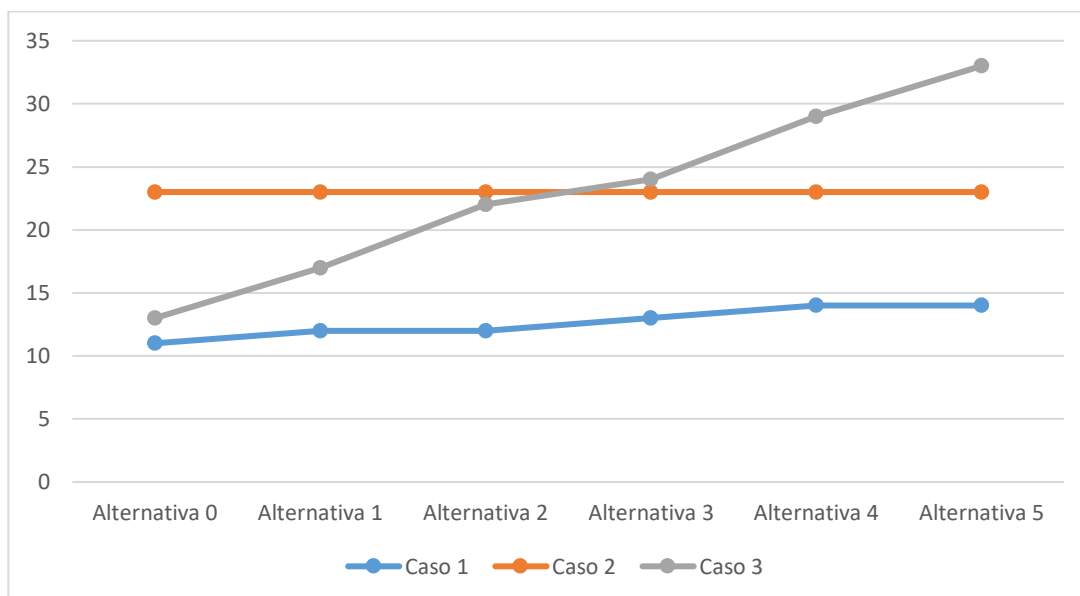
Por fim, para o 3º caso:

⁶³ (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2018)

Tabela 4.27 - *Payback*, TIR e VPL comparativamente com relação à alternativa analisada. 3º caso.

Caso 3	Payback (anos)	TIR (%)	VPL (R\$)
Alternativa 0	13	8,51	769.788,33
Alternativa 1	17	5,52	319.106,38
Alternativa 2	22	4,18	133.541,62
Alternativa 3	24	3,55	49.748,69
Alternativa 4	29	2,31	-103.165,77
Alternativa 5	33	1,60	-190.825,07

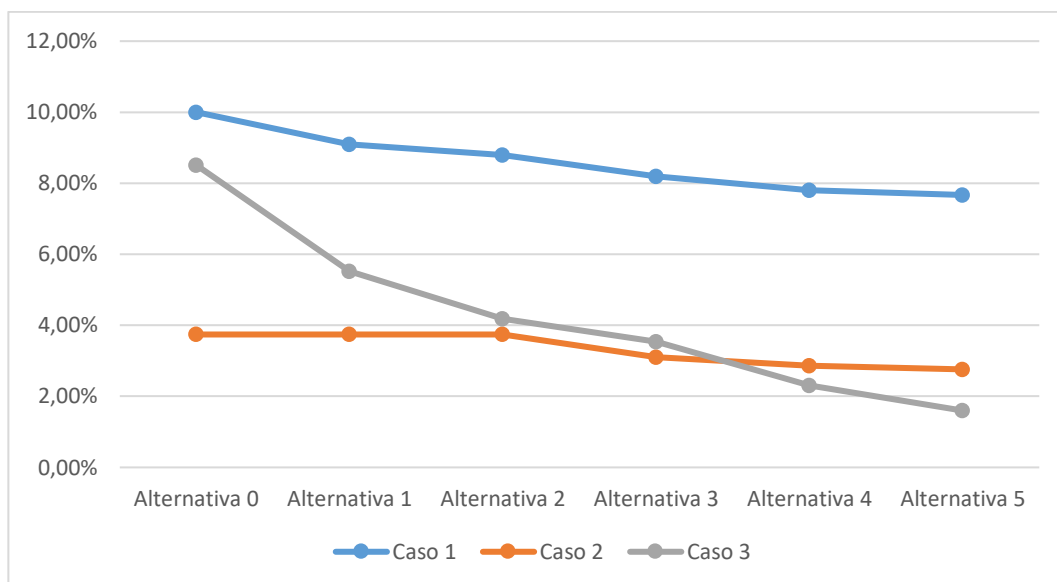
Onde com base nos dados das tabelas acima, são elaborados os gráficos:

Figura 4.16 - *Payback* dos sistemas dos casos 1, 2 e 3 nas alternativas 0 a 5

Nota-se que o 3º caso é o mais afetado quanto ao crescimento no tempo de *payback* do sistema. O sistema a partir da alternativa 3 não se paga no período de 25 anos analisados.

De forma semelhante, o gráfico a seguir ilustra a curva da TIR para cada caso com relação a alternativa proposta pela ANEEL:

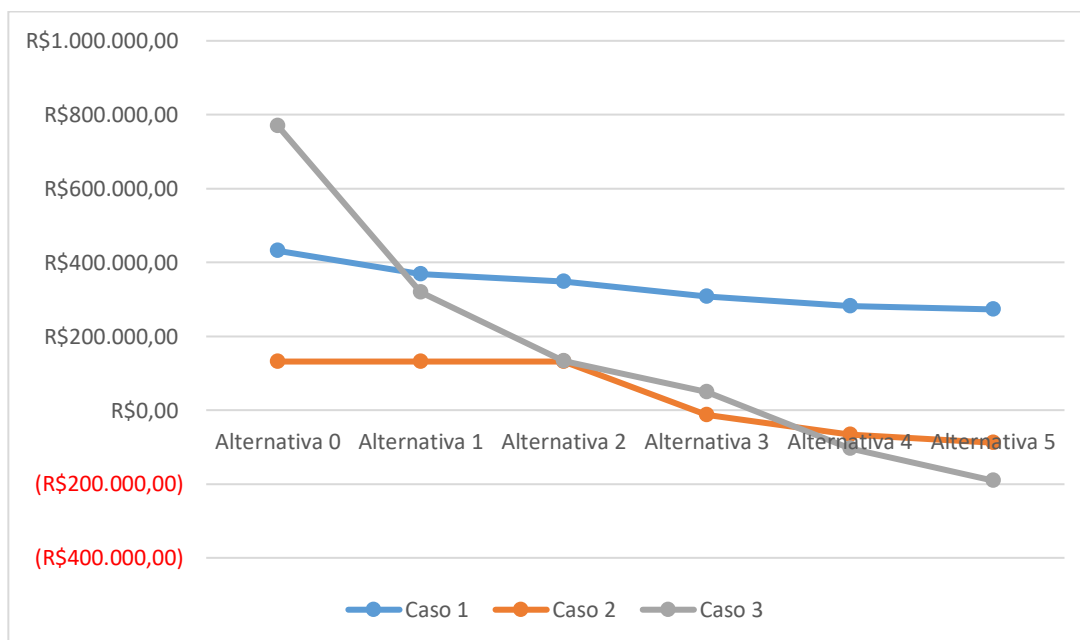
Figura 4.17 - TIR comparativa dos sistemas dos casos 1, 2 e 3 nas alternativas 0 a 5



O gráfico da TIR em função da alternativa proposta demonstra novamente que o 3º caso é o mais sensível às alterações.

Para última análise comparativa entre as alternativas, o próximo gráfico ilustra a curva de VPL em função da alternativa vigente.

Figura 4.18 - VPL comparativo dos sistemas dos casos 1, 2 e 3 nas alternativas 0 a 5



De todos os sistemas estudados neste trabalho, apenas o do 3º caso se torna completamente inviável com relação as alternativas em vigência na análise. Seu *payback* extrapola o período limite, a TIR decai muito mais para este que nos outros ⁶⁴, além do valor presente líquido, que nas alternativas 4 e 5, possuem valores negativos.

Demonstra-se inviável a instalação de usinas solares fotovoltaicas na geração de energia para autoconsumo remoto. ⁶⁵ Espera-se que nos casos de geração compartilhada e modelos de negócios como aluguel de placas, fazendas solares, cooperativas e consórcios, também seja inviabilizado nos últimos dois cenários.

Para os casos nos quais existe consumo e geração em simultaneidade, os impactos das propostas da ANEEL não são tão perceptíveis, apresentando viabilidade nas duas situações onde se verificou elevado consumo durante a geração (casos 1 e 2).

Desde aprovação da REN 482 em 2012, a ANEEL tem como responsabilidade apresentar alternativas para o sistema de compensação de energia e providenciar sua implantação com a sequência dos anos. Como o volume de energia injetado na GD é pequeno quando comparado a outras fontes de energia como a hidráulica, por exemplo, faz sentido cobrar o equivalente a utilização da rede de distribuição em baixa e média tensão.

Com isso, as alternativas 1 e 2 são razoáveis para progressão da arrecadação da distribuidora pela injeção de créditos das usinas solares fotovoltaicas. Sendo a alternativa 2 a mais adequada de acordo com a justificativa para cobrar pelo uso do sistema de compensação. A partir da alternativa 3, questiona-se o mérito da cobrança de encargos setoriais e perdas sobre a energia gerada.

⁶⁴ Como se pode observar numa derivada mais inclinada da TIR do 3º caso que nos outros. Sua inclinação negativa demonstra o decaimento da rentabilidade do sistema com relação à alternativa.

⁶⁵ Autoconsumo remoto: geração de energia em uma unidade consumidora, com usufruto dos créditos de energia excedentes em outras unidades vinculadas ao mesmo CPF ou CNPJ.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foram apresentados os conceitos a respeito da distribuição da energia elétrica no Brasil, como se dá o faturamento do consumo de acordo com o grupo, subgrupo, modalidade e classe que a unidade consumidora está vinculada. Essa categorização permite às distribuidoras a aplicação adequada das tarifas de energia, de acordo com as resoluções normativas vigentes.

Também foi apresentada a projeção de dimensionamento de sistema fotovoltaico, no qual se busca anular o consumo relativo ao longo do ano. Este dimensionamento se dá a partir das análises das faturas de energia.

A Resolução Normativa 482/2012 foi apresentada chamando a atenção para as dinâmicas do sistema de compensação de energia, criado a partir desta e com suas peculiaridades para as faturas dos grupos A e B.

Apresentaram-se no decorrer do texto três casos de usinas implantadas, em três subgrupos e classes distintas. O primeiro, enquadrado como subgrupo B3 de classe comercial e instalação trifásica. Em segundo, um sistema flutuante instalado em unidade consumidora do subgrupo A3a classe rural e trifásica. E um órgão público do grupo A4 no estado do Ceará onde há geração de excedente para outras unidades. Consumidores distintos, com perfis de consumo e de uso do sistema de compensação de formas diferentes. Enquanto nos casos 1 e 2 os clientes fazem geração e consumo em simultaneidade, no terceiro caso consiste numa usina de geração para unidades múltiplas, sob mesma pessoa jurídica.

Nas três análises observa-se a dinâmica do sistema de compensação de energia para os créditos injetados na rede e o valor médio da energia elétrica gerada pela usina, além do valor médio da energia consumida. A partir disso e do montante energético anual é possível calcular a economia gerada no ano, interpretando-a como receita no fluxo de caixa das análises econômicas.

O fluxo de caixa em todos os casos considera como despesa o investimento inicial e custos de reposição dos equipamentos inversores, com garantia máxima de 10 anos. Analisou-se em valor presente a receita anual esperada, adotando como premissas a inflação relativa nula e que o custo de oportunidade com relação a investimentos no Tesouro IPCA+ com prazo de 25 anos a uma taxa de 3,16% a.a.

O *payback* descontado considera o acúmulo de receita sobre o investimento inicial, apresentando faixas distintas para cada caso, mas se demonstrando mais afetado no terceiro caso nas alternativas 4 e 5, onde estoura o limite da análise.

Em último estudo, apresenta-se a urgência da agência reguladora em rever a resolução normativa que trata da geração distribuída no Brasil. Ainda são trazidas e tratadas as alterações para a REN 482/2012 em todos os seus cenários. Todas as referências econômicas analisadas na alternativa 0, foram comparadas às demais.

Os gráficos comparativos ilustram como os sistemas que possuem ou possuirão geração de excedentes para autoconsumo remoto em outra unidade consumidora, estarão extremamente prejudicados e os investimentos não se demonstram viáveis nos cenários mais extremos. Essas usinas, atualmente viáveis estão reféns da redação definitiva do texto, que tem previsão de publicação pela ANEEL em 2020.

O 2º caso apresentou incentivos desfavoráveis para o investimento atualmente, devido ao elevado tempo de *payback* (23 anos), no entanto, devido à sua tecnologia flutuante o sistema ainda é muito caro no Brasil. Mesmo assim, nas alternativas propostas pela ANEEL o sistema apresenta variações menos significativas que no 3º caso. Entende-se a partir disso que com o barateamento da tecnologia o sistema será viável mesmo com as alterações.

Mesmo com todas as diferenças entre os investimentos acima apresentados, desde os tipos de consumidores, aos preços de projeto, potências instaladas, custos com faturas de energia, verifica-se o investimento em usinas solares fotovoltaicas (UFVs) é viável na maior parte dos casos e continuará sendo, independentemente das novas regras para o setor.

A reforma da resolução normativa vigente é necessária e possui argumentação razoável. A linha da evolução entre as alternativas 0 e 2 possui base teórica (custos relativos ao uso da rede de distribuição) plausível e que é justa na perspectiva de se taxar apenas custos sobre o uso da rede em baixa e média tensão.

Na alternativa 3 se inicia a cobrança sobre a energia injetada referente aos encargos setoriais e, a partir daí se cobram as perdas (inclusive em alta tensão). A alternativa 4 taxa o consumidor micro ou minigerador totalmente pela componente TUSD da tarifa e, na alternativa 5 se cobra pelas perdas da parte TE.

Cobrança sobre a geração distribuída nas alternativas mais extremas (4 e 5) em comparação ao sistema atual não se demonstra razoável pelas características dessa energia na

rede de distribuição. A GD auxilia na redução de perdas⁶⁶ na rede de distribuição, não sendo razoável a incidência dessa componente na energia injetada pelo consumidor. Além disso, os encargos setoriais também não fazem sentido quando se analisa uma fazenda solar produzindo energia para uma unidade consumidora num centro urbano onde muitas vezes não há possibilidade de instalação de sistemas fotovoltaicos e, que com essa incisão apenas cria desestímulo no segmento.

Por fim, após se analisar toda estrutura tarifária da energia elétrica no Brasil, observa-se que hoje, no Brasil, há uma carga tributária consideravelmente elevada sobre a energia. Como demonstrado na seção que trata da tributação sobre a tarifa, o aumento percentual chega a 55% sobre seu valor bruto. Além disso foi apresentado gráficos comparativos entre as faturas de energia das unidades consumidoras estudadas em situação comum e num cenário sem impostos. A redução dos tributos sobre a energia gerada é comparável à instalação de um sistema fotovoltaico para geração de parte da energia no local.

No 3º caso, onde não é tributado o ICMS sobre a fatura da UC onde está instalada a usina, nota-se que mesmo havendo tributação, seu impacto reduzido (PIS/PASEP + COFINS) representam menos de 5% do valor final da fatura de energia e não são tão prejudiciais ao consumidor. É necessário debater os impostos sobre a energia no Brasil, a possível criação de um imposto único sobre este produto, com carga tributária reduzida, implicará em equilíbrio do crescimento dos valores finais das faturas de energia com o passar dos anos.

Os subsídios atuais para a geração distribuída se demonstram favoráveis ao setor, no entanto mesmo com as mudanças previstas para o próximo ano, o mercado principalmente de consumidores residenciais, comerciais ou rurais que consomem muita energia durante o dia e não usufruem do sistema de compensação de energia elétrica para o autoconsumo remoto, não terão seus investimentos inviabilizados pelas mudanças. Enquanto as unidades que usam o SCEE e realizam o autoconsumo remoto, podem ter seus investimentos inviabilizados em até 60% com relação à economia de energia anual.

⁶⁶ (Jéssica Huwe Teixeira, 2018)

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (10 de outubro de 2005). *Resolução Normativa n° 166, Art. 2-XI, a-k*. Acesso em 25 de outubro de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/013/documento/bren2005166.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (10 de outubro de 2005). *Resolução Normativa n° 166, Art. 3°, I-X*. Acesso em 25 de outubro de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/013/documento/bren2005166.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (2005). *TUSD Fio A*. Acesso em 29 de outubro de 2019, disponível em www.aneel.gov.br
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (2005). *TUSD Fio B*. Acesso em 29 de outubro de 2019, disponível em www.aneel.gov.br
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (09 de setembro de 2010). *Resolução Normativa n° 414, Art. 2°, L, a-b-c-d-e*, Revisada pela Resolução Normativa n° 418 da ANEEL. Acesso em 20 de setembro de 2019, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (09 de setembro de 2010). *Resolução Normativa n° 414, Art. 2°, XXXVII, a-b-c-d-e-f*, Revisada pela Resolução Normativa n° 418 da ANEEL. Acesso em 20 de setembro de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2017800.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (09 de setembro de 2010). *Resolução Normativa n° 414, Art. 2°, XXXVIII, a-b-c-d*, Revisada pela Resolução Normativa n° 418 da ANEEL. Acesso em 25 de setembro de 2019, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (09 de setembro de 2010). *Resolução Normativa n° 414, Art. 98*. Acesso em 20 de setembro de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (09 de setembro de 2010). *Resolução Normativa n° 414. Art. 53, J-L*. Acesso em 20 de agosto de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (17 de abril de 2012). *Resolução Normativa n° 482*. Acesso em 20 de setembro de 2019, disponível em www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (17 de abril de 2012). *Resolução Normativa n° 482. Art. 2. VII*. Acesso em 20 de outubro de 2019, disponível em www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (17 de abril de 2012). *Resolução Normativa n° 482. Art. 2. VIII*. Acesso em 20 de outubro de 2019, disponível em www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (17 de abril de 2012). *Resolução Normativa n° 482*. Acesso em 07 de julho de 2019, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (24 de novembro de 2015). *Modalidades Tarifárias*. Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em www.aneel.gov.br

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (27 de novembro de 2015). *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas*. Acesso em 29 de outubro de 2019, disponível em <https://www.ANEEL.gov.br/proinfra>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (25 de agosto de 2015). *Resolução Normativa n° 676. Art. 3-IV*. Acesso em 05 de outubro de 2019, disponível em Publicado em: 25 de ago. 2015. Disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015676.pdf

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (03 de fevereiro de 2016). *Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição*. Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (04 de fevereiro de 2016). *Como é composta a tarifa*. Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em http://www.ANEEL.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedir

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (19 de dezembro de 2017). *Resolução Normativa n° 800, Art. 53-A, §5*. Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2017800.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (19 de dezembro de 2017). *Resolução Normativa n° 800. Art. 43-K*. Acesso em 20 de setembro de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/060/resultado/ren2017800.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (19 de dezembro de 2017). *Resolução Normativa n° 800. Art. 53-C*. Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2017800.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (19 de dezembro de 2017). *Resolução Normativa n° 800. Art. 53-F*. Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2017800.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (19 de dezembro de 2017). *Resolução Normativa n° 800. Art. 53-H*. Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em <http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2017800.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (06 de setembro de 2018). *Regulação dos serviços de distribuição*. Fonte: <http://www.ANEEL.gov.br/regulacao-da-distribuicao/>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (06 de setembro de 2018). *Regulação dos serviços de distribuição*. Acesso em 10 de agosto de 2019, disponível em <http://www.ANEEL.gov.br/regulacao-da-distribuicao/>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (06 de dezembro de 2018). *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa n° 482/2012*. Acesso em 20 de setembro de 2019, disponível em <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (15 de outubro de 2018). *Serviço público de distribuição de energia elétrica*. Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em <http://www.ANEEL.gov.br/distribuicao2>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. (05 de outubro de 2019). *Tarifa Residencial. Evolução TUSD e TE.* Fonte:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTIINmMtNTA5NTYxODdhYTgzIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

Aldersey-Williams, J. (janeiro de 2019). *Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment.* Acesso em 20 de outubro de 2019, disponível em ScienceDirect:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518306645?via%3Dihub>

Aldo. (2019). *Inversor Solar SMA 30 kW.* Fonte: <https://www.aldo.com.br/loja/produto/41428-7/inversor-solar-sma-aldo-solar-stp25000tl-30-sunny-25kw-trif380v-2mppt-3-entradas-monitoramento>

BP Energy. (26 de junho de 2019). *Energy Outlook.* Fonte: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>

Brasil. (1988). *Constituição da República Federativa do Brasil.* Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em Senado Federal: https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/518231/CF88_Livro_EC91_2016.pdf

Brasil. (1995). Código Civil Brasileiro. Em *Lei n° 8.987.*

Brasil. (1995). Código Civil Brasileiro . Em *Lei 8.987.*

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE. (2016). *Conta Consumo de Combustíveis.* Acesso em 29 de outubro de 2019, disponível em https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_ccc?_adf.ctrl-state=j5ytniywz_22&_adf.ctrl-state=s54xrvsto_34&_afLoop=169188873499288#!

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE. (2016). *Reserva Global de Reversão.* Acesso em 29 de outubro de 2019, disponível em https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_rgr?_adf.ctrl-state=s54xrvsto_15&_afLoop=169086470959977#!

Companhia Energética de Brasília, CEB. (14 de agosto de 2019). *Tudo sobre a conta de luz*.
Fonte: <https://www.ceb.com.br/index.php/tudo-sobre-a-conta-de-luz/370-tudo-sobre-a-conta-de-luz>

Dias, M. C. (10 de outubro de 2019). *Deputados criticam intenção da Aneel de taxar energia solar*. Acesso em 04 de novembro de 2019, disponível em Câmara dos Deputados: <https://www.camara.leg.br/noticias/603115-deputados-criticam-intencao-da-ANEEL-de-taxar-energia-solar/>

EMBRAPA. (2013). *O REGULAMENTO DE USO DA DENOMINAÇÃO DE ORIGEM VALE DOS VINHEDOS*. EMBRAPA. Acesso em 14 de JULHO de 2019, disponível em <https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/94689/1/doc084.pdf>

Energisa S.A. (s.d.). *Composição da tarifa*. Acesso em 14 de agosto de 2019, disponível em <https://www.energisa.com.br/paginas/informacoes/sua-conta/composicao-tarifa.aspx>

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, IBGE. (2018). *Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, Séries históricas*. Acesso em 05 de outubro de 2019, disponível em <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>

Jéssica Huwe Teixeira, S. A. (2018). *ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS DEVIDO A CONEXÃO DE GERAÇÃO*. Ijuí.

Ministério da Fazenda, Tesouro. (2019). *Preços e taxas dos títulos disponíveis para investir*. Acesso em 05 de outubro de 2019, disponível em Tesouro Direto: <http://www.tesouro.fazenda.gov.br/tesouro-direto-calculadora>

MTEC Energia. (2019). Relatório de projetos executados.

ANEXOS

CONTA MÊS	VENCIMENTO	TOT.kWh FATUR.	TOTAL A PAGAR (R\$)
MAI/2018	03/06/2018	20480	13.853,86

DATAS			DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA		
LEITURA ATUAL:	17/05/2018	NUM. DIAS	CNPJ/CPF:		
LEITURA ANTERIOR:	17/04/2018	30	NÚMERO DA UC:		
PRÓXIMO MÊS:	19/06/2018		CLASSIFICAÇÃO:	COMERCIAL/TRIFASICO	
APRESENTAÇÃO:	18/05/2018		MEDIDOR(ES):	00001439411	

KWh TOT/CTA	INJETADO TOT/CTA	KWh F.PONTA	INJETADO F.PONTA	KWh INTERMED	INJETADO INTERMED	KWh RESERVADO	INJETADO RESERVADO
LEIT. ATUAL:	4036	394					
LEIT. ANT.:	3750	364					
CONSTANTE:	80,00	80,00					
APURADA:	22880	2400					
RESÍDUO:	0	0					
MEDIDO:	22880	2400					
FATURADO:	20480	2400					

DESCRIÇÃO DA CONTA

TARIFA FAIXA CONSUMO 20480 kWh a R\$ 0,6414852 = 13.137,61
 CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA = 716,25
 ADICIONAL BANDEIRA AMARELA = 116,05

MENSAGENS IMPORTANTES

CONSTAM QUITADAS AS FATURAS DESSA UNIDADE CONSUMIDORA, EM SEU NOME, VENCIDAS ATÉ 31/12/2017, EXCETO EVENTUAIS DÉBITOS QUE VENHAM A SER APURADOS POR VERIFICAÇÃO DE IRREGULARIDADES. ESTA DECLARAÇÃO SUBSTITUI AS QUITAÇÕES DOS DÉBITOS DE 2017 E DOS ANOS ANTERIORES, CONFORME ARTIGO 125 DA RESOLUÇÃO 414/2010 - ANEEL.

Reservado ao Fisco: 0016.7697.34DC.414B.8FA6.A2BC.2ECC.8484

COMP. DA TARIFA	%	R\$
RES. ANEEL 166/05		
ENERGIA:	48,18	6.329,76
DISTRIBUIÇÃO:	14,31	1.430,48
TRANSMISSÃO:	5,54	553,80
TRIBUTOS:	15,14	3.141,18
ENC. SETORIAIS:	10,15	1.014,63
PERDAS SIST. E.:	6,68	667,76

INDICADORES DE CONTINUIDADE				
	DIC	FIC	DMIC	DICRI
APURADO MENSAL:	0,00	0,00	0,00	
LIMITE MENSAL:	5,19	3,36	2,94	
TRIM.:	10,38	6,72		
ANUAL:	20,77	13,45		
CONJ. ELÉT.:	RIACHO FUNDO			
MÊS DE REF.:	03/2018 ENC. USO R\$:		4.035,14	

IMPOSTOS		
%	R\$	
BASE CÁLCULO:	13.137,61	
ICMS TARIFA:	2.758,89	
ICMS SUBV.:		
TOTAL ICMS:	2.758,89	
PIS/PASEP:	0,52	68,31
COFINS:	2,39	313,98

HISTÓRICO DE CONSUMO (kWh)			
ABR/18	27040	DEZ/17	20480
MAR/18	20320	NOV/17	20800
FEV/18	15440	OUT/17	13120
JAN/18	4880	SET/17	32160
MÉDIA ANUAL:	24426	MAI/17	23440

CEB DISTRIBUIÇÃO
 S/A - ÁREA DE SERVIÇOS PÚBLICOS - LACERDOSA - CEP 71.015-902
 BRASÍLIA - DF - CNPJ: 07.322.880/0001-02 - CFC/DF: 07.408.532/0001-07

SEU CÓDIGO	TOTAL A PAGAR (R\$)
	13.853,86
MÊS FATURADO	VENCIMENTO
MAI/2018	03/06/2018

Figura 5.1 - Fatura de energia da UC analisada no 1º caso.

2019020626371



NOTA FISCAL

FATURA DO SERVIÇO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA - GRUPO A

CNPJ 01.543.032/0001-04 IE 100.549,420 Rua 2 Qd. A-37 S/N - Jardim Goiás - CEP 74.805-180 - Goiânia - Goiás

NÚMERO
956141SÉRIE
4EMIÇÃO
08/04/2019GRUPO
A3-APAGINA
1 / 4

ZONA RURAL

CEP: 72800456 CRISTALINA GO BRASIL

CNPJ/CPF: 142.335.179-72

INSC. ESTADUAL: 113330189

RZ: 47

REG: P16 UC:10024501644

CÓDIGO DO CLIENTE:

UNIDADE CONSUMIDORA
10024501644MÊS DE REFERÊNCIA
04/2019VENCIMENTO
17/04/2019VALOR TOTAL
R\$*****20.931,56

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA / MEDIÇÃO / CONTRATO

ATIVIDADE

ATIVIDADES DE APOIO A PECUARIA NAO ESPECIFICADAS ANTERIORMENTE

CLASSE / TIPO DE LIGAÇÃO

RURAL TRIFÁSICO (28 kW EM DIANTE)

VENCIMENTO BASE

17/04/2019

DADOS DA MEDIÇÃO

MÊS DE REFERÊNCIA	04/2019		DEMANDA	300
DATA DA LEITURA ATUAL	04/04/2019	Nº MEDIDOR KWh/KW		
DATA DA LEITURA ANTERIOR	07/03/2019	Nº MEDIDOR KVarth/Qh		
DATA DA PRÓXIMA LEITURA	08/05/2019	Nº MEDIDOR ELETRÔNICO		
DATA DA APRESENTAÇÃO	10/04/2019	FM	180	NÚMERO TIPO
NÚMERO DE DIAS	28	IND PERDA	2,5%	VALIDADE
MÉDIA/DIAS	1503,1371			CUSD CATIVO
				11/08/2019

LANÇAMENTOS

PRODUTO	QUANTIDADE	TARIFA	VALOR	PRODUTO	QUANTIDADE	TARIFA	VALOR
UFER FP	255,84	0,354340	*****90,85	ENERGIA ATIVA FORNECIDA P - PARC. TE	5733,96	0,540240	****3.097,71
ENERGIA ATIVA FORNECIDA FP - PARC.	21028,08	0,337440	****7.095,71	ENERGIA ATIVA FORNECIDA HR - PARC.	15325,8	0,337440	****5.171,53
ENERGIA ATIVA INJETADA FP	10544,04	0,080780	****-851,74	TE			
DESCONTO RURAL 10%		0,000000	***-2.452,73	ENERGIA ATIVA INJETADA FP	10544,04	0,337440	***-3.557,98
ENERGIA ATIVA FORNECIDA P	5733,96	1,207910	****6.926,10	DEMANDA	135,2016	18,310930	****2.475,66
ENERGIA ATIVA FORNECIDA FP	21028,08	0,080780	****1.698,64	ENERGIA ATIVA FORNECIDA HR	15325,8	0,080780	****1.238,01

IMPOSTO	ALÍQUOTA	TRIBUTOS		DEDUÇÕES		LÍQUIDO	
		BASE DE CÁLCULO	VALOR	BASE DE CÁLCULO	VALOR	VALOR	VALOR
PIS/PASEP	0,8682%	R\$*****27.794,01	R\$*****238,52	R\$*4.409,72	R\$****37,84	R\$*****200,68	
ICMS	0%	R\$*****12.338,41	R\$*****0,00	R\$***851,74	R\$*****0,00	R\$*****0,00	
ICMS	12%	R\$*****15.455,60	R\$*****1.854,66	R\$*3.557,98	R\$***426,95	R\$*****1.427,71	
COFINS	3,9528%	R\$*****27.794,01	R\$*****1.098,63	R\$*4.409,72	R\$***174,30	R\$*****924,33	

RESERVADO AO FISCO

0784.92EC.CEA1.EDFB.1E6E.0BE4.CC5A.D8CD

COMPOSIÇÃO DO VALOR DE VENDA DA ENERGIA

PARCELA DE USO DO SISTEMA:	9.281,29	USO TRANSMISSÃO:	1.097,5000
PARCELA DE FORNECIMENTO:	9.605,66	ENC. SETORIAL:	947,1100

Figura 5.2 - Fatura de energia da UC analisada no 2º caso.

PERÍODO	CONSUMO LIDO (kWh)		HOR. RES.
	PONTA	FORA PONTA	
ABR / 19	5733,96	21028,08	15325,80
MAR / 19	6251,59	26164,56	17894,04
FEV / 19	6116,74	20004,72	17712,00
JAN / 19	5122,70	19680,00	15291,36
DEZ / 18	5451,90	24457,32	16619,76
NOV / 18	5900,45	23866,92	16693,56
OUT / 18	6158,95	21028,08	15389,76
SET / 18	6538,63	22504,08	12703,44
AGO / 18	7343,59	17529,96	8113,08
JUL / 18	6405,84	18046,56	7793,28
JUN / 18	5246,54	18917,40	7222,56
MAI / 18	5113,06	24511,44	12846,12

Figura 5.3 – Histórico de consumo da UC analisada no 2º caso



Companhia Energética do Ceará
Rua Padre Valdevino, 150
CEP 80135-040 | Fortaleza CE
CNPJ 07.047.251/0001-70
CGF 06.105.848-3
www.enedistribuicao.com.br

NOTA FISCAL - CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA | GRUPO A | SÉRIE ÚNICA | FATURA N° 000010477
CONTROLE FISCAL 99ED.7D53.9313.508F.1BA5.C9A4.3C84.2CC6

DADOS DO CLIENTE DESTINATÁRIO

TITULAR

DATAS

Leitura Anterior 03/02/2019	Leitura Atual 06/03/2019	Prev. Próx. Leitura 01/04/2019
Emissão 29/03/2019	Período Fornecido 31 Dias	Agrupamento

MODALIDADE TARIFÁRIA

A4 HOROSAZONAL VERDE

CLASSIFICAÇÃO Poder Público Federal
Administração pública em geral

N° DOS MEDIDORES

Esta é a sua fatura de 03/2019

VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR (R\$)
20/04/2019	2.068,15

N° DO CLIENTE

Utilize o n° ao lado sempre
que entrar em contato conosco

EXECUTIVO DE CONTA (Dias úteis, em horário comercial)

NOME
TELEFONE
CELULAR
E-MAIL

GRANDEZAS MEDIDAS	CONSUMO EM kWh			ENERGIA INJETADA EM kWh			DEMANDA EM kW		ENERGIA REATIVADA UFER/kVArh			DEMANDA REATIVA DMCR	
	HFP/Único	Hora Ponta	Reservado	HFP/Único	Hora Ponta	Reservado	HFP/Único	Hora Ponta	HFP/Único	Hora Ponta	Reservado	HFP/Único	Hora Ponta
Leitura Anterior	80974.00	12505.00	0.00	146593.00	3742.00	0.00	1005.98	681.79	2401.00	2.00	0.00	893.21	566.16
Leitura Atual	82796.00	13029.00	0.00	161952.00	3742.00	0.00	1043.23	710.69	2509.00	2.00	0.00	925.82	588.91
Total Medido	1867.55	537.10	0.00	15742.97	0.00	0.00	38.18	29.62	110.70	0.00	0.00	33.42	23.31
Contratado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	154.00	154.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dem. Ultrapass.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

VALORES DE FATURAMENTO

DESCRIÇÃO	TOTAL MEDIDO	TARIFA R\$	VALORES R\$
Demanda Ativa	38,180	14,07596	537,42
Demanda Ativa sem ICMS	115,810	14,07668	1.630,22
Retenção De Tributos Federais	0,000	0,00000	128,50-
Consumo Reativo Excedente Fp	110,700	0,26206	29,01

VALORES DE FATURAMENTO

DESCRIÇÃO	TOTAL MEDIDO	TARIFA R\$	VALORES R\$
Demanda Ativa	38,180	14,07596	537,42
Demanda Ativa sem ICMS	115,810	14,07668	1.630,22
Retenção De Tributos Federais	0,000	0,00000	128,50-
Consumo Reativo Excedente Fp	110,700	0,26206	29,01

CONSTANTES DE MEDIÇÃO

CONSUMO 1.00	DEMANDA 1.00	REATIVAS 1.00
--------------	--------------	---------------

PERDAS DE TRANSFORMAÇÃO (%): 2,50

TENSÃO CONTRATADA

13.800

LIMITES DE TENSÃO (kV)

13.800

CONSTANTES DE MEDIÇÃO

CONSUMO 1.00	DEMANDA 1.00	REATIVAS 1.00
--------------	--------------	---------------

PERDAS DE TRANSFORMAÇÃO (%): 2,50

TENSÃO CONTRATADA

13.800

LIMITES DE TENSÃO (kV)

13.800

	Hora Ponta	Hora Fora Ponta	Hora Reservado
FATOR POTÊNCIA	0,88	0,88	
FATOR CARGA	0,00	0,00	

TIPO DE FATURAMENTO

MOTIVO

HISTÓRICO DE CONSUMO (ÚLTIMOS 13 MESES)

PERÍODO (MÊS/ANO)	DEMANDA (kW)		CONSUMO (kWh)		
	HORA PONTA	FORA PONTA	HORA PONTA	FORA PONTA	RESERVADO
MAR 2019	28,90	37,25	524,00	1822,00	
FEV 2019	27,17	26,01	573,00	1699,00	
JAN 2019	34,65	34,27	471,00	1336,00	
DEZ 2018	50,21	72,39	704,00	2928,00	
NOV 2018	29,66	44,16	665,00	2157,00	
OUT 2018	31,20	37,05	641,00	1884,00	
SET 2018	29,96	33,51	623,00	1823,00	
AGO 2018	26,30	25,44	516,00	1544,00	
JUL 2018	27,74	30,24	543,00	1427,00	
JUN 2018	25,69	34,44	536,00	1502,00	
MAI 2018	29,00	30,00	547,00	1661,00	
ABR 2018	50,58	70,64	637,00	2453,00	
MAR 2018	32,07	33,86	515,00	2003,00	

DEMONSTRATIVO DE ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA

DESCRIÇÃO DA ULTRAPASSAGEM	DEMANDA (kW)	DATA	HORA
Ultrapassagem Demanda Ponta	0,00		
Ultrapassagem Demanda Fora Ponta	0,00		
Ultrapassagem Demanda Reservada			

CRÉDITO EM ENERGIA (kWh)

Posto Tarifário	Injetado	Utilizado	Saldo Atualizado	Saldo a expirar próximo mês
HP	0	0	0,00	
FP	15,742	1,867	30,881,07	
HR	n	n	n nn	

Tributos	Base	Aliquota	Valor
PIS/PASEP	2.196,65	0,6100	13,40
COFINS	2.196,65	2,8400	62,38
ICMS	0,00	0,00	0,00

Figura 5.4 - Fatura de energia analisada no 3º caso

Tabela 5.1 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 1.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0	-	-	-	-530.000,00
1	100,0%	96.498	61.654,04	0,00
2	97,5%	94.085	60.112,69	0,00
3	96,7%	93.351	59.643,58	0,00
4	96,0%	92.617	59.174,48	0,00
5	95,2%	91.883	58.705,37	0,00
6	94,5%	91.148	58.236,26	0,00
7	93,7%	90.414	57.767,15	0,00
8	92,9%	89.680	57.298,05	0,00
9	92,2%	88.946	56.828,94	0,00
10	91,4%	88.211	56.359,83	-43.398,00
11	90,7%	87.477	55.890,73	0,00
12	89,9%	86.743	55.421,62	0,00
13	89,1%	86.009	54.952,51	0,00
14	88,4%	85.275	54.483,41	0,00
15	87,6%	84.540	54.014,30	0,00
16	86,8%	83.806	53.545,19	0,00
17	86,1%	83.072	53.076,09	0,00
18	85,3%	82.338	52.606,98	0,00
19	84,6%	81.603	52.137,87	0,00
20	83,8%	80.869	51.668,77	-43.398,00
21	83,0%	80.135	51.199,66	0,00
22	82,3%	79.401	50.730,55	0,00
23	81,5%	78.667	50.261,45	0,00
24	80,8%	77.932	49.792,34	0,00
25	80,0%	77.198	49.323,23	0,00

Tabela 5.2 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 1.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Payback descontado (R\$)
0	-530.000,00	-530.000,00	-530.000,00

1	61.654,04	59.765,45	-470.234,55
2	60.112,69	56.486,35	-413.748,20
3	59.643,58	54.328,75	-359.419,45
4	59.174,48	52.250,34	-307.169,12
5	58.705,37	50.248,27	-256.920,84
6	58.236,26	48.319,84	-208.601,00
7	57.767,15	46.462,40	-162.138,60
8	57.298,05	44.673,42	-117.465,19
9	56.828,94	42.950,43	-74.514,75
10	12.961,83	9.496,27	-65.018,48
11	55.890,73	39.693,11	-25.325,37
12	55.421,62	38.154,28	12.828,90
13	54.952,51	36.672,48	49.501,38
14	54.483,41	35.245,66	84.747,04
15	54.014,30	33.871,84	118.618,87
16	53.545,19	32.549,11	151.167,99
17	53.076,09	31.275,64	182.443,63
18	52.606,98	30.049,65	212.493,27
19	52.137,87	28.869,41	241.362,69
20	8.270,77	4.439,35	245.802,03
21	51.199,66	26.639,68	272.441,72
22	50.730,55	25.587,05	298.028,77
23	50.261,45	24.573,91	322.602,68
24	49.792,34	23.598,83	346.201,52
25	49.323,23	22.660,43	368.861,95

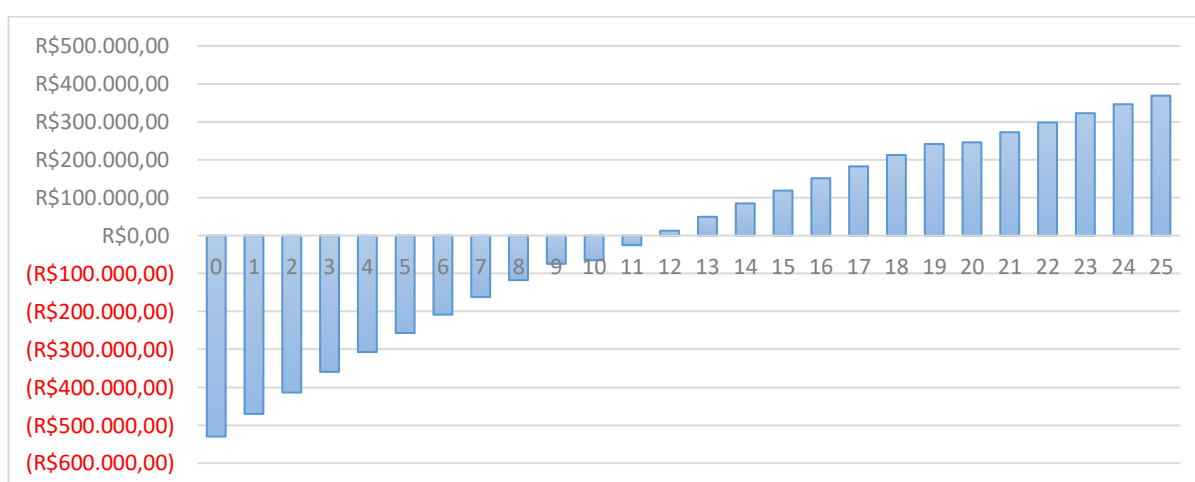


Figura 5.5 - Payback descontado do sistema do 1º caso. Alternativa 1.

Tabela 5.3 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 2.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0	-	-	-	-530.000,00
1	100,0%	96.498	60.312,19	0,00
2	97,5%	94.085	58.804,39	0,00
3	96,7%	93.351	58.345,49	0,00
4	96,0%	92.617	57.886,59	0,00
5	95,2%	91.883	57.427,69	0,00
6	94,5%	91.148	56.968,80	0,00
7	93,7%	90.414	56.509,90	0,00
8	92,9%	89.680	56.051,00	0,00
9	92,2%	88.946	55.592,11	0,00
10	91,4%	88.211	55.133,21	-43.398,00
11	90,7%	87.477	54.674,31	0,00
12	89,9%	86.743	54.215,41	0,00
13	89,1%	86.009	53.756,52	0,00
14	88,4%	85.275	53.297,62	0,00
15	87,6%	84.540	52.838,72	0,00
16	86,8%	83.806	52.379,83	0,00
17	86,1%	83.072	51.920,93	0,00
18	85,3%	82.338	51.462,03	0,00
19	84,6%	81.603	51.003,14	0,00
20	83,8%	80.869	50.544,24	-43.398,00
21	83,0%	80.135	50.085,34	0,00
22	82,3%	79.401	49.626,44	0,00
23	81,5%	78.667	49.167,55	0,00
24	80,8%	77.932	48.708,65	0,00
25	80,0%	77.198	48.249,75	0,00

Tabela 5.4 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 2.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Payback descontado (R\$)
0	-530.000,00	-530.000,00	-530.000,00
1	60.312,19	58.464,71	-471.535,29
2	58.804,39	55.256,97	-416.278,33
3	58.345,49	53.146,33	-363.132,00
4	57.886,59	51.113,15	-312.018,85
5	57.427,69	49.154,66	-262.864,18
6	56.968,80	47.268,20	-215.595,98
7	56.509,90	45.451,18	-170.144,80
8	56.051,00	43.701,14	-126.443,66
9	55.592,11	42.015,65	-84.428,01
10	11.735,21	8.597,61	-75.830,40
11	54.674,31	38.829,22	-37.001,19
12	54.215,41	37.323,88	322,69
13	53.756,52	35.874,33	36.197,02
14	53.297,62	34.478,56	70.675,59
15	52.838,72	33.134,64	103.810,23
16	52.379,83	31.840,71	135.650,94
17	51.920,93	30.594,95	166.245,89
18	51.462,03	29.395,64	195.641,53
19	51.003,14	28.241,10	223.882,63
20	7.146,24	3.835,75	227.718,38
21	50.085,34	26.059,89	253.778,28
22	49.626,44	25.030,17	278.808,45
23	49.167,55	24.039,08	302.847,53
24	48.708,65	23.085,22	325.932,75
25	48.249,75	22.167,25	348.100,00

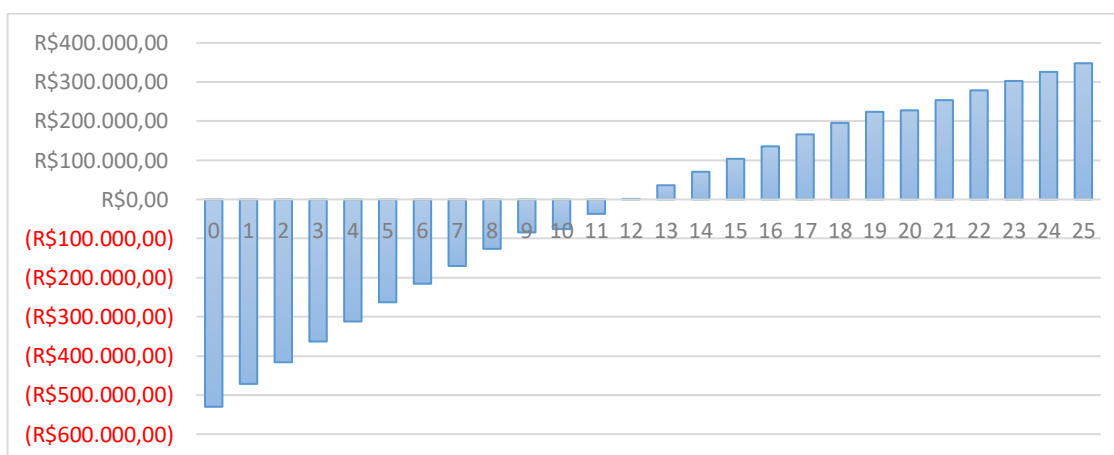


Figura 5.6 - Payback descontado do sistema do 1º caso. Alternativa 2.

Tabela 5.5 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 3.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0	-	-	-	-530.000,00
1	100,0%	96.498	57.693,40	0,00
2	97,5%	94.085	56.251,07	0,00
3	96,7%	93.351	55.812,10	0,00
4	96,0%	92.617	55.373,13	0,00
5	95,2%	91.883	54.934,15	0,00
6	94,5%	91.148	54.495,18	0,00
7	93,7%	90.414	54.056,21	0,00
8	92,9%	89.680	53.617,24	0,00
9	92,2%	88.946	53.178,27	0,00
10	91,4%	88.211	52.739,30	-43.398,00
11	90,7%	87.477	52.300,32	0,00
12	89,9%	86.743	51.861,35	0,00
13	89,1%	86.009	51.422,38	0,00
14	88,4%	85.275	50.983,41	0,00
15	87,6%	84.540	50.544,44	0,00
16	86,8%	83.806	50.105,47	0,00
17	86,1%	83.072	49.666,50	0,00
18	85,3%	82.338	49.227,52	0,00
19	84,6%	81.603	48.788,55	0,00
20	83,8%	80.869	48.349,58	-43.398,00
21	83,0%	80.135	47.910,61	0,00
22	82,3%	79.401	47.471,64	0,00
23	81,5%	78.667	47.032,67	0,00
24	80,8%	77.932	46.593,69	0,00
25	80,0%	77.198	46.154,72	0,00

Tabela 5.6 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 3.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Payback descontado (R\$)
0	-530.000,00	-530.000,00	-530.000,00
1	57.693,40	55.926,14	-474.073,86
2	56.251,07	52.857,68	-421.216,18
3	55.812,10	50.838,69	-370.377,49
4	55.373,13	48.893,79	-321.483,70
5	54.934,15	47.020,34	-274.463,36
6	54.495,18	45.215,79	-229.247,57
7	54.056,21	43.477,67	-185.769,90
8	53.617,24	41.803,61	-143.966,29
9	53.178,27	40.191,31	-103.774,98
10	9.341,30	6.843,74	-96.931,24
11	52.300,32	37.143,23	-59.788,00
12	51.861,35	35.703,26	-24.084,74
13	51.422,38	34.316,65	10.231,90
14	50.983,41	32.981,49	43.213,39
15	50.544,44	31.695,92	74.909,31
16	50.105,47	30.458,17	105.367,48
17	49.666,50	29.266,50	134.633,98
18	49.227,52	28.119,27	162.753,25
19	48.788,55	27.014,85	189.768,10
20	4.951,58	2.657,77	192.425,87
21	47.910,61	24.928,36	217.354,23
22	47.471,64	23.943,35	241.297,58
23	47.032,67	22.995,29	264.292,87
24	46.593,69	22.082,85	286.375,72
25	46.154,72	21.204,73	307.580,45

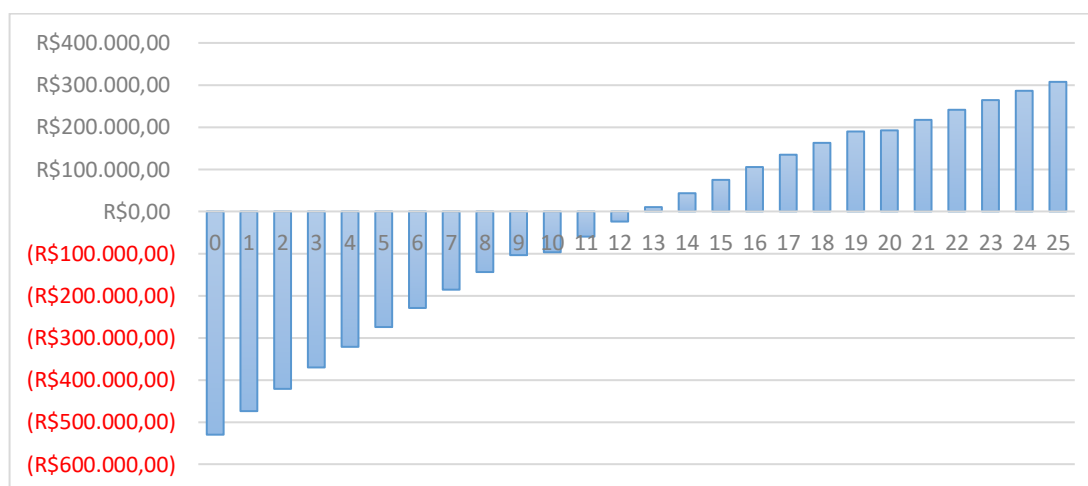


Figura 5.7 - Payback descontado do sistema do 1º Caso. Alternativa 3.

Tabela 5.7 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 4.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0	-	-	-	-530.000,00
1	100,0%	96.498	55.992,80	0,00
2	97,5%	94.085	54.592,98	0,00
3	96,7%	93.351	54.166,95	0,00
4	96,0%	92.617	53.740,92	0,00
5	95,2%	91.883	53.314,89	0,00
6	94,5%	91.148	52.888,86	0,00
7	93,7%	90.414	52.462,82	0,00
8	92,9%	89.680	52.036,79	0,00
9	92,2%	88.946	51.610,76	0,00
10	91,4%	88.211	51.184,73	-43.398,00
11	90,7%	87.477	50.758,69	0,00
12	89,9%	86.743	50.332,66	0,00
13	89,1%	86.009	49.906,63	0,00
14	88,4%	85.275	49.480,60	0,00
15	87,6%	84.540	49.054,57	0,00
16	86,8%	83.806	48.628,53	0,00
17	86,1%	83.072	48.202,50	0,00
18	85,3%	82.338	47.776,47	0,00
19	84,6%	81.603	47.350,44	0,00
20	83,8%	80.869	46.924,40	-43.398,00
21	83,0%	80.135	46.498,37	0,00
22	82,3%	79.401	46.072,34	0,00
23	81,5%	78.667	45.646,31	0,00
24	80,8%	77.932	45.220,28	0,00
25	80,0%	77.198	44.794,24	0,00

Tabela 5.8 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 4.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Payback descontado (R\$)
0	-530.000,00	-530.000,00	-530.000,00
1	55.992,80	54.277,63	-475.722,37
2	54.592,98	51.299,62	-424.422,75
3	54.166,95	49.340,14	-375.082,60
4	53.740,92	47.452,57	-327.630,03
5	53.314,89	45.634,35	-281.995,68
6	52.888,86	43.882,99	-238.112,70
7	52.462,82	42.196,10	-195.916,60
8	52.036,79	40.571,39	-155.345,21
9	51.610,76	39.006,61	-116.338,60
10	7.786,73	5.704,82	-110.633,78
11	50.758,69	36.048,38	-74.585,40
12	50.332,66	34.650,85	-39.934,55
13	49.906,63	33.305,11	-6.629,44
14	49.480,60	32.009,31	25.379,87
15	49.054,57	30.761,64	56.141,51
16	48.628,53	29.560,37	85.701,88
17	48.202,50	28.403,83	114.105,71
18	47.776,47	27.290,41	141.396,11
19	47.350,44	26.218,55	167.614,66
20	3.526,40	1.892,80	169.507,47
21	46.498,37	24.193,56	193.701,03
22	46.072,34	23.237,58	216.938,61
23	45.646,31	22.317,47	239.256,08
24	45.220,28	21.431,93	260.688,01
25	44.794,24	20.579,69	281.267,70

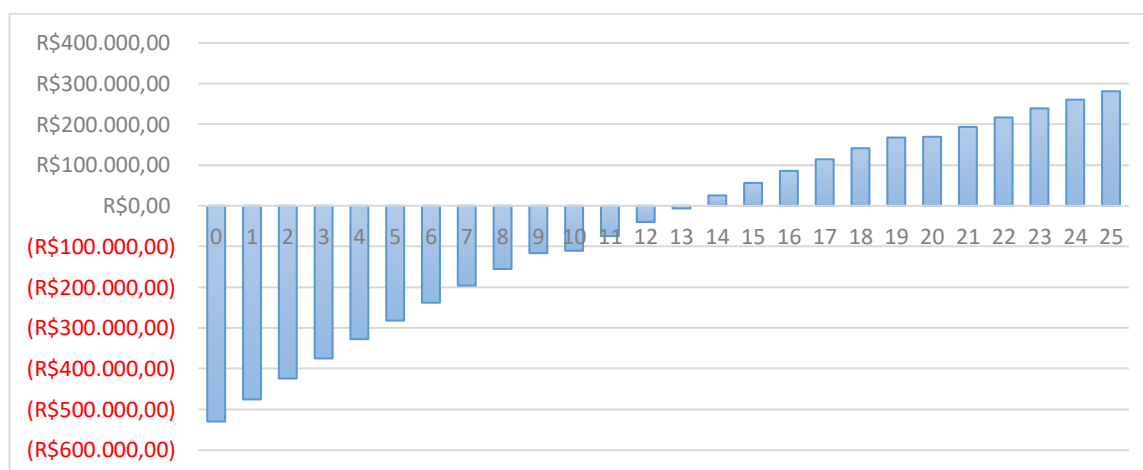


Figura 5.8 - Payback descontado do sistema do 1º caso. Alternativa 4.

Tabela 5.9 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 1º caso. Alternativa 5.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0	-	-	-	-530.000,00
1	100,0%	96.498	55.441,84	0,00
2	97,5%	94.085	54.055,79	0,00
3	96,7%	93.351	53.633,95	0,00
4	96,0%	92.617	53.212,11	0,00
5	95,2%	91.883	52.790,27	0,00
6	94,5%	91.148	52.368,43	0,00
7	93,7%	90.414	51.946,59	0,00
8	92,9%	89.680	51.524,75	0,00
9	92,2%	88.946	51.102,91	0,00
10	91,4%	88.211	50.681,07	-43.398,00
11	90,7%	87.477	50.259,23	0,00
12	89,9%	86.743	49.837,39	0,00
13	89,1%	86.009	49.415,55	0,00
14	88,4%	85.275	48.993,71	0,00
15	87,6%	84.540	48.571,87	0,00
16	86,8%	83.806	48.150,03	0,00
17	86,1%	83.072	47.728,19	0,00
18	85,3%	82.338	47.306,35	0,00
19	84,6%	81.603	46.884,51	0,00
20	83,8%	80.869	46.462,67	-43.398,00
21	83,0%	80.135	46.040,83	0,00
22	82,3%	79.401	45.618,99	0,00
23	81,5%	78.667	45.197,15	0,00
24	80,8%	77.932	44.775,31	0,00
25	80,0%	77.198	44.353,47	0,00

Tabela 5.10 - Resultados de investimento do sistema do 1º caso. Alternativa 5.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Payback descontado (R\$)
0	-530.000,00	-530.000,00	-530.000,00
1	55.441,84	53.743,54	-476.256,46
2	54.055,79	50.794,84	-425.461,62
3	53.633,95	48.854,64	-376.606,98
4	53.212,11	46.985,64	-329.621,33
5	52.790,27	45.185,31	-284.436,03
6	52.368,43	43.451,18	-240.984,85
7	51.946,59	41.780,89	-199.203,95
8	51.524,75	40.172,17	-159.031,78
9	51.102,91	38.622,79	-120.408,99
10	7.283,07	5.335,82	-115.073,17
11	50.259,23	35.693,67	-79.379,50
12	49.837,39	34.309,89	-45.069,61
13	49.415,55	32.977,39	-12.092,22
14	48.993,71	31.694,34	19.602,12
15	48.571,87	30.458,94	50.061,06
16	48.150,03	29.269,50	79.330,56
17	47.728,19	28.124,34	107.454,90
18	47.306,35	27.021,87	134.476,77
19	46.884,51	25.960,56	160.437,33
20	3.064,67	1.644,97	162.082,30
21	46.040,83	23.955,50	186.037,80
22	45.618,99	23.008,93	209.046,72
23	45.197,15	22.097,87	231.144,59
24	44.775,31	21.221,04	252.365,63
25	44.353,47	20.377,19	272.742,82

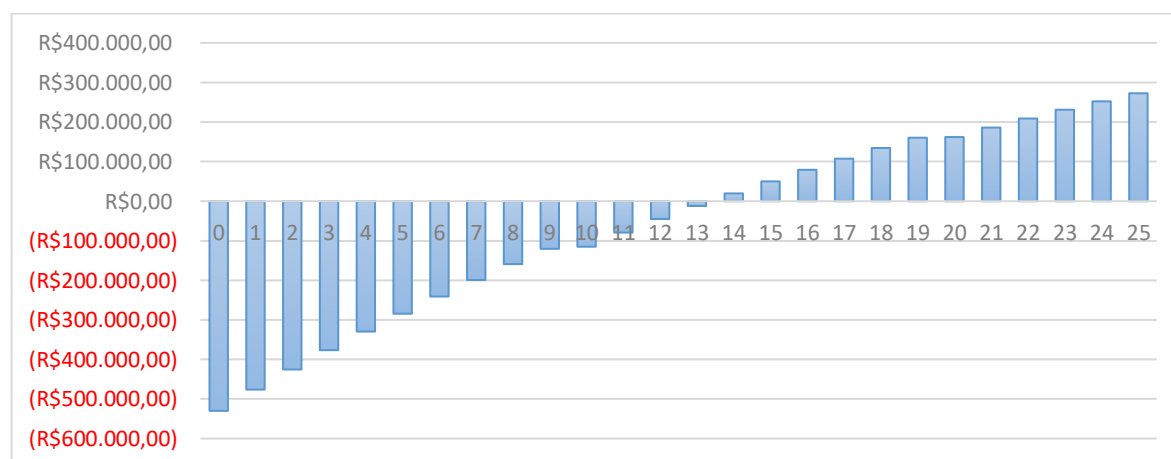


Figura 5.9 - Payback descontado do sistema do 1º caso. Alternativa 5.

Tabela 5.11 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 1.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-2.165.000,00
1	100,00%	468.490	163.298,36	0,00
2	97,50%	456.778	159.215,90	0,00
3	96,74%	453.213	157.973,41	0,00
4	95,98%	449.649	156.730,93	0,00
5	95,22%	446.084	155.488,44	0,00
6	94,46%	442.519	154.245,95	0,00
7	93,70%	438.955	153.003,46	0,00
8	92,93%	435.390	151.760,98	0,00
9	92,17%	431.826	150.518,49	0,00
10	91,41%	428.261	149.276,00	-181.249,44
11	90,65%	424.696	148.033,51	0,00
12	89,89%	421.132	146.791,03	0,00
13	89,13%	417.567	145.548,54	0,00
14	88,37%	414.003	144.306,05	0,00
15	87,61%	410.438	143.063,56	0,00
16	86,85%	406.873	141.821,08	0,00
17	86,09%	403.309	140.578,59	0,00
18	85,33%	399.744	139.336,10	0,00
19	84,57%	396.180	138.093,61	0,00
20	83,80%	392.615	136.851,13	-181.249,44
21	83,04%	389.050	135.608,64	0,00
22	82,28%	385.486	134.366,15	0,00
23	81,52%	381.921	133.123,66	0,00
24	80,76%	378.357	131.881,18	0,00
25	80,00%	374.792	130.638,69	0,00

Tabela 5.12 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 1.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-2.165.000,00	-2.165.000,00	-2.165.000,00
1	163.298,36	158.296,20	-2.006.703,80
2	159.215,90	149.611,09	-1.857.092,71
3	157.973,41	143.896,42	-1.713.196,29
4	156.730,93	138.391,48	-1.574.804,80
5	155.488,44	133.088,78	-1.441.716,03
6	154.245,95	127.981,08	-1.313.734,95
7	153.003,46	123.061,42	-1.190.673,52
8	151.760,98	118.323,07	-1.072.350,45
9	150.518,49	113.759,55	-958.590,90
10	-31.973,44	-23.424,81	-982.015,71
11	148.033,51	105.132,11	-876.883,60
12	146.791,03	101.056,33	-775.827,27
13	145.548,54	97.131,59	-678.695,68
14	144.306,05	93.352,48	-585.343,20
15	143.063,56	89.713,76	-495.629,44
16	141.821,08	86.210,36	-409.419,09
17	140.578,59	82.837,41	-326.581,68
18	139.336,10	79.590,21	-246.991,47
19	138.093,61	76.464,22	-170.527,25
20	-44.398,31	-23.830,87	-194.358,11
21	135.608,64	70.558,50	-123.799,61
22	134.366,15	67.770,48	-56.029,13
23	133.123,66	65.087,05	9.057,92
24	131.881,18	62.504,43	71.562,35
25	130.638,69	60.018,96	131.581,31

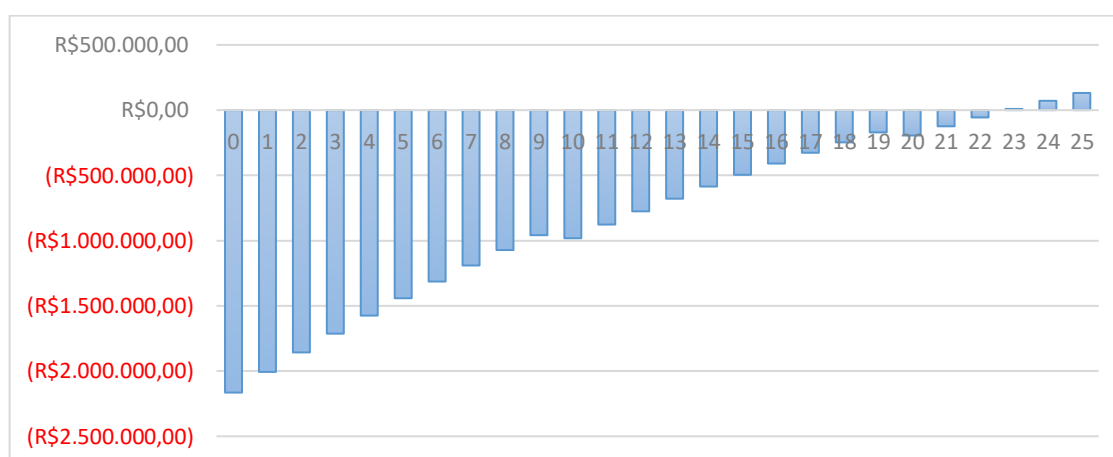


Figura 5.10 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 1.

Tabela 5.13 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 2.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-2.165.000,00
1	100,00%	468.490	163.298,36	0,00
2	97,50%	456.778	159.215,90	0,00
3	96,74%	453.213	157.973,41	0,00
4	95,98%	449.649	156.730,93	0,00
5	95,22%	446.084	155.488,44	0,00
6	94,46%	442.519	154.245,95	0,00
7	93,70%	438.955	153.003,46	0,00
8	92,93%	435.390	151.760,98	0,00
9	92,17%	431.826	150.518,49	0,00
10	91,41%	428.261	149.276,00	-181.249,44
11	90,65%	424.696	148.033,51	0,00
12	89,89%	421.132	146.791,03	0,00
13	89,13%	417.567	145.548,54	0,00
14	88,37%	414.003	144.306,05	0,00
15	87,61%	410.438	143.063,56	0,00
16	86,85%	406.873	141.821,08	0,00
17	86,09%	403.309	140.578,59	0,00
18	85,33%	399.744	139.336,10	0,00
19	84,57%	396.180	138.093,61	0,00
20	83,80%	392.615	136.851,13	-181.249,44
21	83,04%	389.050	135.608,64	0,00
22	82,28%	385.486	134.366,15	0,00
23	81,52%	381.921	133.123,66	0,00
24	80,76%	378.357	131.881,18	0,00
25	80,00%	374.792	130.638,69	0,00

Tabela 5.14 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 2.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-2.165.000,00	-2.165.000,00	-2.165.000,00
1	163.298,36	158.296,20	-2.006.703,80
2	159.215,90	149.611,09	-1.857.092,71
3	157.973,41	143.896,42	-1.713.196,29
4	156.730,93	138.391,48	-1.574.804,80
5	155.488,44	133.088,78	-1.441.716,03
6	154.245,95	127.981,08	-1.313.734,95
7	153.003,46	123.061,42	-1.190.673,52
8	151.760,98	118.323,07	-1.072.350,45
9	150.518,49	113.759,55	-958.590,90
10	-31.973,44	-23.424,81	-982.015,71
11	148.033,51	105.132,11	-876.883,60
12	146.791,03	101.056,33	-775.827,27
13	145.548,54	97.131,59	-678.695,68
14	144.306,05	93.352,48	-585.343,20
15	143.063,56	89.713,76	-495.629,44
16	141.821,08	86.210,36	-409.419,09
17	140.578,59	82.837,41	-326.581,68
18	139.336,10	79.590,21	-246.991,47
19	138.093,61	76.464,22	-170.527,25
20	-44.398,31	-23.830,87	-194.358,11
21	135.608,64	70.558,50	-123.799,61
22	134.366,15	67.770,48	-56.029,13
23	133.123,66	65.087,05	9.057,92
24	131.881,18	62.504,43	71.562,35
25	130.638,69	60.018,96	131.581,31

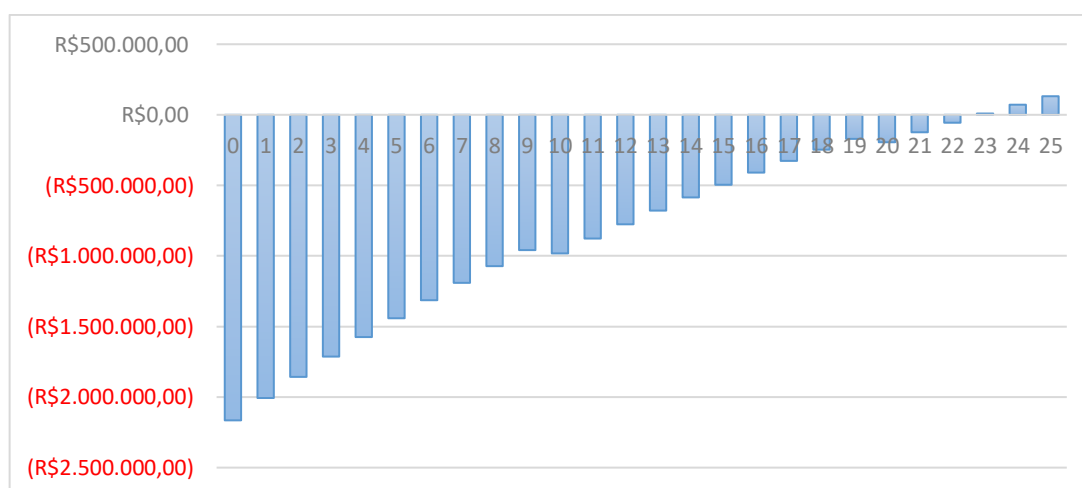


Figura 5.11 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 2.

Tabela 5.15 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 3.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-2.165.000,00
1	100,00%	468.490	153.981,67	0,00
2	97,50%	456.778	150.132,13	0,00
3	96,74%	453.213	148.960,53	0,00
4	95,98%	449.649	147.788,93	0,00
5	95,22%	446.084	146.617,33	0,00
6	94,46%	442.519	145.445,73	0,00
7	93,70%	438.955	144.274,13	0,00
8	92,93%	435.390	143.102,53	0,00
9	92,17%	431.826	141.930,93	0,00
10	91,41%	428.261	140.759,33	-181.249,44
11	90,65%	424.696	139.587,73	0,00
12	89,89%	421.132	138.416,14	0,00
13	89,13%	417.567	137.244,54	0,00
14	88,37%	414.003	136.072,94	0,00
15	87,61%	410.438	134.901,34	0,00
16	86,85%	406.873	133.729,74	0,00
17	86,09%	403.309	132.558,14	0,00
18	85,33%	399.744	131.386,54	0,00
19	84,57%	396.180	130.214,94	0,00
20	83,80%	392.615	129.043,34	-181.249,44
21	83,04%	389.050	127.871,74	0,00
22	82,28%	385.486	126.700,14	0,00
23	81,52%	381.921	125.528,54	0,00
24	80,76%	378.357	124.356,94	0,00
25	80,00%	374.792	123.185,34	0,00
26	79,24%	371.227	122.013,74	0,00

Tabela 5.16 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 3.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-2.165.000,00	-2.165.000,00	-2.165.000,00
1	153.981,67	149.264,90	-2.015.735,10
2	150.132,13	141.075,30	-1.874.659,80
3	148.960,53	135.686,68	-1.738.973,12
4	147.788,93	130.495,81	-1.608.477,30
5	146.617,33	125.495,64	-1.482.981,66
6	145.445,73	120.679,36	-1.362.302,30
7	144.274,13	116.040,38	-1.246.261,92
8	143.102,53	111.572,37	-1.134.689,55
9	141.930,93	107.269,20	-1.027.420,35
10	-40.490,11	-29.664,40	-1.057.084,75
11	139.587,73	99.133,99	-957.950,76
12	138.416,14	95.290,74	-862.660,01
13	137.244,54	91.589,93	-771.070,08
14	136.072,94	88.026,43	-683.043,65
15	134.901,34	84.595,30	-598.448,35
16	133.729,74	81.291,78	-517.156,57
17	132.558,14	78.111,27	-439.045,29
18	131.386,54	75.049,34	-363.995,96
19	130.214,94	72.101,69	-291.894,26
20	-52.206,10	-28.021,71	-319.915,97
21	127.871,74	66.532,92	-253.383,05
22	126.700,14	63.903,96	-189.479,09
23	125.528,54	61.373,63	-128.105,47
24	124.356,94	58.938,36	-69.167,11
25	123.185,34	56.594,69	-12.572,42

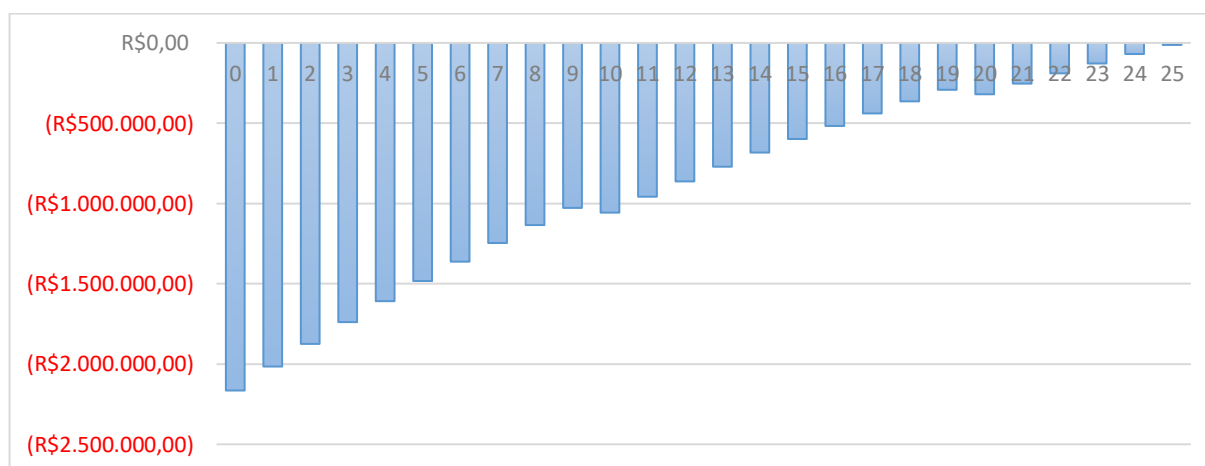


Figura 5.12 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 3.

Tabela 5.17 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 4.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-2.165.000,00
1	100,00%	468.490	150.500,92	0,00
2	97,50%	456.778	146.738,40	0,00
3	96,74%	453.213	145.593,28	0,00
4	95,98%	449.649	144.448,17	0,00
5	95,22%	446.084	143.303,05	0,00
6	94,46%	442.519	142.157,93	0,00
7	93,70%	438.955	141.012,82	0,00
8	92,93%	435.390	139.867,70	0,00
9	92,17%	431.826	138.722,59	0,00
10	91,41%	428.261	137.577,47	-181.249,44
11	90,65%	424.696	136.432,36	0,00
12	89,89%	421.132	135.287,24	0,00
13	89,13%	417.567	134.142,12	0,00
14	88,37%	414.003	132.997,01	0,00
15	87,61%	410.438	131.851,89	0,00
16	86,85%	406.873	130.706,78	0,00
17	86,09%	403.309	129.561,66	0,00
18	85,33%	399.744	128.416,55	0,00
19	84,57%	396.180	127.271,43	0,00
20	83,80%	392.615	126.126,31	-181.249,44
21	83,04%	389.050	124.981,20	0,00
22	82,28%	385.486	123.836,08	0,00
23	81,52%	381.921	122.690,97	0,00
24	80,76%	378.357	121.545,85	0,00
25	80,00%	374.792	120.400,74	0,00
26	79,24%	371.227	119.255,62	0,00

Tabela 5.18 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 4.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-2.165.000,00	-2.165.000,00	-2.165.000,00
1	150.500,92	145.890,77	-2.019.109,23
2	146.738,40	137.886,30	-1.881.222,93
3	145.593,28	132.619,48	-1.748.603,45
4	144.448,17	127.545,96	-1.621.057,49
5	143.303,05	122.658,82	-1.498.398,67
6	142.157,93	117.951,40	-1.380.447,27
7	141.012,82	113.417,29	-1.267.029,98
8	139.867,70	109.050,28	-1.157.979,71
9	138.722,59	104.844,39	-1.053.135,32
10	-43.671,97	-31.995,54	-1.085.130,86
11	136.432,36	96.893,07	-988.237,79
12	135.287,24	93.136,70	-895.101,09
13	134.142,12	89.519,54	-805.581,55
14	132.997,01	86.036,59	-719.544,96
15	131.851,89	82.683,03	-636.861,93
16	130.706,78	79.454,18	-557.407,75
17	129.561,66	76.345,57	-481.062,18
18	128.416,55	73.352,85	-407.709,33
19	127.271,43	70.471,84	-337.237,49
20	-55.123,13	-29.587,42	-366.824,92
21	124.981,20	65.028,94	-301.795,97
22	123.836,08	62.459,41	-239.336,57
23	122.690,97	59.986,28	-179.350,29
24	121.545,85	57.606,06	-121.744,23
25	120.400,74	55.315,37	-66.428,86

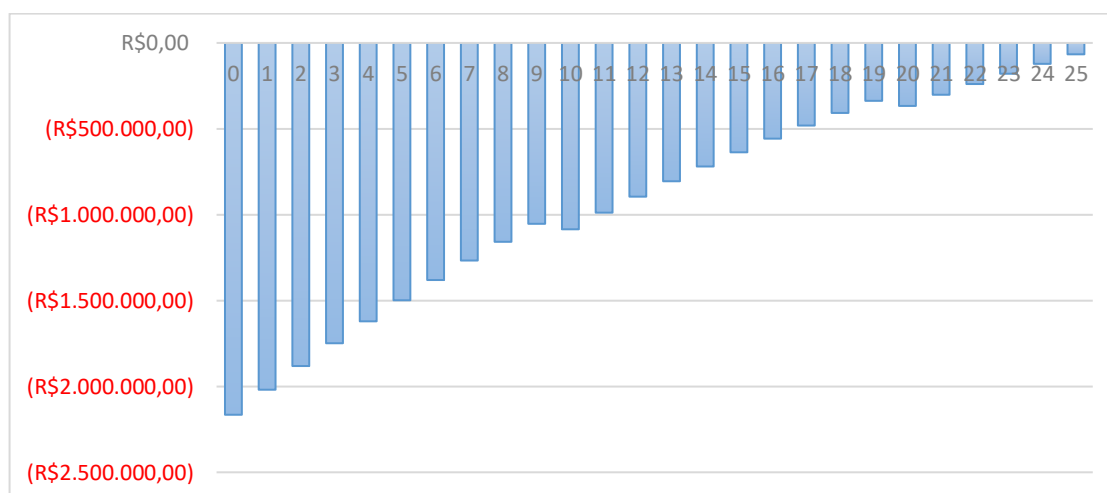


Figura 5.13 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 4.

Tabela 5.19 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 2º caso. Alternativa 5.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-2.165.000,00
1	100,00%	468.490	149.093,27	0,00
2	97,50%	456.778	145.365,94	0,00
3	96,74%	453.213	144.231,54	0,00
4	95,98%	449.649	143.097,13	0,00
5	95,22%	446.084	141.962,73	0,00
6	94,46%	442.519	140.828,32	0,00
7	93,70%	438.955	139.693,92	0,00
8	92,93%	435.390	138.559,51	0,00
9	92,17%	431.826	137.425,10	0,00
10	91,41%	428.261	136.290,70	-181.249,44
11	90,65%	424.696	135.156,29	0,00
12	89,89%	421.132	134.021,89	0,00
13	89,13%	417.567	132.887,48	0,00
14	88,37%	414.003	131.753,08	0,00
15	87,61%	410.438	130.618,67	0,00
16	86,85%	406.873	129.484,27	0,00
17	86,09%	403.309	128.349,86	0,00
18	85,33%	399.744	127.215,46	0,00
19	84,57%	396.180	126.081,05	0,00
20	83,80%	392.615	124.946,65	-181.249,44
21	83,04%	389.050	123.812,24	0,00
22	82,28%	385.486	122.677,83	0,00
23	81,52%	381.921	121.543,43	0,00
24	80,76%	378.357	120.409,02	0,00
25	80,00%	374.792	119.274,62	0,00

Tabela 5.20 - Resultados de investimento do sistema do 2º caso. Alternativa 5.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-2.165.000,00	-2.165.000,00	-2.165.000,00
1	149.093,27	144.526,24	-2.020.473,76
2	145.365,94	136.596,63	-1.883.877,12
3	144.231,54	131.379,08	-1.752.498,04
4	143.097,13	126.353,01	-1.626.145,03
5	141.962,73	121.511,58	-1.504.633,45
6	140.828,32	116.848,19	-1.387.785,26
7	139.693,92	112.356,49	-1.275.428,77
8	138.559,51	108.030,32	-1.167.398,45
9	137.425,10	103.863,77	-1.063.534,68
10	-44.958,74	-32.938,27	-1.096.472,95
11	135.156,29	95.986,82	-1.000.486,13
12	134.021,89	92.265,58	-908.220,55
13	132.887,48	88.682,26	-819.538,29
14	131.753,08	85.231,89	-734.306,40
15	130.618,67	81.909,69	-652.396,72
16	129.484,27	78.711,04	-573.685,67
17	128.349,86	75.631,50	-498.054,17
18	127.215,46	72.666,77	-425.387,40
19	126.081,05	69.812,71	-355.574,69
20	-56.302,79	-30.220,61	-385.795,30
21	123.812,24	64.420,72	-321.374,58
22	122.677,83	61.875,22	-259.499,36
23	121.543,43	59.425,22	-200.074,14
24	120.409,02	57.067,26	-143.006,87
25	119.274,62	54.798,00	-88.208,88

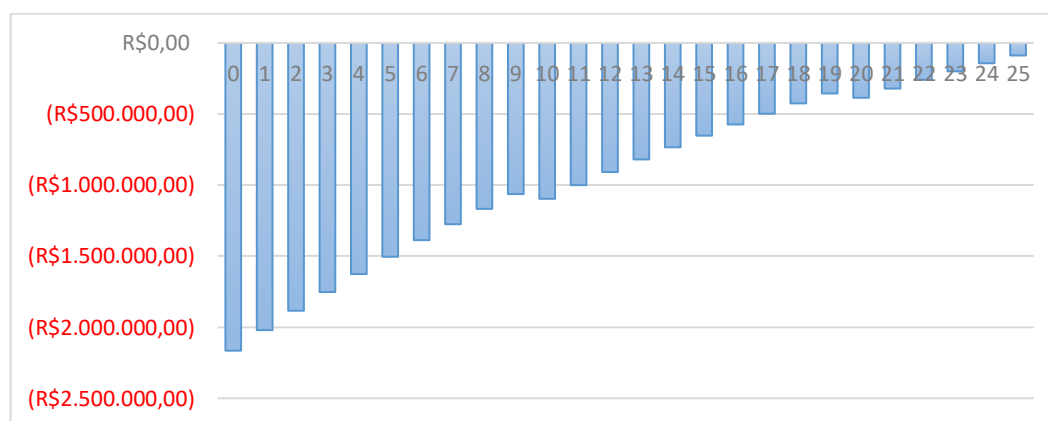


Figura 5.14 - Payback descontado do sistema do 2º caso. Alternativa 5.

Tabela 5.21 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 1.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-1.250.000,00
1	100%	271.280	111.880,08	0,00
2	97,50%	264.498	109.083,08	0,00
3	96,74%	262.434	108.231,82	0,00
4	95,98%	260.370	107.380,56	0,00
5	95,22%	258.306	106.529,30	0,00
6	94,46%	256.242	105.678,03	0,00
7	93,70%	254.178	104.826,77	0,00
8	92,93%	252.113	103.975,51	0,00
9	92,17%	250.049	103.124,25	0,00
10	91,41%	247.985	102.272,99	-127.600,20
11	90,65%	245.921	101.421,73	0,00
12	89,89%	243.857	100.570,47	0,00
13	89,13%	241.793	99.719,20	0,00
14	88,37%	239.729	98.867,94	0,00
15	87,61%	237.665	98.016,68	0,00
16	86,85%	235.601	97.165,42	0,00
17	86,09%	233.537	96.314,16	0,00
18	85,33%	231.473	95.462,90	0,00
19	84,57%	229.409	94.611,64	0,00
20	83,80%	227.344	93.760,37	-127.600,20
21	83,04%	225.280	92.909,11	0,00
22	82,28%	223.216	92.057,85	0,00
23	81,52%	221.152	91.206,59	0,00
24	80,76%	219.088	90.355,33	0,00
25	80,00%	217.024	89.504,07	0,00

Tabela 5.22 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 1.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-1.250.000,00	-1.250.000,00	-1.250.000,00
1	111.880,08	108.452,97	-1.141.547,03
2	109.083,08	102.502,56	-1.039.044,47
3	108.231,82	98.587,30	-940.457,17
4	107.380,56	94.815,71	-845.641,46
5	106.529,30	91.182,69	-754.458,77
6	105.678,03	87.683,27	-666.775,50
7	104.826,77	84.312,68	-582.462,82
8	103.975,51	81.066,31	-501.396,51
9	103.124,25	77.939,71	-423.456,80
10	-25.327,21	-18.555,56	-442.012,36
11	101.421,73	72.028,83	-369.983,53
12	100.570,47	69.236,40	-300.747,14
13	99.719,20	66.547,46	-234.199,68
14	98.867,94	63.958,29	-170.241,39
15	98.016,68	61.465,30	-108.776,09
16	97.165,42	59.065,03	-49.711,07
17	96.314,16	56.754,13	7.043,06
18	95.462,90	54.529,39	61.572,45
19	94.611,64	52.387,69	113.960,13
20	-33.839,83	-18.163,58	95.796,55
21	92.909,11	48.341,52	144.138,07
22	92.057,85	46.431,37	190.569,44
23	91.206,59	44.592,88	235.162,33
24	90.355,33	42.823,46	277.985,79
25	89.504,07	41.120,60	319.106,38

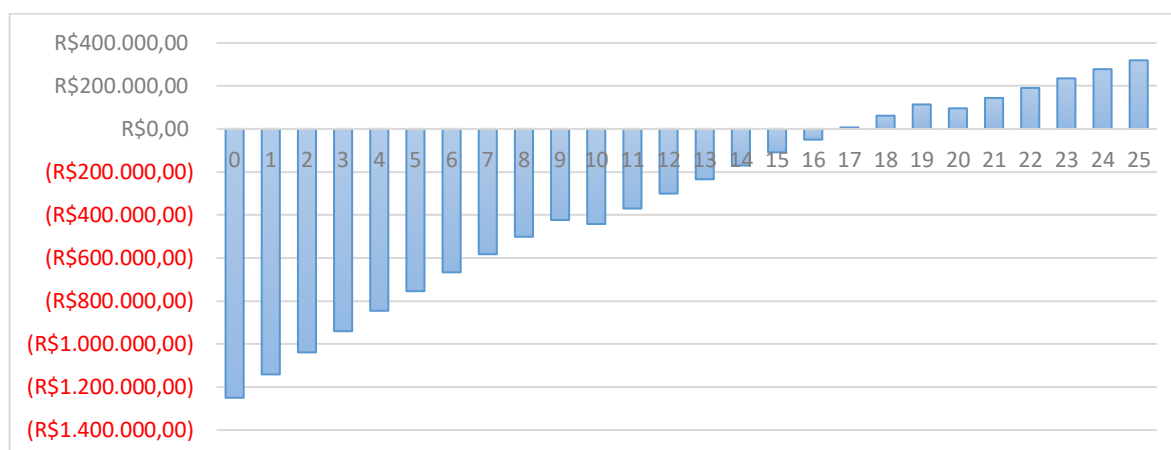


Figura 5.15 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 1.

Tabela 5.23 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 2.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-1.250.000,00
1	100%	271.280	99.886,99	0,00
2	97,50%	264.498	97.389,82	0,00
3	96,74%	262.434	96.629,81	0,00
4	95,98%	260.370	95.869,80	0,00
5	95,22%	258.306	95.109,79	0,00
6	94,46%	256.242	94.349,78	0,00
7	93,70%	254.178	93.589,77	0,00
8	92,93%	252.113	92.829,76	0,00
9	92,17%	250.049	92.069,75	0,00
10	91,41%	247.985	91.309,74	-127.600,20
11	90,65%	245.921	90.549,73	0,00
12	89,89%	243.857	89.789,72	0,00
13	89,13%	241.793	89.029,71	0,00
14	88,37%	239.729	88.269,70	0,00
15	87,61%	237.665	87.509,69	0,00
16	86,85%	235.601	86.749,68	0,00
17	86,09%	233.537	85.989,67	0,00
18	85,33%	231.473	85.229,66	0,00
19	84,57%	229.409	84.469,65	0,00
20	83,80%	227.344	83.709,64	-127.600,20
21	83,04%	225.280	82.949,63	0,00
22	82,28%	223.216	82.189,62	0,00
23	81,52%	221.152	81.429,61	0,00
24	80,76%	219.088	80.669,60	0,00
25	80,00%	217.024	79.909,59	0,00

Tabela 5.24 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 2.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-1.250.000,00	-1.250.000,00	-1.250.000,00
1	99.886,99	96.827,25	-1.153.172,75
2	97.389,82	91.514,70	-1.061.658,04
3	96.629,81	88.019,14	-973.638,91
4	95.869,80	84.651,85	-888.987,05
5	95.109,79	81.408,27	-807.578,78
6	94.349,78	78.283,98	-729.294,80
7	93.589,77	75.274,70	-654.020,10
8	92.829,76	72.376,33	-581.643,77
9	92.069,75	69.584,89	-512.058,88
10	-36.290,46	-26.587,60	-538.646,48
11	90.549,73	64.307,63	-474.338,85
12	89.789,72	61.814,54	-412.524,31
13	89.029,71	59.413,84	-353.110,47
14	88.269,70	57.102,22	-296.008,25
15	87.509,69	54.876,47	-241.131,79
16	86.749,68	52.733,49	-188.398,29
17	85.989,67	50.670,32	-137.727,98
18	85.229,66	48.684,06	-89.043,92
19	84.469,65	46.771,94	-42.271,98
20	-43.890,56	-23.558,33	-65.830,31
21	82.949,63	43.159,51	-22.670,80
22	82.189,62	41.454,12	18.783,31
23	81.429,61	39.812,71	58.596,02
24	80.669,60	38.232,96	96.828,98
25	79.909,59	36.712,64	133.541,62

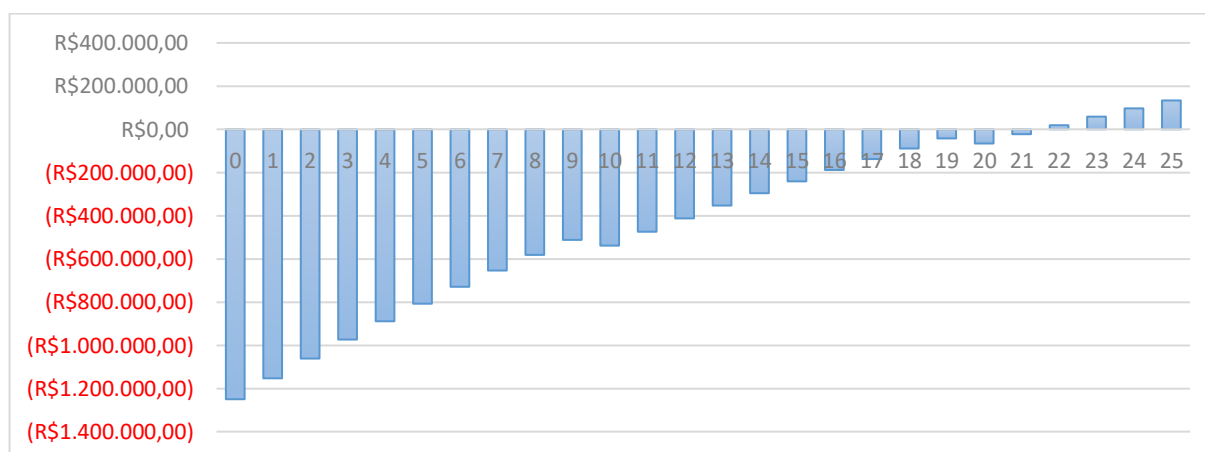


Figura 5.16 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 2.

Tabela 5.25 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 3.

Ano	Rendimento Sistema (%)	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-1.250.000,00
1	100%	271.280	94.471,44	0,00
2	97,50%	264.498	92.109,65	0,00
3	96,74%	262.434	91.390,85	0,00
4	95,98%	260.370	90.672,04	0,00
5	95,22%	258.306	89.953,24	0,00
6	94,46%	256.242	89.234,43	0,00
7	93,70%	254.178	88.515,63	0,00
8	92,93%	252.113	87.796,82	0,00
9	92,17%	250.049	87.078,02	0,00
10	91,41%	247.985	86.359,22	-127.600,20
11	90,65%	245.921	85.640,41	0,00
12	89,89%	243.857	84.921,61	0,00
13	89,13%	241.793	84.202,80	0,00
14	88,37%	239.729	83.484,00	0,00
15	87,61%	237.665	82.765,19	0,00
16	86,85%	235.601	82.046,39	0,00
17	86,09%	233.537	81.327,58	0,00
18	85,33%	231.473	80.608,78	0,00
19	84,57%	229.409	79.889,98	0,00
20	83,80%	227.344	79.171,17	-127.600,20
21	83,04%	225.280	78.452,37	0,00
22	82,28%	223.216	77.733,56	0,00
23	81,52%	221.152	77.014,76	0,00
24	80,76%	219.088	76.295,95	0,00
25	80,00%	217.024	75.577,15	0,00

Tabela 5.26 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 3.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-1.250.000,00	-1.250.000,00	-1.250.000,00
1	94.471,44	91.577,59	-1.158.422,41
2	92.109,65	86.553,07	-1.071.869,35
3	91.390,85	83.247,02	-988.622,32
4	90.672,04	80.062,30	-908.560,02
5	89.953,24	76.994,58	-831.565,45
6	89.234,43	74.039,67	-757.525,78
7	88.515,63	71.193,55	-686.332,23
8	87.796,82	68.452,32	-617.879,92
9	87.078,02	65.812,22	-552.067,70
10	-41.240,98	-30.214,52	-582.282,22
11	85.640,41	60.821,07	-521.461,14
12	84.921,61	58.463,15	-462.997,99
13	84.202,80	56.192,61	-406.805,38
14	83.484,00	54.006,32	-352.799,06
15	82.765,19	51.901,24	-300.897,82
16	82.046,39	49.874,45	-251.023,37
17	81.327,58	47.923,13	-203.100,24
18	80.608,78	46.044,56	-157.055,68
19	79.889,98	44.236,11	-112.819,56
20	-48.429,03	-25.994,36	-138.813,92
21	78.452,37	40.819,53	-97.994,39
22	77.733,56	39.206,61	-58.787,78
23	77.014,76	37.654,19	-21.133,59
24	76.295,95	36.160,09	15.026,50
25	75.577,15	34.722,20	49.748,69

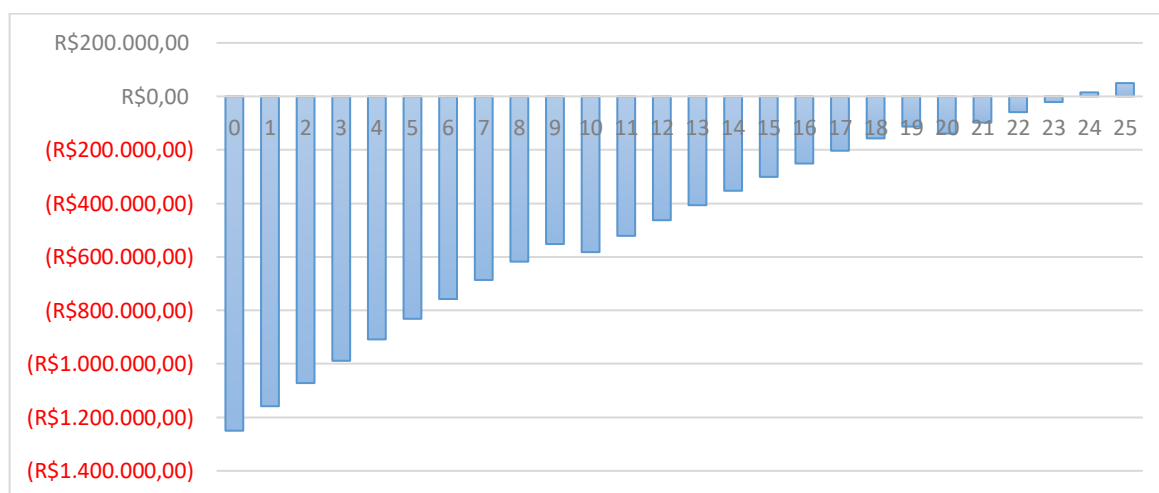


Figura 5.17 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 3.

Tabela 5.27 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 4.

Ano	Rendimento Sistema (%)	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-1.250.000,00
1	100%	271.280	84.377,85	0,00
2	97,50%	264.498	82.268,40	0,00
3	96,74%	262.434	81.626,39	0,00
4	95,98%	260.370	80.984,39	0,00
5	95,22%	258.306	80.342,38	0,00
6	94,46%	256.242	79.700,38	0,00
7	93,70%	254.178	79.058,37	0,00
8	92,93%	252.113	78.416,37	0,00
9	92,17%	250.049	77.774,36	0,00
10	91,41%	247.985	77.132,36	-127.600,20
11	90,65%	245.921	76.490,35	0,00
12	89,89%	243.857	75.848,35	0,00
13	89,13%	241.793	75.206,34	0,00
14	88,37%	239.729	74.564,34	0,00
15	87,61%	237.665	73.922,33	0,00
16	86,85%	235.601	73.280,32	0,00
17	86,09%	233.537	72.638,32	0,00
18	85,33%	231.473	71.996,31	0,00
19	84,57%	229.409	71.354,31	0,00
20	83,80%	227.344	70.712,30	-127.600,20
21	83,04%	225.280	70.070,30	0,00
22	82,28%	223.216	69.428,29	0,00
23	81,52%	221.152	68.786,29	0,00
24	80,76%	219.088	68.144,28	0,00
25	80,00%	217.024	67.502,28	0,00
26	79,24%	214.960	66.860,27	1,00
27	78,48%	212.896	66.218,27	2,00
28	77,72%	210.832	65.576,26	3,00
29	76,96%	208.768	64.934,26	4,00
30	76,20%	206.704	64.292,25	5,00

Tabela 5.28 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 4.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-1.250.000,00	-1.250.000,00	-1.250.000,00
1	84.377,85	81.793,18	-1.168.206,82
2	82.268,40	77.305,50	-1.090.901,32
3	81.626,39	74.352,68	-1.016.548,64
4	80.984,39	71.508,22	-945.040,42
5	80.342,38	68.768,26	-876.272,16
6	79.700,38	66.129,06	-810.143,10
7	79.058,37	63.587,03	-746.556,07
8	78.416,37	61.138,68	-685.417,39
9	77.774,36	58.780,66	-626.636,73
10	-50.467,84	-36.974,42	-663.611,15
11	76.490,35	54.322,78	-609.288,37
12	75.848,35	52.216,78	-557.071,59
13	75.206,34	50.188,84	-506.882,75
14	74.564,34	48.236,13	-458.646,62
15	73.922,33	46.355,97	-412.290,65
16	73.280,32	44.545,73	-367.744,92
17	72.638,32	42.802,89	-324.942,03
18	71.996,31	41.125,03	-283.817,00
19	71.354,31	39.509,80	-244.307,19
20	-56.887,90	-30.534,67	-274.841,86
21	70.070,30	36.458,26	-238.383,60
22	69.428,29	35.017,66	-203.365,94
23	68.786,29	33.631,11	-169.734,83
24	68.144,28	32.296,65	-137.438,18
25	67.502,28	31.012,38	-106.425,80
26	66.861,27	29.776,93	-76.648,87
27	66.220,27	28.588,08	-48.060,80
28	65.579,26	27.444,11	-20.616,68
29	64.938,26	26.343,41	5.726,72
30	64.297,25	25.284,38	31.011,11

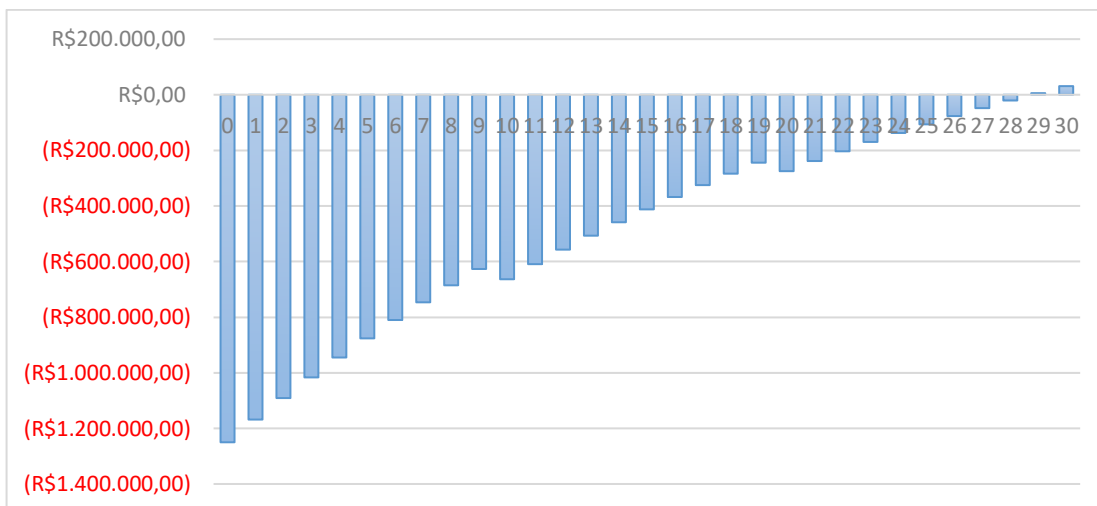


Figura 5.18 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 4.

Tabela 5.29 - Percentual de geração, energia gerada com relação ao primeiro ano, economia referente à geração e despesas previstas para cada período. 3º caso. Alternativa 5.

Ano	Rendimento Sistema	Energia Gerada (kWh)	Economia Anual (R\$)	Despesas (R\$)
0				-1.250.000,00
1	100%	271.280	78.923,10	0,00
2	97,50%	264.498	76.950,03	0,00
3	96,74%	262.434	76.349,52	0,00
4	95,98%	260.370	75.749,02	0,00
5	95,22%	258.306	75.148,52	0,00
6	94,46%	256.242	74.548,02	0,00
7	93,70%	254.178	73.947,52	0,00
8	92,93%	252.113	73.347,01	0,00
9	92,17%	250.049	72.746,51	0,00
10	91,41%	247.985	72.146,01	-127.600,20
11	90,65%	245.921	71.545,51	0,00
12	89,89%	243.857	70.945,01	0,00
13	89,13%	241.793	70.344,50	0,00
14	88,37%	239.729	69.744,00	0,00
15	87,61%	237.665	69.143,50	0,00
16	86,85%	235.601	68.543,00	0,00
17	86,09%	233.537	67.942,50	0,00
18	85,33%	231.473	67.342,00	0,00
19	84,57%	229.409	66.741,49	0,00
20	83,80%	227.344	66.140,99	-127.600,20
21	83,04%	225.280	65.540,49	0,00
22	82,28%	223.216	64.939,99	0,00
23	81,52%	221.152	64.339,49	0,00
24	80,76%	219.088	63.738,98	0,00
25	80,00%	217.024	63.138,48	0,00
26	79,24%	214.960	62.537,98	0,00
27	78,48%	212.896	61.937,48	0,00
28	77,72%	210.832	61.336,98	0,00
29	76,96%	208.768	60.736,47	0,00
30	76,20%	206.704	60.135,97	0,00
31	75,43%	204.639	59.535,47	0,00
32	74,67%	202.575	58.934,97	0,00
33	73,91%	200.511	58.334,47	0,00
34	73,15%	198.447	57.733,97	0,00
35	72,39%	196.383	57.133,46	0,00

Tabela 5.30 - Resultados de investimento do sistema do 3º caso. Alternativa 5.

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	Payback Descontado (R\$)
0	-1.250.000,00	-1.250.000,00	-1.250.000,00
1	78.923,10	76.505,53	-1.173.494,47
2	76.950,03	72.307,96	-1.101.186,51
3	76.349,52	69.546,03	-1.031.640,49
4	75.749,02	66.885,46	-964.755,03
5	75.148,52	64.322,63	-900.432,40
6	74.548,02	61.854,04	-838.578,36
7	73.947,52	59.476,34	-779.102,02
8	73.347,01	57.186,27	-721.915,75
9	72.746,51	54.980,69	-666.935,06
10	-55.454,19	-40.627,59	-707.562,65
11	71.545,51	50.811,00	-656.751,65
12	70.945,01	48.841,14	-607.910,51
13	70.344,50	46.944,30	-560.966,21
14	69.744,00	45.117,83	-515.848,38
15	69.143,50	43.359,21	-472.489,17
16	68.543,00	41.666,00	-430.823,17
17	67.942,50	40.035,83	-390.787,34
18	67.342,00	38.466,44	-352.320,90
19	66.741,49	36.955,63	-315.365,28
20	-61.459,21	-32.988,33	-348.353,60
21	65.540,49	34.101,36	-314.252,24
22	64.939,99	32.753,89	-281.498,36
23	64.339,49	31.456,97	-250.041,38
24	63.738,98	30.208,78	-219.832,61
25	63.138,48	29.007,53	-190.825,07
26	62.537,98	27.851,54	-162.973,54
27	61.937,48	26.739,15	-136.234,39
28	61.336,98	25.668,77	-110.565,62
29	60.736,47	24.638,88	-85.926,75
30	60.135,97	23.648,00	-62.278,75
31	59.535,47	22.694,70	-39.584,05
32	58.934,97	21.777,62	-17.806,43
33	58.334,47	20.895,43	3.089,00
34	57.733,97	20.046,85	23.135,84
35	57.133,46	19.230,65	42.366,49

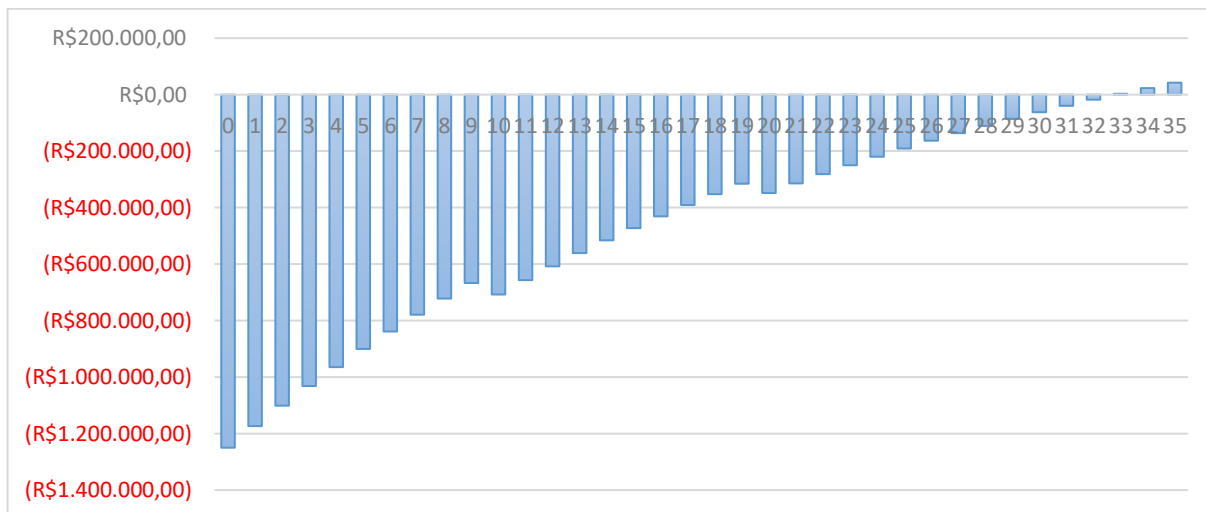


Figura 5.19 - Payback descontado do sistema do 3º caso. Alternativa 5.