

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
ENGENHARIA ELÉTRICA

CAIO VINICIUS ASSIS FIORAVANTE

**ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA COM A IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM COMÉRCIO VAREJISTA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2018

CAIO VINICIUS ASSIS FIORAVANTE

**ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA COM A IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMA
FOTOVOLTAICO EM COMÉRCIO VAREJISTA**

Trabalho de Conclusão de Curso do Curso Superior de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dra. Gabriela Helena
Bauab Shiguemoto

CORNÉLIO PROCÓPIO
2018



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento Acadêmico de Elétrica
Curso de Engenharia Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Caio Vinicius Assis Fioravante

ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA COM A IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM COMÉRCIO VAREJISTA

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 09:00hs do dia 06/11/2018 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Dr(a). Gabriela Helena Bauab Shiguemoto - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). Murilo da Silva - (Membro)

Prof(a). Dr(a). Silvio Aparecido de Souza - (Membro)

RESUMO

O estudo realizado neste trabalho tem como objetivo analisar o retorno financeiro na implementação de um sistema fotovoltaico de médio porte em um consumidor comercial. Utilizando dados reais obtidos em parceria com um estabelecimento comercial e com dados tarifários e de geração solar, pretende-se apresentar de forma técnica o tempo de retorno ao investimento financeiro necessário para a instalação completa do sistema, no qual irá funcionar em conjunto com um gerador à diesel. A partir dos resultados obtidos do sistema e custos para instalação de uma geração fotovoltaica, desenvolveu-se 3 projeções de retorno baseadas na variação inflacionária brasileira para os próximos 25 anos.

Palavras-chave: Retorno Financeiro de um Sistema Fotovoltaico Híbrido, Mini geração Distribuída em Consumidor Comercial, Tarifa Grupo A.

ABSTRACT

The study realized in this work has as an objective the analysis of the financial return of the implementation of a medium size photovoltaic system for a commercial user. Using the analysis of real data obtained in a partnership with the commercial user studied, the data of the Brazilian tariff system and the solar generation power, it is intended to show the time of financial return necessary for the complete installation of the solar system that will be working in cooperation with a diesel generator. From the data obtained of the capacity of generation for the system and costs, has been developed 3 projections of payback time based on the Brazilian inflation fluctuation for the next 25 years.

Key-words: Financial Return of a Hybrid Photovoltaic System, Distributed Minigeration of Commercial User, Group A Tariff

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Preço por Watt de Células Fotovoltaicas em Dólares	13
Figura 2 - Sistema de Microgeração	14
Figura 3- Sistema Fotovoltaico Industrial	15
Figura 4 - Valor da tarifa em 100kWh.....	18
Figura 5 - Comparativo entre tarifas Branca e Convencional	22
Figura 6 - Pico de geração solar	26
Figura 7 – Consumo Comercial com Gerador	26
Figura 8 - Sistema Híbrido Fotovoltaico	27
Figura 9 - Vista Satélite	29
Figura 10 - Fachada Supermercado.....	29
Figura 11 - Visualização CAD do Supermercado	30
Figura 12 - Gerador à Diesel em Operação	30
Figura 13 - Gráfico de Consumo e Geração Estimados	37
Figura 14 - Payback Inflação 4%.....	39
Figura 15 - Payback Inflação 8%.....	40
Figura 16 - Payback Inflação 16%.....	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tarifação Grupo A4 ANEEL	20
Tabela 2 - Tarifa Vigente ELEKTRO em 2018/1	21
Tabela 3 - Tarifa Futura ELEKTRO 2018/2	21
Tabela 4 - Consumo Diesel	31
Tabela 5 - Consumo Médio 2018 (kWh).....	33
Tabela 6 - Índice HSP da Região	33
Tabela 7 – Eficiência Considerada	34
Tabela 8 - Sistema Proposto	35
Tabela 9 - Dimensão do Sistema Instalado.....	35
Tabela 10 - Geração Mensal Real Estimada.....	36
Tabela 11 - Payback do Sistema c/ Inflação 8%	38

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	9
1.1 OBJETIVOS	10
1.1.1 Objetivo Geral	10
1.1.2 Objetivo Específico.....	10
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	10
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	12
2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	12
2.1.1 Célula Fotovoltaica	12
2.1.2 Sistemas Fotovoltaicos Comerciais.....	13
2.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (<i>SMART GRIDS</i>)	15
2.3 SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO	17
2.3.1 Sistema De Bandeiras Tarifárias.....	17
2.3.2 Grupo Consumidor	19
2.3.3 Tarifa Branca.....	21
2.4 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	23
2.5 GERENCIAMENTO DE DEMANDA.....	25
3 LEVANTAMENTO DE DADOS.....	29
4 PROPOSTA DO PROJETO DE IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO. 32	
4.1 ANÁLISE DE RETORNO FINANCEIRO	37
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	44
REFERÊNCIAS.....	45
APÊNDICE A – DADOS DE CONSUMO DO COMÉRCIO.....	49
APÊNDICE B – CÁLCULO DO <i>PAYBACK</i>.....	52

1 INTRODUÇÃO

Com a crescente demanda energética interna o Brasil, devido ao histórico de desenvolvimento elétrico majoritariamente dependente de energia hídrica e termoelétrica, o governo brasileiro viu-se em um impasse para o crescimento do setor, devido a limitações geográficas e ambientais para instalação de novas usinas geradoras (BERMANN, 2007)

Em 1998, o país possuía 42% de sua produção de energia proveniente de combustíveis fósseis, enquanto países europeus utilizavam cerca de 82% desses combustíveis (GOLDEMBERG, 2000). Essa dependência fóssil foi cobrada no início de 2014, fazendo com que os preços do barril de petróleo tivessem uma queda expressiva, na qual representou um abalo na economia mundial e um reflexo importante nas atitudes que o governo brasileiro deveria tomar quanto ao futuro da matriz energética da nação, já que a maioria do petróleo bruto produzido aqui era exportado.

Logo, visando a adequação do país dentro de questões sustentáveis e, conseqüentemente, a conquista de melhores posições no ranking de países “verdes”, segundo o *Environmental Performance Index (EPI)*, o governo optou por oferecer benefícios para implantações de formas renováveis de geração de energia, fomentando a economia na área, como por exemplo o setor de geração solar. Há estimativas de que até 2020 painéis fotovoltaicos representarão por volta de 1,5% da capacidade total de geração de energia elétrica do país, ou seja, mais de 2600MW de potência associada (ANEEL, 2018).

O programa em questão, nomeado de Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (PROGD), teve como principal foco o estímulo da geração de energia a partir de placas solares dentro de unidades consumidoras que possa ser compartilhada com o sistema das distribuidoras de energia, hoje comumente denominadas de micro ou mini geração. Tais sistemas estão se tornando cada vez mais populares em residências e comércios, já que traz ao consumidor maior independência da rede da concessionária além de retorno financeiro à longo prazo.

1.1 OBJETIVOS

Tópico com função geral de apresentar o objetivo do trabalho, bem como os objetivos específicos que foram alcançados ao longo do estudo de caso.

1.1.1 Objetivo Geral

Análise de viabilidade econômica e retorno financeiro em implementação de sistema fotovoltaico para um consumidor comercial grupo A, com uso conjunto de gerador à diesel.

1.1.2 Objetivo Específico

- Análise de viabilidade econômica e custos de implementação, além de custos tarifários, seguindo os planos vigentes para o período de 2018;
- Expor graficamente dados referentes à demanda, geração e integração de um sistema fotovoltaico híbrido funcionando em conjunto com a rede convencional de energia elétrica para abastecimento de um supermercado.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho apresentado aqui está dividido em 5 capítulos, incluso este capítulo introdutório.

O capítulo 2 trata da revisão bibliográfica referente aos tópicos de sistemas fotovoltaicos, *smart grids*, sistema tarifário brasileiro e isenção de impostos em geração.

O capítulo 3 é referente ao levantamento de dados do local no qual o trabalho efetuará a análise.

O capítulo 4 apresenta os cálculos e projeto para a implementação do sistema fotovoltaico no comércio, atendendo os limites físicos e estruturais do mesmo e a análise de viabilidade financeira e retorno em anos do mesmo (*payback*), respectivamente.

Por fim, o capítulo 5 apresenta as considerações finais do trabalho realizado, resumindo o estudo de caso e os resultados obtidos e também sugestão de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1.1 Célula Fotovoltaica

Em 1839, o físico francês Edmond Becquerel, aos 19 anos construía a primeira célula fotovoltaica do mundo. Posteriormente, em 83 do mesmo século, Charles Fritts finalizava a primeira célula em estado sólido, constituída de um semicondutor de selênio com uma fina camada de ouro nas junções, a célula possuía cerca de 1% de eficiência. Contudo, foi somente no século posterior, em 1954 que a primeira célula fotovoltaica comercial foi lançada. Em 1958, os Estados Unidos lançavam o primeiro satélite a possuir painéis solares como fonte de energia alternativa, sendo até hoje a principal fonte de conversão de energia utilizada em módulos e satélites no espaço. Em síntese, uma célula fotovoltaica é caracterizada pelo dispositivo responsável na conversão de energia luminosa proveniente do sol (radiação solar) em energia elétrica. Tal conversão se dá em um processo físico-químico em que a entrada de fótons da luz solar gera a movimentação de elétrons no material, gerando corrente elétrica e, conseqüentemente, eletricidade. São construídas de material semicondutor e tradicionalmente interligadas em série para a construção de painéis fotovoltaicos.

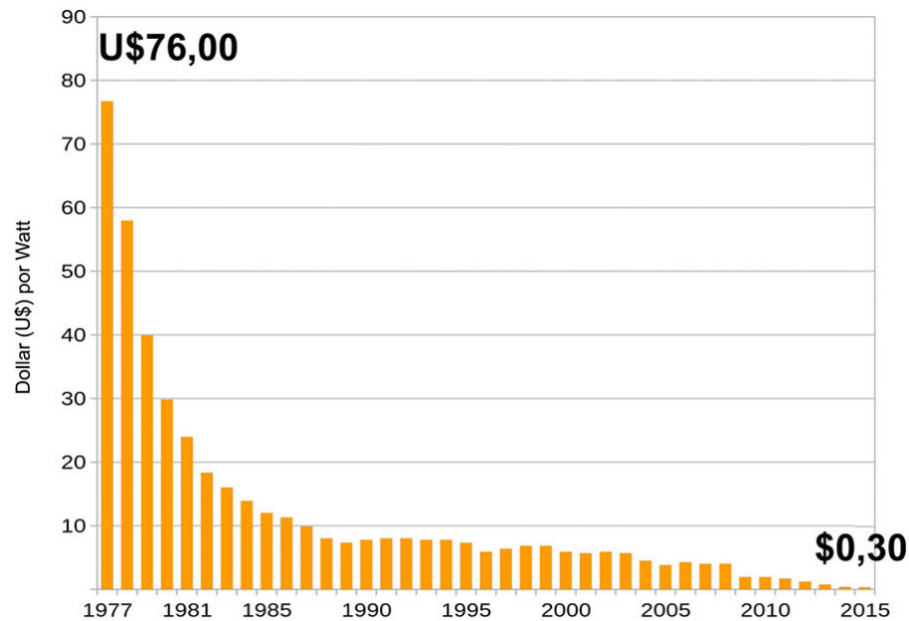
Em eficiência, tem-se o quanto de energia elétrica a célula é capaz de produzir por 1m^2 durante 1 hora de funcionamento em condições de laboratório (STC = 25°C – $1000\text{W}/\text{m}^2$ - 1.5AM). Em outras palavras, células de 20% por exemplo, produzem 200W de potência por 1m^2 em 60 minutos (US DOE, 2014).

Com avanços em pesquisas de manufatura e tecnologias novas para produção de células, comercialmente já se pode encontrar painéis com eficiência acima dos 45%.

Com a otimização da manufatura somada ao aumento da capacidade produtiva mundial, e conseqüentemente, a popularização da tecnologia, o preço médio de células

fotovoltaicas teve redução drástica ao decorrer das décadas, chegando a patamares de U\$0,30 por Watt em 2015, como evidenciado na Figura 1.

Figura 1- Preço por Watt de Células Fotovoltaicas em Dólares



Fonte: Portal Solar, 2015

2.1.2 Sistemas Fotovoltaicos Comerciais

Em um sistema fotovoltaico (SF) a geração de energia elétrica se dá pelo seguinte processo:

1. O conjunto de painéis solares converte a luz solar em energia elétrica de corrente contínua (CC);
2. Inversores Fotovoltaicos (IF) atuam na transformação da corrente contínua para corrente alternada (AC);
3. A corrente AC então é transmitida a um sistema de armazenamento (também chamados de sistemas Híbridos) ou diretamente ao quadro de distribuição (QD) do imóvel;
4. Caso a energia produzida pelo sistema solar seja insuficiente para o consumo interno, o sistema utiliza energia proveniente da rede pública comercial;

5. Em casos de superprodução, é possível a instalação de medidores de energia elétrica bidirecionais nos quais permitem a venda da energia sobressalente para o sistema público comercial (concessionária). A Figura 2 exemplifica o sistema em uma residência.

Figura 2 - Sistema de Microgeração



Fonte: ANEEL, 2016

O Sistema Fotovoltaico Comercial (SFC) possui funcionamento semelhante ao residencial, geralmente se diferenciando pela faixa de potência instalada. O número de painéis e a potência final geralmente se dão através de um levantamento do histórico médio de consumo do comércio em questão, da carga contratada, além da avaliação pericial da área disponível para instalação e da incidência de radiação solar no local.

Em números, a potência instalada em estabelecimentos comerciais se dá entre 10 e 100kWp (Watt-pico, medida de potência energética associada a células fotovoltaicas que indica a potência máxima capaz de ser produzida pelo sistema de painéis solares) ocupando áreas a partir de 60m².

O tipo de sistema (*Off-Grid*, *On-Grid* e Híbrido) dependerá do objetivo do contratante e das capacidades do sistema elétrico da região. Para sistemas *Off-Grid*, os painéis são instalados sem ligação com a rede da concessionária. Já em sistemas *On-Grid* o sistema é ligado também à rede da concessionária, o que permite a revenda da

superprodução através dos medidores bidirecionais. Em Híbridos, existe a unificação de um ou mais tipos de geração ao sistema *On-Grid* ou *Off-Grid* (geradores eólicos, painéis fotovoltaicos, turbinas hidrelétricas, banco de baterias). Na Figura 3, um sistema industrial fotovoltaico é mostrado.

Figura 3- Sistema Fotovoltaico Industrial



Fonte: Kohls, 2016

2.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (*SMART GRIDS*)

Em redes convencionais, a energia é transportada através de sistemas elétricos de potência (SEP) nos quais têm a função de levar a energia elétrica produzida nas usinas geradoras, ou *power plants*, para os consumidores finais. Esse conceito nasceu através do resultado da industrialização e necessidades energéticas no início dos anos 70, no século 19. Nos tempos atuais o sistema trabalha quase que exclusivamente em corrente alternada (CA). Sua maior expressividade em desenvolvimento tecnológico se deu no século 20, onde tecnologias de sistemas interligados foram implementadas, dando resultado ao SEP de hoje.

Um reflexo da limitação da rede convencional se deu no Brasil, entre 2001 e 2002, período em que o país sentia os efeitos do racionamento de energia elétrica. A causa foi o déficit entre a geração do setor que era insuficiente para a demanda do consumidor, a precariedade do sistema e as limitações do setor. O racionamento do período causou impactos negativos no desenvolvimento da indústria, comércio, economia e na política nacional durante e após o período dos apagões (BARDELIN, 2004).

Com a crescente demanda de modernização do setor para a otimização do sistema, surgia as *smart grids*, conceito para caracterizar a modernização da rede elétrica atual e conseqüentemente a otimização do sistema como um todo. Utilizando de tecnologias de controle e monitoramento, as redes *smart* tem como principal função o balanceamento entre demanda e oferta, ou seja, coordenar a geração e distribuição de energia elétrica com o objetivo de melhorar a eficiência da rede. Segundo OCEPEL (2016), o surgimento da rede inteligente é um reflexo da maior seriedade do mercado global de energia com a qualidade de energia elétrica (QE), e se desenvolve lado a lado com a eficiência energética.

Agregando todo o setor elétrico, desde geração até comercialização, as redes inteligentes têm como objetivo final a automatização e interconexão de todo o sistema. Sua implementação ocorre com o uso extensivo de tecnologias de automação, computação e comunicações para monitoramento e controle da rede elétrica. Fora o espectro de infraestrutura de geração, o conceito de *smart grid* também necessita de um crescimento da infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados. A infraestrutura digital seria conhecida como uma *Internet de Equipamentos*, no qual interligaria os IEDs (*Inteligente Electronic Devices*) com a rede elétrica para a troca de informações e controle da mesma (FALCÃO, 2010).

Ainda segundo Falcão (2010), dentro do conceito de *smart grid*, são encontradas características como:

- Auto Recuperação da rede: capacidade de detectar, analisar e restaurar falhas;
- Empoderamento dos Consumidores: habilidade de incluir os equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;

- Tolerância de Ataques Externos: melhora de *firewall*, capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e virtuais;
- Qualidade de Energia (QE);
- Interconexão de diversas fontes de energia e demandas;
- Redução de impacto Ambiental;
- Viabilizar e beneficiar-se de mercados competitivos de energia.

2.3 SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO

2.3.1 Sistema De Bandeiras Tarifárias

Em vigor desde maio de 2015, o sistema de bandeiras tarifárias fez-se necessário devido a demanda por maior transparência no sistema tarifário brasileiro de acréscimos devido as dependências do sistema de geração de energia atual. Sendo o Brasil um país com geração predominantemente de usinas hidrelétricas, usinas nas quais dependem exclusivamente de índice de chuvas e níveis de reservatórios para operarem, em épocas de estiagem e secas, termoelétricas brasileiras são ligadas para continuar suprindo a demanda do consumidor. A utilização de termoelétricas para atendimento da demanda gera um aumento gradual no custo da produção de energia elétrica, e esse custo é repassado ao consumidor final através da tarifação por bandeiras. De acordo com a ANEEL:

Uma vez por mês, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) calcula o Custo Marginal de Operação (CMO) nas reuniões do Programa Mensal de Operação (PMO) - quando também é decidido se haverá ou não a operação das usinas termelétricas e o custo associado a essa geração. Após cada reunião, com base nas informações do ONS, a órgão aciona a bandeira tarifária vigente no mês seguinte (2015).

O sistema se divide em três cores distintas. Para cada cor existe um índice de acréscimo sobre a tarifa comum. As cores são: verde, amarela e vermelha.

Bandeira Verde: Representa condições favoráveis de geração de energia, nessa bandeira, a tarifa comum não sofre nenhum acréscimo.

Bandeira Amarela: Se estabelece no meio termo, em que condições de geração de energia se encontram menos favoráveis, sofrendo um leve acréscimo na tarifação de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Bandeira Vermelha: Ponto extremo da tarifação, geralmente entra em vigor durante grandes períodos de seca e capacidade de geração de usinas hidrelétricas deficitárias, sendo dividido em dois patamares. A tarifação, nesse estágio, sofre um acréscimo de R\$ 0,030 para o patamar 1 e de R\$ 0,050 para o patamar 2, para cada quilowatt-hora (kWh) consumido respectivamente.

Todos os consumidores cativos das distribuidoras são faturados pelo sistema de bandeiras, com exceção de Roraima (RR) no qual se localiza em um sistema isolado do restante do país (ANEEL, 2018). Abaixo, na Figura 4, o valor exemplificado para cada 100kWh.

Figura 4 - Valor da tarifa em 100kWh



Fonte: Autoria Própria, 2018.

O valor da tarifa é referente ao mês completo (30 dias), logo para contas de energia com vencimentos que coincidem com duas ou mais bandeiras tarifárias, o valor é relativo a fração do mês nos quais as bandeiras em questão ficaram ativas. Deve também, observar que para sistemas de mini e micro geração:

A bandeira tarifária deve incidir sobre consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, ou seja, o valor líquido (consumo medido reduzido da energia injetada). Além disso, para o consumidor do grupo B, quando o valor a ser faturado for o custo de disponibilidade, a bandeira incide sobre o valor integral do custo de disponibilidade (ANEEL, 2018).

2.3.2 Grupo Consumidor

De acordo com a ANEEL (2010), o Brasil possui dois grandes grupos tarifários nos quais classificam os consumidores: os de baixa tensão (Grupo B), no qual se conectam a tensões de até 2,3kV (geralmente 127 a 220V) e os consumidores de média e alta tensão (Grupo A) nos quais possuem tensões contratadas a partir de 2,3kV (quilo volts).

O estudo de caso no qual se baseia este trabalho utilizará dos valores tarifários do grupo A4 que se estende a consumidores de 2,3kV a 25kV, no qual se divide em três modalidades de fornecimento: Azul, Verde e Geração.

A modalidade Azul que é obrigatória nos grupos A1, A2 e A3 é opcional aos integrantes do grupo A4. Trata-se de uma modalidade na qual exige contrato específico com a concessionária, no qual se pactua tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta, quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta (MME, 2018). Diferente da modalidade Verde, na qual exige apenas um contrato específico para a demanda pretendida pelo consumidor (demanda contratada), independente da hora do dia. A Tabela 1 mostra os valores referentes ao cálculo base de tarifação segundo a ANEEL (2018).

Tabela 1 - Tarifação Grupo A4 ANEEL

Subgrupo	Modalidade	Posto	Tarifas De Aplicação			Base Econômica		
			TUSD		TE	TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25kV)	Azul	P	58,65	74,56	470,78	56,16	69,15	417,11
		FP	18,59	74,56	286,81	18,04	69,15	264,73
	Azul APE	P	58,65	24,18	0	56,16	21,14	0
		FP	18,59	24,18	0	18,04	21,14	0
	Verde	NA	18,59	0	0	18,04	0	0
		P	0	1485,25	470,78	0	1420,5	417,11
		FP	0	74,56	286,81	0	69,15	264,73
	Verde APE	NA	18,59	0	0	18,04	0	0
		P	0	1434,87	0	0	1372,5	0
		FP	0	24,18	0	0	21,14	0
	Geração	NA	13,11	0	0	13,11	0	0

Fonte: ANEEL, 2018.

As tarifas de sigla TUSD e TE são respectivamente: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Tarifa de Energia. Temos identificadas as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). Para os postos: Ponta (P), Fora de Ponta (FP) e Não Aplicado (NA). As modalidades identificadas como APE (autoprodução de energia) se referem a contratos para empreendimentos de geração de energia, tais como usinas hidrelétricas ou termelétricas.

As partes em cinza da Tabela 1 indicam a tarifação na qual se enquadra o consumidor comercial deste trabalho. Contudo o valor da tarifa varia de acordo com a concessionária contratada na região. Para métodos de análise de custos, o preço da concessionária atuante na região do comércio estudado neste trabalho é mostrado a seguir nas Tabelas 2 e 3.

Tabela 2 - Tarifa Vigente ELEKTRO em 2018/1

Subgrupo A4 Verde	TE (R\$/kWh)		TUSD (R\$/kWh)	
	P	FP	P	FP
A4 (2,3 a 25 kV)	0,39652	0,26137	0,97700	0,03338
Subgrupo A4 Verde	TUSD (R\$/kW)			
Demanda	P		FP	
A4 (2,3 a 25 kV)	16,5		-	

Fonte: ELEKTRO, 2018.

A Tabela 3 informa o reajuste tarifário feito pela concessionária no dia 27 de setembro de 2018, no qual terá validade para o restante do ano.

Tabela 3 - Tarifa Futura ELEKTRO 2018/2

Subgrupo A4 Verde	TE (R\$/kWh)		TUSD (R\$/kWh)	
	P	FP	P	FP
A4 (2,3 a 25 kV)	0,50729	0,32190	1,079560	0,063310
Subgrupo A4 Verde	TUSD (R\$/kW)			
Demanda	P		FP	
A4 (2,3 a 25 kV)	17,92		35,84	

Fonte: ELEKTRO, 2018.

2.3.3 Tarifa Branca

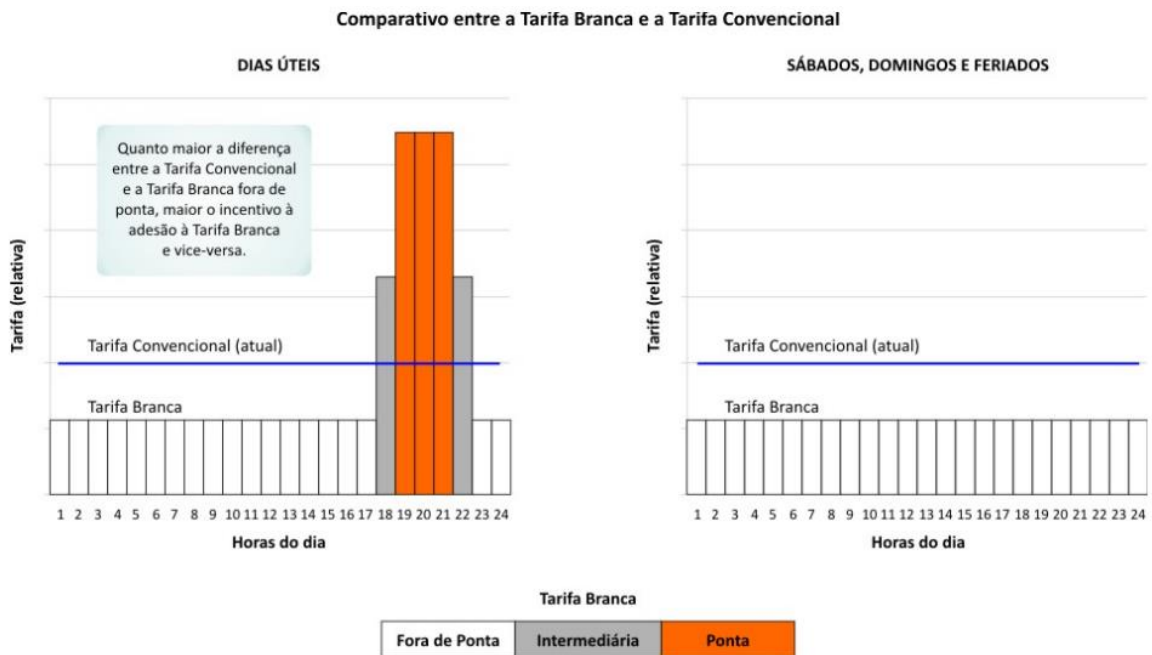
Em vigor desde o começo de janeiro de 2018, o sistema de tarifação branca é uma nova opção que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário de consumo (ANEEL, 2018). Vem sendo implementado exclusivamente em consumidores de baixa tensão (faixas de 127, 220, 380 e 440 Volts) que possuam média mensal superior a 500kWh e novas ligações na rede. A ANEEL possui planos de até 2020 atender todos os tipos de consumo mensal no sistema de tarifação branca.

Esse sistema se caracteriza pela possibilidade de o consumidor pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana em que consome a energia elétrica.

Ou seja, consumidores que priorizarem o uso do sistema elétrico em períodos de menor demanda (manhã, início da tarde e madrugada) terão seus custos mensais em energia elétrica reduzidos.

Em dias úteis, a tarifa se divide em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Sendo ponta e intermediário os intervalos com a energia mais cara, enquanto fora de ponta é mais barata. Para feriados e finais de semana o sistema opera somente em fora de ponta. A Figura 5 exemplifica o sistema de Tarifa Branca.

Figura 5 - Comparativo entre tarifas Branca e Convencional



Fonte: ANEEL, 2018.

Como observado, o sistema apresenta benefícios para usuários que possam ser capazes de gerenciar o seu consumo de energia para os horários em que as tarifas apresentam o menor custo. Portanto, sistemas com capacidade de geração de energia para uso individual são capazes de usufruir do sistema de tarifação com mais capacidades de ganho em economia de energia além de custos de tarifação com a rede comercial pública.

Contudo, até a conclusão deste trabalho, a Tarifa Branca abrange somente consumidores de baixa tensão (Grupo B). A partir da abrangência desse tipo de tarifação

nos grupos A, sua aplicação através de um estudo de caso para consumidores comerciais de média tensão (Grupo A4) com uso em conjunto com sistemas de geração poderá se tornar viável de acordo com o tipo de demanda do consumidor.

2.4 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo a Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012, a definição de Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) se caracteriza como um arranjo de geração no qual a energia ativa injetada pela unidade consumidora à rede é cedida, por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local, na qual compensa o consumidor posteriormente através de compensação no consumo contratado. O sistema, também conhecido como *net metering* se caracteriza pela instalação de pequenos geradores pelo consumidor (painéis solares fotovoltaicos, turbinas eólicas) e a energia gerada por esse sistema é utilizada de forma a abater o consumo da unidade. Em situações de consumo excedente, o consumidor recebe um saldo positivo, no qual tem validade de 60 meses a serem utilizados pela unidade consumidora ou qualquer outra unidade cadastrada, de acordo com o tipo listado a seguir:

- A) Geração Compartilhada: reunião de consumidores, nos quais se localizam dentro da mesma área de concessão ou permissão, através de consórcio ou cooperativa, composta de pessoa física ou jurídica que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- B) 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;

C) Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios): caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento. (ANEEL, 2018)

A compensação de créditos deve ser observada de acordo com o posto tarifário na qual foi gerada (ponta, fora de ponta e intermediário). Quando a utilização desses créditos se der em posto tarifário diferente no qual foi gerado, em especial para consumidores dos grupos azul, verde ou branca (Grupos B e A), o saldo de energia deve ser multiplicado atendendo as Tarifas de Energia (TE) aplicáveis no grupo vigente.

Ressalta-se também que, para unidades do Grupo B, mesmo que a energia injetada na rede seja superior ao consumo do usuário, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade (valor em reais) dos equivalentes: 30kWh (monofásico), 50kWh (bifásico) ou 100kWh (trifásico). Para consumidores do Grupo A, será devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada (ANEEL, 2018).

2.4.1 Impostos Federais

A) ICMS

O Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) pode ser cobrado de duas formas. Em estados nos quais aderiram ao Convênio do CONFAZ ICMS 16/2015, o imposto incide sobre a energia faturada no mês, no qual é dada pela diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede (em caso de produção superior ao consumo, soma-se aos créditos dos meses anteriores), regra na qual não se aplica a

geradoras acima de 1MW (um megawatt). Fazem parte da isenção, os estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo. Já em estados que não aderiram ao Convênio ICMS 16/2015, o imposto é cobrado sobre toda a energia consumida da rede.

Para critério de cálculo de imposto, o ICMS cobrado pelo estado de São Paulo no qual o comércio se encontra é de 18% (ELEKTRO, 2018).

B) PIS e COFINS

Através da publicação da Lei nº 13.169/2015 de 6 de outubro de 2015, a incidência do PIS e COFINS passou a ser cobrada sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída (ANEEL, 2016). A regra possui abrangência nacional, ou seja, vale igualmente para todos os Estados do país. Segundo a Elektro, concessionária na qual opera na região do comércio estudado, tem-se que:

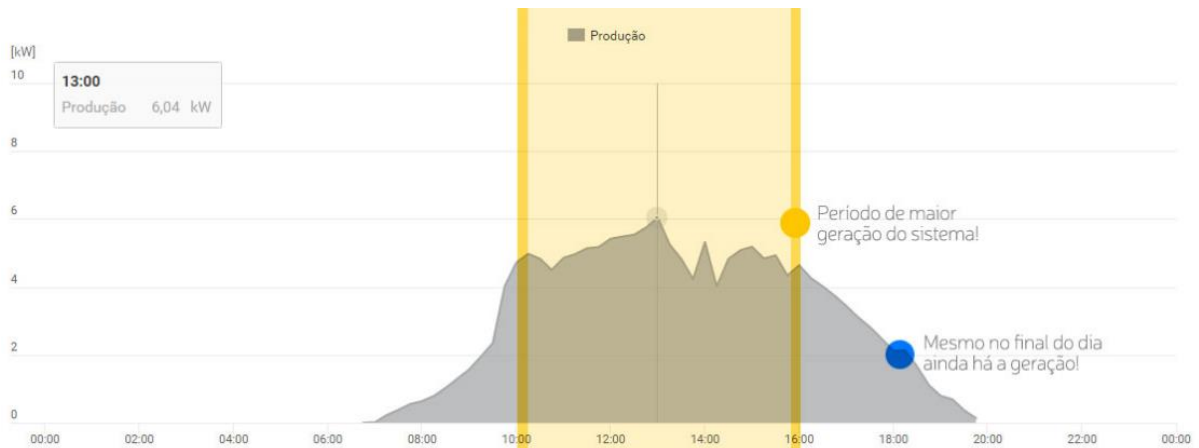
As alíquotas são de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS) e são apuradas de forma não-cumulativa. Assim, a alíquota média desses tributos que são lançados em sua conta de luz varia com o volume de créditos apurados mensalmente pela Elektro e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como energia adquirida para revenda ao cliente (2018).

2.5 GERENCIAMENTO DE DEMANDA

Sendo a geração de energia solar o tópico principal deste trabalho, a utilização dela será a responsável pela criação de um sistema que trabalhará em benefício do consumidor para redução de gastos através da utilização das tarifas flutuantes e do gerenciamento de demanda do sistema.

Em sistemas fotovoltaicos, os períodos de maior capacidade de geração de energia solar (insolação) se concentram entre 10h e 16h, período em que a tarifa VERDE do grupo A4 se estabelece em seus níveis mais baixos de cobrança. A Figura 6 é possível analisar uma curva de geração solar.

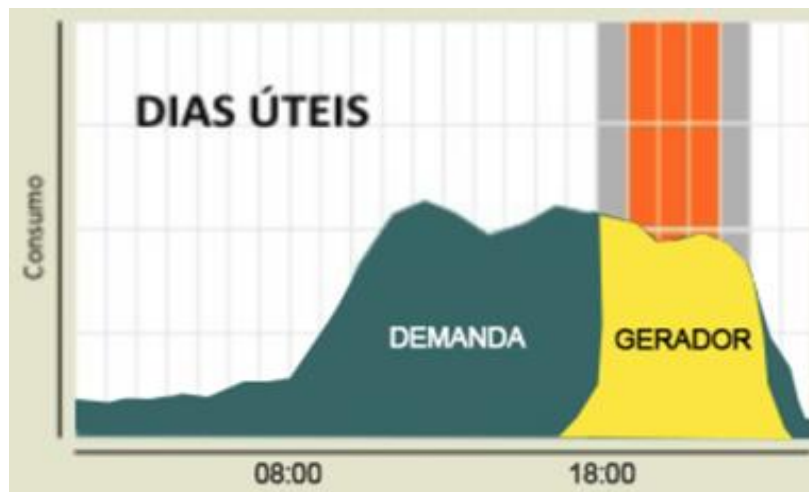
Figura 6 - Pico de geração solar



Fonte: Solar Valle, 2018.

Ainda, segundo a ANEEL (2012), os horários de maior consumo da rede ocorrem após as 18h, período no qual a tarifa apresenta os níveis mais altos (18h às 22h) no qual se refere ao período intermediário e de ponta. Na Figura 7 abaixo, é possível observar a crescente de consumo de acordo com o horário de funcionamento do comércio, tal como o período de uso do gerador à diesel. As colunas cinza e laranja representam a entrada e saída do período de ponta (alta tarifação).

Figura 7 – Consumo Comercial com Gerador



Fonte: ANEEL Adaptado, 2018.

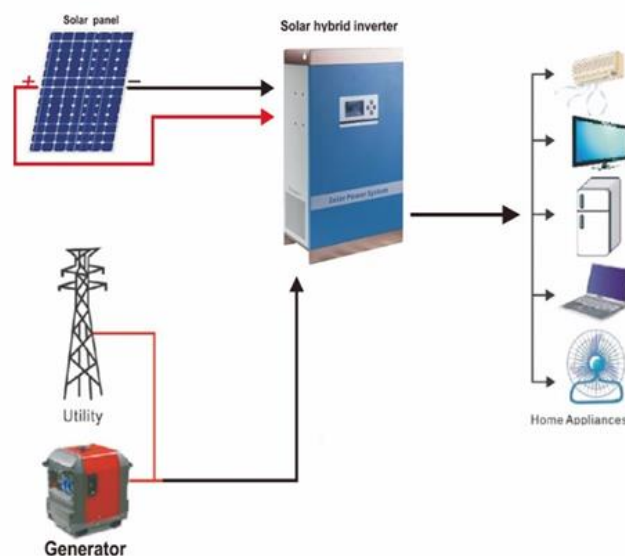
Com o uso de um gerador à diesel em horários pré-definidos por meio de um sistema de gerenciamento, o estabelecimento comercial consegue administrar a geração de energia de modo a utilizar a sua capacidade gerada em horários de maior pico tarifário da rede comercial. Com a adição de um sistema fotovoltaico *on grid*, a demanda do sistema comercial se tornaria ainda menor, tendo como principal vantagem a redução dos custos com energia elétrica mensal devido ao menor consumo da demanda contratada durante o dia.

Os ganhos dessa prática podem ser vistos em uma série de divisões:

- Melhor retorno do Investimento para instalação do Sistema Fotovoltaico, já que o comércio já dispõe de gerador para horários de ponta;
- Contribuição para a estabilidade da rede em períodos de alta demanda;
- Maior independência da rede elétrica comercial;
- Redução tarifária através do Convênio do CONFAZ ICMS 16/2015.

Logo, com a implementação do sistema fotovoltaico, o comércio em questão possuiria um sistema híbrido de geração, caracterizado por um gerador à diesel e um sistema de geração solar. A Figura 8 abaixo, exemplifica um sistema híbrido.

Figura 8 - Sistema Híbrido Fotovoltaico



Fonte: TGP Adaptado, 2018.

O sistema operará através da redução da demanda geral da concessionária com o uso conjunto do sistema fotovoltaico em horários de geração solar (horários com incidência solar) e com a utilização do gerador à diesel para funcionamento nos horários intermediário e ponta (alta tarifa) do grupo A.

3 LEVANTAMENTO DE DADOS

O estabelecimento comercial no qual os dados foram levantados está localizado no interior noroeste do Estado de São Paulo, no município de Dracena. Trata-se de um supermercado de médio porte que atende a cidade e região. As Figuras 9 e 10 mostram vista aérea do comércio e fachada.

Figura 9 - Vista Satélite



Fonte: Google Maps, 2018.

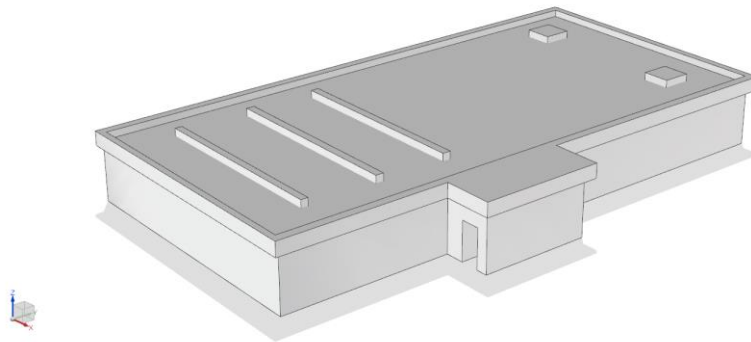
Figura 10 - Fachada Supermercado



Fonte: Google Maps, 2018.

A Figura 11 exemplifica o prédio principal na qual dispõe do telhado para a instalação do sistema fotovoltaico.

Figura 11 - Visualização CAD do Supermercado



Fonte: Autoria própria, 2018.

O comércio possui terreno de 10.000m² (dez mil metros quadrados) com área disponível para instalação de painéis fotovoltaicos de 1.200m² (mil e duzentos metros quadrados). Em funcionamento desde julho de 2009, o estabelecimento já dispõe de gerador à diesel que supre totalmente a demanda de operação em horários de alta tarifação do grupo A4 Verde (Ponta - P). A Figura 12 mostra o gerador à diesel do comércio.

Figura 12 - Gerador à Diesel em Operação



Fonte: Autoria Própria, 2018.

O gerador possui uma potência nominal de 250kW (duzentos e cinquenta quilowatts) e funciona durante os dias úteis das 18h às 20:30h, os dados referentes aos gastos mensais com a utilização do gerador são encontrados na Tabela 4 abaixo, os valores do diesel são referentes ao valor de mercado no período de julho de 2018.

Tabela 4 - Consumo Diesel

Potência Gerador	FP	
250kW	0.8	
Consumo Diesel	Médio	Máximo
Diário (Dias Úteis)	35 Litros	45 Litros
Mensal	770 Litros	990 Litros
Custo Diesel/Litro	R\$ 3,388	
Custo Diesel Mensal	R\$ 2.608,76	R\$ 3.354,12

Fonte: Autoria Própria, 2018.

O comércio possui demanda contratada de 195kW (quilo watts) no qual nos dará uma base para a análise de implementação fotovoltaica. Para a análise de demanda e gastos com energia elétrica, os dados referentes ao segundo trimestre do ano de 2018 foram obtidos juntamente com o comércio (Apêndice A). Os dados obtidos deram prosseguimento a proposta de implementação do sistema.

4 PROPOSTA DO PROJETO DE IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Todo o sistema fotovoltaico deste trabalho foi proposto por empresas que atuam na área da região do norte do Paraná, levando em consideração valores de mercado para os painéis, inversores, gastos de manutenção e instalação.

Em sistemas fotovoltaicos de micro e mini geração, empresas especializadas oferecem garantias médias de 5 anos, nas quais incluem todo o sistema: painéis, estrutura de montagem, inversores e conexões. Uma empresa de implementações de sistemas fotovoltaicos, na qual os dados foram obtidos quanto a proposta do sistema, oferece um monitoramento de desempenho do sistema de geração durante o primeiro ano de operação, além das garantias contra queda de eficiência de 20% (vinte por cento) por até 25 (vinte e cinco) anos e de fabricação dos módulos de 10 (dez) anos.

Os principais dados levados em consideração para a execução do projeto foram, respectivamente, em ordem de importância, a área disponível para a instalação dos painéis e a demanda contratada pelo comércio (1200m² e 195kW, respectivamente).

Como primeira iniciativa, levou-se em consideração o consumo mensal médio do comércio, obtido através de uma média simples do segundo trimestre de 2018, período no qual se tem as leituras de consumo. Os valores estão dispostos na Tabela 5.

Tabela 5 - Consumo Médio 2018 (kWh)

Período	Consumo Mensal (kWh/mês)
Janeiro	52596
Fevereiro	52596
Março	52596
Abril	58489
Maio	53828
Junho	45470
Julho	52596
Agosto	52596
Setembro	52596
Outubro	52596
Novembro	52596
Dezembro	52596
Média Anual Por Mês	52596
Média Diária	1753

Fonte: Autoria própria, 2018.

O índice de irradiação solar (HSP) utilizado foi disponibilizado pela CRESESB (2018), informado na Tabela 6.

Tabela 6 - Índice HSP da Região

Dracena - SP	HSP
Janeiro	5,91
Fevereiro	5,99
Março	5,44
Abril	4,81
Maio	4,03
Junho	3,71
Julho	3,88
Agosto	4,78
Setembro	4,9
Outubro	5,58
Novembro	6,05
Dezembro	6,36
Média	5,12

Fonte: CRSESB, 2018.

Para a constante de eficiência, levou-se em consideração as seguintes perdas, na Tabela 7, informadas pela empresa contratante do sistema fotovoltaico.

Tabela 7 – Eficiência Considerada

Eficiência	
Acúmulo Sujeira	1%
Diferença de Módulos	1%
Temperatura	12%
Efeito Joule	1%
Eficiência inversor	4%
Outros	1%
Eficiência Total	80%

Fonte: Empresa Fotovoltaica, 2018.

A média de 80% é o cedido pela empresa, considerando as médias de cada tipo mostrados na tabela.

O cálculo para a potência dos painéis se deu através da Equação 1.

$$Potência_{painel}(Wp) = \frac{Demanda_{comércio}(kWh)}{30 * HSP_{médio}} \quad [1]$$

Onde:

$HSP_{médio}$ é relativo ao índice de irradiação solar na região médio.

$Demanda_{comércio}(kWh)$ é a demanda média do estabelecimento.

Utilizando o valor médio para a demanda, obteve-se uma potência de 346,6Wp para os painéis. Por orientação da empresa, levando como aspecto o fator custo e benefício, o modelo escolhido foi o de 330Wp. Na Tabela 8 está listado o sistema proposto pela empresa levando em consideração a limitação da área de instalação.

Tabela 8 - Sistema Proposto

Sistema Fotovoltaico Comercial		
Tipo	Unidades	Modelo
Painel Solar Fotovoltaico	518	330Wp
Inversores	1	150kW
Instalação	NA	Fibrocimento
Área Estimada Instalada	1191m ²	

Fonte: Empresa Fotovoltaica, 2018.

Na Tabela 9, encontram-se a potência total do sistema e os valores de geração estimados, desconsiderando perdas e, na Tabela 10, os valores com perdas estimadas.

Tabela 9 - Dimensão do Sistema Instalado

Sistema e Geração estimados	
Potência Instalada	170,94kWp
Geração Média Mensal	20.256kWh
Preço médio kWh FP ELEKTRO (2018/1)	R\$0,295170
Abatimento médio mensal	R\$5.978,96
Redução emissão de CO2	71.453kg/Ano
Custo de Implementação	R\$ 736.666,00

Fonte: Empresa Fotovoltaica, 2018.

Tabela 10 - Geração Mensal Real Estimada

Mês	Eficiência	HSP	Demanda Faturada (kWh)	Geração Mensal (kWh)
Jan	80%	5,91	52596	24246,1296
Fev		5,99	52596	24574,3344
Mar		5,44	52596	22317,9264
Abr		4,81	58489	19733,3136
Mai		4,03	53828	16533,3168
Jun		3,71	45470	15220,4976
Jul		3,88	52596	15917,9328
Ago		4,78	52596	19610,2368
Set		4,9	52596	20102,544
Out		5,58	52596	22892,2848
Nov		6,05	52596	24820,488
Dez		6,36	52596	26092,2816
Média		5,12	52596	21005,1072

Fonte: Autoria Própria, 2018.

O preço médio considerado para a tarifa Fora de Ponta (FP) foi o relativo ao início do ano de 2018, antes da revisão de setembro da concessionária contratante. É importante notar que, devido a limitação da área de instalação das placas, o projeto possui potência instalada inferior a demanda contratada de 195kW, logo não existe a necessidade de mudança de contrato junto a concessionária, evitando acréscimos na tarifa e necessidade de novos cálculos para adequação do comércio.

Para o cálculo da energia de geração mensal, tem-se a Equação 2:

$$E_g = P_{tp} * HSP_{mês} * 30_{dias} * \eta_r \quad [2]$$

Em que:

E_g é a energia de geração do sistema.

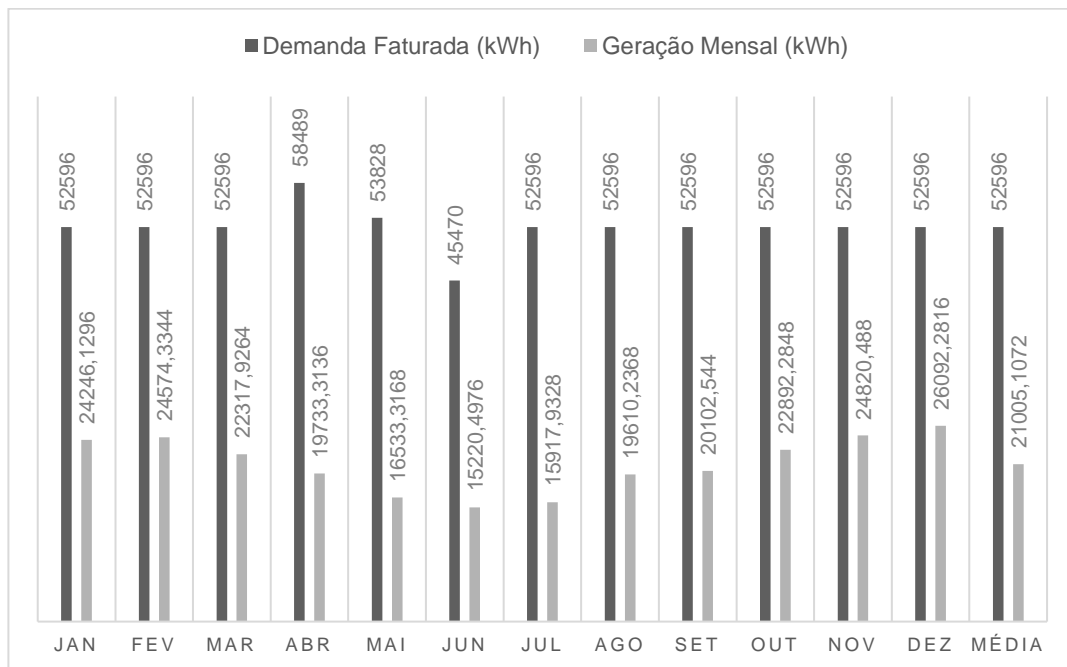
P_{tp} é referente a potência total dos painéis instalados.

η_r é o rendimento dos painéis.

HSP é o índice de irradiação solar médio do mês na região.

As projeções de geração calculadas (Tabela 10), levando em consideração o HSP de cada mês e a eficiência do sistema (Tabelas 6 e 7), são mostradas na Figura 13 abaixo.

Figura 13 - Gráfico de Consumo e Geração Estimados



Fonte: Autoria própria, 2018.

4.1 ANÁLISE DE RETORNO FINANCEIRO

Para critérios de cálculo de retorno financeiro do projeto (*payback*), serão considerados três cenários inflacionários no Brasil. Primeiro, o cenário com inflação energética média do período em 4%, o segundo com inflação energética média de 8% e por último o cenário com 16%. A medida tem base em variações inconstantes da tarifação energética devido a propostas e subsídios governamentais em tarifas. Para todos os cálculos, tomou-se o IPCA médio de 4,9% referente ao período de 2009 a 2018 disponibilizado pela ANEEL (2018).

Para o fluxo de caixa, tomou-se como base o valor da implementação do sistema cedido pela empresa fotovoltaica, no valor de R\$736.666,00 (Apêndice B). Abaixo, na Tabela 11 é possível analisar os três primeiros anos de operação do sistema.

Tabela 11 - Payback do Sistema c/ Inflação 8%

Anos	Inflação Energética (estimada)	Preço kWh com Inflação	Geração do Sistema em kWh	Manutenção (Empresa)	IPCA (médio)	Abatimento Médio Anual	Troca Inversor	Fluxo de Caixa
0	8,00%	0,295	21005	R\$ -	4,9%	R\$ -	R\$ -	-R\$ 736.666,00
1		0,319	20837	R\$ 2.210,00		R\$ 74.311,38	R\$ -	-R\$ 662.354,62
2		0,344	20670	R\$ 2.230,50		R\$ 79.751,45	R\$ -	-R\$ 582.603,17

Fonte: Autoria Própria, 2018.

Para o cálculo do Fluxo de caixa, considerou-se as seguintes operações:

$$R\$ kWh = TAA + In_{EN} \quad [3]$$

$$AMA = (R\$ kWh * GS) * 12meses * IPCA - (M + I) \quad [4]$$

$$Fluxo Caixa = - Investimento Inicial + AMA \quad [5]$$

Em que:

$R\$ kWh$ é o preço kWh com inflação.

TAA refere-se a tarifa de energia do ano anterior.

In_{EN} é a inflação energética considerada.

AMA é o abatimento médio anual.

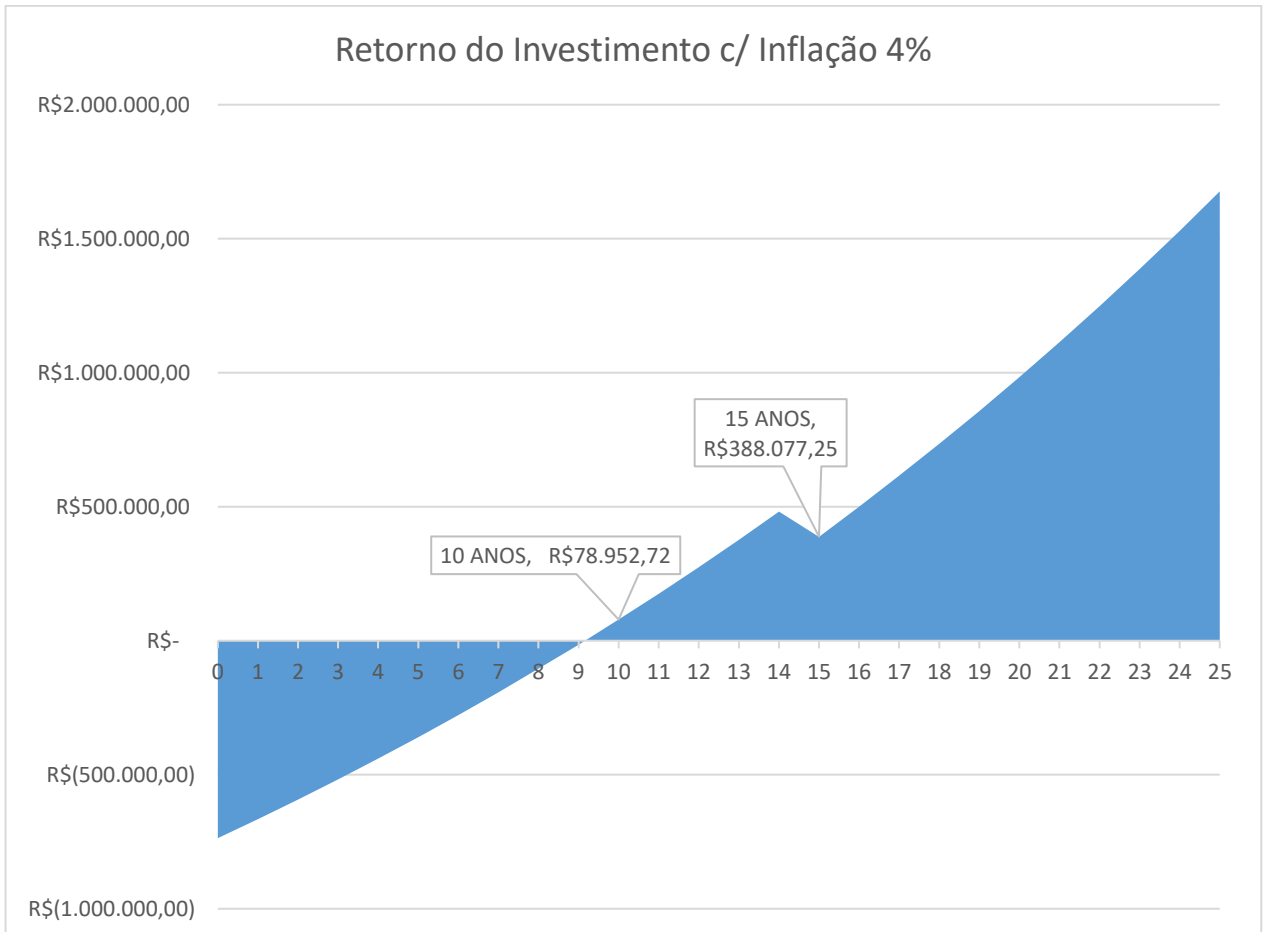
GS é a geração do sistema.

M é referente ao custo de manutenção por ano.

I é o valor de troca do inversor.

Abaixo, encontram-se as projeções de *payback* para os três cenários considerados (Figuras 15, 16 e 17).

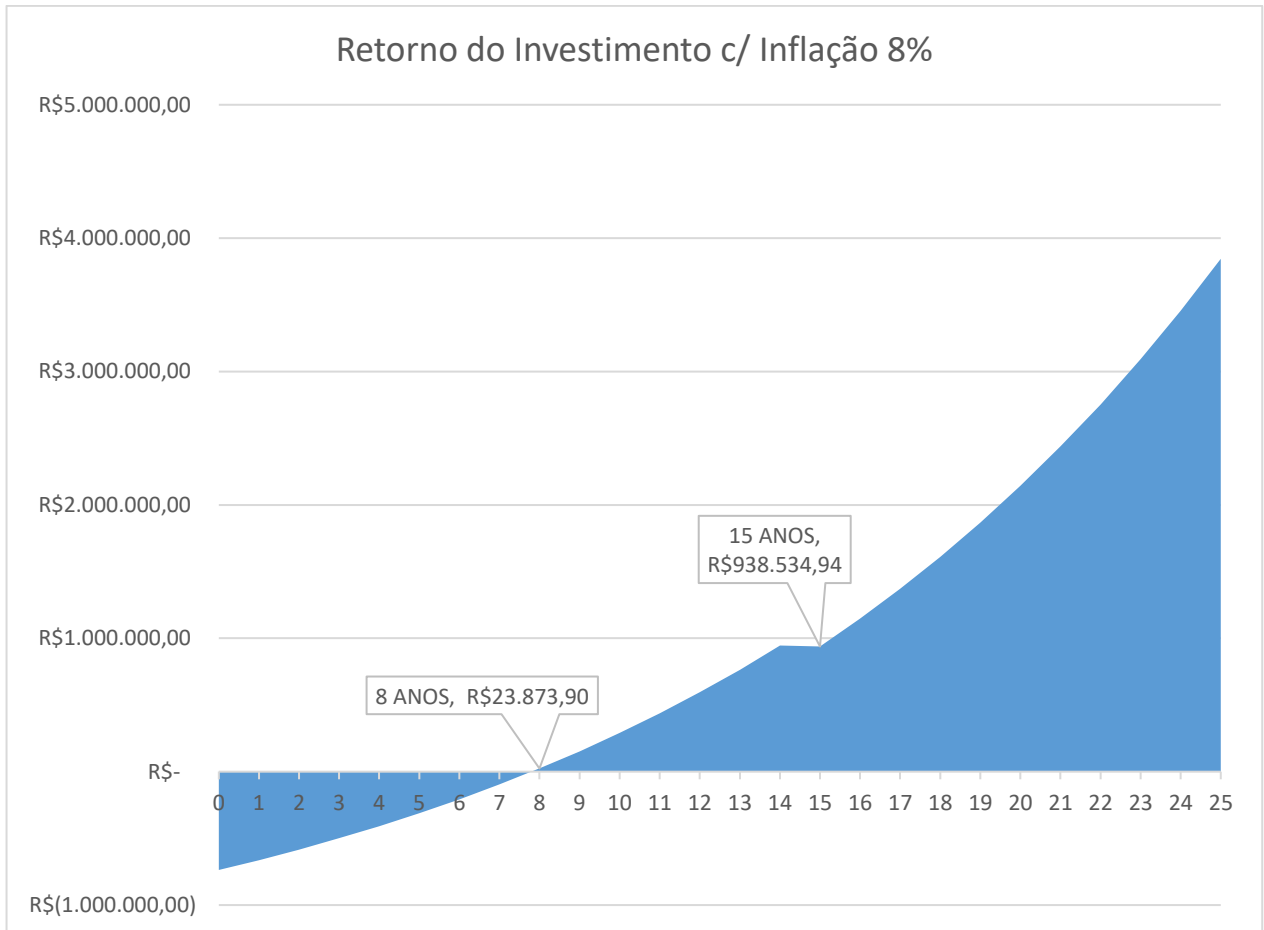
Figura 14 - Payback Inflação 4%



Fonte: Autoria Própria, 2018.

Para o cenário de inflação a 4%, o fluxo de caixa torna-se positivo a partir do décimo ano. O declínio da reta aos 15 anos é referente a troca programada do inversor.

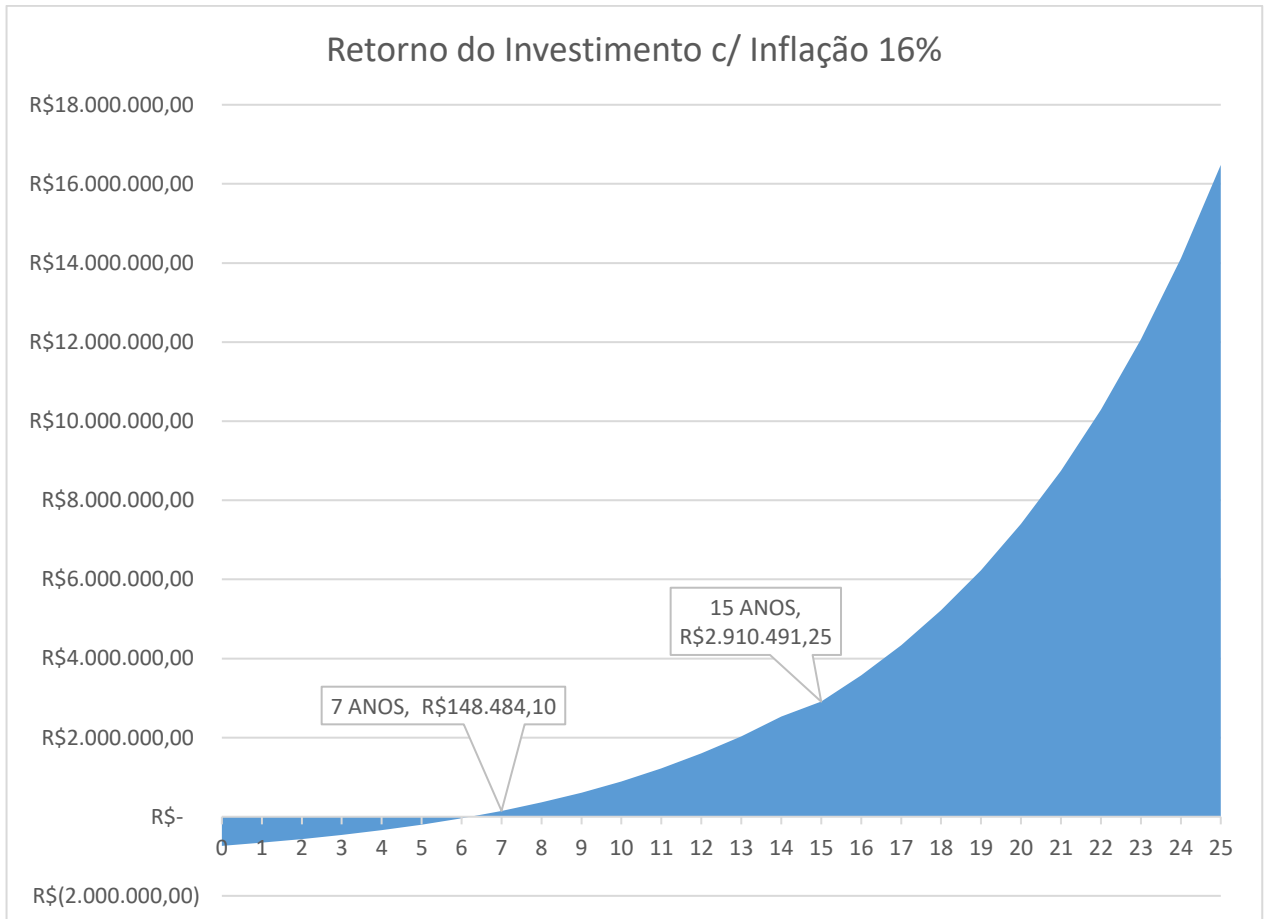
Figura 15 - Payback Inflação 8%



Fonte: Autoria Própria, 2018.

Para o cenário de 8% de inflação, notou-se que o *payback* diminuiu em 2 anos. A curva da troca do inversor aos 15 anos também foi menos agressiva, se comparado ao intervalo com 4% de inflação.

Figura 16 - Payback Inflação 16%



Fonte: Autoria Própria, 2018.

Já para o cenário de 16% de inflação, o *payback* representou o menor tempo dentre todos os cenários estudados. Seguindo a tendência do aumento da inflação, o fluxo positivo deu-se a partir do sétimo ano de operação do sistema. A curva de troca do inversor foi ainda menos agressiva do que o cenário de 8% de inflação.

Como observado, o *payback* do sistema estudado deu-se em um intervalo de 7 a 10 anos. Contudo, vale ressaltar que o abatimento de créditos ocorreu somente em horário Fora de Ponta (FP), devido a presença de um gerador à diesel que supre a demanda do comércio em períodos de tarifação mais elevado (Ponta – P). Também é possível notar a troca do Inversor no intervalo de 15 anos a um custo de R\$202.154 (duzentos e dois mil, cento e cinquenta e quatro reais), o que impacta na curva de *payback* do sistema.

Sem a presença de um gerador capaz de suprir a demanda no período de alta tarifação, acarretaria na necessidade de um novo projeto baseado no abatimento total ou parcial da demanda deste período. Levando em consideração o valor de transição de tarifas comumente chamado de Fator de Ajuste (FA).

O fator é simplificado com a Equação 6 e o cálculo da energia correspondente gerada no período de Ponta (P) no sistema é dado pela Equação 7.

$$FA = \frac{FP_{tarifa}}{P_{tarifa}} \quad [6]$$

$$EGFP * FA = ECP \quad [7]$$

Em que:

FA é o fator de ajuste.

FP_{tarifa} refere-se ao valor da tarifa Fora de Ponta.

P_{tarifa} corresponde ao valor da tarifa de Ponta.

$EGFP$ é a Energia Gerada no período Fora de Ponta.

ECP é a Energia Consumida no período de Ponta.

No qual retorna um valor de:

$$FA = \frac{0,29157}{1,37422} = 0,212171$$

Como não se possui o valor real da demanda suprida pelo gerador durante os períodos de Ponta (P), considera-se um *ECP* de 105kW na qual é a demanda média faturada pela concessionária.

Logo,

$$ECP = EGFP * FA$$

$$ECP = 21.005kWh * 0,212171$$

$$ECP = 4.456,65kWh < 105.000kWh$$

Portanto, para que o sistema fotovoltaico tivesse a capacidade de suprir a demanda no horário de Ponta (P) ele teria que ser capaz de injetar na rede mais de vinte vezes no horário Fora de Ponta (FP). Logo, sem a presença de um gerador diesel, torna-se inviável com a inexistência de área disponível para a expansão do sistema fotovoltaico.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi demonstrado por meio da análise dos dados obtidos, que a implementação de um sistema fotovoltaico ao comércio em estudo se mostrou viável. A presença do gerador à diesel ao *grid* contribuiu de forma a facilitar o levantamento de um projeto com foco somente na derrubada dos valores de tarifa no período de geração solar, já que em muitos casos, o crédito gerado em horários Fora de Ponta (FP) necessita passar por uma transição de tarifas a serem abatidos no período noturno o que o torna mais complexo e menos rentável ao consumidor (Ponta – P). Devido a isso o *payback* para o sistema estudado se mostrou interessante, se somado a configuração do sistema de gerador-rede já presente no supermercado. Logo, a presença de um gerador foi crucial para a determinação da viabilidade do conjunto de geração distribuída nesse caso em específico.

Como complemento a viabilidade econômica do projeto, também deve-se levar em consideração a questão da sustentabilidade já que a emissão de gases do efeito estuda na geração em sistemas fotovoltaicos é nulo. Como informado pela empresa fotovoltaica, o sistema proposto apresentaria uma redução de 71,3 toneladas de CO₂ (dióxido de carbono) emitidos na atmosfera por ano. O que resultaria em uma redução de mais de 1758 toneladas ao longo dos 25 anos de operação do sistema. O comércio não só teria um retorno financeiro interessante, como também entraria como modelo sustentável para a região na qual opera atualmente.

Logo, para objetivo de continuidade deste trabalho, abre-se a possibilidade de análise de implementação de sistemas híbridos em consumidores do grupo A de diferentes tipos. Com implementações de micro e minigeradores eólicos e/ou fotovoltaicos em conjunto com geradores à diesel. Em complemento, estudos mais aprofundados na transição de créditos entre horários de diferentes tarifações podem indicar oportunidades a usuários que também já fazem proveito desse tipo de sistema.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2012. 36 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

AGÊNCIA-NACIONAL-DE-ENERGIA-ELÉTRICA. **Resolução Normativa**. Nº 482. Disponível em:< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2018.

AMIN, Massoud. **The Case for Smart Grid**. Disponível em:<<http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2015/06/20150604091846-Amin-Materials-PUF-1503.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2018.

ANEEL. **ASPECTOS DE GERAÇÃO**. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_2.htm>. Acesso em: 19 out. 2018.

ANEEL. **Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica**. Nº 120. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>>. Acesso em: 16 mar. 2018.

ANEEL. **FAQ – Resolução nº 482/2012**. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86>. Acesso em: 12 set. 2018.

ANEEL. **Micro e Mini Geração Distribuída**. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida++2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 22 ago. 2018.

ANEEL. **Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais**. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%C3%B3dulo%207.1_6%C2%AA%20revis%C3%A3o.pdf>. Acesso em: 18 mar. 2018.

BANCO-DE-INFORMAÇÃO-DE-GERAÇÃO. **Fontes de Energia Exploradas no Brasil.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/capacidadebrasil/FontesEnergia.asp>>. Acesso em: 22 mar. 2018.

BARDELIN, A. ENDRIGO C. E. A. B. **Os Efeitos de Racionamento de Energia Elétrica Ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com Ênfase no Consumo de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/3/3143/tde-23062005-084739/en.php>>. Acesso em: 25 mar. 2018.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da Geração Distribuída de eletricidade por meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório.** 2009. 108 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo, São Paulo.

BERMANN, C. **Impasses e controvérsias da hidroeletricidade. Estudos Avançados.** 2007. 139 p. Artigo acadêmico. São Paulo.

CAMPOS, A. **Gerenciamento pelo lado da demanda: um estudo de caso.** 2004. 94p. Dissertação (mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo.

CEMIG. **História da Eletricidade no Brasil.** Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/historia_da_eletricidade_no_brasil.aspx>. Acesso em: 27 mar. 2018.

CEPEL. **Eficiência Energética.** Disponível em: <<http://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/menu/eficiencia-energetica.htm>>. Acesso em: 30 mar. 2018.

CRESESB. **Potencial Solar: SunData 3.0.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 21 set. 2018.

DJALMA M. **Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid.** 01 p. Artigo Acadêmico. Universidade Tecnológica Federal no Paraná, 2010.

ELEKTRO. **Taxas e Tributos.** Disponível em: <<https://www.elektro.com.br/sua-casa/tarifas-taxas-e-tributos#8155>>. Acesso em: 18 set. 2018.

ELEKTRO. **Histórico de Tarifas e IPCA.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/concessionarias/historico.xlsx>. Acesso em: 22 set. 2018.

ENERGY-EFFICIENCY-&-RENEWABLE ENERGY. **Solar Performance and Efficiency.** Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/solar/articles/solar-performance-and-efficiency>>. Acesso em: 02 abr. 2018.

EPE. **Series Históricas Completas.** Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>> Acesso em: 19 mar. 2018.

ENOVA-ENERGIA. **Entenda Como Funciona as Bandeiras Tarifárias de Energia.** Disponível em: <<http://www.enovaenergia.com.br/blog/post/entenda-como-funcionam-as-bandeiras-tarifarias-de-energia>>. Acesso em: 05 abr. 2018.

ENVIRONMENTAL-PERFORMANCE-INDEX. **2018 EPI Results.** Disponível em: <<https://epi.envirocenter.yale.edu/epi-topline>>. Acesso em: 10 abr. 2018.

EXAME-ABRIL. **O Brasil na Onda das Smart Grids.** Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/revista-exame/o-brasil-na-onda-das-smarts-grids/>>. Acesso em: 15 abr. 2018.

GELLINGS, CLARK W. **The smart grid: enabling energy efficiency and demand response.** The Fairmont Press, Inc. Lilburn, GA, USA, 2009.

GOLÇALVES, L. C. **Planejamento de energia e metodologia de avaliação ambiental estratégica: conceitos e críticas.** 190 p. Artigo Acadêmico, Curitiba, 2009.

GOLDEMBERG, José. **Pesquisa e Desenvolvimento na Área de Energia.** Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0102-88392000000300014&script=sci_arttext&tIng=pt>. Acesso em: 19 abr. 2018.

NELSON, Jenny. **The Physics of Solar Cells.** 1ed. 325p. London: Imperial College Press, 2003.

O-GLOBO. **Governo Cria Programa de Incentivo à Geração de Energia Solar.** Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/governo-cria-programa-de-incentivo-geracao-de-energia-solar-18302233#ixzz5ECh8sctX>>. Acesso em: 22 abr. 2018.

O-GLOBO. **Governo Cria Programa de Incentivo à Geração de Energia Solar.** Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/governo-cria-programa-de-incentivo-geracao-de-energia-solar-18302233#ixzz5ECh8sctX>>. Acesso em: 28 abr. 2018.

PORTAL-SOLAR. **Sistema Fotovoltaico: Como Funciona a Energia Solar.** Disponível em:<<https://www.portalsolar.com.br/sistema-fotovoltaico--como-funciona.html>>. Acesso em: 27 abr. 2018.

PROCEL. **EPP – Manual de Tarifação da Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em: 18 out. 2018.

SOLAR-VALLE. **O Melhor Horário de Geração Solar.** Disponível em: <<http://solarvalle.com.br/o-melhor-horario-para-geracao-de-energia-solar/>>. Acesso em: 28 set. 2018.

SIEMENS. **Smart grid: A Rede Elétrica Inteligente do Futuro.** Disponível em: <<http://www.siemens.com.br/desenvolvimento-sustentado-em-megacidades/smart-grid.html>>. Acesso em: 30 abr. 2018.

APÊNDICE A – DADOS DE CONSUMO DO COMÉRCIO

Tabela Apêndice A - Leitura Abril de 2018

Abril			Leitura	Constante Multiplicação	Faturado	Tarifa	Valor	Base Calculo Imposto	ICMS	Valor ICMS	Total (ICMS+Fornecido)
Consumo Ponta (kWh)	TE	362313	0,024	71,00	0,39652	R\$ 28,15	R\$37,32	18%	R\$6,71	R\$ 34,86	
	TUSD				0,97700	R\$ 69,36	R\$91,97		R\$16,55	R\$ 85,91	
Consumo Fora de Ponta (kWh)	TE	425941,87	2,400	58359,00	0,26137	R\$15.253,29	R\$20.224,46		R\$3.640,40	R\$ 18.893,69	
	TUSD				0,03338	R\$ 1.948,02	R\$2.582,90		R\$464,92	R\$ 2.412,94	
Demanda (kW)	TUSD	107486	0,096	182,63	16,50000	R\$ 3.013,39	R\$3.995,48		R\$719,18	R\$ 3.732,57	
Bandeira Tarifária	Amarela			0	0	R\$ -	R\$0,00		R\$0,00	R\$ -	
	Vermelha Patamar 1			0	0	R\$ -	R\$0,00	R\$0,00	R\$ -		
	Vermelha Patamar 2			0	0	R\$ -	R\$0,00	R\$0,00	R\$ -		
Alíquota PIS/COFINS						R\$20.312,21	R\$26.932,13		R\$ 25.159,97		
PIS	5,40%	R\$1.454,34				Total Impostos			R\$4.847,79	R\$ 26.932,13	
COFINS	1,18%	R\$317,80									

Fonte: Elektro Adaptado, 2018.

Tabela Apêndice A - Leitura Maio de 2018

Maio			Leitura	Constante Multiplicação	Faturado	Tarifa	Valor	Base Calculo Imposto	ICMS	Valor ICMS	Total (ICMS+Fornecido)
Consumo Ponta (kWh)	TE	371427	0,024	224,00	0,39652	R\$ 88,82	R\$116,60	18%	R\$20,98	R\$ 109,80	
	TUSD				0,97700	R\$ 218,84	R\$287,30		R\$51,71	R\$ 270,55	
Consumo Fora de Ponta (kWh)	TE	447782,67	2,400	53728,00	0,26137	R\$14.042,88	R\$18.436,24		R\$3.318,52	R\$ 17.361,40	
	TUSD				0,03338	R\$ 1.793,44	R\$2.354,52		R\$423,81	R\$ 2.217,25	
Demanda (kW)	TUSD	109069	0,096	165,00	16,50000	R\$ 2.722,50	R\$3.574,24		R\$643,36	R\$ 3.365,86	
Bandeira Tarifária	Amarela			53952,00	0,00715	R\$ 385,47	R\$506,05		R\$91,08	R\$ 476,55	
	Vermelha Patamar 1			0	0	R\$ -	R\$0,00		R\$0,00	R\$ -	
	Vermelha Patamar 2			0	0	R\$ -	R\$0,00		R\$0,00	R\$ -	
Alíquota PIS/COFINS						R\$19.251,95	R\$25.274,95				R\$ 23.801,41
PIS	4,79%	R\$1.210,67				Total Impostos			R\$4.549,47	R\$ 25.274,95	
COFINS	1,04%	R\$262,86									

Fonte: Elektro Adaptado, 2018.

Tabela Apêndice A - Leitura Junho de 2018

Junho		Leitura	Constante Multiplicação	Faturado	Tarifa	Valor	Base Calculo Imposto	ICM S	Valor ICMS	Total (ICMS+Fornecido)
Consumo Ponta (kWh)	TE	374192	0,024	68,00	0,39652	R\$ 29,96	R\$35,01	18%	R\$6,30	R\$ 33,26
	TUSD				0,97700	R\$ 66,43	R\$86,27		R\$15,52	R\$ 81,95
Consumo Fora de Ponta (kWh)	TE	4666225,93	2,400	45370	0,26137	R\$11.858,35	R\$15.400,45		R\$2.772,08	R\$ 14.630,43
	TUSD				0,03338	R\$ 1.514,45	R\$1.966,81		R\$354,02	R\$ 1.868,47
Demanda (kW)	TUSD	110417	0,096	132,64	16,50000	R\$ 2.722,50	R\$3.535,71		R\$636,42	R\$ 3.358,92
Bandeira Tarifária	Amarela			45438,00	0,00298	R\$ 135,32	R\$175,73		R\$31,62	R\$ 166,94
	Vermelha Patamar 1			0	0	R\$ -	R\$0,00		R\$0,00	R\$ -
	Vermelha Patamar 2			45438	0,03511	R\$ 1.595,25	R\$2.071,75		R\$372,91	R\$ 1.968,16
Alíquota PIS/COFINS						R\$17.922,26	R\$23.271,73			R\$ 22.108,13
PIS %	4,11%	R\$956,47				Total Impostos			R\$4.185,88	R\$ 23.271,73
COFINS %	0,89%	R\$207,12								

Fonte: Elektro Adaptado, 2018.

APÊNDICE B – CÁLCULO DO PAYBACK

Tabela Apêndice B – Payback Inflação 4%

Anos	Inflação Energética (estimada)	Preço kWh com Inflação	Geração do Sistema em kWh	Manutenção (Empresa)	IPCA (médio)	Abatimento Médio Anual	Troca Inversor	Fluxo de Caixa
0	4,00%	0,295	21005	R\$ -	4,9%	R\$ -	R\$ -	-R\$ 736.666,00
1		0,307	20837	R\$ 2.210,00		R\$ 70.786,44	R\$ -	-R\$ 665.879,56
2		0,319	20670	R\$ 2.230,50		R\$ 73.078,47	R\$ -	-R\$ 592.801,09
3		0,332	20505	R\$ 2.436,52		R\$ 75.258,23	R\$ -	-R\$ 517.542,86
4		0,345	20341	R\$ 2.558,35		R\$ 77.597,77	R\$ -	-R\$ 439.945,09
5		0,359	20178	R\$ 2.686,27		R\$ 80.009,20	R\$ -	-R\$ 359.935,89
6		0,373	20017	R\$ 2.820,58		R\$ 82.494,68	R\$ -	-R\$ 277.441,20
7		0,388	19857	R\$ 2.961,61		R\$ 85.056,44	R\$ -	-R\$ 192.384,76
8		0,404	19698	R\$ 3.109,69		R\$ 87.696,77	R\$ -	-R\$ 104.687,99
9		0,420	19540	R\$ 3.265,17		R\$ 90.418,04	R\$ -	-R\$ 14.269,95
10		0,437	19384	R\$ 3.428,43		R\$ 93.222,66	R\$ -	R\$ 78.952,72
11		0,454	19229	R\$ 3.599,85		R\$ 96.113,15	R\$ -	R\$ 175.065,87
12		0,473	19075	R\$ 3.779,85		R\$ 99.092,06	R\$ -	R\$ 274.157,93
13		0,491	18922	R\$ 3.968,84		R\$ 102.162,05	R\$ -	R\$ 376.319,98
14		0,511	18771	R\$ 4.167,28		R\$ 105.325,84	R\$ -	R\$ 481.645,82
15		0,532	18621	R\$ 4.375,64		R\$ 108.586,22	R\$ 202.154,79	R\$ 388.077,25
16		0,553	18472	R\$ 4.594,43		R\$ 111.946,06	R\$ -	R\$ 500.023,31
17		0,575	18324	R\$ 4.824,15		R\$ 115.408,34	R\$ -	R\$ 615.431,65
18		0,598	18177	R\$ 5.065,36		R\$ 118.976,10	R\$ -	R\$ 734.407,75
19		0,622	18032	R\$ 5.318,62		R\$ 122.652,47	R\$ -	R\$ 857.060,23
20		0,647	17888	R\$ 5.584,55		R\$ 126.440,67	R\$ -	R\$ 983.500,90
21		0,673	17745	R\$ 5.863,78		R\$ 130.344,00	R\$ -	R\$ 1.113.844,89
22		0,700	17603	R\$ 6.156,97		R\$ 134.365,87	R\$ -	R\$ 1.248.210,76
23		0,728	17462	R\$ 6.464,82		R\$ 138.509,78	R\$ -	R\$ 1.386.720,55
24		0,757	17322	R\$ 6.788,06		R\$ 142.779,34	R\$ -	R\$ 1.529.499,88
25	0,787	17184	R\$ 7.127,46	R\$ 147.178,23	R\$ -	R\$ 1.676.678,12		

Fonte: Autoria Própria, 2018.

Tabela Apêndice B – Payback Inflação 8%

Anos	Inflação Energética (estimada)	Preço kWh com Inflação	Geração do Sistema em kWh	Manutenção (Empresa)	IPCA (médio)	Abatimento Médio Anual	Troca Inversor	Fluxo de Caixa
0	8,00%	0,295	21005	R\$ -	4,9%	R\$ -	R\$ -	-R\$ 736.666,00
1		0,319	20837	R\$ 2.210,00		R\$ 73.593,99	R\$ -	-R\$ 663.072,01
2		0,344	20670	R\$ 2.230,50		R\$ 78.982,87	R\$ -	-R\$ 584.089,14
3		0,372	20505	R\$ 2.436,52		R\$ 84.572,23	R\$ -	-R\$ 499.516,90
4		0,402	20341	R\$ 2.558,35		R\$ 90.659,35	R\$ -	-R\$ 408.857,56
5		0,434	20178	R\$ 2.686,27		R\$ 97.183,44	R\$ -	-R\$ 311.674,11
6		0,468	20017	R\$ 2.820,58		R\$ 104.175,84	R\$ -	-R\$ 207.498,28
7		0,506	19857	R\$ 2.961,61		R\$ 111.670,07	R\$ -	-R\$ 95.828,21
8		0,546	19698	R\$ 3.109,69		R\$ 119.702,11	R\$ -	R\$ 23.873,90
9		0,590	19540	R\$ 3.265,17		R\$ 128.310,48	R\$ -	R\$ 152.184,38
10		0,637	19384	R\$ 3.428,43		R\$ 137.536,45	R\$ -	R\$ 289.720,83
11		0,688	19229	R\$ 3.599,85		R\$ 147.424,29	R\$ -	R\$ 437.145,12
12		0,743	19075	R\$ 3.779,85		R\$ 158.021,37	R\$ -	R\$ 595.166,49
13		0,803	18922	R\$ 3.968,84		R\$ 169.378,52	R\$ -	R\$ 764.545,01
14		0,867	18771	R\$ 4.167,28		R\$ 181.550,14	R\$ -	R\$ 946.095,15
15		0,936	18621	R\$ 4.375,64		R\$ 194.594,58	R\$ 202.154,79	R\$ 938.534,94
16		1,011	18472	R\$ 4.594,43		R\$ 208.574,30	R\$ -	R\$ 1.147.109,25
17		1,092	18324	R\$ 4.824,15		R\$ 223.556,31	R\$ -	R\$ 1.370.665,55
18		1,180	18177	R\$ 5.065,36		R\$ 239.612,32	R\$ -	R\$ 1.610.277,88
19		1,274	18032	R\$ 5.318,62		R\$ 256.819,26	R\$ -	R\$ 1.867.097,14
20		1,376	17888	R\$ 5.584,55		R\$ 275.259,49	R\$ -	R\$ 2.142.356,63
21		1,486	17745	R\$ 5.863,78		R\$ 295.021,29	R\$ -	R\$ 2.437.377,93
22		1,605	17603	R\$ 6.156,97		R\$ 316.199,26	R\$ -	R\$ 2.753.577,19
23		1,733	17462	R\$ 6.464,82		R\$ 338.894,75	R\$ -	R\$ 3.092.471,94
24		1,872	17322	R\$ 6.788,06		R\$ 363.216,37	R\$ -	R\$ 3.455.688,32
25	2,021	17184	R\$ 7.127,46	R\$ 389.280,49	R\$ -	R\$ 3.844.968,81		

Fonte: Autoria Própria, 2018.

Tabela Apêndice B – Payback Inflação 16%

Anos	Inflação Energética (estimada)	Preço kWh com Inflação	Geração do Sistema em kWh	Manutenção (Empresa)	IPCA (médio)	Abatimento Médio Anual	Troca Inversor	Fluxo de Caixa
0	16,00%	0,295	21005	R\$ -	4,9%	R\$ -	R\$ -	-R\$ 736.666,00
1		0,342	20837	R\$ 2.210,00		R\$ 79.209,11	R\$ -	-R\$ 657.456,89
2		0,397	20670	R\$ 2.230,50		R\$ 91.460,09	R\$ -	-R\$ 565.996,80
3		0,461	20505	R\$ 2.436,52		R\$ 105.375,12	R\$ -	-R\$ 460.621,68
4		0,534	20341	R\$ 2.558,35		R\$ 121.502,66	R\$ -	-R\$ 339.119,02
5		0,620	20178	R\$ 2.686,27		R\$ 140.073,21	R\$ -	-R\$ 199.045,81
6		0,719	20017	R\$ 2.820,58		R\$ 161.455,61	R\$ -	-R\$ 37.590,20
7		0,834	19857	R\$ 2.961,61		R\$ 186.074,29	R\$ -	R\$ 148.484,10
8		0,968	19698	R\$ 3.109,69		R\$ 214.417,70	R\$ -	R\$ 362.901,80
9		1,123	19540	R\$ 3.265,17		R\$ 247.047,95	R\$ -	R\$ 609.949,75
10		1,302	19384	R\$ 3.428,43		R\$ 284.611,89	R\$ -	R\$ 894.561,64
11		1,510	19229	R\$ 3.599,85		R\$ 327.853,90	R\$ -	R\$ 1.222.415,54
12		1,752	19075	R\$ 3.779,85		R\$ 377.630,61	R\$ -	R\$ 1.600.046,15
13		2,032	18922	R\$ 3.968,84		R\$ 434.927,81	R\$ -	R\$ 2.034.973,96
14		2,358	18771	R\$ 4.167,28		R\$ 500.879,87	R\$ -	R\$ 2.535.853,82
15		2,735	18621	R\$ 4.375,64		R\$ 576.792,21	R\$ 202.154,79	R\$ 2.910.491,25
16		3,172	18472	R\$ 4.594,43		R\$ 664.167,04	R\$ -	R\$ 3.574.658,29
17		3,680	18324	R\$ 4.824,15		R\$ 764.733,05	R\$ -	R\$ 4.339.391,35
18		4,269	18177	R\$ 5.065,36		R\$ 880.479,50	R\$ -	R\$ 5.219.870,85
19		4,952	18032	R\$ 5.318,62		R\$ 1.013.695,57	R\$ -	R\$ 6.233.566,42
20		5,744	17888	R\$ 5.584,55		R\$ 1.167.015,46	R\$ -	R\$ 7.400.581,87
21		6,663	17745	R\$ 5.863,78		R\$ 1.343.470,50	R\$ -	R\$ 8.744.052,37
22		7,729	17603	R\$ 6.156,97		R\$ 1.546.548,97	R\$ -	R\$ 10.290.601,34
23		8,966	17462	R\$ 6.464,82		R\$ 1.780.264,96	R\$ -	R\$ 12.070.866,30
24		10,401	17322	R\$ 6.788,06		R\$ 2.049.237,63	R\$ -	R\$ 14.120.103,93
25	12,065	17184	R\$ 7.127,46	R\$ 2.358.782,42	R\$ -	R\$ 16.478.886,36		

Fonte: Autoria Própria, 2018.