

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Graduação em Engenharia Elétrica

Gustavo de Souza Gomes

Mercado Livre de Energia Elétrica e Geração Distribuída em *Shopping Centers*

Juiz de Fora
2017

Gustavo de Souza Gomes

Mercado Livre de Energia Elétrica e Geração Distribuída em *Shopping Centers*

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Bruno Henriques Dias

Juiz de Fora

2017

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da
UFJF com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Gomes, Gustavo de Souza.

Mercado Livre de Energia Elétrica e Geração Distribuída em *Shopping Centers* / Gustavo de Souza Gomes. – 2017.

50 f. : il.

Orientador: Bruno Henriques Dias

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Graduação em Engenharia Elétrica, 2017.

1. Mercado Livre de Energia Elétrica. 2. Geração Distribuída. 3. Energia Fotovoltaica. I. Henriques Dias, Bruno, orient.

Gustavo de Souza Gomes

Mercado Livre de Energia Elétrica e Geração Distribuída em *Shopping Centers*

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 06/12/2017

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Flavio Vanderson Gomes
Universidade Federal de Juiz de Fora

Eng. Arthur Gonçalves Givisiez
Universidade Federal de Juiz de Fora

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, pelo dom da vida e por me dar forças ao longo dessa jornada, ajudando-me a superar as dificuldades de cada passo.

Ao meu orientador, Bruno Henriques Dias, pelo apoio, incentivo, ensinamentos e por acreditar em meu potencial.

A minha mãe Elisângela e minha namorada Fernanda, duas grandes mulheres que têm fundamental importância nessa caminhada, dando-me apoio, amor e incentivo.

Aos meus grandes amigos, que hoje chamo de irmãos, Lucas Brito, Luiz Paulo e Matheus Ribeiro, que estiveram diariamente comigo ao longo desses anos, dando-me suporte, incentivo e inúmeros momentos de felicidade.

A todos que fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

"Os verdadeiros vencedores sabem que grandes conquistas exigem grandes sacrifícios,
mas mesmo assim nunca desistem de lutar."

RESUMO

A energia solar fotovoltaica vem ganhando destaque mundialmente nos últimos anos, figurando entre as maiores fontes de geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis, ficando somente atrás da energia eólica e da energia hidrelétrica. Uma das maneiras pela qual a energia fotovoltaica vem ganhando importância no Brasil é através da geração distribuída. Isso deve-se ao fato do aumento constante da demanda de energia elétrica e, por consequência, a necessidade de se gerar mais energia. Sendo assim, este trabalho apresenta um estudo de viabilidade para a implantação de geração distribuída em *shopping centers*, avaliando tanto para o cenário de cliente cativo quanto de cliente livre ou especial. Foram propostos diversos arranjos de geradores de forma a se obter aquele que apresentasse menor custo médio ao longo de sua vida útil.

Palavras-chave: Mercado livre de energia elétrica. Geração Distribuída. Energia Fotovoltaica.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy has been gaining prominence worldwide in recent years, being among the largest sources of electricity generation through renewable sources, behind only wind power and hydropower. One of the ways in which photovoltaic energy is gaining importance in Brazil is through distributed generation. This is due to the fact of the constant increase of the demand of electrical energy and, consequently, the need to generate more energy. Thus, this work presents a feasibility study for the implementation of distributed generation in shopping centers, evaluating both for the captive and free or special client scenario. Several generator arrangements were proposed in order to obtain the one with the lowest average cost over its useful life.

Key-words: Free energy market. Distributed generation. Photovoltaic energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – PLD Mensal Médio - Nov. 2012 a Out. 2017	19
Figura 2 – Potencial das fontes energéticas	22
Figura 3 – Evolução da carga de energia elétrica no SIN	23
Figura 4 – Custo médio por Watt de sistemas fotovoltaicos	24
Figura 5 – Consumo de energia elétrica do <i>Shopping Center</i>	29
Figura 6 – Demanda de energia elétrica do <i>Shopping Center</i>	29
Figura 7 – Seções da cobertura do empreendimento	31
Figura 8 – Mapa Solarimétrico de Minas Gerais	33
Figura 9 – Irradiância Média Diária de Juiz de Fora	34
Figura 10 – Irradiação Mensal Média de Juiz de Fora	34
Figura 11 – Temperatura Média Mensal de Juiz de Fora	35
Figura 12 – Representatividade do inversor no custo total do sistema	37
Figura 13 – Custo Nivelado da Energia	40
Figura 14 – Custo médio do kWh - TH Azul	42
Figura 15 – Custo médio do kWh - TH Verde	42
Figura 16 – Fluxo de Caixa - Cliente Cativo com GD	43
Figura 17 – Indicadores - Cliente Cativo com GD	43
Figura 18 – Fluxo de Caixa - Cliente Livre com GD contratando energia convencional	44
Figura 19 – Indicadores - Cliente Livre com GD contratando energia convencional .	44
Figura 20 – Fluxo de Caixa - Cliente Livre com GD contratando energia 50%/100% incentivada	45
Figura 21 – Indicadores - Cliente Livre com GD contratando energia 50%/100% incentivada	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Diferença entre os dois ambientes de contratação de energia elétrica . . .	16
Tabela 2 – Critérios vigentes para se tornar Consumidor Livre ou Especial	18
Tabela 3 – Capacidade instalada de geração solar em MW	23
Tabela 4 – Capacidade Instalada - Geração Distribuída (MW)	26
Tabela 5 – Custo de Disponibilidade da rede para cada grupo consumidor	27
Tabela 6 – Custos Mensais com Energia Elétrica	30
Tabela 7 – Características das seções da cobertura	31
Tabela 8 – Área das seções da cobertura	32
Tabela 9 – Dados dos módulos	35
Tabela 10 – Dados dos inversores	36
Tabela 11 – Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos referência no Brasil (R\$/Wp)	37
Tabela 12 – Sistema a ser implantado	40
Tabela 13 – Tarifas CEMIG	41

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CER	Contrato de Energia de Reserva
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
Conuer	Contrato de Uso de Energia de Reserva
EER	Encargo de Energia de Reserva
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
MCP	Mercado de Curto Prazo
MW	Megawatt
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature (Temperatura Nominal de Operação da Célula)
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SFVCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica
STC	Standart Test Conditions (Condições Padrão de Teste)

TIR	Taxa Interna de Retorno
TH	Tarifa Horária
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	MOTIVAÇÃO	13
1.2	OBJETIVOS	13
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	13
2	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	15
2.1	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA	15
2.2	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	17
2.2.1	Quem pode participar do mercado livre de energia?	17
2.2.2	Como ingressar no mercado livre de energia	18
2.3	MERCADO DE CURTO PRAZO	19
3	SISTEMA DE TARIFAÇÃO NO BRASIL	20
4	ENERGIA FOTOVOLTAICA	22
4.1	ENERGIA FOTOVOLTAICA NO CENÁRIO BRASILEIRO	23
4.2	INCENTIVOS AO USO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	24
4.3	BENEFÍCIOS DO USO AO SISTEMA ELÉTRICO	25
4.4	MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	25
4.4.1	Microgeração e Minigeração Fotovoltaica	26
4.4.2	Créditos de Energia	26
4.4.3	Impostos na Geração Distribuída	27
5	ANÁLISE DE CONSUMIDOR	28
5.1	CARACTERIZAÇÃO DA COLETA DE DADOS	28
5.2	CURVA DE CARGA	28
5.2.1	Consumo total de energia	28
5.3	ANÁLISE DA FATURA DO EMPREENDIMENTO	30
5.4	LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DA COBERTURA	31
6	PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	33
6.1	INCLINAÇÃO, ORIENTAÇÃO E PREMISSAS	33
6.2	CÁLCULO DE IRRADIAÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	33
6.2.1	Irradiância e Irradiação do local	33
6.2.2	Estimativa de Geração	35
6.3	ESTIMATIVA DE CUSTOS	37

6.3.1	Painéis	37
6.3.2	Inversor	37
6.3.3	Instalação, Operação e Manutenção	38
7	ANÁLISE DE INVESTIMENTO	39
7.1	FLUXOS DE CAIXA	41
7.1.1	Cliente Cativo com GD	43
7.1.2	Cliente Livre com GD contratando energia convencional	44
7.1.3	Cliente Livre com GD contratando energia 50%/100% incenti- vada	45
8	CONCLUSÃO	46
8.1	TRABALHOS FUTUROS	46
	REFERÊNCIAS	47

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A crise energética e a busca do desenvolvimento sustentável fez com que a população voltasse suas atenções para explorar novas formas de energia, sendo a energia fotovoltaica uma das mais cogitadas atualmente. Além disso, o Brasil é um país emergente e, para que se desenvolva, necessita de energia elétrica. Sendo assim, uma busca por novas formas de suprir essa demanda inicia-se. Nesse cenário é que surge a geração distribuída.

Além do atendimento a demanda, a redução de custos é um objetivo de todos, desde residências até o setor industrial. A geração distribuída também vem com tal intuito. Além desta, há o mercado livre de energia, restrito a consumidores que atendam a critérios pré-definidos. Neste mercado, como será explicado mais a frente, permite que os preços sejam acordados livremente entre as partes, permitindo que consumidores consigam negociar melhores preços.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo do presente trabalho consiste em apresentar uma metodologia de análise dos custos de energia elétrica de um *shopping center*, por meio da análise de diversos cenários de contratação de energia e geração distribuída, buscando, dentre os cenários estudados, aquele que apresenta menor custo.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho divide-se em 8 capítulos. No primeiro capítulo foi apresentado uma breve introdução do assunto que aqui será abordado e os objetivos do estudo proposto. Por fim, apresenta-se a relevância do tema no cenário atual brasileiro e algumas considerações que serão adotadas para a realização das análises.

No capítulo 2 será apresentada a estrutura mercadológica do setor elétrico brasileiro, bem como seus ambientes de contratação e suas especificidades, como quais são os agentes participantes de cada ambiente e como a contratação de energia é feita em cada um destes.

No capítulo 3 será abordado o modelo de tarifação aplicado aos consumidores de energia elétrica, expondo a diversidade de tarifas e classificações para os mais diversos tipos de consumidores.

No capítulo 4 será feita uma explicação sobre a energia solar fotovoltaica, apresentando o cenário brasileiro neste tipo de geração, como, por exemplo, os incentivos que

a energia solar vem recebendo para que continue crescendo no país. Além disso, será abordado o tema da microgeração e minigeração distribuída, explicitando-o melhor, comentando sobre os créditos de energia e determinando os impostos que incidem sobre esse tipo de geração.

No capítulo 5 serão expostos os dados do *shopping center* em estudo, como consumo de energia e demanda, dados de irradiação solar do local, além da área útil para instalação do sistema fotovoltaico conectado a rede.

No capítulo 6 será realizado o projeto do sistema fotovoltaico, considerando os dados apresentados no capítulo 5, de forma a suprir parcialmente o consumo de energia elétrica do *shopping*.

No capítulo 7 será feita a análise dos possíveis cenários de contratação de energia elétrica para o empreendimento em estudo, além da presença ou não de geração distribuída, com o intuito de se obter o cenário que possua menor custo global mensal.

Por fim, no capítulo 8, será apresentado as conclusões finais e propostas para estudos futuros.

2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

No atual modelo comercial do mercado de energia elétrica brasileiro, as relações comerciais são realizadas em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR, as transações de compra e venda de energia elétrica são registradas através de contratos, entre vendedores, que são os geradores, e compradores, sendo representados pelas concessionárias e permissionárias, ou seja, as distribuidoras de energia elétrica. Todos estes agentes participam dos leilões realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para compra e venda de energia, leilões estes que têm o intuito de suprir o mercado cativo, que é formado por consumidores residenciais, comerciais e, até mesmo, industriais que não possuem os requisitos para migração para o mercado livre ou que já os têm mas ainda não realizou o processo migratório.

O ambiente por ser regulado, impõe aos contratos algumas regulamentações específicas, como preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento. Todos estes aspectos não podem sofrer alterações bilaterais pelos agentes do contrato em questão. Toda e qualquer alteração contratual deve ser requisitada junto à CCEE.

Diferentemente do ambiente regulado, no ambiente livre, todos os agentes participantes (geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres e especiais) têm o direito de estabelecer os parâmetros de contrato de forma bilateral, estabelecendo entre as partes os montantes de compra e venda de energia, bem como seus respectivos preços [1]. Vale ressaltar que tal contratação é feita sem a necessidade de leilões.

Sendo uma das atribuições da CCEE contabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, apurando mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes de mercado [2], faz-se necessário que todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, sejam registrados junto à este órgão. Isso deve-se, também, à necessidade de se fazer a liquidação das diferenças no mercado de curto prazo [3].

As principais distinções de cada ambiente pode ser verificada na tabela 1.

2.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

No ACR a compra de energia elétrica é feita por meio de leilões, os quais são de essencial importância neste ambiente. Estes leilões são conduzidos pela CCEE, sendo delegados pela ANEEL. Os agentes tanto de compra quanto venda de energia participantes destes leilões registram contratos a fim de oficializarem suas negociações neste ambiente. Há casos que os leilões são conduzidos pela ANEEL, que é o caso dos leilões estruturantes,

Tabela 1 – Diferença entre os dois ambientes de contratação de energia elétrica

	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e, comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente, nos leilões de energia existente (Ajuste e A-1)
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela ANEEL, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: [3].

sendo estes definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) [4].

Os condições contratuais deste ambiente não são definidas de forma bilateral, havendo condições próprias em quesitos como preço de energia, validade do suprimento, além do submercado no qual o contrato será registrado. A produção proveniente de Itaipu, bem como toda energia vinculada ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) não são contratadas por meio de leilão, visto que as concessionárias recebem, não de forma gratuita, uma quota de energia tanto de Itaipu quanto Proinfa. Com isso, tal energia é considerada como participante do ACR, visto que sua contratação é regulada pela ANEEL, havendo condições próprias definidas por esta [4].

Tipos de contratos no ACR:

- Contratos de Geração Distribuída
- Contratos de ajuste
- Contratos do Proinfa
- Contratos de Itaipu
- CER
- Conuer
- CCEAR

2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

No ACL, as condições contratuais são definidas de forma bilateral, onde seus agentes (geradores a título de serviço público, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais) podem negociar livremente os parâmetros dos contratos, desde o preço da energia e volume contratado até a vigência do atendimento [4].

As relações comerciais firmadas no ACL são oficializadas através dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Apesar de não haver regulação dos parâmetros do contrato, conforme já exposto, estes contratos devem ser registrados junto à CCEE. Esta, por sua vez, deverá realizar a liquidação financeira das diferenças que podem ocorrer entre o volume contratado por um agente e o volume que de fato foi consumido [4].

Tipos de contrato no ACL:

- CCEI
- CCEAL
- Contratos Bilaterais
- CER
- Conuer

2.2.1 Quem pode participar do mercado livre de energia?

Os critérios vigentes de migração para o mercado livre são baseados na Lei Nº 9.648 de 1998. Nesta lei, ficaram instituídos dois grupos de consumidores que possuem o direito de escolher seu fornecedor de energia elétrica, desde que migre para o mercado livre [5].

O primeiro dos dois grupos é formado pelos consumidores que possuem demanda contratada maior ou igual a 3 MW cujo nível de tensão é maior ou igual a 69 kV - comumente consumidores dos subgrupos A3, A2 e A1, conforme será apresentado no capítulo 3. Além destes consumidores, pertencem também ao primeiro grupo as novas unidades consumidoras instaladas a partir de 07 de julho de 1995, ainda mantendo o critério da demanda, ou seja, maior ou igual a 3 MW, mas podendo ser atendidas em qualquer nível de tensão. Os consumidores deste grupo podem comprar sua energia de qualquer agente de comercialização ou geração de energia [5].

O segundo grupo dos consumidores livres para escolher seu fornecedor de energia é formado por unidades consumidoras com demanda maior ou igual a 500 kW e menor que 3

MW podendo ser atendidos em qualquer nível de tensão. Apesar de poderem escolher seu fornecedor, há restrições [5]. Os consumidores pertencentes à esse grupo podem comprar energia apenas de fontes incentivadas, sendo elas:

- Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's);
- Usinas hidrelétricas com potência inferior ou igual a 50 MW;
- Usinas de Biomassa;
- Usinas Eólicas;
- Usinas Solares;
- Sistemas de Cogeração Qualificada.

Enquanto os consumidores do primeiro grupo são dito livres, os do segundo grupo são denominados especiais. Na tabela 2 pode-se ver um resumo das condições de ingresso no ACL.

Tabela 2 – Critérios vigentes para se tornar Consumidor Livre ou Especial

Consumidor	Fonte	Demanda mínima	Tensão mínima	Data de ligação do consumidor
Livre	Convencional ou Incentivada	3.000 kW	69 kV -	até 07/07/1995 após 07/07/1995
Especial	Incentivada	500 kW	-	qualquer data

Fonte: [6].

2.2.2 Como ingressar no mercado livre de energia

Para contratar energia no ACL, o consumidor deve cumprir algumas etapas. Inicialmente faz-se necessário realizar uma análise tanto regulatória quanto econômica para decidir pela migração ou não [7].

O segundo passo é a contratação, de fato, de energia no mercado livre. Neste momento, deve-se avaliar o fornecedor que atenderá a unidade consumidora com o melhor custo-benefício, levando em consideração uma ampla gama de fatores como: prazo de fornecimento, confiabilidade do fornecedor e as flexibilizações permitidas em contrato por esse, e não somente o preço. Além do contrato com o novo fornecedor, deve-se, também, informar à distribuidora local a necessidade do encerramento do contrato vigente de fornecimento de energia, mas também a necessidade de se firmar os contratos de uso e de conexão ao sistema de distribuição [7].

Por fim, o consumidor deve aderir à CCEE. Este processo é realizado através do encaminhamento de diversos documentos solicitados por este órgão, abertura de conta corrente exclusiva para a liquidações financeiras relativas ao mercado, além de realizar a adequação do SMF da unidade. No fim deste processo, deve-se modelar as unidades consumidoras no sistema da CCEE, por meio da inserção de informações e documentos técnicos/comerciais de cada unidade [7].

2.3 MERCADO DE CURTO PRAZO

Conforme já exposto, tanto os contratos firmados no ACR quanto no ACL devem ser registrados na CCEE, a fim de que está realize a liquidação financeira das diferenças no mercado de curto prazo, sendo tais operações baseados no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Além disso, a CCEE também é responsável pela medição dos volumes de produção ou consumo de cada um dos agentes do mercado [4].

Com isso, um terceiro ambiente é definido: o Mercado de Curto Prazo (MCP). Neste mercado é que as diferenças contratuais são verificadas e contabilizadas, sendo avaliado o montantes contratados, gerados e consumidos por cada agente participantes dos dois outros ambientes (ACR e ACL) [4].

Operar no Mercado de Curto Prazo apresenta grandes riscos, principalmente, devido a volatilidade dos preços, conforme apresentado na figura 1. Desta forma, deve-se evitar que haja grandes divergências entre os valores contratados e os efetivados para que o agente não fique sujeito à essas variações de preço.

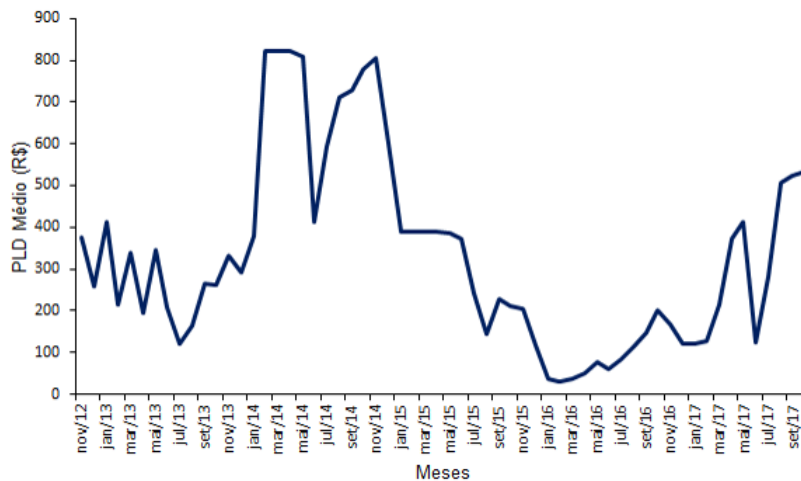


Figura 1 – PLD Mensal Médio - Nov. 2012 a Out. 2017

Fonte: Adaptado de [8]

No MCP as operações comerciais ocorrem de forma multilateral. Além disso, diferentemente do ACR e do ACL, não há contratos celebrados neste mercado [4].

3 SISTEMA DE TARIFAÇÃO NO BRASIL

No sistema elétrico brasileiro os consumidores são classificados conforme a tensão de atendimento da unidade consumidora. Há dois grandes grupos de classificação: Grupos A e B. Consumidores que são atendidos com tensões inferiores à 2,3 kV são enquadrados dentro do grupo B, enquanto os atendidos com tensões superiores a esta são classificados como grupo A [9].

Os consumidores pertencentes ao grupo A possuem tarifa binômica, ou seja, são tarifados tanto pelo consumo de energia elétrica quanto pela demanda. Já os consumidores do grupo B possuem tarifa monômica, pagando somente pelo consumo de energia elétrica [9].

Devido a diversidade dos consumidores presentes em cada um dos grupos, fez-se necessária a divisão dos mesmos em subgrupos. Para o grupo A, os subgrupos são definidos de acordo com o nível da tensão de atendimento [9]:

- Subgrupo A1: Nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2: Nível de tensão entre 88kV e 138 kV;
- Subgrupo A3: Nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a: Nível de tensão entre 30 kV e 44 kV;
- Subgrupo A4: Nível de tensão entre 2,3 kV e 25 kV;
- Subgrupo AS: Sistemas subterrâneos.

Diferentemente do grupo A, o grupo B não é classificado conforme o nível de tensão e sim de acordo com a classe de consumo [9]:

- Subgrupo B1: Residencial e residencial de baixa renda;
- Subgrupo B2: Rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação;
- Subgrupo B3: Demais classes;
- Subgrupo B4: Iluminação Pública.

Além da classificação por meio dos grupos e subgrupos apresentados, os consumidores são, também, classificados conforme sua classe de consumo [10]:

- Residencial;

- Industrial;
- Comercial;
- Serviços e outras atividades;
- Rural;
- Poder Público;
- Iluminação Pública;
- Serviço Público;
- Consumo Próprio.

Para cada conjunto formado por subgrupo e classe de consumo há uma forma distinta de tarifação, tanto no valor das tarifas básicas quanto nas alíquotas dos impostos incidentes sobre a energia elétrica.

4 ENERGIA FOTOVOLTAICA

O sol, diariamente, por meio dos raios solares, envia uma imensa quantidade de energia para a terra [11]. Devido à esse grande volume de energia, pode-se considerar que esta seja inesgotável, na escala temporal humana [12]. Ao compararmos esta energia com outras fontes (vide figura 2), sejam elas renováveis ou não, pode-se notar que seu potencial é consideravelmente maior.

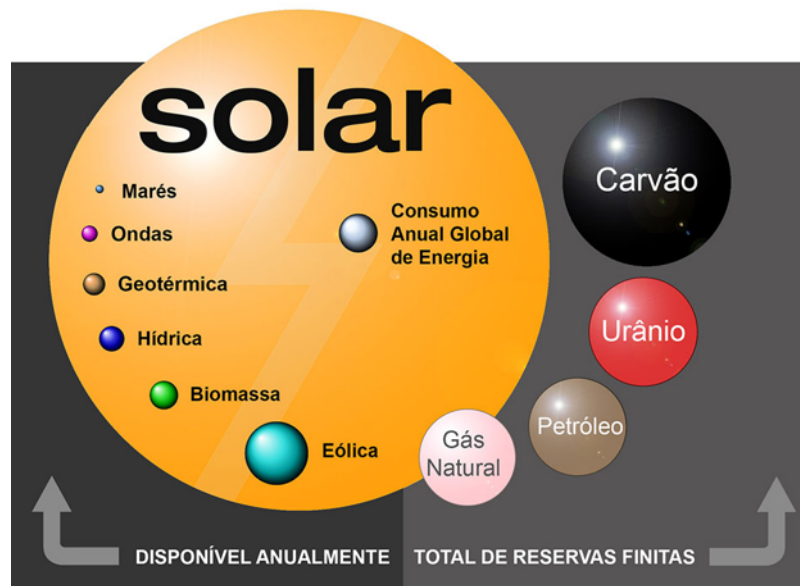


Figura 2 – Potencial das fontes energéticas

Fonte: [12]

A energia fotovoltaica é a energia elétrica que é produzida tendo como fonte primária a radiação solar, podendo ser produzida até mesmo em dias nublados ou chuvosos. A energia produzida é diretamente proporcional à radiação incidente, ou seja, quanto maior for a radiação solar maior será o montante de energia elétrica produzida.

O processo de conversão supracitado utiliza-se de células fotovoltaicas (células produzidas de material semicondutor, sendo comumente o silício). Quando tais células estão na presença de radiação solar, os elétrons do material semicondutor entram em movimento, ou seja, corrente elétrica, desta forma gerando eletricidade.

A energia fotovoltaica é uma tecnologia que já possui inúmeros estudos a seu respeito, sendo totalmente comprovada. Apesar de parecer um assunto relativamente novo, sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica já se encontram em operação há mais de três décadas [13].

4.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA NO CENÁRIO BRASILEIRO

No Brasil, o cenário de aproveitamento da energia solar fotovoltaica vem seguindo os padrões mundiais, conforme apresentado na tabela 3, demonstrando que o mercado de energia solar está em franca expansão.

Tabela 3 – Capacidade instalada de geração solar em MW

Fonte	Ago/2016	Ago/17	Evolução
Solar (Não GD)	23	117	670,7%
Solar GD	-	107	-

Fonte: [14]

As previsões de crescimento da participação da energia solar fotovoltaica na matriz energética nacional são promissoras. Segundo [15], o primeiro leilão para contratação de plantas fotovoltaicas centralizadas ocorreu em 2014, resultando na entrada de 891 MW no ano de 2017, sendo este montante dividido entre Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do país. Além disso, há uma indicação de expansão, nestas mesmas regiões, de 6.000 MW até 2024.

Diversos fatores vêm influenciando o aumento do aproveitamento da energia solar fotovoltaica no Brasil. Podemos citar a tendência de crescimento da demanda de energia elétrica, conforme apresentado na figura 3, o alto índice de radiação solar quando comparado a países que já utilizam de forma abundante essa energia, como é o caso da Alemanha [16], a queda do preço dos sistemas fotovoltaicos (figura 4), além do aumento do preço da energia devido às condições climáticas desfavoráveis [17].

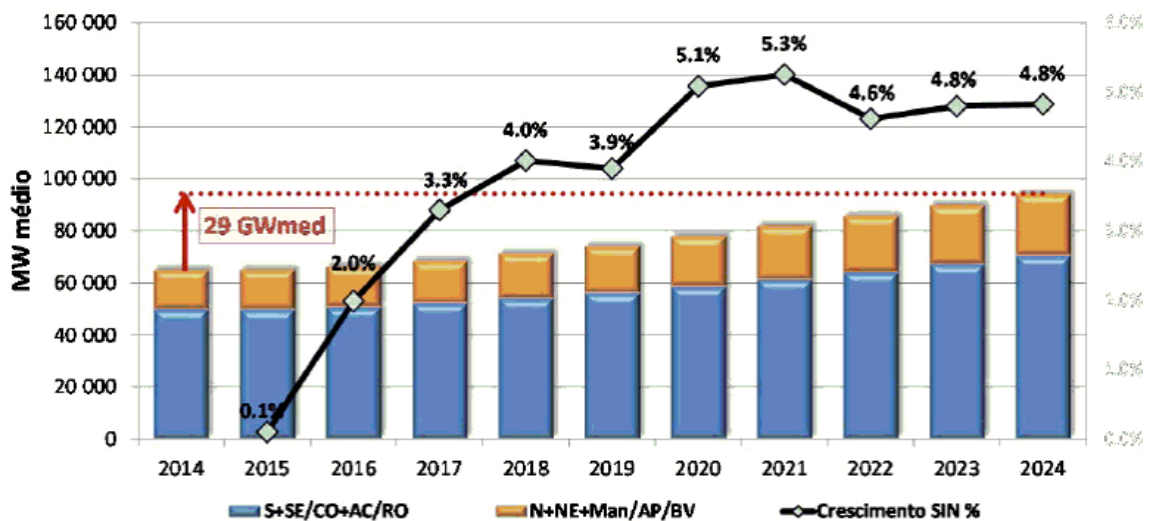


Figura 3 – Evolução da carga de energia elétrica no SIN

Fonte: [15]

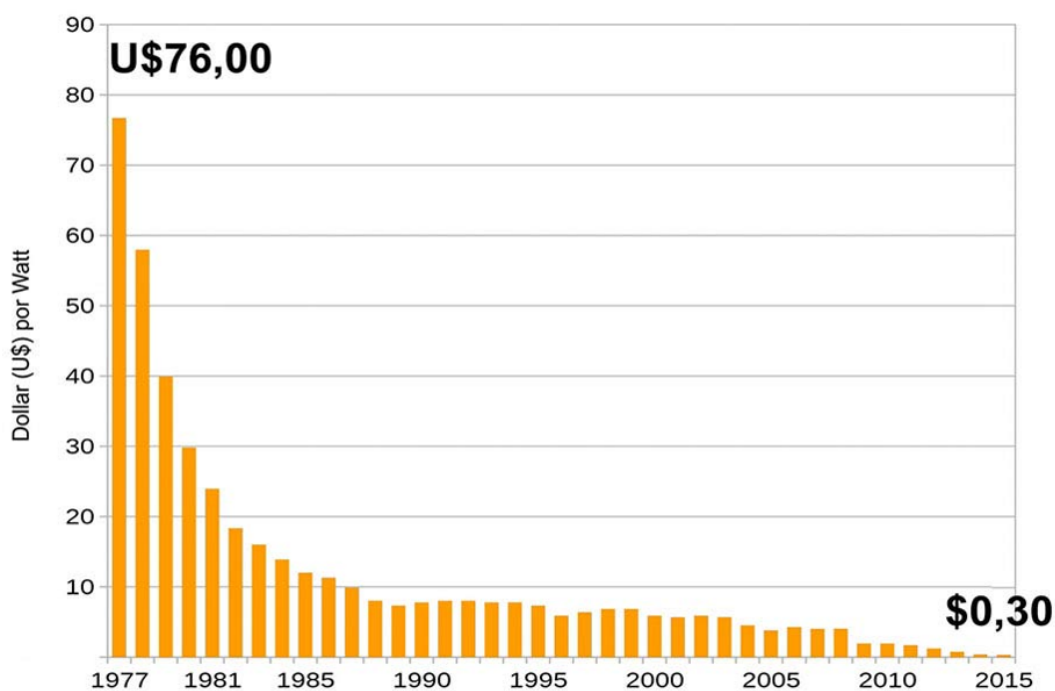


Figura 4 – Custo médio por Watt de sistemas fotovoltaicos

Fonte: [18]

4.2 INCENTIVOS AO USO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Com o intuito de proporcionar uma maior penetração da energia fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro, o governo promoveu uma série de incentivos à esse tipo de energia. De acordo com [19], são alguns exemplos de incentivos:

- **Chamada Pública (CP) ANEEL** - Entre 2014 e 2016 as plantas solares fotovoltaicas da CP nº 013/2011 entraram em operação;
- **Isenção de IPI** - A partir do Decreto nº 7.212, a energia elétrica, bem como minerais, derivados de petróleo e combustíveis, passam a ser isentos de IPI;
- **Isenção ICMS** - Alguns componentes e equipamentos destinados a aproveitamentos de energia eólica e solar, como pás para turbinas eólicas, painéis solares e cabos de potência, passam a ter isenção de ICMS, por meio do Convênio ICMS 101/97, sendo este convênio celebrado entre as secretárias de Fazenda de todos os estados. A isenção tem validade até 31 de dezembro de 2021;
- **Desconto na TUSD/TUST** - A partir da REN 481/2012, empreendimentos com potência inferiores a 30 MW passam a ter 80% de desconto na TUSD e TUST;
- **Isenção de ICMS, PIS e COFINS na Geração Distribuída** - Por meio do convênio CONFAZ 39/2017, quase todos os estados brasileiros deixaram de aplicar

o ICMS sobre a energia gerada pelos consumidores, aplicando-se o imposto somente sobre a energia líquida consumida, ou seja, somente sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada na rede de distribuição. Tal isenção também é válida para o PIS e o COFINS;

- **Redução do imposto de importação** - Foi prorrogada até o fim de 2017 a manutenção da alíquota de 2% que incide sobre bens de capital que sejam destinados à confecção de dispositivos utilizados na geração fotovoltaica. Esta prorrogação foi dada por meio da Resolução CAMEX 22, em março de 2016;
- **Apoio BNDES** - O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, por meio da Lei 13.203, passa a poder financiar projetos de GD em hospitais e escolas públicas, com taxas de juros diferenciadas.

4.3 BENEFÍCIOS DO USO AO SISTEMA ELÉTRICO

O uso da energia fotovoltaico traz consigo inúmeros benefícios, sejam no âmbito da eficiência energética, financeiro ou socioambiental.

No que diz respeito a eficiência energética, com o uso de sistemas fotovoltaicos em residências, comércios e indústrias faz com que a geração vá para próximo do consumidor, reduzindo as perdas nos sistemas de transmissão e distribuição e postergando investimentos nos três setores (geração, transmissão e distribuição).

Do ponto de vista financeiro, os consumidores que fazem uso de GD, conseguem reduzir seus custos com energia elétrica, durante a vida útil do sistema, visto que parte ou, até mesmo, a totalidade de seu consumo consegue ser suprido pelo SFVCR.

Por fim, a energia fotovoltaica é livre de carbono na fase de geração, contribuindo, assim, para a redução das emissões de CO₂ relativo à geração de energia elétrica [19]. Além disso, os maiores índices de irradiação solar no Brasil ocorrem em áreas subdesenvolvidas economicamente. Segundo [20], a energia solar é uma das que mais gera empregos, sendo entre 25 e 30 vagas por cada MW produzido. Logo, com investimentos em energia fotovoltaica nessas regiões, será possível proporcionar crescimento e dinamismo à economia local.

4.4 MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

No Brasil a geração de energia elétrica por meio de microgeração e minigeração distribuída atingiu 104,1 GWh no ano de 2016, tendo uma potência instalada de 72,5 MW, já que, recentes ações regulatórias tornaram possível a compensação de energia excedente produzida por sistemas de menor porte. Dentre as fontes, pode-se destacar a solar fotovoltaica, que alcançou uma geração de 53,6 GWh, ou seja, mais de 50% do

total, e potência instalada de 56,9 MW [21]. A participação de cada fonte na geração distribuída pode ser observada na tabela 4.

Tabela 4 – Capacidade Instalada - Geração Distribuída (MW)

Fonte	2015	2016
Hidráulica	0,8	4,4
Térmica	2,3	11,0
Eólica	0,1	0,2
Solar	13,3	56,9
Capacidade Disponível	16,5	72,5

Fonte: [21], 2017

4.4.1 Microgeração e Minigeração Fotovoltaica

Segundo [22], há dois grupos de geração distribuída: microgeração e minigeração. O grupo de microgeração é caracterizado por centrais geradoras de energia elétrica que possuem capacidade instalada de até 75 kW. Já a minigeração distribuída tem limite de capacidade superior à microgeração, sendo classificadas nesse grupo as centrais geradoras com capacidade instalada entre 75 kW e 5 MW, com exceção das centrais de fonte hídrica, nas quais a capacidade instalada deve ser inferior à 3MW.

Além dos limites de potência instalada, as centrais geradoras para serem classificadas como minigeração e microgeração distribuída devem utilizar-se de geração distribuída qualificada, conforme os termos da resolução normativa nº 235, ou de fontes renováveis de energia elétrica, sendo conectadas à rede elétrica através das instalações das unidades consumidoras.

4.4.2 Créditos de Energia

O sistema de compensação de energia elétrica segue a seguinte diretriz, a partir da [22]:

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. (ANEEL, 2012, p. 2)

Ou seja, caso a geração da unidade consumidora seja maior que o consumo da mesma, essa diferença entre geração e consumo torna-se um "crédito de energia", que não pode ser vendido para a concessionária ou outro consumidor, mas que pode ser utilizado para abater o consumo total ou parcial nos momentos em que a geração é menor que o

consumo. De acordo com as novas regras, a validade destes créditos passou de 36 para 60 meses.

Podemos citar, como exemplo, o caso da microgeração solar fotovoltaica. Durante o dia, pode haver injeção de energia ativa, por parte do consumidor, na rede de distribuição a qual está conectado, gerando créditos para este. A noite, quando não há geração, a rede supre as necessidades da unidade consumidora e os créditos acumulados durante o dia podem ser utilizados para abater o consumo em sua totalidade ou parcialmente.

Mesmo nas situações que a energia injetada na rede, para um período de faturamento, seja maior que o consumo da unidade neste mesmo período, ainda é devido o pagamento relativo ao custo de disponibilidade [22], conforme tabela 5.

Tabela 5 – Custo de Disponibilidade da rede para cada grupo consumidor

Grupo Consumidor	Custo de disponibilidade
Grupo A: Alta Tensão (Indústrias e Empresas)	Demanda Contratada em kW
Grupo B: Ligação Monofásica ou Bifásica a 2 condutores	Equivalente a 30 kWh
Grupo B: Bifásica a 3 condutores	Equivalente a 50 kWh
Grupo B: Trifásica	Equivalente a 100 kWh

4.4.3 Impostos na Geração Distribuída

Os impostos incidentes na microgeração e minigeração distribuída são o PIS, COFINS e ICMS, porém, após a instituição do sistema de créditos foram realizadas mudanças na aplicação destes impostos [23].

Inicialmente os impostos incidiam sobre todo o consumo da unidade, independente se esta fizesse o uso de créditos ou não. Sendo assim, com o intuito de incentivar a instalação de novos sistema de microgeração e minigeração distribuída, o governo federal reduziu a zero a alíquota do PIS e COFINS incidente sobre a montante de energia que fora injetado na rede pela unidade consumidora, ou seja, não sendo cobrado esses impostos sobre a parcela do consumo a ser compensada pelos créditos de energia [24].

O Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), por meio de convênio, permitiu a parte dos estados conceder isenção do ICMS que incide sobre a parcela do consumo de energia da unidade consumidora que venha a ser compensada com créditos de energia, sejam os créditos referentes ao mês vigente ou a meses anteriores.

Fazem parte do convênio CONFAZ 39/2017 os estados do Acre, Alagoas, Amapá, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Tocantins e o Distrito Federal. Esses benefícios não eram praticados até o início de 2015 [25].

5 ANÁLISE DE CONSUMIDOR

Para realização deste estudo, foi escolhido um *Shopping Center* localizado na cidade de Juiz de Fora - MG.

5.1 CARACTERIZAÇÃO DA COLETA DE DADOS

Nesta etapa foram necessários:

- Levantamento da curva de carga do empreendimento;
- Análise da fatura do empreendimento;
- Dados de irradiação solar da cidade de Juiz de Fora;
- Levantamento da área total da cobertura, sua inclinação e desvio azimutal;
- Percentual de cobertura útil para a implantação do sistema fotovoltaico;
- Estudo do potencial de geração solar, através da utilização de diferentes módulos e tecnologias SFVCR comercialmente disponíveis;
- Estudos do impacto da inserção de SFVCR na fatura do consumidor e seu *Pay-Back-Time*.

5.2 CURVA DE CARGA

O consumo de energia elétrica em um *shopping center* é dividido em dois grandes grupos: consumo específico e consumo comum. Consumo específico é o consumo relativo à cada uma das operações (lojas, quiosques e eventos) presentes no *shopping*, ou seja, é o consumo não gerenciável pela equipe de operações¹ do *shopping*. Já o consumo comum é composto pelo consumo da iluminação de áreas comuns (*mall*, galerias técnicas, estacionamento), ar condicionado de áreas comuns, elevadores, bombas de incêndio e recalque, sistema de sonorização, sistema de segurança eletrônica, entre outros.

5.2.1 Consumo total de energia

Um *shopping center* é um consumidor da classe comercial, mas que possui demanda e consumo comparável à consumidores industriais. Além disso, diferente dos consumidores industriais, os *shopping centers* possuem consumo relativamente constante, visto que não há grandes oscilações devido a entrada e saída de carga durante seu horário de funcionamento.

¹ Equipe responsável pelos setores de segurança, limpeza, brigada de incêndio, manutenção e utilidades.

Para o empreendimento em estudo, os valores de consumo, bem como as demandas fora ponta e ponta, podem ser observadas nas figuras 5 e 6, respectivamente.

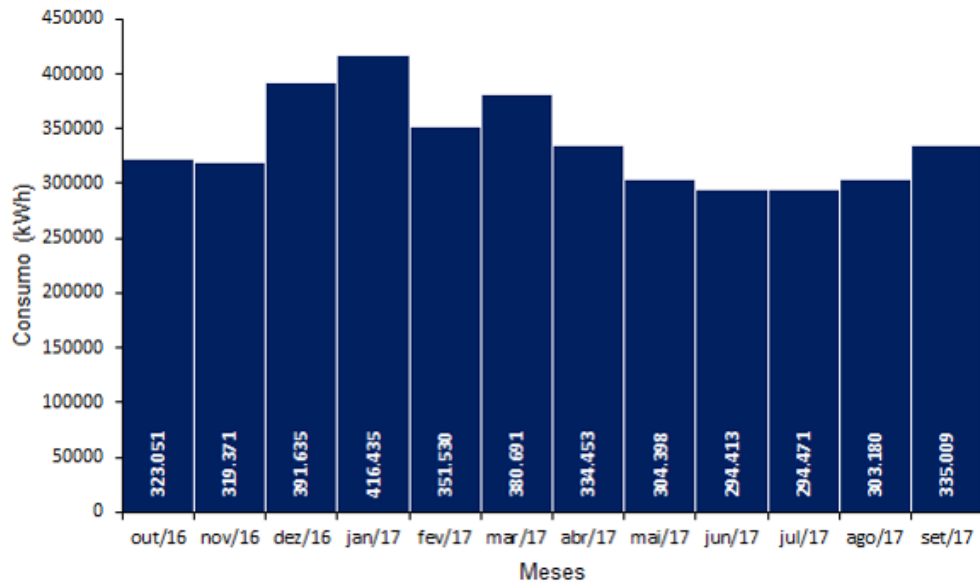


Figura 5 – Consumo de energia elétrica do *Shopping Center*

Fonte: Elaborada pelo autor

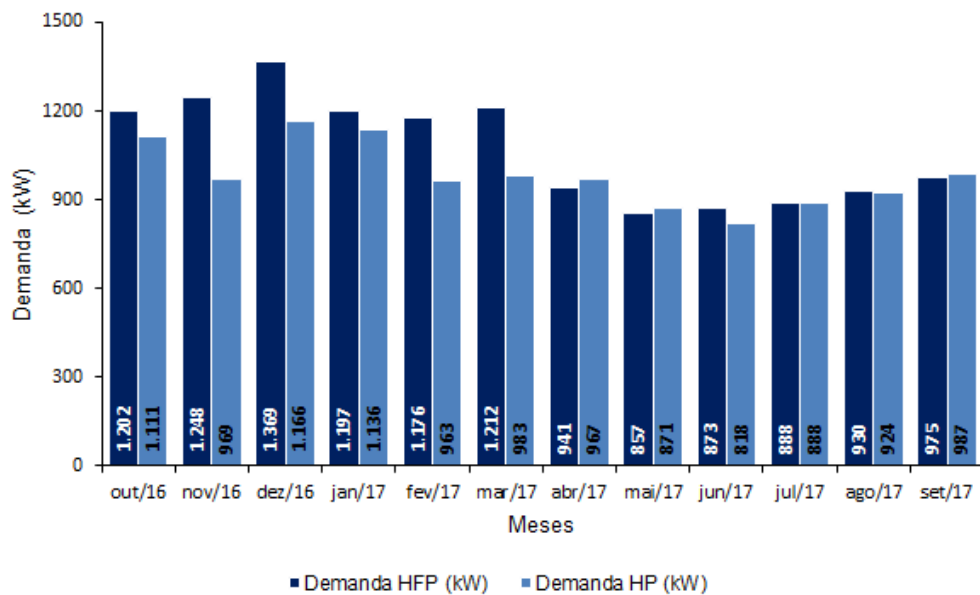


Figura 6 – Demanda de energia elétrica do *Shopping Center*

Fonte: Elaborada pelo autor

5.3 ANÁLISE DA FATURA DO EMPREENDIMENTO

Conforme apresentado na figura 6, a demanda do empreendimento é superior à 75 kW e, segundo [26], o atendimento deve ser em média tensão. Para o caso de Juiz de Fora, a tensão de atendimento é de 22 kV para os clientes de média tensão. Sendo assim, conforme apresentado no capítulo 3, o empreendimento está enquadrado no grupo A, visto que é atendido em média tensão, sendo A4 seu subgrupo, devido ao nível de tensão. Além disso, dentre as duas possíveis tarifas horárias (azul e verde), o empreendimento optou por ser tarifado pela tarifa azul.

Outro ponto relevante é que o empreendimento já encontra-se no mercado livre, ou seja, negociando bilateralmente os valores e volumes de energia contratados. Logo, os custos relativos ao consumo são faturados pelo agente vendedor de energia, enquanto a distribuidora fatura somente a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), baseada na demanda, e os encargos pelo uso do sistema, baseados no consumo de energia.

Na tabela 6, pode-se ver os custos com energia do empreendimento durante o ano de 2017, bem como o valor médio do kWh.

Tabela 6 – Custos Mensais com Energia Elétrica

Mês	Fatura Agente Vendedor de Energia (R\$)	Fatura Distribuidora (R\$)	R\$/kWh
jan/17	152.736,19	98.981,95	0,5047
fev/17	140.981,19	94.951,09	0,5604
mar/17	140.212,89	98.638,39	0,5239
abr/17	137.717,66	54.346,37	0,4795
mai/17	131.778,13	47.727,08	0,4924
jun/17	109.608,96	27.642,42	0,3893
jul/17	115.588,79	21.707,28	0,3893
ago/17	132.129,91	22.180,02	0,4250
set/17	146.476,56	29.119,00	0,4377
out/17	161.893,74	34.397,42	0,4209
nov/17	160.432,37	30.274,81	0,4338
dez/17	167.923,70	30.099,42	0,4222

Fonte: Elaborada pelo autor

Vale ressaltar que os custos apresentados na tabela 6 são relativos a apenas o consumo de energia e demanda do empreendimento, pois pelo fato de participar do mercado livre há outros custos inerentes ao consumidor, como a contribuição mensal à CCEE, encargos de energia de reserva (EER), garantia e liquidação financeira [27], além de possíveis custos com empresas especializadas em gestão de clientes no mercado livre.

5.4 LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS DA COBERTURA

O empreendimento tem sua cobertura dividida em 5 seções, que possuem características distintas quanto a área, inclinação e desvio azimutal. Tal divisão pode ser observada na Figura 7.

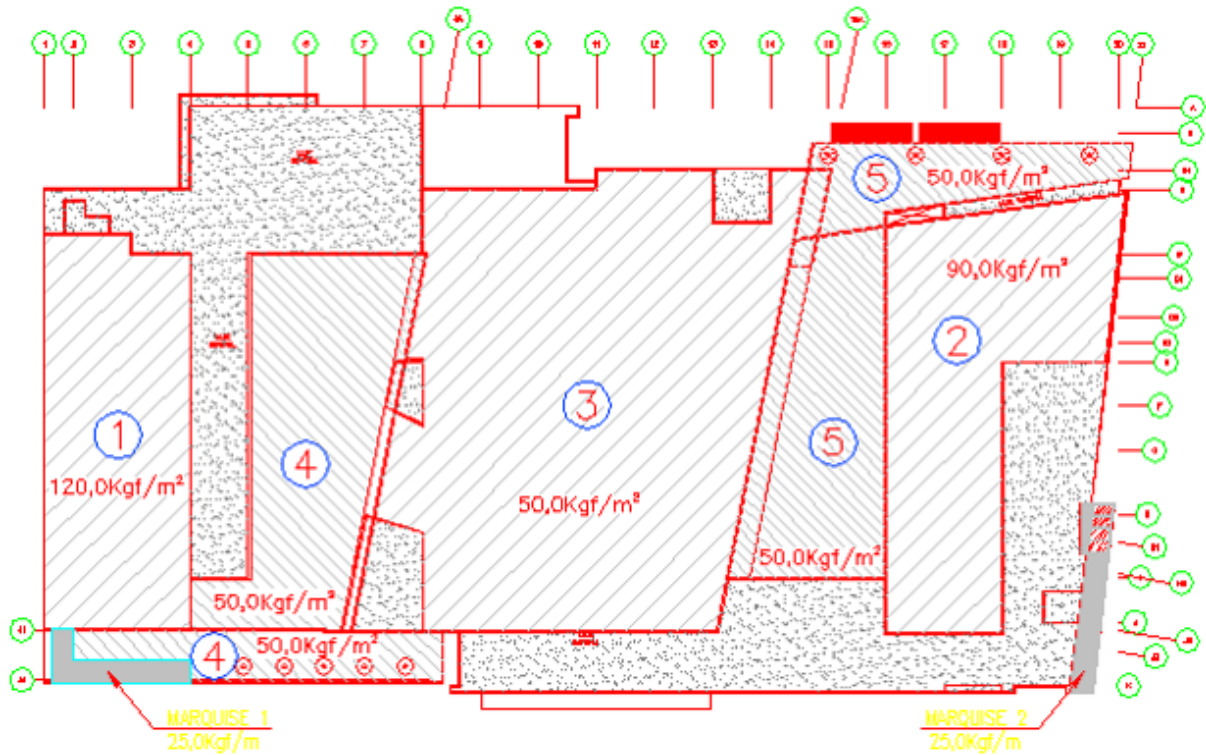


Figura 7 – Seções da cobertura do empreendimento

Fonte: Projeto de estrutura metálica do Shopping Center

Os dados de inclinação e desvio azimutal de cada uma das seções são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Características das seções da cobertura

Seção	Inclinação	Desvio Azimutal
1	-3°	145°
2	-3°/3°	145°/35°
3	-3°/3°	125°/55°
4	-3°	145°
5	3°	35°/55°

Fonte: Elaborada pelo autor

As seções que possuem mais de um valor para inclinação e/ou desvio azimutal justificam-se pelo fato do telhado ter duas ou mais águas naquela seção. Nos casos em

que a inclinação é negativa, é devido a face do telhado está voltada para o sul, ao invés do norte.

Devido às variações das características de cada uma das seções, os valores de irradiância solar que incide sobre estas também serão distintos, fazendo-se necessário analisar a irradiação de todas as seções, a fim de se identificar qual recebe o maior volume de energia proveniente do Sol.

A cobertura possui uma área total de, aproximadamente, 12.100 m², dividida entre as 5 seções, conforme exposto na Tabela 8. Devido à necessidade de manutenção do SFVCR, bem como manutenção do sistema de capacitação de água pluvial, é necessária que parte da cobertura não seja ocupada pelos módulos. Dessa forma, para efeito de projeto, assume-se que a área útil de cada seção corresponde a 95% da área total da mesma.

Tabela 8 – Área das seções da cobertura

Seção	Área total (m ²)	Área útil (m ²)
1	1767	1679
2	1486/572	1412/543
3	2282/2898	2168/2753
4	1752	1664
5	1347	1280

Fonte: Elaborada pelo autor

A fim de se obter dados mais precisos para realização das simulações, fez-se uso do *software* Radasol 2, disponibilizado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Os dados de irradiância do local pode ser observado na figura 9, enquanto os dados de irradiação podem ser vistos na figura 10.

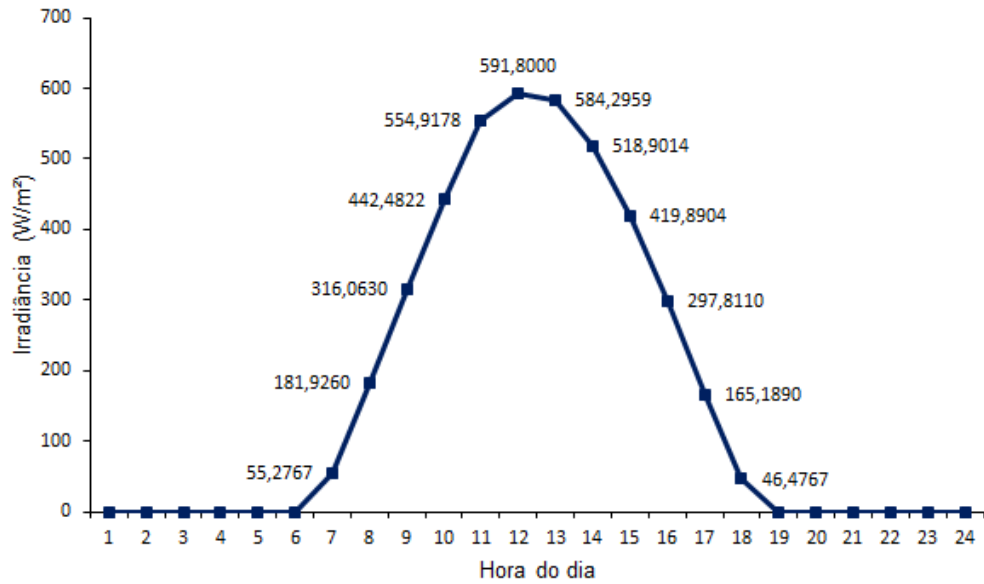


Figura 9 – Irradiância Média Diária de Juiz de Fora

Fonte: Adaptado do *software* Radasol 2

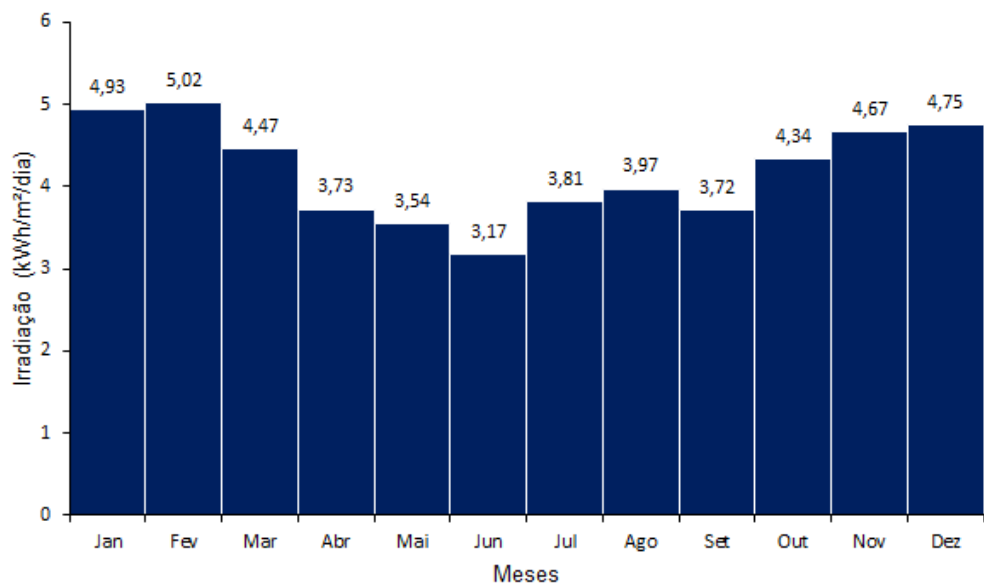


Figura 10 – Irradiação Mensal Média de Juiz de Fora

Fonte: Adaptado do *software* Radasol 2

Além das irradiações médias do local é de grande importância o conhecimento da temperatura ambiente, visto que esta interfere na temperatura de operação do módulo, que por sua vez interfere nos valores de tensão, corrente e potência do módulo. A temperatura média mensal de Juiz de Fora pode ser vista na figura 11.

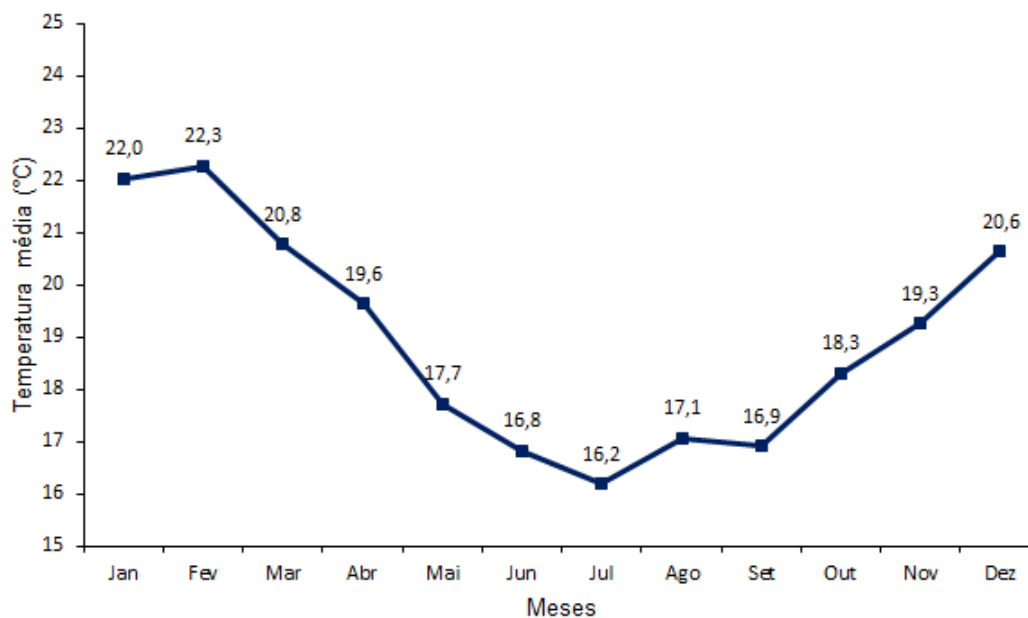


Figura 11 – Temperatura Média Mensal de Juiz de Fora

Fonte: Adaptado do *software* Radasol 2

6.2.2 Estimativa de Geração

Para realização das simulações deste trabalho serão considerados 8 modelos de painéis, conforme apresentado na tabela 9, de forma a otimizar a escolha do equipamento.

Tabela 9 – Dados dos módulos

Marca	Modelo	Preço (R\$)	Pm (W)
Canadian	CSI CS6P-260P	570,00	260
Canadian	CSI CS6P-265P - BR	623,85	265
GCL	P6/60	599,00	270
Canadian	CSI CS6K-270P	599,00	270
Yingli	YL275D-30b	749,00	275
Jinko Solar	JKM315P	698,00	315
GCL	P6/72	719,00	325
SunEdison	F330EZD	763,00	330

Além dos painéis, também foram considerados 9 modelos de inversores centrais, de forma a permitir diversos níveis de potência para o sistema. As informações dos inversores considerados estão apresentadas na tabela 10.

Tabela 10 – Dados dos inversores

Marca	Modelo	Pin (kW)	Pout (kVA)
Fronius	AGILO 100.0-3	104,40	100,00
Fronius	AGILO TL 360.0-3	368,65	360,00
Fronius	AGILO TL 460.0-3	469,20	460,00
SMA	Sunny Central 500CP-JP	511,00	500,00
SMA	Sunny Central 500CP XT	560,00	550,00
SMA	Sunny Central 630CP XT	713,00	700,00
SMA	Sunny Central 720CP XT	808,00	792,00
SMA	Sunny Central 760CP XT	853,00	836,00
SMA	Sunny Central 1000CP XT	1122,00	1100,00

De posse das informações desses componentes foi possível estudar diversos arranjos para atendimento do *shopping*. Com auxílio do *software* Matlab foi possível realizar as simulações de 211 possíveis sistemas, os quais variam de 100 kWp a 1.800 kWp.

Definido o número de módulos e o arranjo de cada sistema é possível calcular a energia gerada por ele. Primeiramente deve-se calcular a potência entregue pelo sistema fotovoltaico ao inversor, por meio da equação 6.1. Já a potência entregue à unidade consumidora ou à rede é dada pela equação 6.2, que leva em consideração a eficiência do inversor na busca do ponto de máxima potência [30].

$$P_{MP} = P_{FV}^0 \times \frac{H_{t,\beta}}{H_{t,ref}} \times [1 - |\gamma_{MP}| \times (T_C - T_{C,ref})] \quad (6.1)$$

Onde:

- P_{MP} é a potência entregue ao inversor
- P_{FV}^0 é a potência nominal do gerador fotovoltaico
- $H_{t,\beta}$ é a irradiância incidente sobre o plano do módulo
- $H_{t,ref}$ é a irradiância na STC
- γ_{MP} é o coeficiente de temperatura de potência nominal
- T_C é a temperatura de operação da célula
- $T_{C,ref}$ é a temperatura NOCT

$$P_{FV} = P_{MP} \times \eta_{MPPT} \quad (6.2)$$

Onde:

- P_{FV} é a potência de saída do inversor
- η_{MPPT} é a eficiência de adaptação de máxima potência do inversor

6.3 ESTIMATIVA DE CUSTOS

6.3.1 Painéis

Para o custo com os painéis foram adotados os valores presentes na tabela 9. Tais valores foram encontrados em pesquisas em sites nacionais especializados em energia fotovoltaica.

6.3.2 Inversor

Segundo [31], os valores investidos em sistemas fotovoltaicos conectados a rede podem ser estimados por meio dos valores presentes na tabela 11.

Tabela 11 – Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos referência no Brasil (R\$/Wp)

Potência	Painéis	Inversores	Instalação e Montagem	Total
Residencial (4-6kWp)	4,88	1,25	1,53	7,66
Residencial (8-10kWp)	4,42	1,09	1,38	6,89
Comercial (100kWp)	3,81	0,92	1,18	5,91
Industrial (>1000kWp)	3,50	0,66	1,04	5,20

Fonte: [31]

A fim de estimar os custos com os inversores, a razão entre o custo do inversor e o custo total do sistema presente na tabela 11 foi representada graficamente na figura 12.

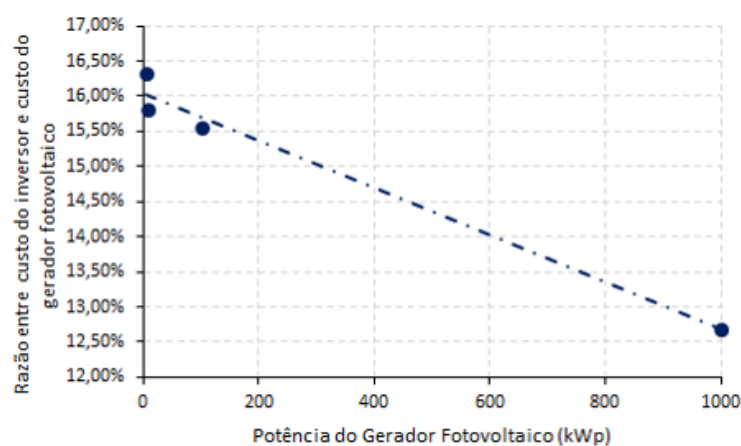


Figura 12 – Representatividade do inversor no custo total do sistema

Fonte: Elaborado pelo autor

Através da linearização feita na figura 12, foi obtida a equação 6.3, que nos permite estimar o custo do inversor de acordo com a potência nominal do gerador fotovoltaico.

$$C_{inv}(\%) = \frac{C_{inv}}{C_{sist}} = -3 \times 10^{-5} \times P_{FV}^0 + 0,1603 \quad (6.3)$$

Onde:

- $C_{inv}(\%)$ é a representatividade percentual do(s) inversor(es) no custo total do sistema;
- C_{inv} é o custo com inversor(es);
- C_{sist} é o investimento total no sistema fotovoltaico.

6.3.3 Instalação, Operação e Manutenção

Os custos de instalação, operação e manutenção também foram definidos baseados em [31], sendo que o valor da instalação corresponde à 20% do custo do sistema (C_{sist}) e o custo anual de operação e manutenção igual a 1% deste mesmo custo, ou seja:

$$C_{inst} = 0,20 \times C_{sist} \quad (6.4)$$

$$C_{O\&M} = 0,01 \times C_{sist} \quad (6.5)$$

Onde:

- C_{inst} é o custo de instalação do sistema;
- $C_{O\&M}$ é o custo anual de operação e manutenção do sistema.

7 ANÁLISE DE INVESTIMENTO

Dentre os diversos sistemas simulados, será utilizada o que apresenta menor custo relativo para se realizar a análise. Sendo assim, será realizado o cálculo do Custo Nivelado da Energia ou *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Esta metodologia leva em consideração todos os custos que compõem o sistema, como manutenção, operação e investimento, além de preço de combustível e, também, o quantitativo de energia gerada durante a operação daquela planta. Este método é comumente usado para realizar comparações entre diferentes fontes [32]. O LCOE pode ser calculado por meio da equação 7.1.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (7.1)$$

Onde:

- I_t são os investimentos (inclusive financiamentos) no período t ;
- M_t são os custos de manutenção e operação no período t ;
- F_t são os custos com combustível no período t ;
- E_t é a energia gerada no período t ;
- r é a taxa de desconto;
- n é expectativa de vida útil do sistema de geração.

Como sabe-se, não há custos com combustível em um sistema fotovoltaico. Além disso, os custos com operação e manutenção já estão definidos em 6.3.3. Quanto aos investimentos, optou-se, neste estudo, por financiamento por meio do BNDES através do Fundo Clima [33]. Neste fundo, o parcelamento dar-se em até 16 anos, com taxas variando entre 2,30% e 6,76% a.a.. Além disso, o valor mínimo para financiamento é de R\$ 3 milhões, sendo permitido financiar 90% dos equipamentos (painéis e inversores, basicamente).

Para elaboração das simulações, considerou que o financiamento seria feito em 16 anos e com taxa de 4,55% a.a., que é o valor médio dos limites. A figura 13 nos dá os valores de LCOE dos sistemas simulados. Vale ressaltar que o processo de simulação consistia em selecionar os possíveis arranjos de cada uma dos módulos para cada um dos inversores, ou seja, primeiro definia-se o inversor e, posteriormente, os possíveis arranjos de cada uma dos modelos de módulos.

Dentre todos os sistemas, o menor valor de LCOE encontrado foi de R\$ 0,2019/kWh. As características deste sistema estão presentes na tabela 12.

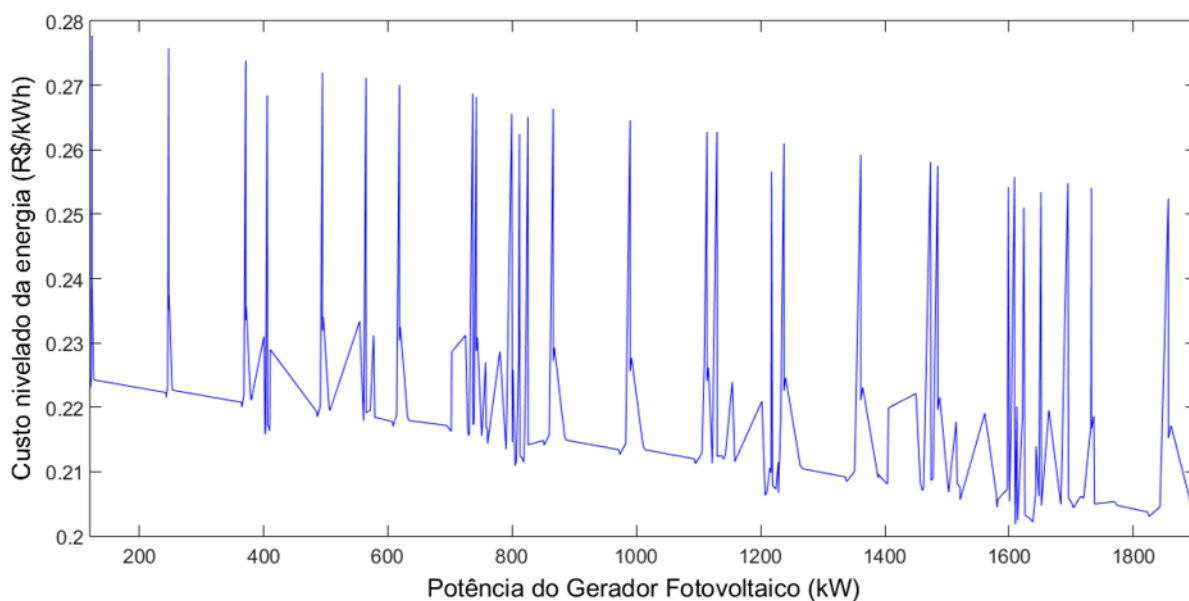


Figura 13 – Custo Nivelado da Energia

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 12 – Sistema a ser implantado

Potência Total	1.609,92 kWp
Nº de módulos	6.192
Nº de inversores	4
Energia anual gerada	2.310 MWh/ano
Área	9.960 m ²
Custo com equipamentos (Painéis e Inversores)	R\$ 4.104.014,32
Custo de instalação e montagem	R\$ 1.026.003,58
Custo total	R\$ 5.130.017,90
Custo financiável	R\$ 3.693.612,88

Fonte: Elaborada pelo autor

Vale ressaltar que o sistema apresentado na tabela 12 não é suficiente para atender toda a carga do empreendimento. No que se refere a energia, o sistema consegue, em média, atender 46% do consumo do empreendimento.

Os seguintes parâmetros foram adotados para análise econômica do sistema:

- Financiamento de 90% do valor dos equipamentos em 16 anos;
- Taxa mínima de atratividade de 15%;
- Redução anual de 0,8% da capacidade de geração do sistema, conforme orientado pelos fabricantes de módulos;

- Aumento anual de 6% da tarifa de energia elétrica;
- Compra de novos inversores 15 anos após implantado o sistema;
- A demanda contratada do empreendimento permanecerá inalterada, visto que possíveis manutenções e/ou falhas do sistema podem tirá-lo de operação, fazendo com que a demanda contratada seja ultrapassada, caso esta seja reduzida;
- O preço da energia contratada no mercado livre é de R\$ 227,58/MWh, com incidência de ICMS, sendo alíquota de 25%;
- A relação entre o preço da energia convencional e a incentivada, seja 50 ou 100%, é de, aproximadamente, 76%, conforme anexo A;
- Para a concessionária, foram consideradas as tarifas apresentadas na tabela 13.

Tabela 13 – Tarifas CEMIG

Tarifa	Segmento	Unidade	Ponta	Fora Ponta
TH A4 Azul	Energia	R\$/MWh	423,96	298,11
	Demanda	R\$/kW	34,21	11,05
	Encargos	R\$/MWh	32,24	32,24
TH A4 Verde	Energia	R\$/MWh	1252,64	298,11
	Demanda	R\$/kW	11,05	11,05
	Encargos	R\$/MWh	860,92	32,24

Fonte: Adaptado de [34]

Sendo assim, conhecendo o sistema da tabela 12, o preço da energia no mercado livre e as tarifas da CEMIG apresentadas na tabela 13, é possível calcular o custo médio do kWh, apresentados nas figuras 14 e 15, para cada cenário de análise.

Vale ressaltar que no cálculo do custo médio do kWh está sendo considerado os custos de disponibilidade, ou seja, os custos com demanda. Nos cenários que há penetração de GD, foi considerado, também, os custos de operação e manutenção do gerador fotovoltaico.

Tanto no caso da TH Azul quanto no caso da TH Verde, o cenário que apresentou menor valor de kWh médio foi o qual o cliente está no mercado livre contratando energia 100% incentivada com inserção de GD. Dentre os dois casos, a TH Azul é a mais vantajosa.

7.1 FLUXOS DE CAIXA

Neste trabalho serão considerados quatro indicadores: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Retorno sobre Investimento (*Return Over Investment* - ROI) e o tempo de retorno do investimento inicial (*Payback-time*).

Mês	TH Azul							
	Sem GD				Com GD			
	Cativo	Convencional	I50	I100	Cativo	Convencional	I50	I100
jan/17	0,7871	0,6210	0,5996	0,5047	0,7367	0,6308	0,5777	0,4828
fev/17	0,8610	0,7049	0,6728	0,5604	0,7786	0,6901	0,6211	0,5087
mar/17	0,8346	0,6577	0,6277	0,5239	0,7678	0,6574	0,5938	0,4900
abr/17	0,8538	0,6333	0,5977	0,4795	0,7978	0,6218	0,5482	0,4301
mai/17	0,8758	0,6653	0,6222	0,4924	0,8004	0,6430	0,5600	0,4302
jun/17	0,9043	0,6130	0,5384	0,3893	0,8688	0,6450	0,5364	0,3872
jul/17	0,8629	0,6089	0,5384	0,3893	0,7920	0,6303	0,5237	0,3745
ago/17	0,8537	0,6273	0,5698	0,4250	0,7888	0,6368	0,5391	0,3942
set/17	0,8450	0,6122	0,5688	0,4377	0,8162	0,6251	0,5414	0,4103
out/17	0,8053	0,5631	0,5336	0,4209	0,7756	0,5822	0,5144	0,4016
nov/17	0,8085	0,5855	0,5535	0,4338	0,7728	0,5977	0,5254	0,4058
dez/17	0,7777	0,5605	0,5343	0,4222	0,7492	0,5760	0,5102	0,3981
Média	0,8391	0,6211	0,5797	0,4566	0,7870	0,6280	0,5493	0,4261

Figura 14 – Custo médio do kWh - TH Azul

Fonte: Elaborada pelo autor

Mês	TH Verde							
	Sem GD				Com GD			
	Cativo	Convencional	I50	I100	Cativo	Convencional	I50	I100
jan/17	0,7942	0,6281	0,6594	0,6172	0,7438	0,6379	0,6375	0,5953
fev/17	0,8436	0,6874	0,7178	0,6678	0,7611	0,6727	0,6661	0,6160
mar/17	0,8380	0,6611	0,6888	0,6426	0,7712	0,6609	0,6549	0,6087
abr/17	0,8053	0,6317	0,6616	0,6091	0,7494	0,6202	0,6122	0,5596
mai/17	0,8282	0,6683	0,6973	0,6396	0,7528	0,6460	0,6351	0,5773
jun/17	0,8547	0,6195	0,6213	0,5484	0,8192	0,6515	0,6192	0,5464
jul/17	0,8094	0,6091	0,6149	0,5421	0,7385	0,6305	0,6001	0,5273
ago/17	0,8253	0,6511	0,6677	0,5970	0,7604	0,6605	0,6369	0,5662
set/17	0,8169	0,6332	0,6568	0,5928	0,7881	0,6461	0,6294	0,5654
out/17	0,8125	0,6131	0,6414	0,5863	0,7827	0,6322	0,6222	0,5671
nov/17	0,8033	0,6249	0,6541	0,5957	0,7676	0,6371	0,6260	0,5676
dez/17	0,7837	0,6078	0,6390	0,5842	0,7551	0,6232	0,6148	0,5601
Média	0,8179	0,6363	0,6600	0,6019	0,7658	0,6432	0,6295	0,5714

Figura 15 – Custo médio do kWh - TH Verde

Fonte: Elaborada pelo autor

Visto que a TH Azul é a mais vantajosa, serão apresentados os fluxos de caixa dos quatro cenários da figura 14 que têm presença de GD.

7.1.1 Cliente Cativo com GD

Ano	Energia Produzida (kWh)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Economia (R\$)	Investimento Inicial (R\$)	Financiamento (R\$)	O & M (R\$)	Reposição de Equipamentos (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0				-1.436.405				-1.436.405
1	2.310.006	0,4290	990.976		-329.981	-51.300		609.695
2	2.291.526	0,4547	1.042.031		-329.981	-54.378		657.672
3	2.273.046	0,4820	1.095.645		-329.981	-57.456		708.208
4	2.254.566	0,5109	1.151.942		-329.981	-60.534		761.427
5	2.236.086	0,5416	1.211.050		-329.981	-63.612		817.457
6	2.217.606	0,5741	1.273.103		-329.981	-66.690		876.433
7	2.199.126	0,6085	1.338.244		-329.981	-69.768		938.495
8	2.180.645	0,6450	1.406.618		-329.981	-72.846		1.003.791
9	2.162.165	0,6837	1.478.379		-329.981	-75.924		1.072.475
10	2.143.685	0,7248	1.553.688		-329.981	-79.002		1.144.705
11	2.125.205	0,7683	1.632.712		-329.981	-82.080		1.220.651
12	2.106.725	0,8144	1.715.625		-329.981	-85.158		1.300.487
13	2.088.245	0,8632	1.802.611		-329.981	-88.236		1.384.394
14	2.069.765	0,9150	1.893.858		-329.981	-91.314		1.472.563
15	2.051.285	0,9699	1.989.565		-329.981	-94.392	-1.377.001	188.192
16	2.032.805	1,0281	2.089.940		-329.981	-97.470		1.662.489
17	2.014.325	1,0898	2.195.197			-100.548		2.094.648
18	1.995.845	1,1552	2.305.561			-103.626		2.201.934
19	1.977.365	1,2245	2.421.266			-106.704		2.314.561
20	1.958.885	1,2980	2.542.555			-109.782		2.432.773
21	1.940.405	1,3758	2.669.683			-112.860		2.556.823
22	1.921.925	1,4584	2.802.913			-115.938		2.686.975
23	1.903.445	1,5459	2.942.520			-119.016		2.823.503
24	1.884.965	1,6386	3.088.789			-122.094		2.966.694
25	1.866.485	1,7370	3.242.017			-125.172		3.116.844

Figura 16 – Fluxo de Caixa - Cliente Cativo com GD

Fonte: Elaborada pelo autor

Indicador	Valor
VPL	R\$ 4.941.106
TIR	49,85%
ROI	343,99%
<i>Payback</i> descontado	3 anos

Figura 17 – Indicadores - Cliente Cativo com GD

Fonte: Elaborada pelo autor

7.1.2 Cliente Livre com GD contratando energia convencional

Ano	Energia Produzida (kWh)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Economia (R\$)	Investimento Inicial (R\$)	Financiamento (R\$)	O & M (R\$)	Reposição de Equipamentos (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0				-1.436.405				-1.436.405
1	2.310.006	0,2770	639.893		-329.981	-51.300		258.612
2	2.291.526	0,2936	672.860		-329.981	-54.378		288.501
3	2.273.046	0,3112	707.480		-329.981	-57.456		320.043
4	2.254.566	0,3299	743.831		-329.981	-60.534		353.317
5	2.236.086	0,3497	781.999		-329.981	-63.612		388.406
6	2.217.606	0,3707	822.068		-329.981	-66.690		425.397
7	2.199.126	0,3929	864.130		-329.981	-69.768		464.381
8	2.180.645	0,4165	908.281		-329.981	-72.846		505.454
9	2.162.165	0,4415	954.619		-329.981	-75.924		548.714
10	2.143.685	0,4680	1.003.247		-329.981	-79.002		594.264
11	2.125.205	0,4961	1.054.274		-329.981	-82.080		642.213
12	2.106.725	0,5258	1.107.813		-329.981	-85.158		692.674
13	2.088.245	0,5574	1.163.981		-329.981	-88.236		745.764
14	2.069.765	0,5908	1.222.901		-329.981	-91.314		801.606
15	2.051.285	0,6263	1.284.701		-329.981	-94.392	-1.377.001	-516.672
16	2.032.805	0,6639	1.349.515		-329.981	-97.470		922.064
17	2.014.325	0,7037	1.417.482			-100.548		1.316.933
18	1.995.845	0,7459	1.488.746			-103.626		1.385.120
19	1.977.365	0,7907	1.563.459			-106.704		1.456.755
20	1.958.885	0,8381	1.641.778			-109.782		1.531.996
21	1.940.405	0,8884	1.723.867			-112.860		1.611.006
22	1.921.925	0,9417	1.809.896			-115.938		1.693.958
23	1.903.445	0,9982	1.900.043			-119.016		1.781.026
24	1.884.965	1,0581	1.994.492			-122.094		1.872.397
25	1.866.485	1,1216	2.093.434			-125.172		1.968.262

Figura 18 – Fluxo de Caixa - Cliente Livre com GD contratando energia convencional

Fonte: Elaborada pelo autor

Indicador	Valor
VPL	R\$ 1.766.686
TIR	26,97%
ROI	122,99%
<i>Payback</i> descontado	8 anos

Figura 19 – Indicadores - Cliente Livre com GD contratando energia convencional

Fonte: Elaborada pelo autor

7.1.3 Cliente Livre com GD contratando energia 50%/100% incentivada

Para o caso das energias incentivadas, será apresentado somente um fluxo de caixa, visto que, comumente, apresentam o mesmo preço.

Ano	Energia Produzida (kWh)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Economia (R\$)	Investimento Inicial (R\$)	Financiamento (R\$)	O & M (R\$)	Reposição de Equipamentos (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0				-1.436.405				-1.436.405
1	2.310.006	0,3498	808.120		-329.981	-51.300		426.839
2	2.291.526	0,3708	849.755		-329.981	-54.378		465.396
3	2.273.046	0,3931	893.476		-329.981	-57.456		506.039
4	2.254.566	0,4167	939.385		-329.981	-60.534		548.870
5	2.236.086	0,4417	987.586		-329.981	-63.612		593.993
6	2.217.606	0,4682	1.038.189		-329.981	-66.690		641.518
7	2.199.126	0,4962	1.091.310		-329.981	-69.768		691.561
8	2.180.645	0,5260	1.147.068		-329.981	-72.846		744.241
9	2.162.165	0,5576	1.205.588		-329.981	-75.924		799.683
10	2.143.685	0,5910	1.267.000		-329.981	-79.002		858.017
11	2.125.205	0,6265	1.331.443		-329.981	-82.080		919.382
12	2.106.725	0,6641	1.399.057		-329.981	-85.158		983.918
13	2.088.245	0,7039	1.469.991		-329.981	-88.236		1.051.774
14	2.069.765	0,7462	1.544.402		-329.981	-91.314		1.123.107
15	2.051.285	0,7909	1.622.449		-329.981	-94.392	-1.377.001	-178.925
16	2.032.805	0,8384	1.704.302		-329.981	-97.470		1.276.851
17	2.014.325	0,8887	1.790.137			-100.548		1.689.589
18	1.995.845	0,9420	1.880.137			-103.626		1.776.510
19	1.977.365	0,9985	1.974.492			-106.704		1.867.787
20	1.958.885	1,0585	2.073.401			-109.782		1.963.618
21	1.940.405	1,1220	2.177.071			-112.860		2.064.210
22	1.921.925	1,1893	2.285.717			-115.938		2.169.779
23	1.903.445	1,2606	2.399.563			-119.016		2.280.547
24	1.884.965	1,3363	2.518.843			-122.094		2.396.748
25	1.866.485	1,4165	2.643.797			-125.172		2.518.625

Figura 20 – Fluxo de Caixa - Cliente Livre com GD contratando energia 50%/100% incentivada

Fonte: Elaborada pelo autor

Indicador	Valor
VPL	R\$ 3.287.763
TIR	37,76%
ROI	228,89%
<i>Payback</i> descontado	5 anos

Figura 21 – Indicadores - Cliente Livre com GD contratando energia 50%/100% incentivada

Fonte: Elaborada pelo autor

8 CONCLUSÃO

O presente estudo apresentou uma análise da inserção de geração distribuída em um empreendimento de grande porte, utilizando-se diversos indicadores para análise de viabilidade do projeto. Foi avaliado o custo de inúmeros arranjos de geradores, a fim de obter o de menor custo nivelado. Além disso, a análise abordou os dois possíveis ambientes de contratação de energia elétrica: cativo e livre.

Chegou-se à conclusão que o investimento no sistema apresentado neste estudo é viável, tanto para o caso do empreendimento estar no mercado cativo quanto no livre. A implantação é mais interessante, no ponto de vista de retorno do investimento, no mercado cativo, mas, apesar disso, o cenário mais interessante é o empreendimento permanecer no mercado livre, visto que o valor médio do kWh é o menor nesse cenário.

Por fim, quebra-se o paradigma de que o investimento em GD para clientes no mercado livre não é rentável.

8.1 TRABALHOS FUTUROS

Inúmeras outras abordagens podem ser adotadas para ampliar os resultados obtidos neste estudo. A seguir, serão apresentadas algumas destas possibilidades:

- Estudar o uso de baterias para armazenamento de energia no horário fora ponta e uso no período de ponta;
- Visto que não há área suficiente na cobertura para atendimento de toda demanda do *shopping*, considerar a possibilidade de cobrir o estacionamento descoberto do empreendimento com placas fotovoltaicas.

REFERÊNCIAS

- [1] CCEE. Entenda o mercado e a CCEE. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/participe/entenda_mercado>. Acesso em: 19 set. de 2017.
- [2] CCEE. O Que Fazemos. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos>. Acesso em: 28 ago. de 2017.
- [3] CCEE. Ambiente livre e ambiente regulado. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado>. Acesso em: 19 set. de 2017.
- [4] CCEE. Comercialização. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao>. Acesso em: 19 set. de 2017.
- [5] ABRACEEL. Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica: Um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais. Brasília: ABRACEEL, 2016. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf> Acesso em: 05 nov. 2017.
- [6] MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA. Visão Geral. Disponível em: <<http://www.mercadolivredeenergia.com.br>>. Acesso em: 05 nov. de 2017.
- [7] CMU COMERCIALIZADORA DE ENERGIA. Comprar Energia. Disponível em: <http://www.cmuenergia.com.br/site/ComprarEnergia>>. Acesso em: 5 nov. de 2017.
- [8] CCEE. Preços médios. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios>. Acesso em: 6 nov. de 2017.
- [9] ANEEL. Resolução Normativa nº 414, de 9 de Abril de 2010. Brasília: ANEEL, 2010.
- [10] ANEEL. Classes de Consumo. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/alta-tensao/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/classe/654800>. Acesso em: 05 nov. 2017.
- [11] AMÉRICA DO SOL. O que é e como funciona o Sistema Fotovoltaico, 2017. Disponível em: <http://americadosol.org/energia_fotovoltaica>. Acesso em: 19 set. de 2017.
- [12] ECO MONTES. Afinal, o que é energia solar? Saiba tudo aqui!. Disponível em: <http://ecomontes.com.br/afinal-o-que-e-energia-solar-saiba-tudo-aqui/>. Acesso em: 17 nov. de 2017.
- [13] PORTAL SOLAR. Energia Fotovoltaica, 2016. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 18 set. de 2017.
- [14] MME. Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro. Brasília: MME, ago. 2017.
- [15] MME; EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília: MME/EPE, 2015.

- [16] COMERC. Energia solar no Brasil e no mundo. Disponível em: <http://www.panoramacomerc.com.br/?p=2517>. Acesso em: 15 nov. de 2017.
- [17] CORREIO BRAZILIENSE. Governo diz que energia ficará mais cara, mas descarta racionamento. Disponível em: http://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2017/10/05/internas_economia,631543/governo-diz-que-energia-ficara-mais-cara-mas-descarta-acionamento.shtml. Acesso em: 15 nov. de 2017.
- [18] PORTAL SOLAR. Quanto custa a energia solar fotovoltaica. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>. Acesso em: 8 nov. de 2017
- [19] MME. Ministério de Minas e Energia. Energia Solar no Brasil e Mundo. Brasília: MME, out. 2017.
- [20] ABSOLAR. Energia solar: o que falta para o Brasil ser uma grande potência?. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-o-que-falta-para-o-brasil-ser-uma-grande-potencia.html>. Acesso em: 15 nov. 2017.
- [21] EPE. Balanço energético nacional 2017: Ano base 2016. Rio de Janeiro: EPE, 2017.
- [22] ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012. Brasília: ANEEL, 2012.
- [23] GIVISIEZ, Arthur Gonçalves. Gerenciamento pelo Lado da Demanda e Micro e Minigeração Distribuída. Juiz de Fora/MG. 2016. 73p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Juiz de Fora. Faculdade de Engenharia, Juiz de Fora, 2016.
- [24] BRASIL. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Planalto, 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm. Acesso em: 5 nov. de 2017.
- [25] CONFAZ. Convênio ICMS 39, de 7 de abril de 2017. Brasília: CONFAZ, 2017.
- [26] CEMIG. ND-5.1 - Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária Rede de Distribuição Aérea Edificações Individuais. Belo Horizonte: CEMIG, 2015.
- [27] INTER ENERGIA. Mercado Livre de Energia e Mercado Cativo: diferenças de custos associados. Disponível em: <http://www.interenergia.com.br/single-post/2017/08/03/Mercado-Livre-de-Energia-e-Mercado-Cativo-diferencas-de-custos-associados>. Acesso em: 22 nov. de 2017.
- [28] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.
- [29] CEMIG. Saiba mais sobre os mapas solarimétricos de Minas Gerais. Disponível em: http://www.cemig.com.br/sites/blogs/cemig_energia/Lists/Postagens/Post.aspx?ID=41. Acesso em: 25 nov. de 2017.
- [30] GOMES, Flavio Vanderson. Notas de Aula do Curso Sistemas Fotovoltaicos (ENE101). Agosto a Dezembro de 2017. Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF).

- [31] EPE. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. MME, mai. 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em: 20 nov. de 2017.
- [32] ASTRASOLAR. Energia solar fotovoltaica, quanto custa?. Disponível em: <<http://astrasolar.com.br/energia-solar/energia-solar-fotovoltaica-quanto-custa/>>. Acesso em: 19 nov. de 2017.
- [33] BNDES. Fundo Clima - energias renováveis. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima-energias-renovaveis>>. Acesso em: 28 nov. de 2017.
- [34] CEMIG. Tarifas e Simulação. Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/tarifas.aspx>>. Acesso em: 29 nov. de 2017.

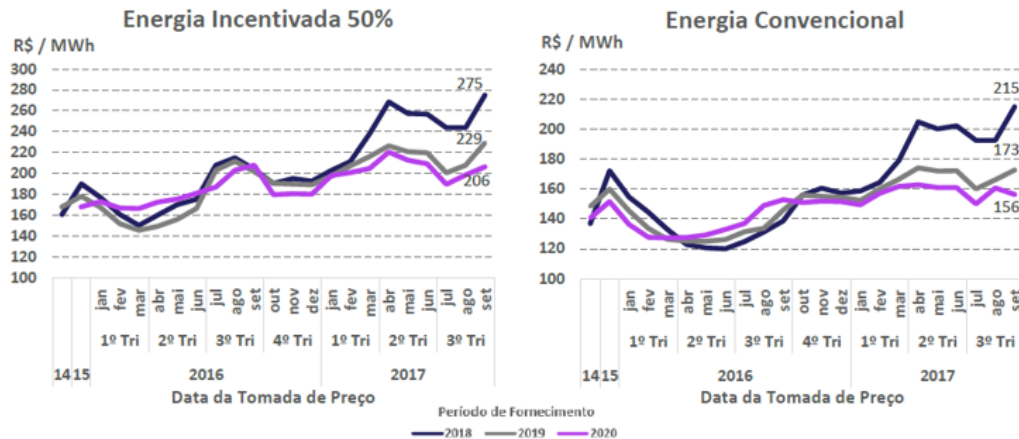
ANEXO A - RELATÓRIO DE CURVA FUTURA DE ENERGIA

Curva Futura de Energia

3º Trimestre de 2017

19 de outubro de 2017

A **Curva Futura** busca representar a expectativa de preços em uma determinada data de cotação para um dado fornecimento futuro de energia. Cada curva representa um produto específico, podendo variar em tipo de fonte de energia, período de maturidade e submercado de entrega. Em nosso caso, consideramos o submercado SE/CO pela maior liquidez, a fonte e o período são descritos nos gráficos abaixo.



Até o 3º Trimestre de 2017:

Ao longo do ano de 2017, as curvas futuras dos preços de energia mantiveram tendência de crescimento, principalmente devido ao período úmido muito abaixo das médias históricas e um período seco típico, apenas com chuvas no Sul, mas pouco relevante para os reservatórios do sistema. O atraso do início do próximo período úmido só agrava esta tendência, pois o solo apresenta pouca umidade, demandando grandes volumes de chuvas para sua recuperação. Essa condição crítica, se torna notória no PLD, que desde a terceira semana de setembro está no seu valor teto, R\$ 533,82/MWh. Todas estas incertezas no curto prazo acabam refletindo nos preços, especialmente para 2018 que apresenta um deslocamento de, aproximadamente, R\$ 45,00/MWh nos preços praticados em relação a 2019 e 2020. Além deste efeito, é possível notar o recuo do mercado quanto aos preços da energia incentivada, que estão apresentando ágio de, aproximadamente, R\$ 60,00/MWh em comparação a energia convencional. Este valor reflete a elevação da procura por este tipo de energia devido as recentes migrações para o mercado livre dos consumidores do tipo Especial, que são obrigados a contratar esse tipo de energia. A Consulta Pública nº33, aberta pelo MME, sinalizava a possibilidade de abertura do mercado, e redução gradativa da obrigatoriedade do consumo especial. A sua conversão em MP teria efeito relevante no mercado. No entanto, essa consulta se encerrou em 17 de agosto e ainda não ocorreu nenhum ato do governo quanto a ela, nem há confirmação se serão mantidos os termos propostos.

Próximo Trimestre:

Para o final deste ano, continuamos em tendência alta dos preços e o atraso do período úmido continua pressionando o mercado. Dada nossa dependência das chuvas de verão e a incerteza de sua intensidade, o preço para 2018 ficará cada vez mais volátil e deve se consolidar apenas ao final de janeiro, quando ficará mais clara a qualidade do nosso período úmido. Além disso, espera-se um resultado da Consulta Pública nº33 que terá um peso relevante para a diferença de preços entre a energia convencional e incentivada.

Conclusão:

- Os preços estão em tendência de alta desde o começo do ano, com destaque para os saltos no final do 1º trimestre e novo salto ao final do 3º trimestre.
- O mercado aguarda e enxerga com bons olhos as mudanças regulatórias propostas pelo MME através da consulta pública, no entanto não está claro se todas as propostas estão mantidas.
- Importante monitorar eventual retomada da economia que pode aumentar a carga do Sistema Interligado Nacional e a demanda por energia.
- Qualidade do período úmido será fundamental para definição dos preços, especialmente de 2018 e 2019.

DISCLAIMER: As informações contidas neste relatório foram produzidas a partir de estudos estocásticos, probabilísticos e meteorológicos, portanto é possível que sejam verificados resultados diversos das expectativas ora demonstradas. O relatório não se constitui em um compromisso da empresa com os eventos a serem constatados futuramente, tampouco com o modo de utilização ou interpretação dos dados nele contidos. Qualquer dúvida, contate um de nossos consultores.