Serviço Público Federal
Ministério da Educação
Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

PROPOSTA DE INSERÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O SISTEMA DE ILUMINAÇÃO DA UFMS COM AVALIAÇÃO DE INCENTIVOS GOVERNAMENTAIS

THALITA BASSINI DIAS

CAMPO GRANDE
2018

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

PROPOSTA DE INSERÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O SISTEMA DE ILUMINAÇÃO DA UFMS COM AVALIAÇÃO DE INCENTIVOS GOVERNAMENTAIS

THALITA BASSINI DIAS

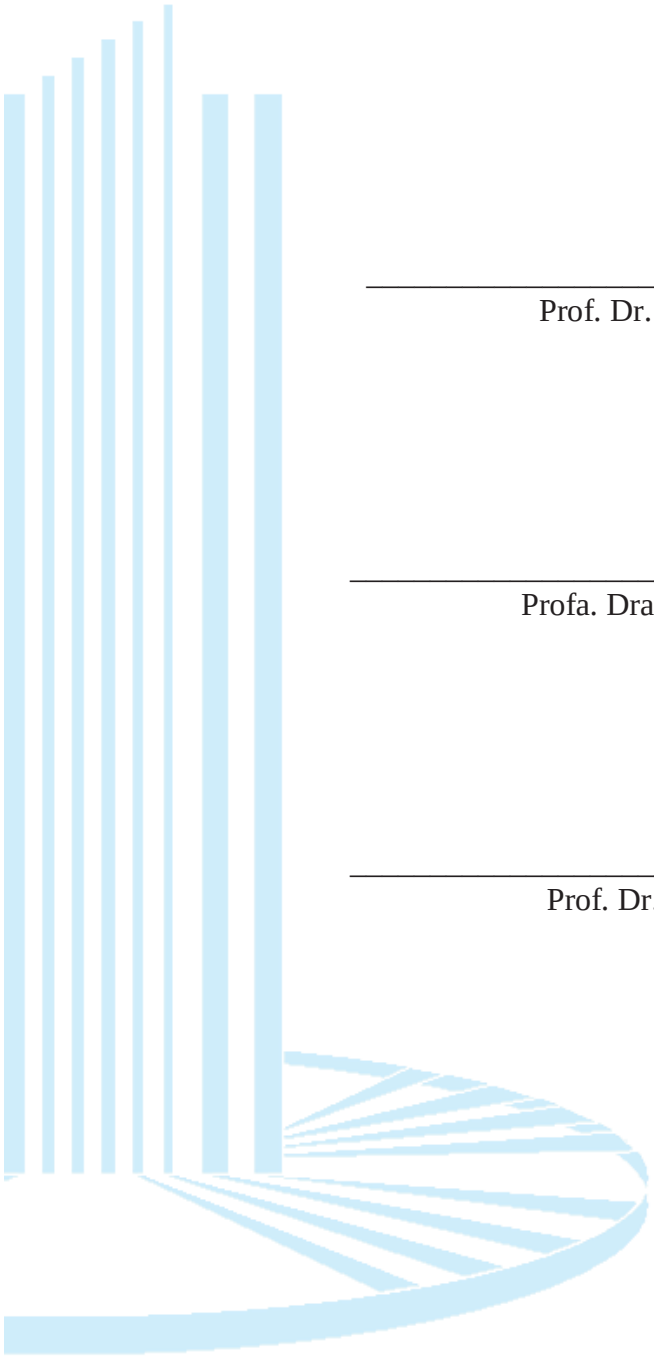
Projeto para defesa do Mestrado Profissional apresentada na Faculdade de Engenharias Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, como requisito para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade, na área de concentração de energias renováveis.

Orientador: Prof. Dr. SANDRO PETRY LAUREANO LEME

CAMPO GRANDE
DEZEMBRO / 2018

FOLHA DE APROVAÇÃO

Redação final do Trabalho de defesa de Curso defendida por **THALITA BASSINI DIAS**, aprovada pela Comissão Julgadora em 12 de dezembro de 2018, na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade.



_____

Prof. Dr. Sandro Petry Laureano Leme – Orientador
FAENG/UFMS

_____

Profa. Dra. Andréa Riccio Barbosa – Membro Titular
FAENG/UFMS

_____

Prof. Dr. Jair de Jesus Fiorentino – Membro Titular
FAENG/UFMS

AGRADECIMENTOS

À Deus por ter me dado força para superar as dificuldades.

Ao meu esposo Thiago de Souza da Silva, pelo apoio aos meus estudos e força nos momentos de dificuldades.

À minha família e amigos, companheiros de trabalho que fizeram parte da minha formação e que vão continuar presentes na minha vida.

Ao Professor Sandro Petry Laureano Leme pela orientação e dedicação, sempre presente e disposto a orientar e prestar todo auxílio.

À Professora Andréa Riccio Barbosa pelo apoio, e grande contribuição à minha formação.

À Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, o corpo docente do programa do Mestrado em Eficiência Energética e Sustentabilidade, e todos os professores que participaram da minha formação na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia.

RESUMO

O alto valor do consumo de energia elétrica, associado ao aumento de consumo energético da população, está intrinsecamente relacionado à viabilidade econômica da inserção de novas fontes de energia. Projetos que visem à eficiência energética e a utilização das energias renováveis são muito importantes, principalmente em se tratando de um desenvolvimento sustentável e eficiente. Entretanto, a maior dificuldade de inserção da energia solar fotovoltaica no Brasil é a falta de incentivos governamentais mais eficazes. Este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de verificar a viabilidade econômica do uso de energia solar fotovoltaica no Setor 1 da UFMS (Universidade Federal de Mato Grosso do Sul), analisando o comportamento da viabilidade econômica através de simulações com diferentes cenários de incentivos governamentais. Para essa análise foram realizadas simulações no Excel para o estudo de caso da UFMS, com a utilização dos cálculos dos seguintes indicadores econômicos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* simples (tempo de retorno sobre o investimento). Além disso, serão simulados cenários de incentivos governamentais como forma de proposta a serem utilizados no Brasil. Como resultados pode-se verificar que o VPL em todos os cenários foi positivo, portanto o investimento é viável, e que há aumento de viabilidade com os cenários de incentivos governamentais que estimulam a tomada de decisão dos consumidores. Pode-se verificar que o cenário de incentivos com empréstimo sem juros é o melhor cenário na ótica do VPL, em relação aos cenários de tarifas *premium* e o retorno do investimento acontece em menor prazo. Portanto, foi possível verificar o elevado aumento na viabilidade com a adoção de políticas públicas de incentivos a utilização da energia solar fotovoltaica.

Palavras-chaves: Energia Solar Fotovoltaica, Viabilidade Econômica, Incentivos Governamentais.

ABSTRACT

The high value of the electric energy consumption, associated to the increase in the population's energy consumption, is intrinsically related to the economic viability of the insertion of new energy sources. Projects aiming at energy efficiency and the use of renewable energies are very important, especially in the case of sustainable and efficient development. However, the greatest difficulty in inserting photovoltaic solar energy in Brazil is the lack of more effective government incentives. This work was developed with the objective of verifying the economic feasibility of the use of photovoltaic solar energy in Sector 1 of UFMS (Federal University of Mato Grosso do Sul), analyzing the behavior of economic viability through simulations with different scenarios of government incentives. For this analysis, simulations were performed in Excel for the UFMS case study, using the following economic indicators: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Simple Payback (time to return on investment). In addition, scenarios of government incentives as a form of proposal to be used in Brazil will be simulated. As a result it can be verified that the NPV in all the scenarios was positive, therefore the investment is feasible, and that there is an increase of viability with the scenarios of governmental incentives that stimulate the decision-making of the consumers. It can be verified that the incentive scenario with interest-free loan is the best scenario from the point of view of NPV, in relation to the premium rate scenarios and the return on investment happens in the shorter term. Therefore, it was possible to verify the high increase in viability with the adoption of public policies to encourage the use of photovoltaic solar energy.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Economic Viability, Government Incentives.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Irradiação Diária - Média Anual..... 18
Figura 2 - Potencial da Energia Solar 20
Figura 3 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício destacando: (1) região tipo *n*; (2) região tipo *p*, (3) zona de carga espacial, onde se formou a junção *pn* e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos. 22
Figura 4 - Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até 2012. 23
Figura 5 - Células de silício Monocristalino 23
Figura 6 - Células de silício Policristalino 24
Figura 7 - Tipos de sistemas fotovoltaicos. 25
Figura 8 - Efeito causado pela variação de intensidade luminosa. 26
Figura 9 - Efeito causado pela temperatura na célula. 27
Figura 10 - Horas de Sol pico. 28
Figura 11 – Produtividade final média anual para diferentes regiões brasileiras. 29
Figura 12 – Produtividade final média anual para os estados brasileiros. 30
Figura 13 - Configuração inversor *String* 32
Figura 14 - Configuração inversor *MultiString* 33
Figura 15 - Exemplo de Compensação de Energia 35
Figura 16 - Exemplos de perfis de consumo com diferente fração de consumo 35
Figura 17 – Componentes de uma conta de luz. 37
Figura 18 - Cálculo da Tarifa c/ Impostos 37
Figura 19 - Horário de Ponta e Fora de Ponta em Mato Grosso do Sul 38
Figura 20 – As principais barreiras apontados pelos consumidores com relação à introdução da GD no Brasil nivelados por barreira alta, média e baixa. 38
Figura 21 – Instrumentos de mercado e públicos para promoção da GD e fontes renováveis em países e Brasil. 39
Figura 22 - Projeção da evolução de capacidade instalada acumulada de geradores fotovoltaicos distribuídos. 43
Figura 23 - Comparação da capacidade instalada com e sem o convênio do ICMS. 44
Figura 24 - Cenários estudados por Nakabayashi (2014) 47

Figura 25 – Instituição Analisada (Cidade Universitária) 50
Figura 26 - Planta de Situação com os setores centrais da UFMS. 51
Figura 27 - Lâmpadas acessas no prédio da biblioteca 53
Figura 28 – Cobertura da Biblioteca da UFMS 54
Figura 29 – Laje Impermeabilizada da Cobertura da UFMS 55
Figura 30 – Telhado com telha metálica da cobertura da UFMS 55
Figura 31 - Fator de espaçamento 56
Figura 32 – Distância entre fileiras de placas 57
Figura 33 – Declinação solar em Campo Grande MS das 5:00h às 12:00h 57
Figura 34 – Declinação solar ao longo do ano 58
Figura 35 - $HSPMA$(h) é o valor médio diário anual das horas de sol pico incidente no plano do Painel 59
Figura 36 - Insolação diária, média anual 60
Figura 37 – Painel 330Wp Policristalino 61
Figura 38 - Trajetória de redução de custos 61
Figura 39 – Valores de Mercado dos Módulos 62
Figura 40 - Valores de Mercado dos Inversores 63
Figura 41– Subestação de Medição do Setor 1 da UFMS 64
Figura 42 - Aplicação de um fator de ajuste de tarifa horária 65
Figura 43 – Cálculo da Tarifa com Impostos 65
Figura 44 – Conceito HSP (Horas de Sol Pleno) 67
Figura 45 - Inflação em 10 anos 68
Figura 46 – Investimento anual e capacidade instalada 72
Figura 47 – Fachada da biblioteca com as placas solares 74
Figura 48 – Sombreamento nas placas projetadas no período das 9:00h 76
Figura 49 – Sombreamento nas placas projetadas no período das 16:00h 76
Figura 50 – Sombreamento nas placas projetadas no período das 16:00h no solstício de verão 77
Figura 51 – Telhado Biblioteca 77
Figura 52 – Variação do consumo energético do setor 1, em 2015 e 2016. 82
Figura 53 – VPL cenário padrão (sem incentivos) 88
Figura 54 – Valores de VPL para os cenários de Tarifas *Premium* 95

Figura 55 – Valores de VPL para os cenários analisados 100
Figura 56 – Valor do Gerador solar para telha ondulada 114
Figura 57 – Valor do Gerador solar para Laje Impermeabilizada 114
Figura 58– Orçamento Mão de obra gerador Solar 115
Figura 59 – Orçamento Gerador Solar 116

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Percentual em Iluminação 67
Tabela 2 - Fluxo de Caixa 69
Tabela 3 - Valores de Irradiância incidentes nas placas 70
Tabela 4 - Cenários de tarifa prêmio 72
Tabela 5 - Instalação luminárias Biblioteca 75
Tabela 6 – Cálculo do Valor do Wp 79
Tabela 7 – Valor Final do Wp 80
Tabela 8 – Valor do Wp Instalado 80
Tabela 9 – Valor do Wp Instalado – Orçamento Local 81
Tabela 10 - Consumos Mensais totais do Setor 1 83
Tabela 11 - Valores de irradiância incidentes em Campo Grande/MS 85
Tabela 12 – Valor anual economizado, considerando a perda de eficiência. 86
Tabela 13 - Fluxo de Caixa do Projeto 87
Tabela 14 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e Distribuição 89
Tabela 15 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e 70% de Distribuição 90
Tabela 16 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e 50% de Distribuição 91
Tabela 17 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e 30% de Distribuição 92
Tabela 18 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e 0% de Distribuição 93
Tabela 19 - *Payback* encontrado para os cenários propostos 94
Tabela 20 – Valores de TIR para os cenários de Tarifas Premium 96
Tabela 21 – Fluxo de caixa empréstimo a Juros 0 97
Tabela 22 – Fluxo de caixa para subsídio de 30% com desconto no imposto de renda 98
Tabela 23 – Resultados dos cenários analisados 99

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

UFMS	Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
MME	Ministério de Minas e Energia
MS	Mato Grosso do Sul
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à rede Elétrica
VPL	Valor Presente Líquido
SFV	Sistema Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
LCOE	*Levelized Cost of Eletricit* (Custo nivelado da eletricidade)
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
TIR	Taxa Interna de Retorno
HSPMA	Média Anual de Horas de Sol Pico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
T	Temperatura, °C
I_0	Investimento inicial
F_{ct}	Fluxo de caixa do projeto no período
r	Taxa de desconto
t	Período em questão
n	Horizonte de analisado no fluxo de caixa
PFV	Potência de pico do painel FV
E	Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste
HSPMA	Média diária anual das *HSP* incidente no plano do painel FV
TD	Taxa de desempenho (PR)
Wp	Watt-pico

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Potência de pico do painel FV 30
Equação 2 – Produtividade em relação à irradiação 31
Equação 3 – Fórmula de cálculo do VPL 46
Equação 4 – Cálculo da distância entre obstáculos e os módulos 56
Equação 5 – Cálculo da distância entre fileiras de placas 57
Equação 6 – Dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico 58
Equação 7 - Cálculo da potência necessária do gerador para iluminação quando se considera o número de luminárias constantes do projeto elétrico para a Biblioteca 74
Equação 8 – Cálculo do consumo do gerador para iluminação para o Setor 1 84
Equação 9 – Cálculo da potência necessária do gerador para iluminação para o Setor 1 84
Equação 10 – Cálculo do valor da tarifa com impostos 84

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS XIII
RESUMO XIV
ABSTRACT XV
LISTA DE FIGURAS XVI
LISTA DE TABELAS XII
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS XII
LISTA DE SÍMBOLOS XIII
LISTA DE EQUAÇÕES XIV
1 INTRODUÇÃO 15
1.1 Justificativa 17
1.2 Objetivos 19
1.2.1 Objetivo Geral 19
1.2.2 Objetivos Específicos 19
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 20
2.1 Fundamentos da Energia Solar 20
2.1.1 Fundamentos da Energia Solar Fotovoltaica 21
2.2 Sistemas Fotovoltaicos 24
2.2.1 Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos 30
2.2.2 Inversor Fotovoltaico 31
2.2.3 Impactos da Inserção da Energia Fotovoltaica no Sistema Elétrico 34
2.3 Geração Distribuída (GD) e o Sistema *Net Metering* 34
2.4 Composição das Tarifas de Energia Elétrica 36
2.5 *Feed-in Tariff* e os Modelos Internacionais 38

2.5.1 Modelos de *Feed-in Tariff* 40
2.5.2 Financiamento de Sistemas Fotovoltaicos 41
2.5.3 Incentivos no Brasil 42
2.6 Resoluções Normativas N° 482 e N° 687 da ANEEL - O Marco Regulatório no Brasil 44
2.7 Conceitos de Análise de Investimentos 46
2.7.1 Trabalhos Anteriores sobre Viabilidade Econômica 47
3 METODOLOGIA 49
3.1 Estudo de Caso 49
3.2 Etapas do Estudo 52
3.3 Primeira Etapa – Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico para a Biblioteca 52
3.4 Segunda Etapa – Verificação do Investimento Inicial 61
3.5 Terceira Etapa – Condições de Expansão para o Setor 1 64
3.6 Quarta Etapa – Elaboração do Fluxo de Caixa do Projeto 68
3.7 Quinta Etapa – Cenários de Incentivos Governamentais 70
3.7.1 Cenários de Tarifas *Feed-in* 71
3.7.2 Cenário de Subsídio 72
4 RESULTADOS 74
4.1 Primeira Etapa – Dimensionamento do Sistema para a Biblioteca 74
4.2 Segunda Etapa – Verificação do Investimento Inicial 78
4.3 Terceira Etapa – Condições de Expansão para o Setor 1 81
4.4 Quarta Etapa – Elaboração do Fluxo de Caixa do Projeto 84
4.5 Quinta Etapa – Cenários de Incentivos Governamentais 88
4.5.1 Cenários de Tarifas *Feed-in* 88
4.5.2 Cenários de Subsídios 96
4.5.3 Análise dos Cenários 98
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 102
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 105

ANEXO A 111
ANEXO B 114

1 INTRODUÇÃO

No ano de 2014 o Brasil enfrentou uma grave crise hídrica que demonstrou quanto frágil é a matriz energética brasileira frente às mudanças climáticas, com isso foi necessária à utilização das usinas termoelétricas para suprir a demanda de energia. As usinas termoelétricas são grandes poluidoras, além de acarretar um aumento no valor da energia elétrica. Em 2015 as contas de energia passaram a contar com o sistema de bandeiras tarifárias, que indicam um acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade (ANEEL, 2018).

Além disso, nota-se que há uma tendência de aumento no consumo de energia da população devido ao desenvolvimento de novas tecnologias e elevado consumo de aparelhos de ar condicionado. De acordo com a EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2014) é previsto que o consumo de energia elétrica triplique até 2050.

Considerando-se a atual pressão no mundo pela preservação ambiental é possível dizer que o futuro da utilização do carvão e combustíveis fósseis como fonte energética está comprometido, por consequência das emissões das partículas com nitrogênio e enxofre (NOx e SOx) e da emissão de CO_2. Observa-se que nestes últimos 25 anos a geração de energia elétrica apresenta a maior taxa de crescimento de emissões, cerca de 5% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 9% em 2005 para 13,8% em 2030, de acordo com MME - Ministério de Minas e Energia (2007).

No horizonte de longo prazo, aspectos como o nível de crescimento da economia e a estrutura de expansão do consumo de energia exercem papel fundamental na evolução futura das emissões de CO_2. Mesmo considerando aumento da participação de fontes renováveis na matriz, o nível de emissões deverá se ampliar nos próximos 25 anos (TOLMASQUIM *et al*, 2007).

Neste contexto, uma das alternativas de energia renovável é a energia solar, porém as maiores dificuldades são o custo de implantação do sistema e a falta de incentivos governamentais mais efetivos no país. No Brasil há um enorme potencial de aproveitamento da energia solar, pois uma grande área recebe mais de 2.200 horas anuais de insolação, com potencial equivalente a 15 trilhões de megawatts-hora, já o consumo nacional de energia

elétrica na rede, em 2015, foi de 464,7 mil gigawatts-hora (GWh), de acordo com EPE (2016). O potencial solar do Brasil é correspondente a aproximadamente 33 mil vezes o consumo atual (RODRIGUES e MATIAS, 2005). Portanto, verifica-se que estudos para novos investimentos e desenvolvimento tecnológico desta fonte de energia se tornam importantes.

Os programas de incentivos governamentais podem ser uma estratégia de inserção da Energia Fotovoltaica no Brasil, pois mundialmente este recurso tem sido utilizado e tem-se obtido grandes resultados. Dessa forma, de acordo com ABINEE (2012), os programas de incentivos têm sido utilizados em diversos países do mundo para, de forma geral para incentivar a indústria de insumos fotovoltaicos a atingir a escala necessária para competir com outras fontes de geração de eletricidade. Tais programas possuem motivações diversas, tais como a promoção de independência energética, de domínio tecnológico e de redução das emissões de gases do efeito estufa.

Porém no Brasil, de acordo com Simioni (2006), pode-se citar mais alguns obstáculos na inserção de energias renováveis, tais como dificuldades de financiamento. Dessa forma, além de incentivos nacionais, é fundamental o fortalecimento de laços internacionais para disseminação de fontes renováveis benéficas ao meio ambiente, de modo que as ações voltadas para o desenvolvimento sustentável não sejam centralizadas, mas atuem dentro de um contexto mundial (CABRAL e VIERA, 2012).

Para a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética, são necessários incentivos governamentais de forma mais intensiva, como pode-se verificar na experiência do Japão, que de acordo com IPEA (2013) as instalações de sistemas fotovoltaicos em residências receberam subsídios governamentais. Inicialmente estes subsídios cobriam metade dos custos de instalação e eram decrescentes ano a ano, com o objetivo de criar uma fonte estável de energia elétrica, que não fosse nociva ao meio ambiente. Também já havia a preocupação de incentivar programas de grande escala em aplicações não residenciais. Durante a vigência do programa, a taxa média anual de crescimento nas instalações de painéis foi de 40%. No entanto, quando o programa chegou ao fim, em 2007, houve uma queda no número de novas instalações, o que mostra a importância de incentivos governamentais para a adoção deste tipo de tecnologia (MYOJO e OHASHI, 2012).

Os incentivos contidos nos programas energéticos brasileiros precisam ser incrementados por meio de programas tarifários e financiamentos governamentais que permitam a concorrência das energias renováveis com as demais fontes, e que subsidiem a instalação de usinas de geração distribuídas e integradas ao sistema elétrico brasileiro. A

solução energética do Brasil depende de um sistema elétrico que utilize também a geração distribuída independente a partir de consumidores residenciais e pequenos, médios e grandes consumidores comerciais e industriais (LÜCKEMEYER, 2010).

Considerando o perfil do consumidor brasileiro se torna necessária uma base regulatória adequada, o que deveria permear ações não somente do MME - Ministério de Minas e Energia como também do MDIC - Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (IPEA, 2013).

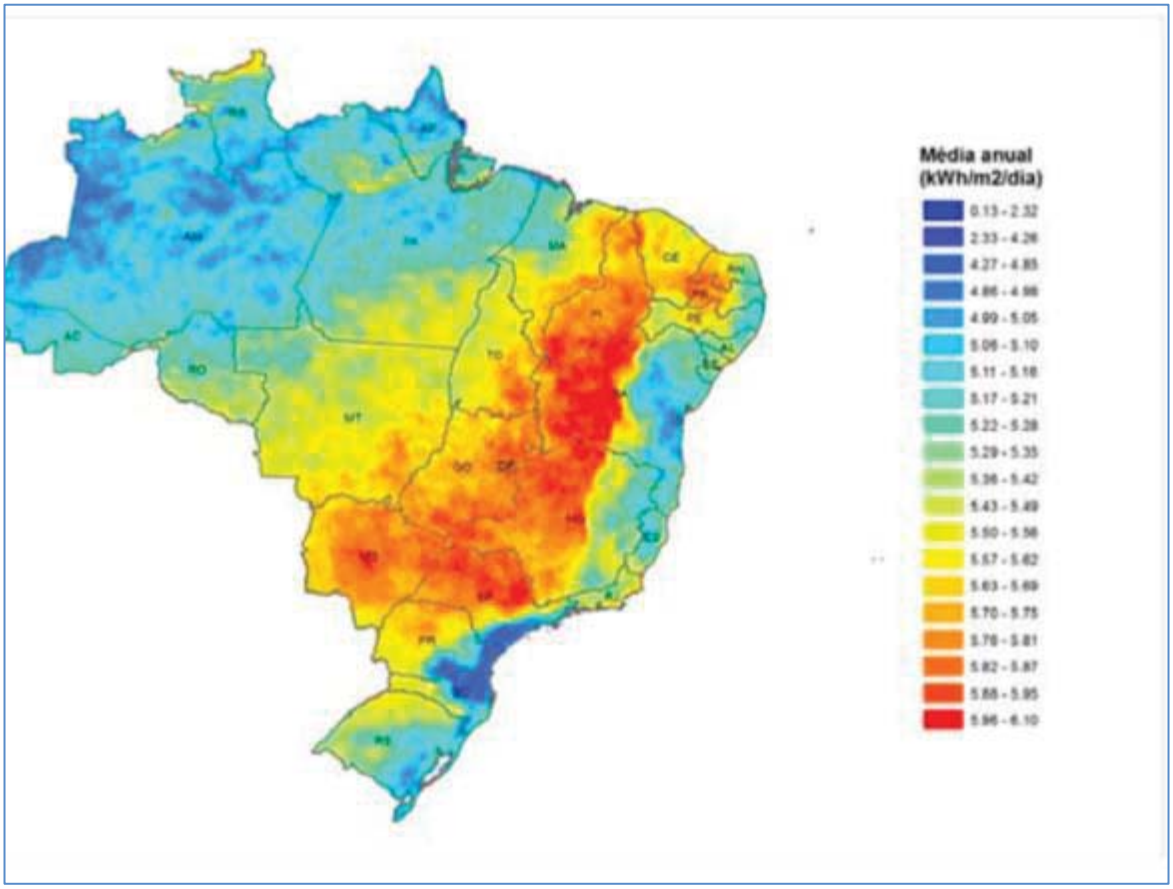
O setor de energia é o grande influenciador dos sistemas de produção, e deve avaliar as tecnologias, e as fontes primárias de energia disponíveis para dentre elas incentivar as opções renováveis mais interessantes em termos de custos, impactos sociais e ambientais (SCHMIDT, 2014).

1.1 Justificativa

Em 2018 ainda persistem os efeitos da crise hídrica no Brasil, pois em agosto foi aprovado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) um reajuste de 26,75% para indústrias nas cidades que são atendidas pela concessionária Elektro. Dentre elas cinco cidades estão em Mato Grosso do Sul. A justificativa para o reajuste elevado está relacionada à necessidade de aquisição de energia e ao risco hidrológico (ANEEL, 2018).

O potencial para geração de energia solar no Brasil é altíssimo, pois segundo ABINEE (2012) a disposição de irradiação média diária está entre 4,8 e 6,0 kWh/m^2/dia, enquanto que na Alemanha o valor de irradiação máxima é de 3,4 kWh/m² por dia. Portanto, o local com menor insolação no Brasil possui um índice muito mais elevado que na Alemanha, sendo este o país com capacidade instalada muito superior em energia fotovoltaica, estando dentre os países com maior capacidade instalada no mundo. A Figura 1 demonstra a radiação solar de acordo com as diferentes regiões do Brasil.

Figura 1 - Irradiação Diária - Média Anual



Fonte: ABINEE (2012).

Através da experiência mundial na inserção de energias renováveis na matriz energética, pode-se verificar a importância dos incentivos governamentais para os consumidores tomarem a decisão de adotar sistemas renováveis de energia. Sendo necessários estudos para inserção destas modalidades de incentivos no Brasil, com o objetivo de uma matriz elétrica sustentável.

Esse trabalho apresenta uma análise de viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico em uma instituição pública no Brasil, e uma verificação dos impactos com a adoção do incentivo de tarifa prêmio e de subsídios com relação à atratividade com a instalação.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

A pesquisa tem como objetivo geral verificar a viabilidade econômica com o uso de energia solar fotovoltaica em iluminação em parte da UFMS, em diferentes cenários de incentivos governamentais.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Dimensionar o sistema fotovoltaico para atendimento da iluminação do Prédio da Biblioteca da UFMS;
- Verificar os impactos financeiros da implantação da energia solar fotovoltaica na Iluminação do Setor 1 da UFMS;
- Demonstrar o impacto financeiro dos incentivos governamentais na viabilidade econômica da implantação da energia solar fotovoltaica.

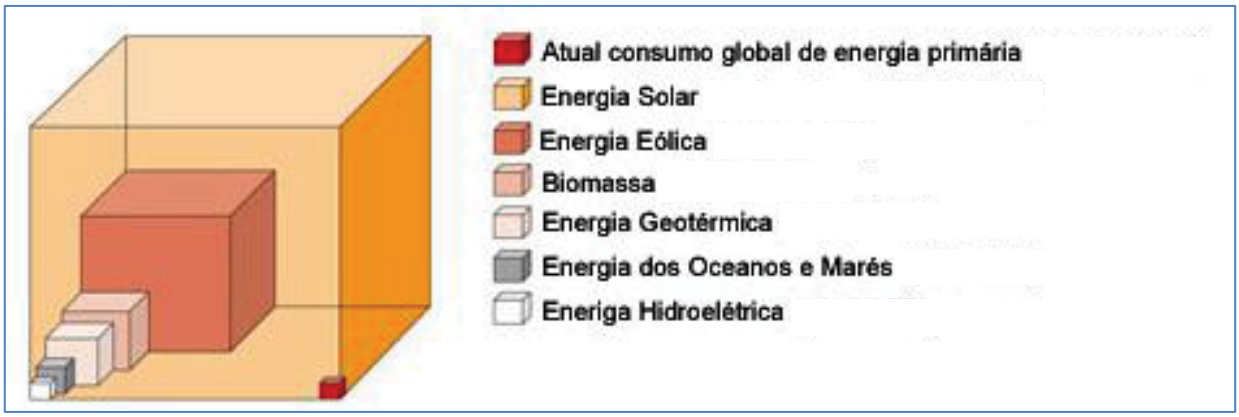
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Fundamentos da Energia Solar

De acordo com CRESESB (2014) o sol é responsável pela origem de todas as outras fontes de energia do planeta. As fontes de energia são derivadas da energia solar. Atualmente há utilização de dois tipos de energia solar, a energia solar térmica e a energia solar fotovoltaica.

A Energia solar possui um grande potencial de fonte energética, um potencial muito superior às demais fontes. A Figura 2 demonstra seu potencial em relação a outras fontes de energia.

Figura 2 - Potencial da Energia Solar



Fonte: SOL (2018)

O potencial da energia depende da localização da instalação do sistema, pois de acordo com Portal Energia (2004) a irradiação solar de algumas regiões situadas perto do Equador excedem 2.300 kWh/m^2 por ano, enquanto que no sul da Europa não deverá exceder os 1.900 kWh/m^2 por ano. Em Portugal este valor está entre os 1.300 kWh/m^2 por ano e os 1.800 kWh/m^2 por ano. Há uma grande diferença de índices por toda a Europa, índices estes inferiores ao do Brasil, ainda assim estes países possuem grande capacidade instalada.

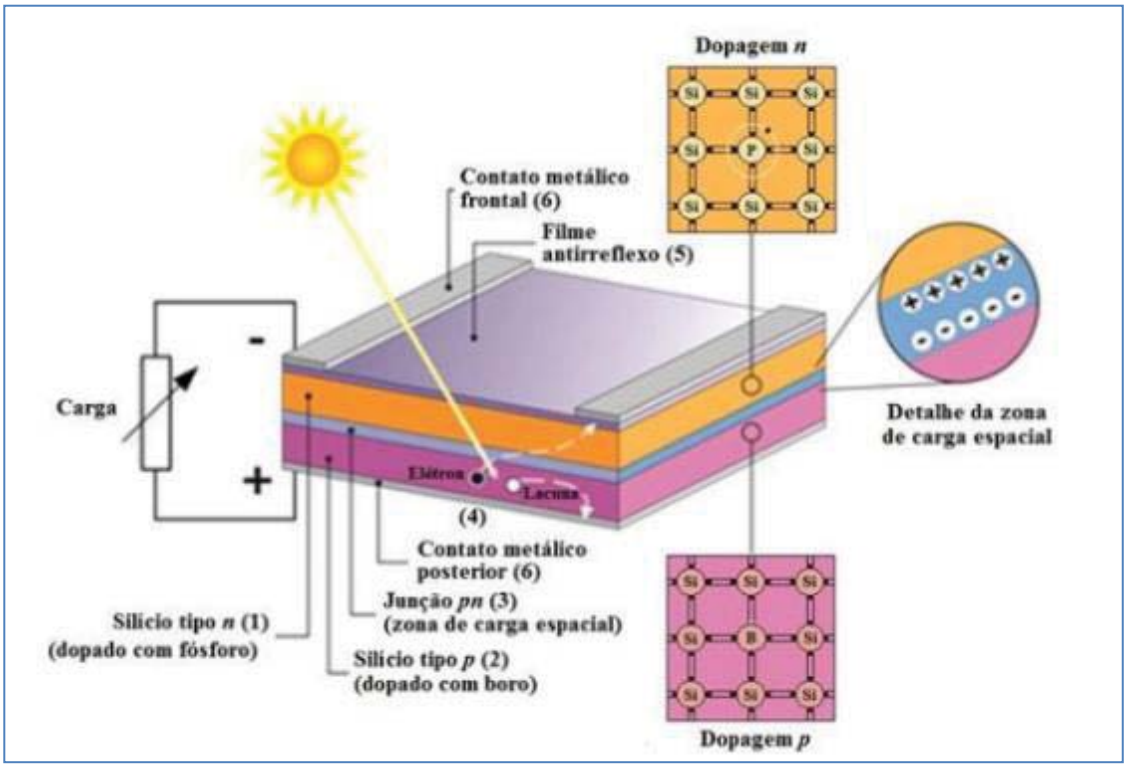
2.1.1 Fundamentos da Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é idealizada devido ao efeito fotovoltaico que foi descoberto por Becquerel[1] em 1839, quando observou que ao iluminar uma solução ácida surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nessa solução (CRESESB, 2014).

O princípio consiste em uma lâmina de silício cristalino já previamente dopada, em sua fabricação, com átomos do tipo *p* e se introduzem átomos do tipo *n*, de forma a compensar a região previamente dopada e obter uma região tipo *n* na lâmina. Isto é feito na prática por meio da introdução do material em um forno a alta temperatura contendo um composto de fósforo em forma gasosa. Desta forma, pode-se também formar a junção *pn* em uma lâmina de silício tipo *n*, com introdução posterior de átomos tipo *p*. Para completar a célula fotovoltaica, são ainda necessários um contato elétrico frontal (malha metálica) na região *n*, assim como um contato na região *p*. Se esses contatos forem conectados externamente por meio de um condutor, haverá uma circulação de elétrons. Esta separação dos portadores de carga pela junção *pn* dá origem ao efeito fotovoltaico, que é a conversão de energia luminosa em energia elétrica associada a uma corrente elétrica e uma diferença de potencial. Este efeito na verdade ocorre em qualquer diodo semicondutor que for exposto à radiação (CRESESB, 2014). A célula fotovoltaica está demonstrada na Figura 3.

[1] Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891), Cientista Francês.

Figura 3 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício destacando: (1) região tipo *n*; (2) região tipo *p*, (3) zona de carga espacial, onde se formou a junção *pn* e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos.



Fonte: CRESESB (2014)

Diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas foram desenvolvidas nos últimos 60 anos e as células fotovoltaicas fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino. As eficiências das melhores células fabricadas em laboratório estão descritas na Figura 4. A eficiência apresentada na Figura 4 é reduzida em condições não laboratoriais, pois existem outros fatores a se considerar, como, temperatura, direção e posicionamento do painel dentre outros fatores.

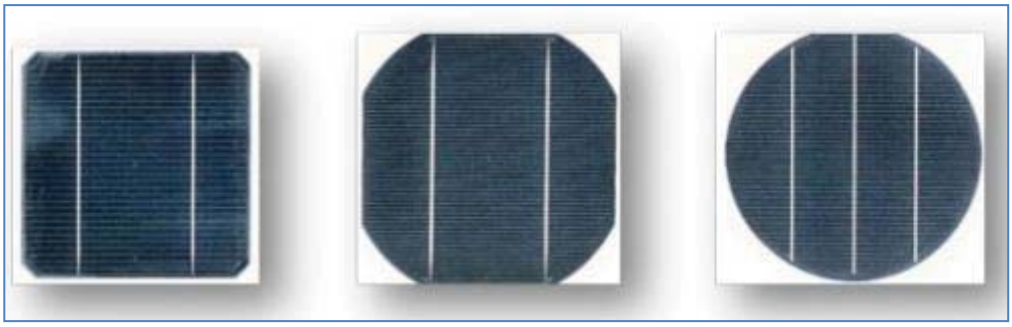
Figura 4 - Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até 2012.

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos[4]	20,1 ± 0,4
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS ($CuIn_xGa_{(1-x)}Se_2$) (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células Orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4± 0,4

Fonte: CRESESB (2014)

As células de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) dominam o mercado mundial e são os modelos mais utilizados no Brasil, as fotos ilustrativas das células de silício Monocristalino e Policristalino estão demonstradas nas Figuras 5 e 6 (CRESESB, 2014).

Figura 5 - Células de silício Monocristalino



Fonte: BlueSol (2016)

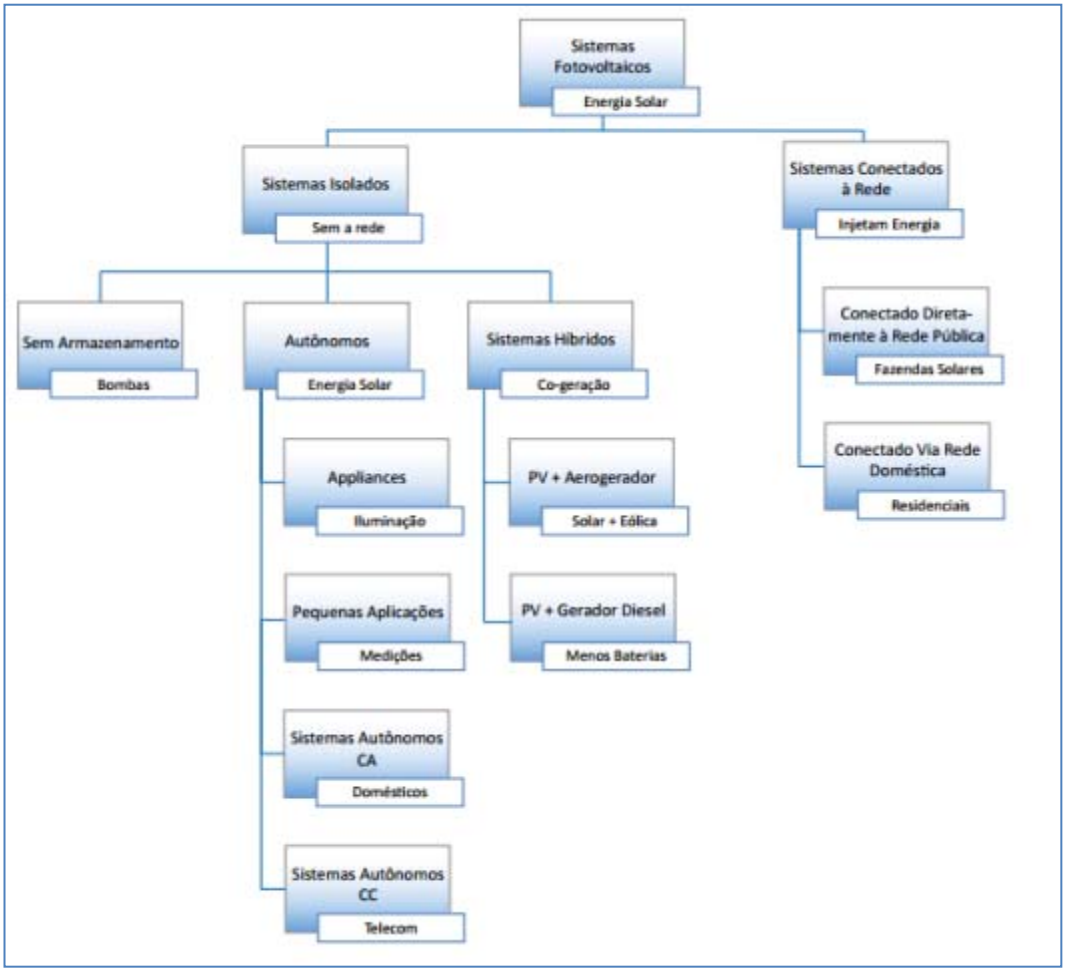
Figura 6 - Células de silício Policristalino

Fonte: BlueSol (2016)

2.2 Sistemas Fotovoltaicos

Os tipos de sistemas fotovoltaicos existentes estão descritos na Figura 7, porém somente serão detalhados neste trabalho os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição, que é o foco do presente estudo.

Figura 7 - Tipos de sistemas fotovoltaicos.

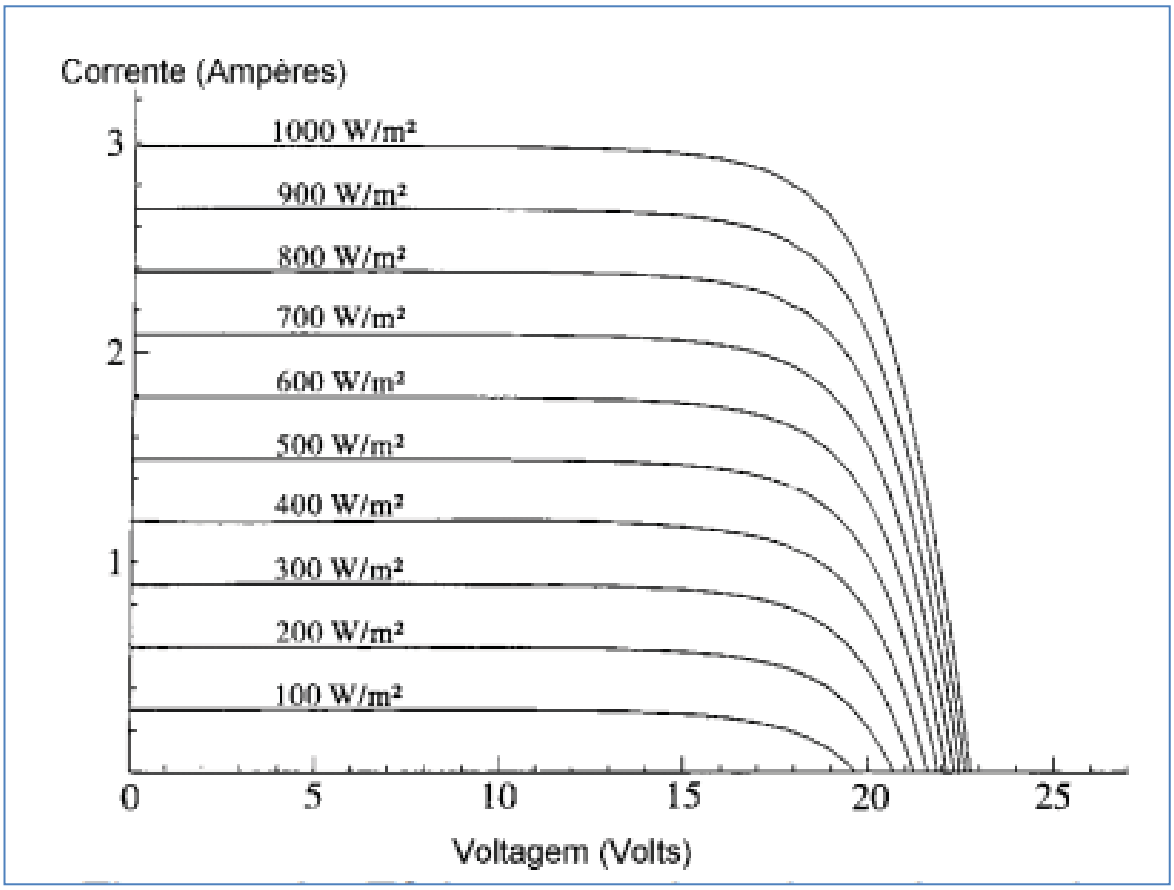


Fonte: BlueSol (2016)

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de pequeno porte são enquadrados como sistemas de micro e minigeração, são regulamentados pela Resolução Normativa ANEEL Nº 687/2015, e devem atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), e às normas de acesso das distribuidoras locais. A Resolução 687 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. A energia consumida e a energia injetada na rede de distribuição são registradas separadamente pelo medidor que deve ser do tipo bidirecional (ou por dois medidores que medem a energia em cada sentido). A cada instante apenas o registro em um dos sentidos será realizado, dependendo da diferença instantânea entre a demanda e a potência gerada pelo sistema fotovoltaico (CRESESB, 2014).

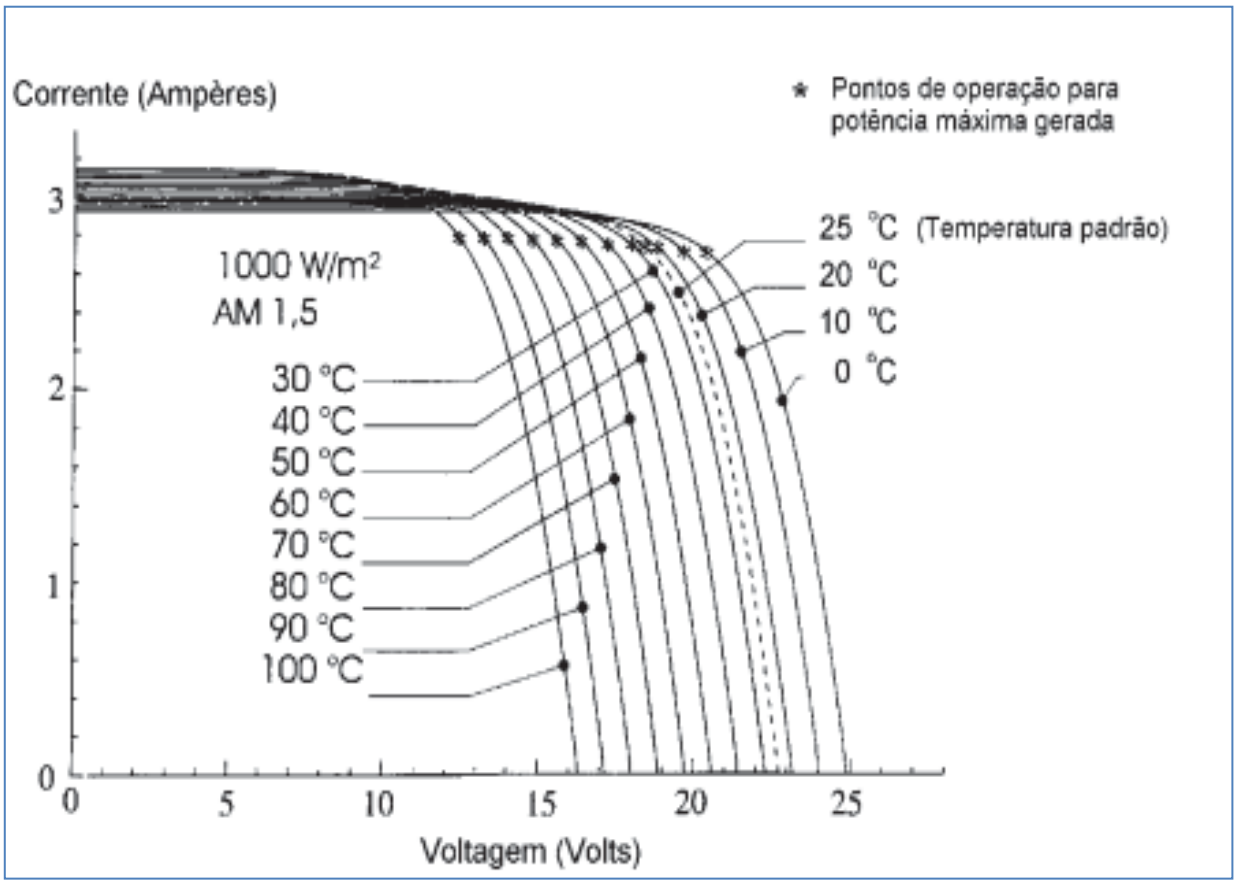
Os principais fatores que influenciadores das características elétricas de um painel fotovoltaico são a intensidade luminosa e a temperatura das células. A corrente gerada nos módulos aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa. Porém, o aumento da temperatura na célula faz com que a eficiência do módulo caia abaixando assim os pontos de operação para potência máxima gerada (CRESESB, 2006). O Efeito causado pela variação de intensidade luminosa está demonstrado na Figura 8 e o efeito causado pela temperatura na célula está demonstrado na Figura 9.

Figura 8 - Efeito causado pela variação de intensidade luminosa.



Fonte: CRESESB (2006)

Figura 9 - Efeito causado pela temperatura na célula.



Fonte: CRESESB (2006)

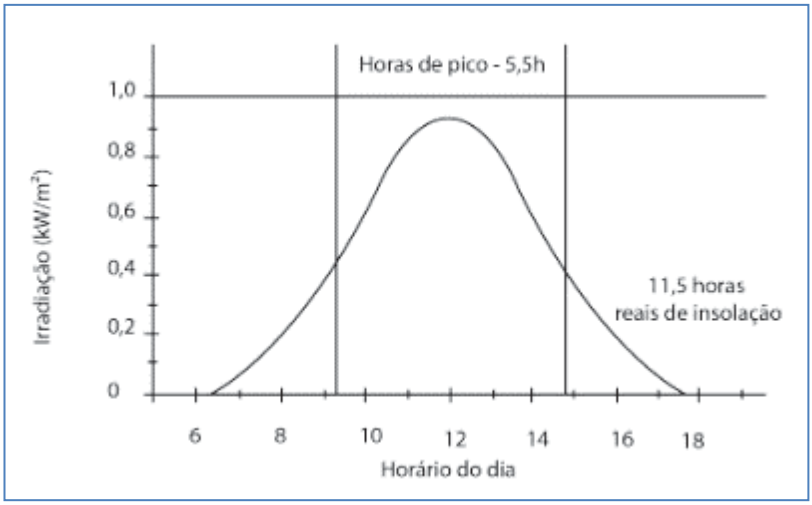
As instalações dos sistemas fotovoltaicos também influenciam no desempenho global do sistema, pois de acordo com CRESESB (2014), os dispositivos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou em paralelo, de forma a se obter os níveis de corrente e tensão desejados. Tais dispositivos podem ser células ou arranjos fotovoltaicos. Os arranjos são constituídos por um conjunto de módulos associados eletricamente em série e/ou paralelo, de forma a fornecer uma saída única de tensão e corrente.

O desempenho das células fotovoltaicas é influenciado pela irradiância incidente e sua distribuição de instalação, bem como pela temperatura de operação da célula, inclusive em condições de irradiância de até um sol, que corresponde a 1.000 W/m². Em condições de concentração da radiação solar, o que implica na utilização de dispositivos ópticos (lentes ou espelhos) para obtenção de níveis de irradiância superiores aos naturais, a eficiência das células fotovoltaicas pode aumentar, se a temperatura for controlada. Nos casos de alta irradiância, quando se temos as placas em série, a resistência série (Rs) torna-se um fator que

pode reduzir a eficiência, se a célula fotovoltaica não for projetada para essas condições. Por outro lado, quando incidem baixos valores de radiação solar sobre as placas, a resistência paralelo (Rp) pode reduzir ainda mais a potência elétrica gerada (CRESESB, 2014).

A Radiação solar varia durante o dia e tem sua maior intensidade ao meio-dia-solar. A partir do momento em que o sol aparece no horizonte, a radiação solar parte ao mínimo e sobe ao máximo, e de volta ao mínimo. As nuvens influenciam a irradiância direta, fazendo com que mesmo ao meio-dia-solar, se houver ocorrência de sombras, pode-se captar menos energia que no começo da manhã ou final da tarde. Colocando-se em um gráfico a variação da irradiância em um dia médio, podemos observar as horas do dia em que a irradiância é próxima ou igual a 1000 W/m², conforme Figura 10 (BLUESOL, 2016).

Figura 10 - Horas de Sol pico.



Fonte: BlueSol [2006]

Uma placa fotovoltaica é geralmente identificada pela sua potência elétrica de pico (Wp), mas um conjunto de características compatíveis com a aplicação específica deve ser observado. A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), considerando irradiância solar de 1.000 W/m² (CRESESB, 2014).

O conhecimento da produtividade final típica de uma determinada região permite avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico. Na proporção em que valores baixos em relação à média podem indicar problemas ou falhas de projeto, assim como valores elevados podem indicar um sistema bem dimensionado e conectado a uma rede elétrica de qualidade (ALMEIDA, 2012). A Figura 11 apresenta a produtividade média para as regiões brasileiras.

Figura 11 – Produtividade final média anual para diferentes regiões brasileiras.

Região	Y_F (kWh/kWp)
Centro-Oeste	1.460
Nordeste	1.580
Norte	1.500
Sudeste	1.300
Sul	1.250

Fonte: Almeida (2012)

O valor da produtividade média anual no plano inclinado para Mato Grosso do Sul pode ser verificado pela Figura 12.

Figura 12 – Produtividade final média anual para os estados brasileiros.

Estado	Valor de Irradiação Total (H_{TOT}) Anual no plano inclinado (kWh/m².ano)			Valor de Produtividade Total Anual no Plano Inclinado (kWh/kWp.ano)		
	Total Anual MÍNIMO	Total Anual MÁXIMO	**Total Anual MÉDIA**	Total Anual MÍNIMO	Total Anual MÁXIMO	**Total Anual MÉDIA**
Acre	1.873	2.057	**1.933**	1.405	1.542	**1.450**
Alagoas	1.886	2.043	**1.970**	1.415	1.532	**1.478**
Amapá	1.844	2.020	**1.903**	1.383	1.515	**1.427**
Amazonas	1.795	2.091	**1.898**	1.346	1.568	**1.423**
Bahia	1.803	2.246	**2.055**	1.352	1.684	**1.541**
Ceará	1.983	2.181	**2.079**	1.488	1.636	**1.559**
Distrito Federal	2.127	2.195	**2.156**	1.596	1.646	**1.617**
Espírito Santo	1.790	1.983	**1.888**	1.342	1.487	**1.416**
Goiás	2.068	2.215	**2.150**	1.551	1.662	**1.613**
Maranhão	1.848	2.163	**2.016**	1.386	1.622	**1.512**
Mato Grosso	1.853	2.163	**2.047**	1.389	1.622	**1.535**
Mato Grosso do Sul	1.795	2.186	**2.103**	1.346	1.639	**1.577**
Minas Gerais	1.850	2.220	**2.077**	1.388	1.665	**1.558**
Pará	1.859	2.088	**1.961**	1.394	1.566	**1.471**
Paraíba	1.900	2.197	**2.068**	1.425	1.648	**1.551**
Paraná	1.651	2.119	**1.986**	1.238	1.589	**1.490**
Pernambuco	1.870	2.184	**2.040**	1.403	1.638	**1.530**
Piauí	2.058	2.227	**2.141**	1.544	1.670	**1.606**
Rio de Janeiro	1.785	2.034	**1.912**	1.339	1.525	**1.434**
Rio Grande do Norte	1.941	2.168	**2.054**	1.455	1.626	**1.540**
Rio Grande do Sul	1.737	2.013	**1.927**	1.303	1.510	**1.445**
Rondônia	1.907	2.020	**1.954**	1.430	1.515	**1.466**
Roraima	1.861	2.116	**1.961**	1.396	1.587	**1.471**
Santa Catarina	1.644	2.031	**1.852**	1.233	1.523	**1.389**
São Paulo	1.658	2.176	**2.053**	1.243	1.632	**1.540**
Sergipe	1.911	2.057	**1.965**	1.433	1.542	**1.474**
Tocantins	1.986	2.188	**2.086**	1.489	1.641	**1.564**
BRASIL	**1.644**	**2.246**	**2.001**	**1.233**	**1.684**	**1.501**

Fonte: Tiepolo (2015)

2.2.1 Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos

A potência de um microgerador que compõe um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, pode ser calculada pela Equação 1, onde se pode escolher uma fração da demanda de energia elétrica consumida que se pretende suprir com o SFCR (Sistema Fotovoltaico conectado à Rede Elétrica) (CRESESB, 2014).

$$P\,(Wp) = (E / TD)/HSP \qquad (1)$$

Onde:

PFV (Wp) - Potência de pico do painel FV;

E (Wh/dia) - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

HSPMA (h) - Média diária anual das *HSP* (Horas de Sol Pico) incidente no plano do painel FV; *TD* (adimensional) Taxa de desempenho (PR).

O dimensionamento de um inversor depende da potência do gerador fotovoltaico e das características elétricas do módulo escolhido para compor o gerador, das características ambientais do local, além da topologia de instalação escolhida (ex.: inversor central, inversor descentralizado, microinversor, instalação interna ou externa etc.) (CRESESB, 2014).

De acordo com Almeida (2012) a taxa de desempenho global do sistema (TD) é um valor adimensional, que mostra o efeito total de perdas e falhas de um sistema fotovoltaico. Indicando o quanto sua operação se aproxima da ideal (PR = 1), e permitindo comparar sistemas independentes da localização geográfica, como posicionamento do gerador fotovoltaico e potência nominal, pois normaliza a produtividade em relação à irradiação. É dado pela Equação 2.

$$PR = \frac{Yf}{Yr} \quad (2)$$

Onde:

Yf = Produtividade Final;

Yr = Produtividade de referência.

Valores típicos de desempenho global para bons sistemas fotovoltaicos ficam entre 0,6 e 0,8 (ALMEIDA, 2012).

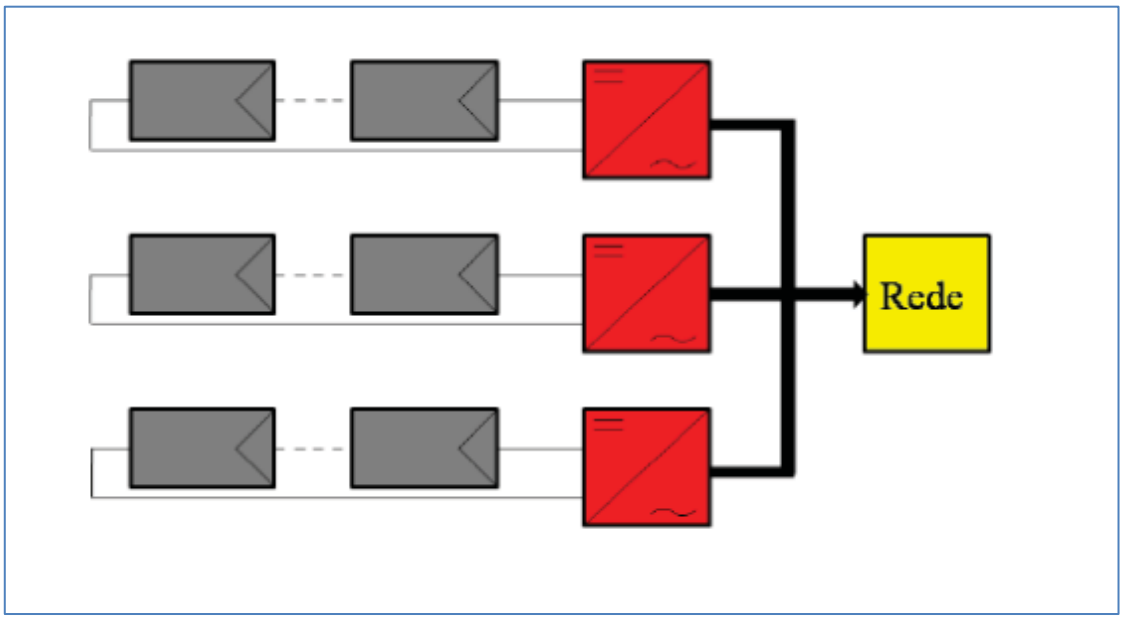
2.2.2 Inversor Fotovoltaico

Para a instalação das placas podem ser utilizadas as configurações para inversor central, inversor *string*, inversor *multistring* e microinversor.

O inversor central tem a vantagem da redução de custos do sistema, porém a um risco maior em perdas ocasionadas por sombreamento. Enquanto o microinversor possui um maior

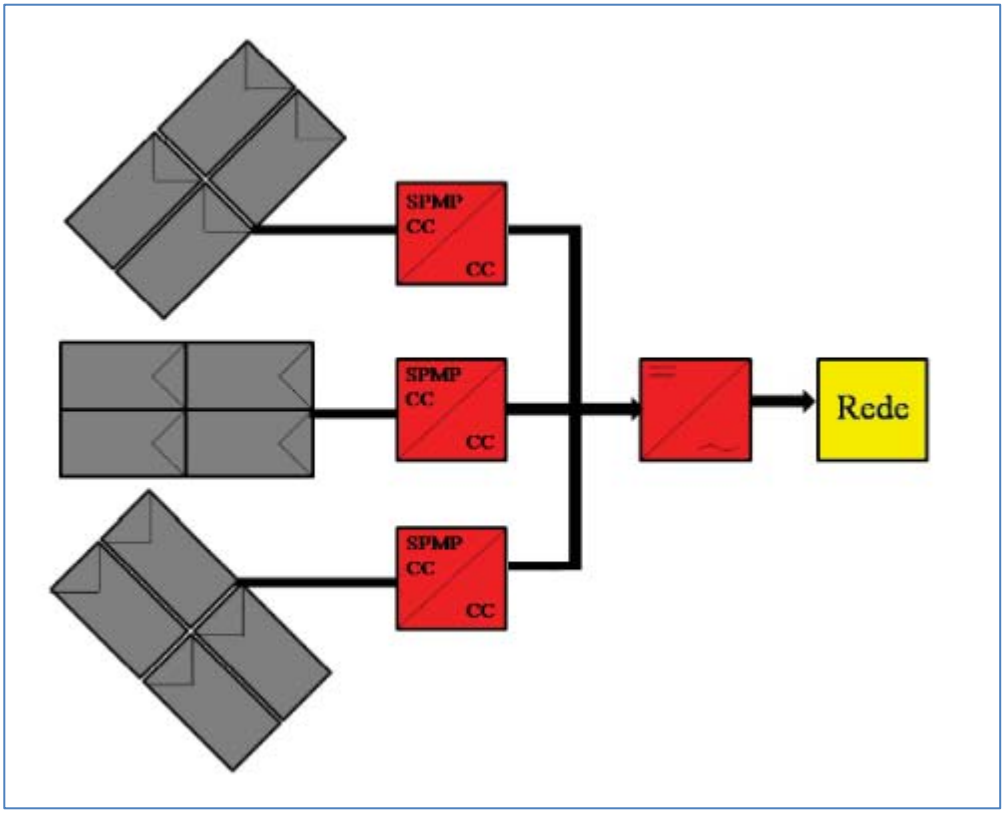
custo e menores perdas devido ao sombreamento. Em paralelo aos dois sistemas tem os inversores *strig* e *multistring* que aumentam a eficiência do sistema com menores custos, a configuração para o inversor s*tring* está demonstrado na Figura 13 e para o *multistring* está demonstrado na Figura 14.

Figura 13 - Configuração inversor *String*



Fonte: Rampinelli (2010)

Figura 14 - Configuração inversor *MultiString*



Fonte: Rampinelli (2010)

O sombreamento é uma questão crítica para sistemas fotovoltaicos, pois de acordo com Rüter (2004), um gerador fotovoltaico apresenta desempenho ótimo quando iluminado homogeneamente. Dada a característica construtiva da maioria dos módulos fotovoltaicos, em que as células solares individuais são conectadas em série, uma pequena sombra sobre uma destas células, pode reduzir acentuadamente o rendimento de todo o sistema. Isto se deve ao fato de que a célula sobre a qual incidir a menor quantidade de radiação é que irá determinar a corrente, portanto, a potência de operação de todo o conjunto a ela conectado em série.

Segundo Solarvolt (2018) os inversores são equipamentos formados por elementos complexos que regulam a qualidade da energia na saída, evitando perda de potência. São elementos que integram tanto os sistemas de energia fotovoltaica conectados à rede padrão quanto os sistemas isolados, que armazenam eles próprios a energia. O tempo de vida útil de um inversor pode chegar a 15 ou mais, dependendo das condições do ambientais e da ocorrência de descargas atmosféricas.

2.2.3 Impactos da Inserção da Energia Fotovoltaica no Sistema Elétrico

Segundo Carvalho (2012) é necessária a análise do comportamento da magnitude da tensão de atendimento do consumidor antes da conexão do SFCR, levando em consideração as características da rede e a curva de carga desse consumidor e permitirá o dimensionamento correto do sistema fotovoltaico e a previsão da necessidade de suporte de reativo.

No trabalho de Fontão (2017) foram realizadas medições que mostraram que os indicadores de desequilíbrio de tensão ficaram bem abaixo do valor de limite estabelecido pelo PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional de (2%) durante as semanas avaliadas. Além disso, verificou-se que a operação da unidade fotovoltaica não traz nenhuma influência significativa no desequilíbrio de tensão.

2.3 Geração Distribuída (GD) e o Sistema *Net Metering*

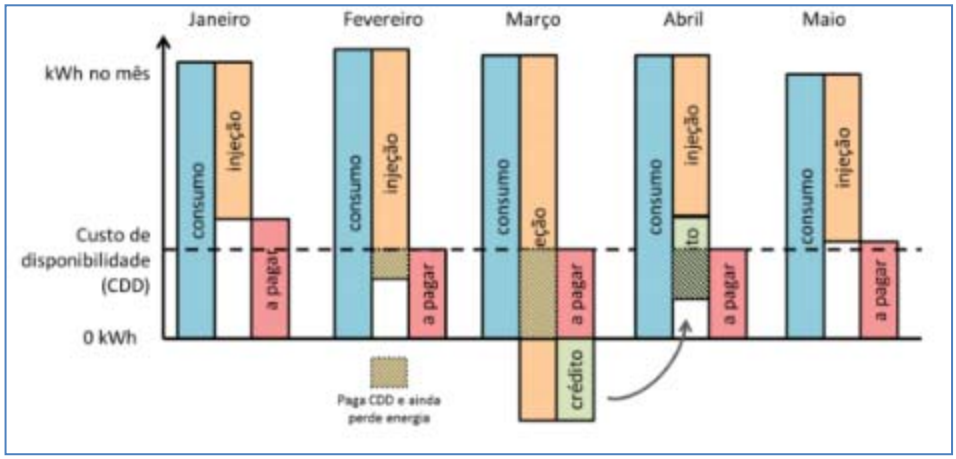
Os sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede elétrica é um sistema em que se pode usar a energia da rede elétrica convencional para complementar a quantidade demandada, em conjunto com a energia solar, caso haja algum aumento do consumo em sua residência ou estabelecimento comercial. O consumidor pode também vender a energia gerada pelo sistema para a distribuidora, caso use menos energia do que a gerada pelo sistema (IEI-LA e UNICAMP; 2009).

O sistema *net metering* é o mais adotado nas instalações norte-americanas, sistema que consiste na instalação de medidor bidirecional, sendo tradicionalmente utilizado nas instalações de consumidores residenciais e comerciais. Quando o sistema fotovoltaico gera mais energia do que a demandada pela instalação consumidora, o medidor registra a energia injetada na rede e quando o contrário ocorre o medidor registra o consumo excedido ao que foi gerado pelo sistema solar (RÜTER, 2004).

A tendência no Brasil, assim como nos EUA que adotaram o mesmo modelo de incentivo na Geração Distribuída – *net metering* ou sistema de compensação de energia, é uma alternativa não agressiva de inserção da energia fotovoltaica como fonte energética, uma penetração da fonte na rede de média e baixa tensão das concessionárias. Tipicamente, tal situação é executada somente em consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte.

Entretanto, além da paridade tarifária é necessário verificar a viabilidade financeira dos empreendimentos (COSTA *et al*, 2014). A Figura 15 demonstra um sistema típico de compensação de energia.

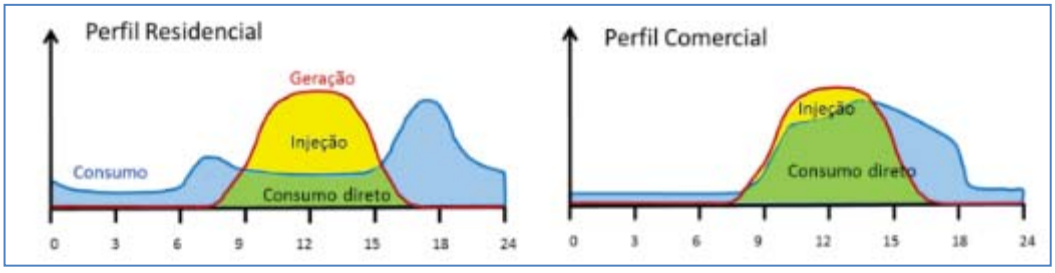
Figura 15 - Exemplo de Compensação de Energia



Fonte: Rauschmayer e Galdino (2014)

Quanto maior o autoconsumo (consumo simultâneo com a geração) da edificação, mais independente da concessionária se torna o consumidor. A curva típica do perfil de consumo de edificações residenciais e comerciais está demonstrado na Figura 16.

Figura 16 - Exemplos de perfis de consumo com diferente fração de consumo



Fonte: Rauschmayer e Galdino (2014)

As edificações comerciais e públicas possuem um perfil de consumo similar a segunda curva apresentada na Figura 15, é um perfil ideal para utilização da energia solar fotovoltaica, pois há alto consumo energético no momento da geração da energia solar, causando assim maior independência da concessionária de energia elétrica.

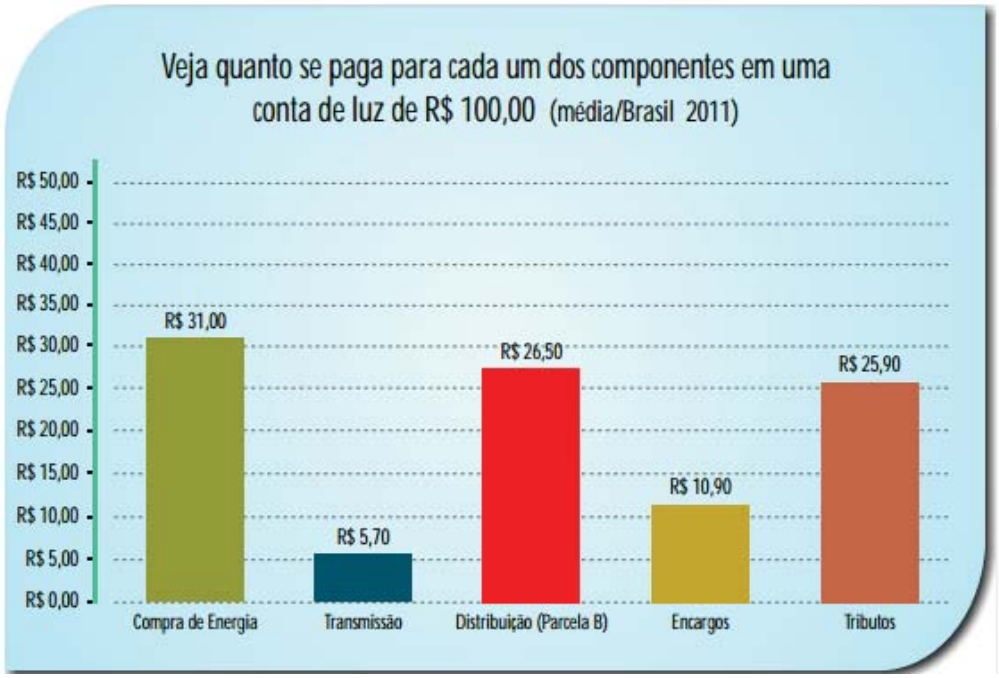
2.4 Composição das Tarifas de Energia Elétrica

A tarifa de energia elétrica é diferente em cada estado brasileiro, pois de acordo com ANEEL (2011), a Lei nº. 8.631/1993 extinguiu o regime de equalização das tarifas de energia elétrica nos estados brasileiros. Por outro lado, a Lei nº 8987/95, determinou que a tarifa fosse fixada por concessionária (tarifa pelo preço e não mais pelo custo do serviço), dando início à regulação por incentivos, onde as distribuidoras são incentivadas a se tornarem mais eficientes.

Desta forma, os reajustes tarifários passaram a considerar as características de cada área de concessão. Assim como o número de consumidores, a densidade do mercado (quantidade de energia distribuída a partir de uma determinada infraestrutura), os quilômetros da rede de distribuição de cada empresa e o custo da energia comprada pelas distribuidoras. Além da tarifa, os impostos e as taxas de iluminação pública também não são iguais em todos os estados e municípios. Não é competência da ANEEL defini-los (ANEEL, 2011).

Na composição da conta de energia elétrica são cobrados os custos pela compra da energia (custos do gerador), pela transmissão e pela distribuição, além de encargos setoriais e tributos. As parcelas correspondentes a transmissão e distribuição de energia estão demonstrados da Figura 17 (ANEEL, 2011).

Figura 17 – Componentes de uma conta de luz.



Fonte: ANEEL (2011)

O cálculo do valor da tarifa de energia elétrica com impostos é realizado conforme Figura 18.

Figura 18 - Cálculo da Tarifa c/ Impostos

Fonte: ANEEL (2011)

Os horários de ponta e fora de ponta aplicados em Mato Grosso do Sul estão descritos na Figura 19.

Figura 19 - Horário de Ponta e Fora de Ponta em Mato Grosso do Sul

Tabela de Horário de Pico

Distribuidora	Intermediario-1	PONTA	Intermediario-2	Intermediario-1 Horário Verão	PONTA Horário V
EMS	16:30-17:29	17:30-20:29	20:30-21:29	17:30-18:29	18:30-21:29

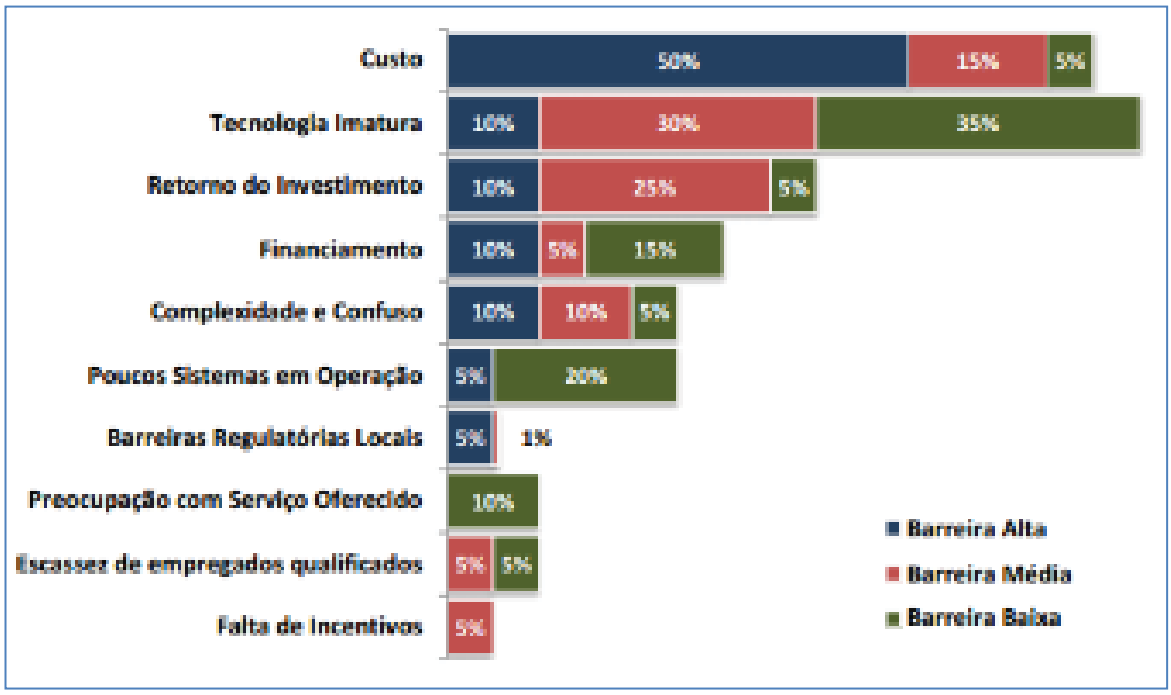
Fonte: Modificado de ANEEL (2018)

2.5 *Feed-in Tariff* e os Modelos Internacionais

Mais da metade dos Estados norte-americanos possuem políticas de incentivo via transferências diretas, que podem ser via descontos, empréstimos ou incentivos baseados em desempenho. Estes incentivos geralmente cobrem de 20% a 50% do custo total do sistema e foi o principal responsável pela expansão do mercado fotovoltaico no país (ABINEE, 2012).

As principais barreiras apontadas com relação à introdução da energia solar sobre a ótica do consumidor estão apontadas na Figura 20. Nota-se uma grande barreira relacionada ao alto custo do sistema.

Figura 20 – As principais barreiras apontados pelos consumidores com relação à introdução da GD no Brasil nivelados por barreira alta, média e baixa.



Fonte: Martins (2015)

Vários modelos de incentivos são utilizados em todo mundo para estimular a utilização da energia solar fotovoltaica. A relação dos instrumentos de utilização das fontes renováveis e os países implantados estão demonstrados na Figura 21.

Figura 21 – Instrumentos de mercado e públicos para promoção da GD e fontes renováveis em países e Brasil.

		Políticas Regulatórias							Incentivos Fiscais e Financiamento Público				
País	Metas para Energias renováveis	Tarifas *Feed-in*	Quotas	*Net meetering*	Certificados de Energia Renovável	Leilões	Políticas para recuperação de calor	Políticas para Biocombustíveis	Subsídio ao Capital / Restituição de Imposto	Créditos de Imposto para Investimento ou Produção	Reduções em impostos para vendas, energia, CO_2 ou outros	Pagamento para produção de energia	Investimento Público, empréstimos ou subvenções
África do Sul	O		O	O		R		♦	O		O		O
Alemanha	O	R						O	O	R	O		O
Austrália	O	R			O						O		O
Brasil	O			O		R	●	R		O	R		R
China	R	R	O			O	O	O	O	O	O	O	O
Coréia do Sul	O		O	O	O			O	O	O	O		O
Espanha	O			O	O			O	O	O		O	
Estados Unidos	R*	R*	R*	R*	●	R	●	R	O	X	O	O	R
França	R	R			O	R		O	O	R	O		O
Índia	R	O	O	♦*	O	R	●	R	R	O		R	O
Itália	O	R	O	O	O	R	O	O	O	O	O		O
Japão	O	O	O	O	O	O			O				O
México	O			O		O	O			O			O
Portugal	R	R	O			O	O	O	X	X	O		O
Reino Unido	R	R	O		O		O	O	R		O	O	O
Rússia	♦					♦			O				

Legenda: O - Existente Nacional; ● - Existente Subnacional; ♦ - Novo; R - revisto; X - Removido / Expirado; * Subnacional

Fonte: *Renewable Energy Policy Network* (REN21, 2014).

Fonte: França (2016)

Os principais tipos de incentivos estão descritos de acordo com França (2016):

- " *Feed-in System* (mecanismo baseado em preço) - usado particularmente pela Alemanha, Dinamarca e Espanha (Na Espanha, esse foi o principal sistema de incentivos para fontes renováveis até 2005), e consiste na adoção de uma tarifa prêmio acima do preço praticado pelo mercado, para incentivar as energias renováveis;
- Leilões (mecanismo baseado em quantidade) - utilizado pelo Reino Unido, Irlanda e França (Na França, os leilões foram realizados somente até 2000), este sistema consiste em definir uma quantidade de geração de energia renovável a ser implantada no longo prazo e, sendo que os projetos com os menores preços são escolhidos;
- Sistema de Quotas / Certificados Verdes (mecanismo baseado em quantidade) - usado em alguns países europeus como Áustria, Dinamarca, Suécia, Bélgica e também em 45 estados norte-americanos, o sistema de quotas exige que os

> ofertantes de energia elétrica produzam ou adquiram quotas de energia de geração renovável. Este sistema também favorece o mercado descentralizado de certificados verdes".

Como forma de implementação, as políticas de incentivos governamentais podem ser limitadas por um período de tempo específico, de forma que se tenha uma matriz energética ideal equilibrando o sistema. Segundo Schmidt *et al* (2016), os reservatórios existentes de energia hidroelétrica são suficientes para equilibrar variações no fornecimento de eletricidade renovável em uma combinação ótima de cerca de 37% do PV (energia fotovoltaica), 9% de energia eólica, e 50% da geração de energia hidroelétrica.

Para esta implantação são necessárias adequações nos sistemas das redes elétricas existentes. Pois, o trabalho de Bittencourt (2015) demonstrou a importância de tornar as redes existentes no Brasil em redes inteligentes (*smartgrids*), para suportar uma maior concentração de energia solar.

2.5.1 Modelos de *Feed-in Tariff*

No trabalho de Martins (2015) foi proposta uma tarifa de energia elétrica diferenciada para os domicílios que adotarem a energia solar fotovoltaica. Sendo estudada a isenção de 12% de encargos e para analisar se realmente o desconto na tarifa impacta, o fluxo de caixa do projeto de geração distribuída fotovoltaico, foi simulada a isenção total de tributos e encargos para os consumidores que adotarem o sistema em suas residências, gerando um desconto global de 39%. Quando analisado o tempo de pagamento do custo do projeto pelo seu fluxo de caixa, observou um *payback* de 6 anos para esta proposta com desconto de 39%, ante 7 anos com desconto de 12% e 8 anos na regulação vigente.

A política alemã de energia renovável empregou uma política de preço pago pelas energias renováveis, foi estabelecido como um máximo de noventa por cento (90%) do preço de eletricidade de varejo, dependendo do tamanho do projeto e tipo de tecnologia (COUTURE e GAGNON, 2009).

A Dinamarca também tinha uma porcentagem de política de preço de varejo, embora tenha sido estabelecido aos oitenta e cinco (85%) por cento do preço de varejo (COUTURE e GAGNON, 2009).

As tarifas *feed-in* estão preparadas para desempenhar um papel importante nos avanços da implantação de energias renováveis. Muitos pioneiros de políticas de tarifas *feed-*

in tiveram sucesso impulsionando pelos setores de energia renovável (medido em capacidade de produção, criação de emprego, etc.) e em expandir rapidamente a quota de energias renováveis. O quadro político criado pelas políticas de tarifa prêmio permitiu certos países como a Alemanha e a Dinamarca a se tornar incubadoras de tecnologia de energias renováveis, inovando e criando oportunidades de exportação nos mercados de energias renováveis em todo o mundo. Destacam-se alguns elementos-chave da política sucesso. Esses incluem (COUTURE *et al,* 2010):

• O longo prazo de estabilidade política;
• Os pagamentos com base nos custos de geração de energias renováveis;
• A diferenciação dos preços das tarifas para explicar tecnologias diferentes, tamanhos de projeto, localizações e intensidades de recursos;
• Garantia do acesso à rede;
• A elegibilidade para todos os utilizadores finais e desenvolvedores de projetos de energias renováveis (e às vezes serviços públicos);
• Uma confiança de fazer previsão da eletricidade gerada.

2.5.2 Financiamento de Sistemas Fotovoltaicos

O Ministério de Minas e Energia (MME) publicou em dezembro de 2015 a Portaria N° 538 que cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), com os seguintes objetivos:

> "I - Promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração; II - incentivar a implantação de geração distribuída em: a) edificações públicas, tais como escolas, universidades e hospitais; e b) edificações comerciais, industriais e residenciais".

O ProGD formaliza os esforços que serão alocados a partir de agora em alcançar o potencial do país em geração distribuída. Um dos pontos importantes previstos na Portaria para estimular a geração de energia distribuída é a atualização dos Valores Anuais de Referência Específicos (VRES), em R$ 454,00/ MWh para a fonte solar fotovoltaica. Esse valor define a remuneração paga pela distribuidora ao gerador pela energia que ele entregar à

rede de distribuição, e sua atualização a um patamar competitivo aumentando a atratividade dessa oferta de energia (MME, 2016).

Segundo MME (2016) a geração distribuída traz benefícios para o consumidor e para o setor elétrico: está no centro de consumo, o que reduz a necessidade de estrutura de transmissão elétrica e evita perdas. Até 2030, 2,7 milhões de unidades consumidoras poderão ter energia gerada por elas mesmas, entre residência, comércios, indústrias e no setor agrícola, o que pode resultar em 23.500 MW (48 TWh produzidos) de energia limpa e renovável, o equivalente à metade da geração da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Com isso, o Brasil pode evitar que sejam emitidos 29 milhões de toneladas de CO^2 na atmosfera.

De acordo com a Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial ABDI (2016) atualmente estão disponíveis financiamentos para a obtenção de microgeradores e minigeradores solares fotovoltaicos. Os equipamentos contam com sistema de geração elétrica de pequena potência, normalmente instalados para produzir energia suficiente para alimentar uma casa, um edifício, ou até mesmo um galpão de uma indústria. Os bancos descritos por ABDI (2016) que já possuem linha de crédito para energia solar são: Caixa Econômica Federal, Banco do Brasil e Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES). O banco Sicredi também anunciou uma linha de crédito específica para a compra de equipamentos para geração de energia elétrica por meio da energia solar.

2.5.3 Incentivos no Brasil

De acordo com Nakabayashi (2014) o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) define, no Convênio ICMS 6, de 5 de Abril de 2013, questões fiscais relacionadas ao Sistema de Compensação de Energia proposto pela Resolução 482 da ANEEL, conforme cita a sua Cláusula primeira:

> "A emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa Nº 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, de 17 de abril de 2012, deverá ser efetuada de acordo com a disciplina prevista neste convênio, observadas as demais disposições da legislação aplicável".

No Brasil em 2015 os avanços começaram a se apresentar de forma mais agressiva, pois em 2015 o CONFAZ através do Ajuste SINIEF 2, revogou o Convênio que orientava a

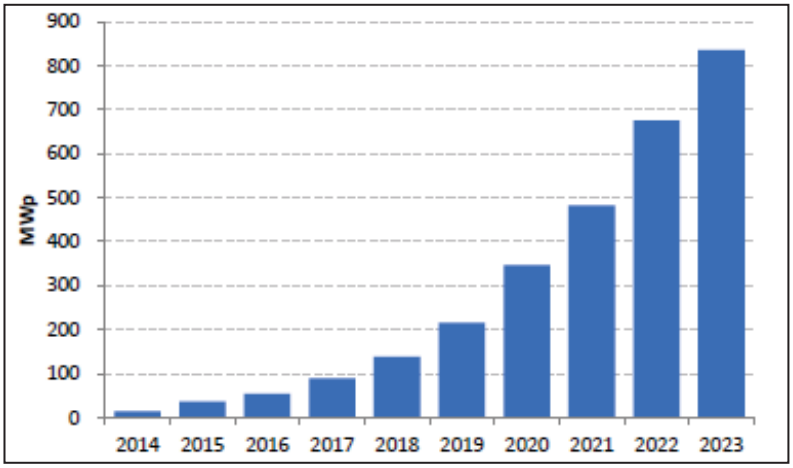
tributação da energia injetada na rede. Cada estado passou a decidir se tributa ou não a energia solar que é injetada na rede da distribuidora.

Também ao final de 2015 o governo Federal, através da Lei n° 13.169, isentou o PIS e COFINS a energia solar injetada na rede, conforme seu artigo 8º:

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

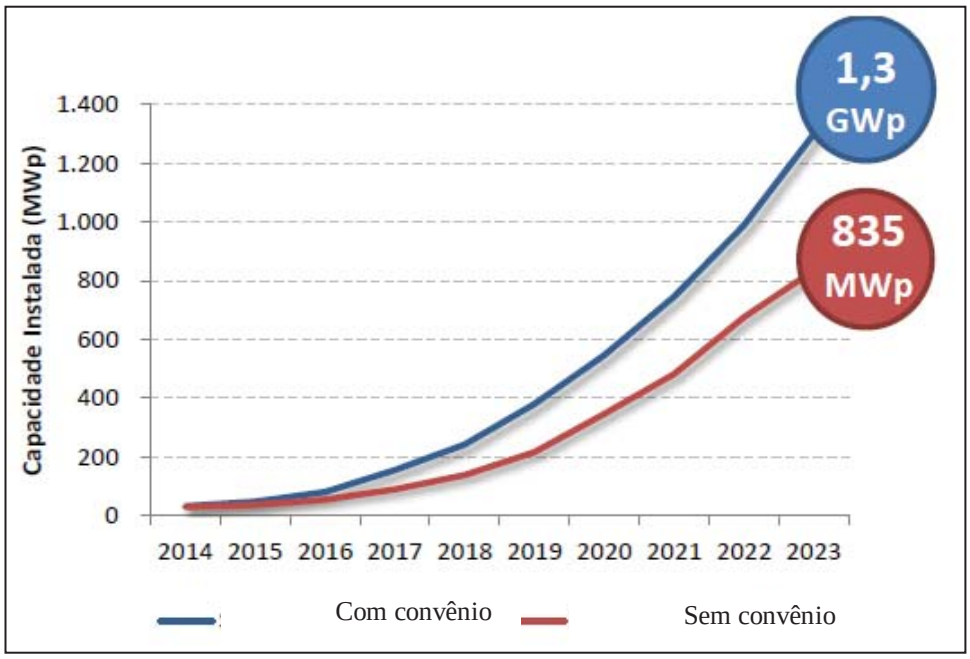
Com o incentivo do ICMS as projeções de capacidade instalada no Brasil aumentam de forma considerável, conforme demonstrado nas Figuras 22 e 23. O estado do Mato Grosso do Sul aderiu ao convênio do ICMS.

Figura 22 - Projeção da evolução de capacidade instalada acumulada de geradores fotovoltaicos distribuídos.



Fonte: EPE (2014)

Figura 23 - Comparação da capacidade instalada com e sem o convênio do ICMS.



Fonte: Modificado de EPE (2014)

Em 2015 também foi revisada a Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 através da resolução normativa n° 687 de 24 de novembro de 2015, com isso foram aprimorados os benefícios ao usuário da energia solar. Preservando as distribuidoras de energia elétrica, pois sempre será cobrado o valor da disponibilidade mínima da rede de acordo com a REN 687 (2015) que em seu art. 6 descreve " I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso".

2.6 Resoluções Normativas N° 482 e N° 687 da ANEEL - O Marco Regulatório no Brasil

Em 17 de Abril de 2012, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) publicou a Resolução Normativa nº 482, a qual estabelece, conforme seu artigo 1º: "as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica (geração distribuída) e o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*)". O sistema de compensação é baseado em créditos de energia. Quando a energia gerada com a energia consumida apresentarem um balanço líquido positivo, são gerados

créditos de energia que podem ser utilizados para abater o consumo nos meses subsequentes por um período de até 36 meses (NAKABAYASHI, 2014).

A Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL veio com o intuito de aprimorar o que foi estabelecido na resolução 482 de 2012, que criou o sistema de compensação de energia elétrica. Esse sistema permitiu que consumidores instalassem pequenas usinas geradoras, como as de energia solar fotovoltaica, microturbinas eólicas, geradores de biomassa, etc. De acordo com MinasEnergy (2017) as principais mudanças são:

- As novas regras ainda determinaram que serão considerados como minigeração a instalação de geradores com potência de até 75 kW. Acima dessa potência até o valor de 5 MW, será considerado minigeração;
- Quando a quantidade de energia gerada for superior à quantidade de energia consumida, serão gerados créditos que poderão ser compensados pelo prazo de até 60 meses. Caso o consumidor possua outras instalações em seu CPF, ele poderá utilizar os créditos excedentes para compensar nessa outra unidade consumidora. Essa modalidade de compensação é denominada “autoconsumo”;
- A nova resolução trouxe é a possibilidade de geração distribuída em condomínios. Os créditos gerados podem ser compensados nas múltiplas unidades do condomínio, com uma porcentagem predefinida pelos próprios consumidores;
- Além disso, a ANEEL criou também a geração distribuída, que permite que diferentes consumidores se unam em consórcio ou cooperativa, instalem um micro ou minigerador e utilizem a energia gerada para reduzir as suas contas de energia elétrica;
- O prazo que as concessionárias têm para conectar as usinas com potência de até 75kW passou de 82 para 34 dias. A partir de janeiro de 2017, todo o acompanhamento do processo poderá ser feito eletronicamente.

2.7 Conceitos de Análise de Investimentos

A diferença entre o valor de um projeto e o seu custo é o Valor Presente Líquido (VPL). As empresas avaliam os investimentos para os acionistas, investindo em todos os projetos com um VPL positivo e rejeitando todos os projetos que tenham um VPL negativo. Muitas vezes, em vez de calcular o VPL de um projeto, as empresas comparam a taxa interna de retorno esperada do projeto, com o retorno que os acionistas poderiam obter em investimentos com riscos equivalentes no mercado de capitais (NAKABAYASHI, 2014).

O VPL depende dos futuros fluxos de caixa. O fluxo de caixa e o conceito mais simples possível, trata-se apenas da diferença entre o dinheiro recebido e o dinheiro pago. O contador não deduz as despesas de investimento quando calcula o lucro anual, mas, pelo contrário, procede a sua depreciação durante vários anos. Deve-se, sempre, proceder a uma estimativa dos fluxos de caixa líquidos de impostos. Algumas empresas não deduzem os pagamentos dos impostos. Eles tentam compensar esse erro descontando os fluxos de caixa antes dos impostos a uma taxa mais alta do que o custo de oportunidade do capital. O cálculo do VPL é realizado de acordo com a Equação 3 descrita por (NAKABAYASHI, 2014).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

Onde I_0 representa o investimento inicial, Fc_t representa o fluxo de caixa do projeto no período *t, r* representa a taxa de desconto, *t* o período em questão e *n* o horizonte analisado no fluxo de caixa (NAKABAYASHI, 2014).

Segundo Schroeder *et al* (2005) os critérios do VPL (Valor Presente Líquido) e da TIR (Taxa interna de Retorno) baseiam-se em fluxos de caixa descontados a uma determinada taxa que é a TMA (Taxa mínima de atratividade), ou seja, o retorno mínimo exigido para o projeto de investimento. Portanto, quando a TIR de um projeto for superior a TMA, o projeto é viável, pois, além de superar os custos do projeto de investimento e pagar o custo de capital, um possível remanescente da taxa adicionaria valor à empresa.

Segundo Fonseca e Bruni (2003) são quatro as ações básicas para o gestor decidir sobre determinado investimento:

- Prever os fluxos de caixa futuros;

- Identificar o custo de oportunidade do capital investido que deve refletir o valor do dinheiro no tempo e o risco envolvido no projeto;
- Utilizar este custo para atualizar os fluxos futuros e somá-los (identificação do valor presente);
- Calcular o valor presente líquido – VPL – subtraindo-se do valor presente o investimento inicial necessário.

2.7.1 Trabalhos Anteriores sobre Viabilidade Econômica

No trabalho de Bertoi (2012) vários cenários mostraram-se economicamente viáveis, até mesmo, sem incentivos adicionais, como é o caso da importação direta dos módulos e inversores. Mostrou-se viável, até mesmo, o cenário mais restritivo, no qual é estimada uma redução média de 15% da energia gerada anualmente, subsídio de 20% apenas nos custos dos módulos e inversores, financiamento de 55% do custo inicial, com juros 8,5% ao ano e isenção da carga tributária sobre a aquisição dos módulos e inversores. É importante destacar que o sistema de compensação de energia (*netmetering*) revelou-se um instrumento de incentivo decisivo na viabilidade econômica dos cenários propostos por Bertoi (2012).

A pesquisa de Nakabayashi (2014) verificou-se a viabilidade financeira para o setor residencial em 12 cenários diferentes, conforme Figura 24. Considerando-se uma evolução de tarifas em linha com a inflação, há viabilidade na maioria das capitais brasileiras, considerando um autoconsumo a partir de 30% e, nos cenários onde o reajuste tarifário de energia elétrica se dá acima da inflação, há viabilidade em praticamente todas as capitais brasileiras.

Figura 24 - Cenários estudados por Nakabayashi (2014)

Cenário	Reajuste anual de tarifa	Autoconsumo
1	3,30% (-2,4% real)	0%
2	3,30% (-2,4% real)	30%
3	3,30% (-2,4% real)	70%
4	3,30% (-2,4% real)	100%
5	5,80% (0% real)	0%
6	5,80% (0% real)	30%
7	5,80% (0% real)	70%
8	5,80% (0% real)	100%
9	9,10% (3,1% real)	0%
10	9,10% (3,1% real)	30%
11	9,10% (3,1% real)	70%
12	9,10% (3,1% real)	100%

Fonte: Nakabayashi (2014)

A microgeração fotovoltaica se mostra uma alternativa interessante para o consumidor de energia elétrica no Brasil. Já que os reajustes não seguem trajetórias bem definidas e, desta forma, o consumidor não fica exposto às variações e reajustes expressivos, além de ter um retorno financeiro competitivo (NAKABAYASHI, 2015).

Os gestores acreditam que a análise de cenários seja útil, permitindo um exame das combinações diferentes de variáveis, porém consistentes. As pessoas encarregadas de fazer previsões preferem fazer uma estimativa das receitas ou dos custos em determinado cenário, em vez de apresentar um valor absoluto, otimista ou pessimista. Um projeto que atinge o ponto de equilíbrio (nem lucro, nem prejuízo) em termos contábeis certamente terá um VPL negativo (NAKABAYASHI, 2014).

3 METODOLOGIA

Para que o objetivo proposto fosse atingido, foi realizada uma proposta de instalação de um sistema fotovoltaico no prédio da Biblioteca da UFMS e posteriormente, ampliação da instalação para demais edificações do Setor 1, analisando a viabilidade econômica através de simulações, com a utilização dos cálculos dos seguintes indicadores econômicos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* simples (tempo de retorno sobre o investimento). Além disso, foram simulados cenários de incentivos governamentais, como forma de proposta de incentivos a serem adotados no Brasil.

3.1 Estudo de Caso

Foi realizado uma proposta de inserção da energia solar fotovoltaica através de um estudo de caso, realizado no prédio da Biblioteca Central da UFMS, localizada na Cidade Universitária em Campo Grande/MS. A proposta tem o objetivo da ampliação futura para demais instalações do Setor 1 da UFMS. A vista superior da instituição está demonstrada na Figura 25.

Figura 25 – Instituição Analisada (Cidade Universitária)

Fonte: Maps (2016)

Foi anteposto para ser o objeto de estudo a Iluminação do Setor 1 da UFMS, dentre os três setores centrais da Cidade Universitária, que possui um grande número de edificações com cursos de graduação e pós-graduação. Os setores centrais estão demonstrados na Figura 26. Além dos setores demonstrados na Figura 26, em Campo Grande a UFMS possui o Setor 4, a Fazenda escola em Terenos e os Campus de Aquidauana, Bonito, Chapadão do Sul, Corumbá, Coxim, Naviraí, Nova Andradina, Paranaíba, Ponta Porã e Três Lagoas, atendendo todas as regiões do estado.

A UFMS teve origem em 1962 e com a divisão do estado de Mato Grosso foi concretizada a federalização da instituição que passou a denominar-se Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, pela Lei Federal nº 6.674, de 05.07.1979.

Figura 26 - Planta de Situação com os setores centrais da UFMS.

Fonte: UFMS (2016)

O Setor 1 é composto por diversos tipos de edificações, que atendem diferentes cursos e departamentos administrativos e dentre estas edificações foi desenvolvida a proposta no prédio da Biblioteca. As edificações que compõe o Setor 1 da UFMS estão descritas no ANEXO A.

O prédio da Biblioteca é uma edificação composta por 3 pavimentos totalizando 3.626,63 m², sendo o pavimento térreo direcionado a exposição de livros, setores de estudos e áreas administrativas. O 1° e 2° pavimentos são direcionados a exposição de livros e mesas e salas de estudos.

3.2 Etapas do Estudo

O presente estudo foi realizado em cinco etapas sequenciais.

- Na primeira etapa foi feito o dimensionamento do sistema fotovoltaico através do levantamento dos dados de consumo energético no setor da iluminação do prédio da Biblioteca, através do projeto elétrico e entrevistas para identificação com a rotina de utilização das luminárias e verificar as condições para a instalação do sistema fotovoltaico;
- Na segunda etapa foi verificado o investimento inicial para a proposta instalação, através de orçamentos;
- Na terceira etapa foram verificadas as condições de expansão da instalação para o Setor 1 da UFMS;
- Na quarta etapa foram elaborados os cálculos do fluxo de caixa do projeto, e cálculo dos indicadores econômicos;
- Na quinta etapa foram simulados cenários de incentivos governamentais com tarifas prêmio e subsídios governamentais.

3.3 Primeira Etapa – Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico para a Biblioteca

O consumo energético com relação à iluminação do prédio da Biblioteca foi levantado através obtenção da potência instalada, identificada pela quantidade de luminárias existentes no projeto elétrico, e sua potência total com utilização das (6:30 min ás 17:30 min) conforme a verificação da utilização diurna diária, correspondente 11 horas por dia de utilização em iluminação.

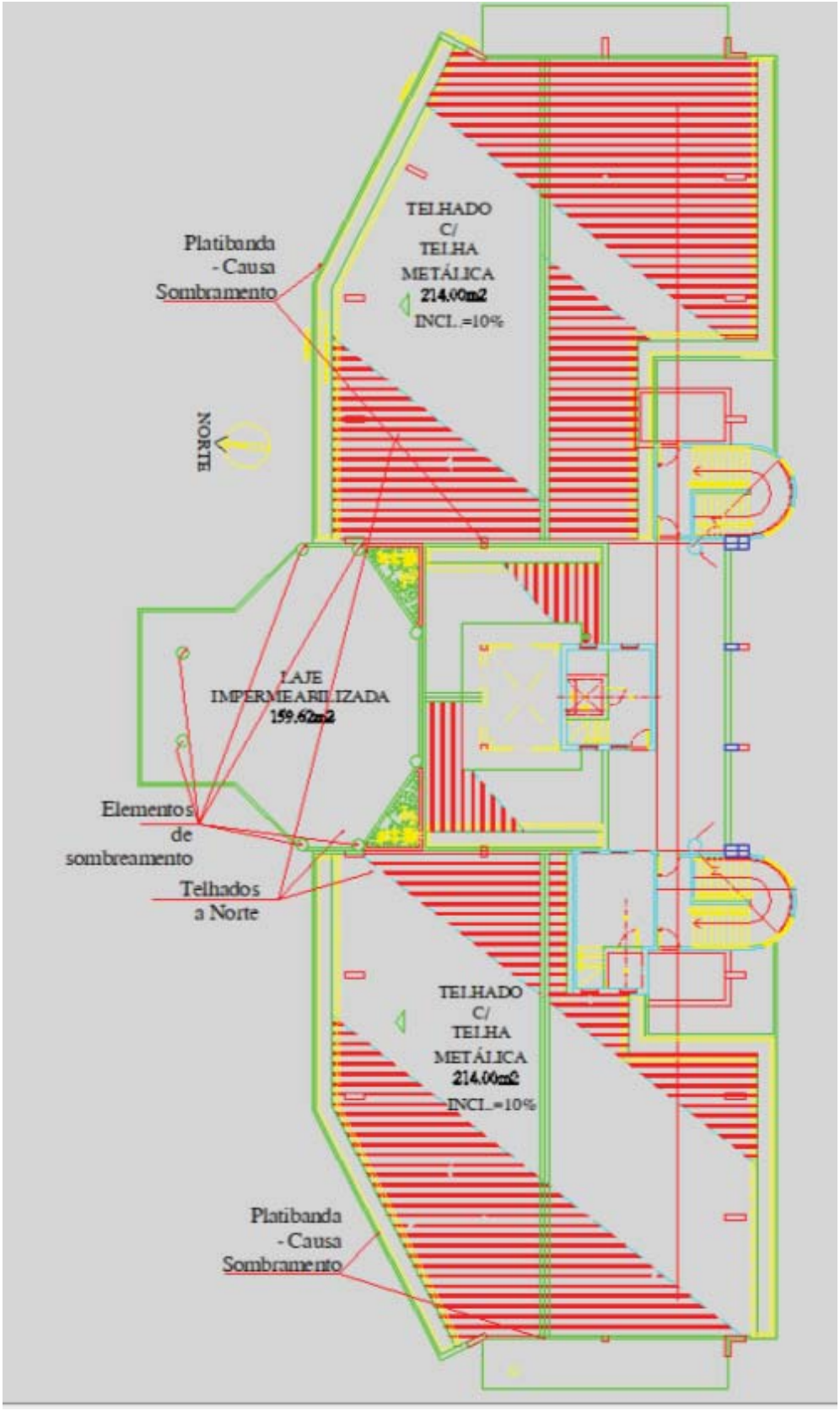
Em visita à Biblioteca foi verificada a utilização das lâmpadas em locais de exposição do acervo de livros, e de estudos de alunos, que conforme entrevistas com os funcionários que trabalham no prédio, ficam acessas durante todo horário de expediente. A Figura 27 demonstra as lâmpadas acessas no prédio da biblioteca.

Figura 27 - Lâmpadas acessas no prédio da biblioteca

Fonte: Autor (2018)

Um fator limitante para a instalação das placas em edificações é o espaço físico do telhado e áreas de sombreamento. Em visita ao local foi verificado um grande potencial para instalação das placas solares. A Figura 28 apresenta a planta de cobertura da edificação e sua orientação geográfica.

Figura 28 – Cobertura da Biblioteca da UFMS



Fonte: Autor (2018) dados UFMS (2016)

As Figuras 29 e 30 apresentam a cobertura do prédio da Biblioteca da UFMS, em um dia ensolarado, e seus elementos de sombreamento.

Figura 29 – Laje Impermeabilizada da Cobertura da UFMS

Fonte: Autor (2018)

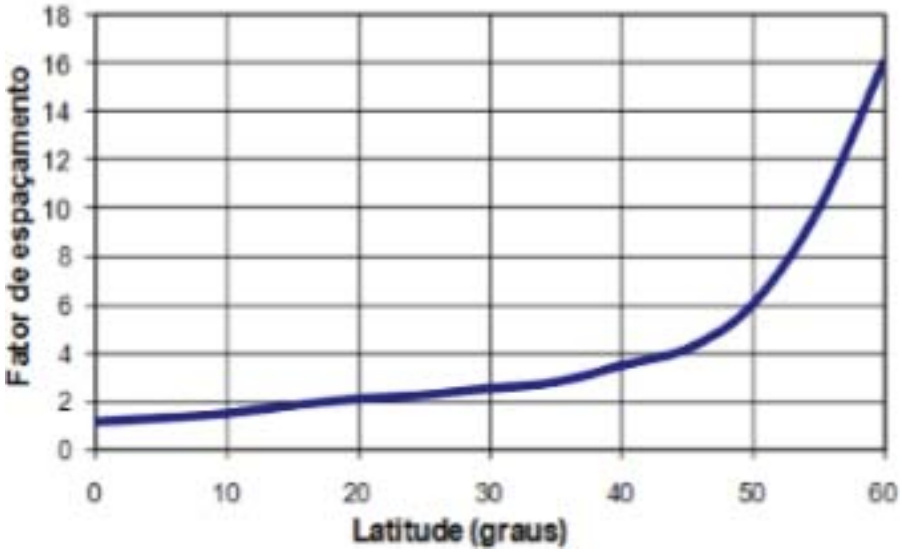
Figura 30 – Telhado com telha metálica da cobertura da UFMS

Fonte: Autor (2018)

Como o espaço físico do telhado da edificação limitou o tamanho da instalação do sistema fotovoltaico, foi considerada a potência do sistema conforme o espaço físico, desconsiderando as áreas sombreadas.

Para o cálculo das áreas sombreadas, a distância entre obstáculos e os módulos foi feito conforme a Equação 4. Permitindo calcular a distância mínima, em metros, que um objeto poderá estar dos módulos, para que não seja projetada a sombra sobre os mesmos durante o inverno, que de acordo com Lopes (2013), a fórmula é baseada no fator de espaçamento que é dado pela Figura 31.

Figura 31 - Fator de espaçamento



Fonte: CRESESB (2014)

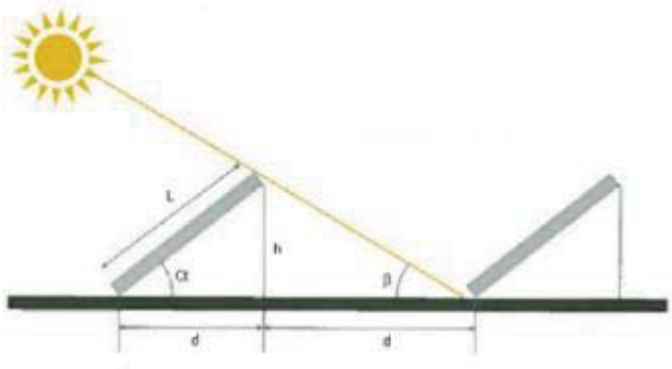
Segundo Lopes (2013) o cálculo da distância do fator de espaçamento tem como base a latitude do lugar da instalação. Assim, a distância mínima poderá ser calculada pela Equação 4.

$$\text{Distância(m)} = F_e\ (H_0 - H_m) \quad (4)$$

Em que F_e é o fator de espaçamento obtido na Figura 31, H_0 é a altura do objeto causador do sombreamento, e a altura das placas em relação ao nível do solo H_m.

A distância entre fileiras de placas para instalação na laje impermeabilizada da Biblioteca foi calculada conforme a Equação 5 descrita por Lopes (2013), e o esquema de instalação foi definido conforme a Figura 32.

Figura 32 – Distância entre fileiras de placas

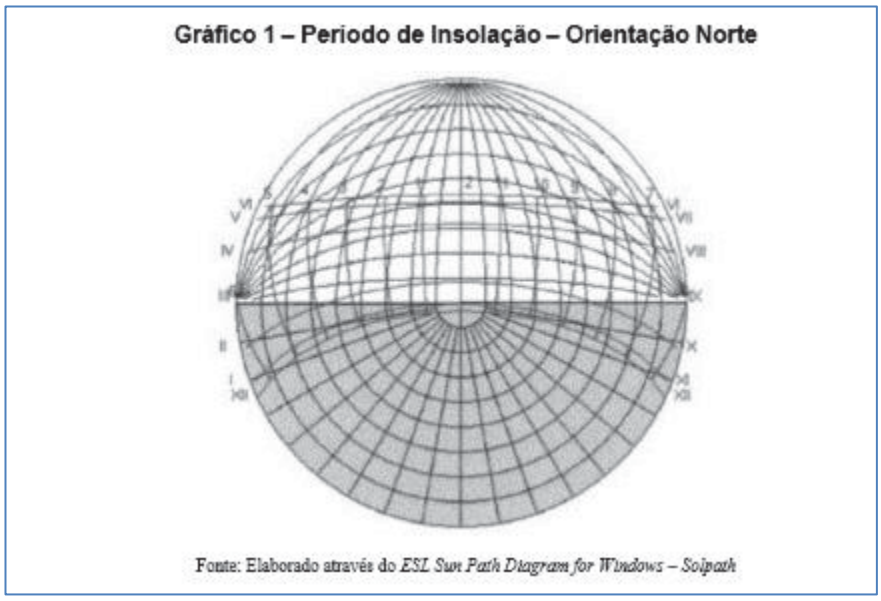


Fonte: Lopes (2013)

$$d = L\left(\cos \alpha + \frac{sen\propto}{tg\ \beta}\right) \quad (05)$$

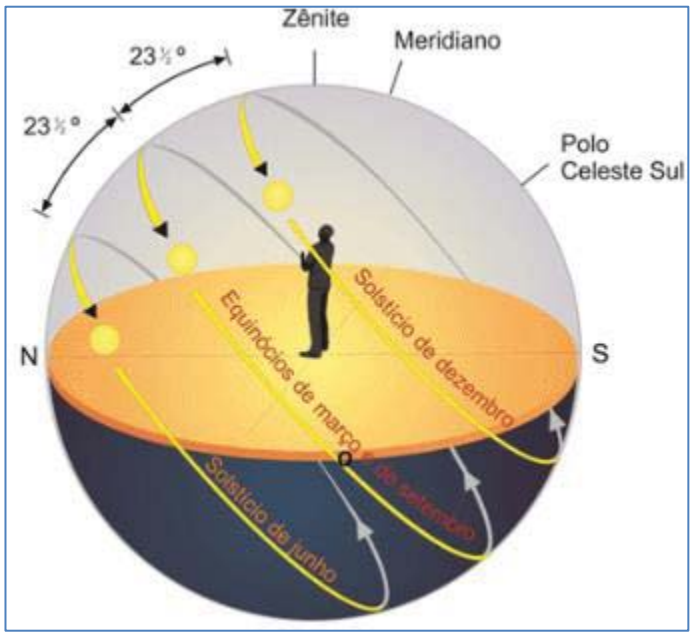
Em que L é a altura do módulo fotovoltaico, α a inclinação do módulo em relação ao telhado e β o ângulo da altura mínima do sol, que foi considerado de 45,00° conforme Figura 33, considerando a angulação em que o sol está no solstício de verão (22 de dezembro), aproximadamente no horário em que se inicia as horas de sol pico (hsp), às 9:30 h. O comportamento do sol ao longo do ano pode ser verificado na Figura 34.

Figura 33 – Declinação solar em Campo Grande MS das 5:00h às 12:00h



Fonte: Maragno (2000)

Figura 34 – Declinação solar ao longo do ano



Fonte: ASTRO (2018)

Quanto à inclinação dos módulos segundo CRESESB (2014), para geração máxima de energia, o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado. Na parte do telhado com laje impermeabilizada, onde serão necessários suportes para as placas, será considerado uma inclinação de 20°, conforme latitude de Campo Grande/MS.

Pois de acordo com CRESESB (2014) pequenas variações não resultam em grandes mudanças na energia gerada anualmente e a inclinação do gerador fotovoltaico pode estar dentro de 10º, em torno da latitude do local.

Posteriormente, os resultados das distâncias calculadas nas Equações 4 e 5 foram comparadas com as simulações de sombreamento nas placas ao longo do dia, realizadas no *software* SketchUp 2017. Foi simulado o sombreamento das placas no solstício de inverno e de verão, e as relações com os elementos de sombreamento do prédio da Biblioteca.

Quanto ao dimensionamento do sistema e a potência do gerador que compõe o sistema fotovoltaico, os valores calculados conforme a Equação 6, recomendada por CRESESB (2014), foram comparados aos valores limitantes pelo espaço físico e áreas de sombreamento.

$$P_{FV}(Wp) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (6)$$

Em que a P_{FV} (Wp) representa a potência de pico do painel fotovoltaico, E (Wh/dia) é o Consumo Diário Médio Anual, o HSP_{MA}(h) é o Valor Médio Diário Anual das horas de sol pico incidente no plano do painel fotovoltaico e a TD (adimensional) corresponde à Taxa de Desempenho.

O tamanho do sistema a ser instalado foi adotado através do comparativo da potência de pico calculada na fórmula e o espaço físico para instalação das placas, em condições favoráveis de desempenho para a geração de energia.

O valor HSP_{MA} foi considerado segundo CRESESB (2017), conforme demonstrado na Figura 35.

Figura 35 - HSP_{MA}(h) é o valor médio diário anual das horas de sol pico incidente no plano do Painel

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Campo Grande
Município: Campo Grande , MS - BRASIL
Latitude: 20,401° S
Longitude: 54,649° O
Distância do ponto de ref. (20,4435° S; 54,6478° O) :4,7 km

	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,65	5,67	5,34	4,82	4,03	3,77	3,92	4,81	4,92	5,42	5,92	6,10	5,03	2,34
☑	Ângulo igual a latitude	20° N	5,16	5,43	5,47	5,37	4,83	4,71	4,82	5,57	5,18	5,30	5,46	5,48	5,21	,86
☑	Maior média anual	19° N	5,20	5,45	5,47	5,35	4,80	4,67	4,78	5,54	5,18	5,31	5,49	5,52	5,23	,87
☑	Maior mínimo mensal	26° N	4,94	5,27	5,41	5,44	4,99	4,91	5,00	5,69	5,17	5,17	5,24	5,22	5,20	,78

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Campo Grande-Campo Grande, MS-BRASIL

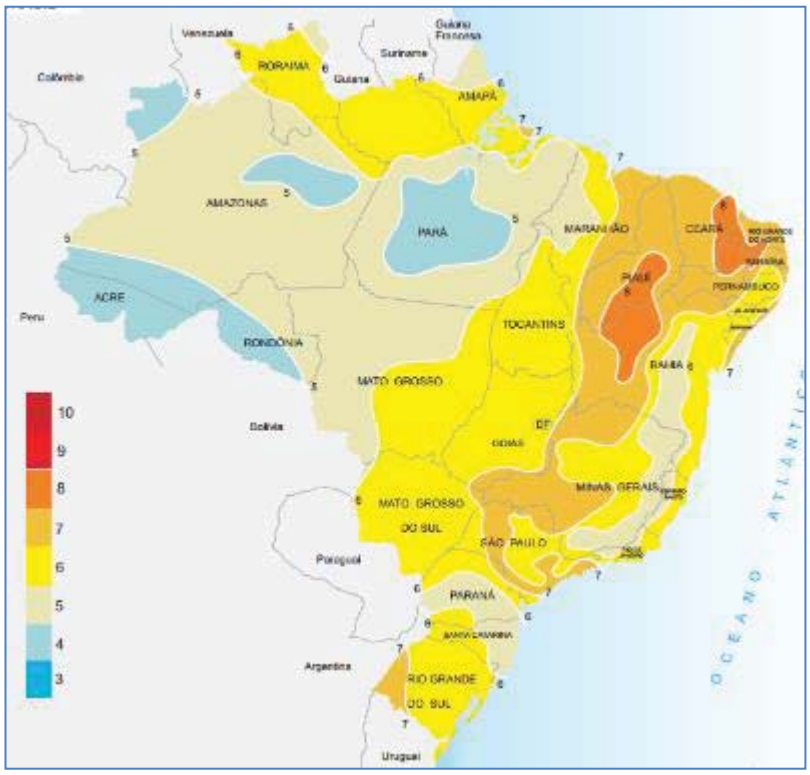
20,401° S; 54,649° O

6,5

Fonte: CRESESB (2017)

O atlas solarimétrico do Brasil apontou um valor para Mato Grosso do Sul de 6 horas de insolação diária, valor referente à média diária anual conforme a Figura 36.

Figura 36 - Insolação diária, média anual



Fonte: UFPE (2000)

O valor de TD considerado no trabalho foi de 75%, que está entre o valor descrito por CRESESB (2014) de 70 a 80 % nas condições de radiação solar encontrada no Brasil. De acordo com Nakabayashi (2014), o valor de 75% para o desempenho global do sistema (TD) é um valor factível para os sistemas instalados, devido às perdas originadas no sistema.

Segundo CRESESB (2014) é garantida uma potência de pico (Wp) mínima de 90 % da potência nominal para o período dos 10 a 12 primeiros anos de operação e de 80 % por um período de 20 a 25 anos.

O modelo do painel utilizado nas simulações foi o modelo policristalino de 330Wp, com dimensões de 1,96 x0,992 m e eficiência de 16,97 %, conforme Figura 37.

Figura 37 – Painel 330Wp Policristalino

Fonte: Neosolar (2018)

3.4 Segunda Etapa – Verificação do Investimento Inicial

Em comparação com outros estudos, pode-se verificar a redução do valor da energia solar fotovoltaica ao longo dos anos. No trabalho realizado por Nakabayashi (2014), foi verificado que os preços finais estimados são de 7,32 R$/Wp para sistemas de pequeno porte (até 5kW) e de 5,68 R$/Wp para sistemas de médio porte (a partir de 10 kW). Já estudo realizado por ABINEE (2012) aponta um valor de 7,12 R$/Wp para sistemas de pequeno porte. Essas diferenças de valores apontados deve-se a taxa de câmbio à época, que estava em 2,30 BRL/EUR em 2012, frente a 3,10 BRL/EUR em 31 de outubro de 2014.

A EPE estimou em R$ 7,70/Wp o custo de sistema fotovoltaico no Brasil (EPE, 2014). Posteriormente, com esse valor como a referência para o ano de 2012, os custos de instalação estão apresentados na Figura 38.

Figura 38 - Trajetória de redução de custos

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial (R$/Wp)	7,7	7,2	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,8	4,5	4,4	4,2	4,1
Comercial (R$/Wp)	6,9	6,5	6,1	5,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,2	4,1	3,9	3,8

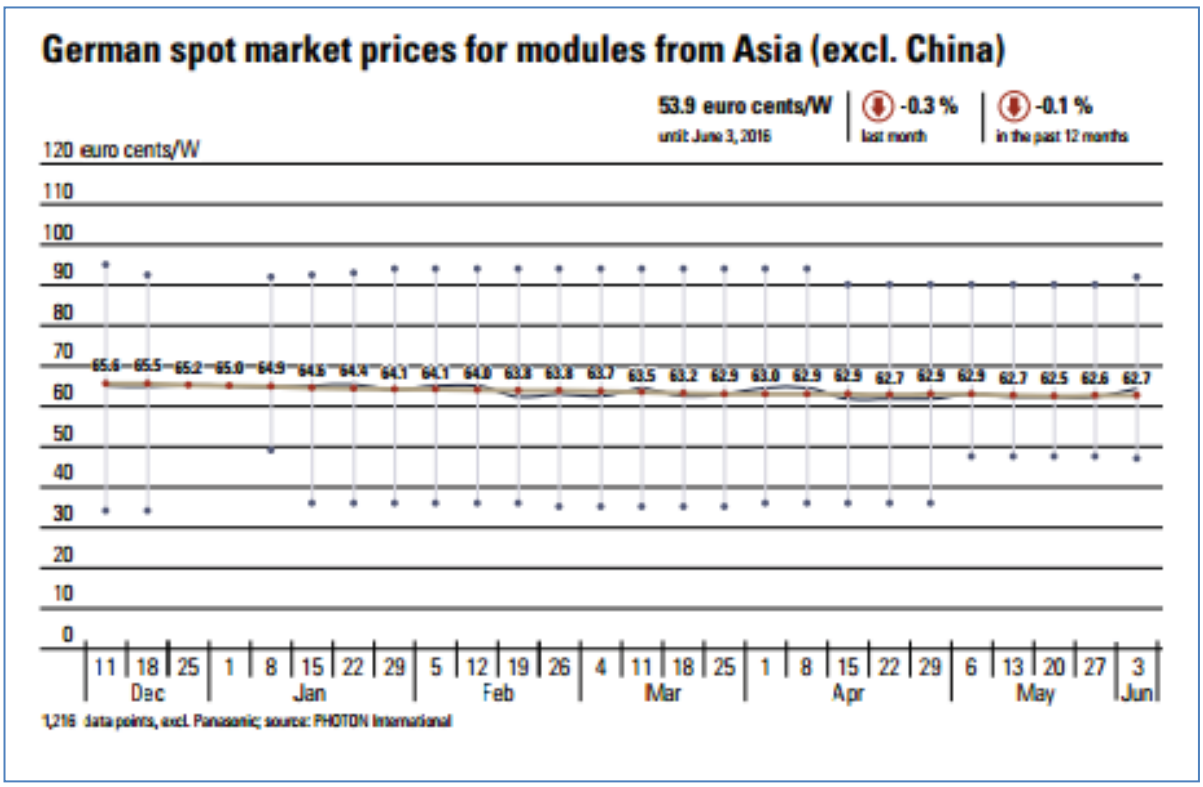
Fonte: EPE (2014)

A trajetória descrita por EPE (2014) não se confirmou em 2017, devido à projeção da cotação do real perante o euro não se manter conforme o projetado, porém os valores dos módulos e dos inversores tiveram queda nos preços. Obtendo a diferença do valor de 5,66 R$/Wp calculado no setor comercial, frente a 5,10 R$/Wp projetado pela EPE (2014).

Para a realização da estimativa do custo do Wp da energia fotovoltaica, foi utilizada a metodologia proposta por (ABINEE, 2012). Para encontrar o valor referencial para 2017 foi considerada a taxa de cambio consultada em Banco Central do Brasil (2017) com valor de 3,45 R$/€, com cotação realizada em 27/04/2017.

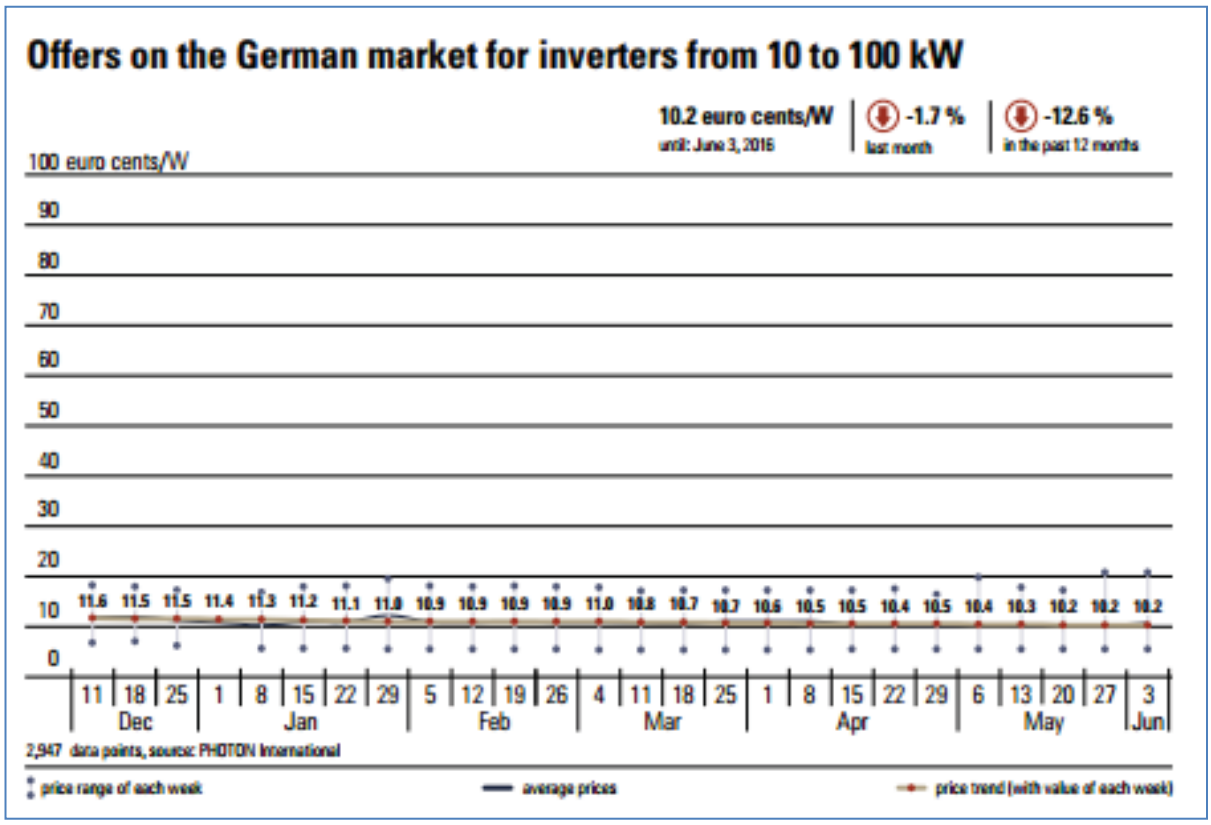
Os valores referenciais dos módulos e inversores foram retirados de PHOTON (2016) e estão demonstrados nas Figuras 39 e 40.

Figura 39 – Valores de Mercado dos Módulos



Fonte: PHOTON (2016)

Figura 40 - Valores de Mercado dos Inversores



Fonte: PHOTON (2016)

Para confirmação do investimento inicial foram feitas pesquisas no valor do gerador solar com preços publicados em uma empresa na internet, os orçamentos estão apresentados no ANEXO B, diferenciando somente as placas que serão instaladas sobre a laje e as placas instaladas sobre o telhado.

Com esses valores foi realizado o cálculo do valor final do Wp instalado conforme orçamento da empresa na internet acrescido do valor de instalação e frete.

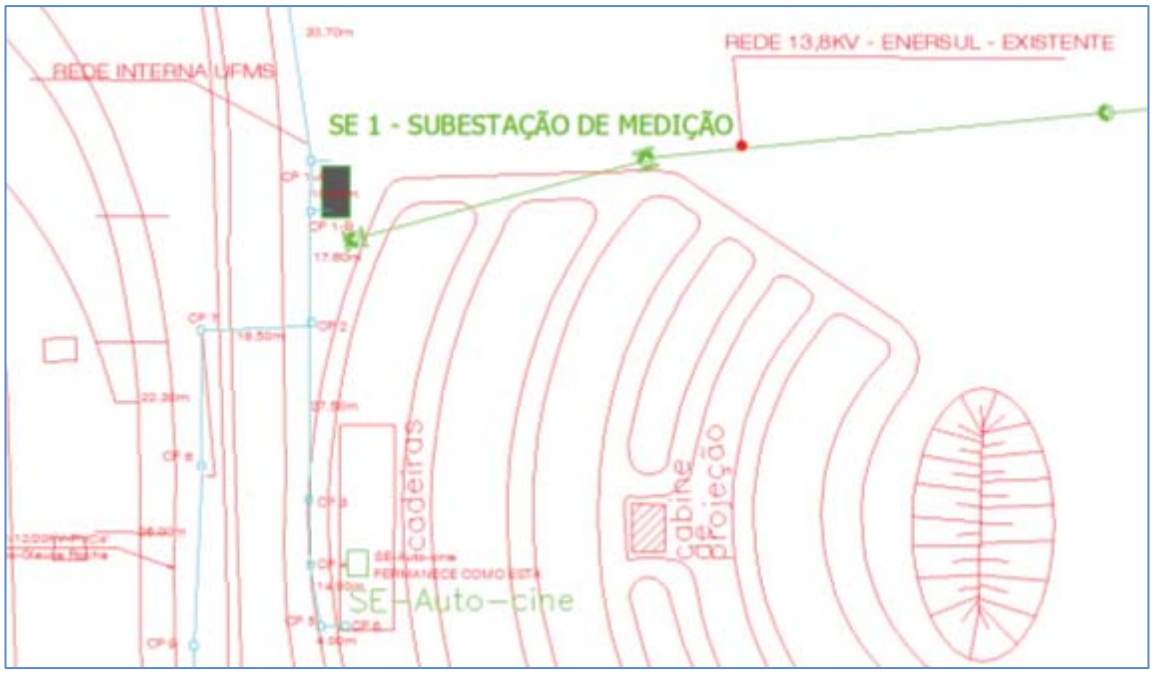
Para confirmação do valor do Wp instalado foi solicitado um orçamento para empresa localizada em Campo Grande – MS, os orçamentos estão apresentados no ANEXO B, o valor final do Wp instalado conforme orçamento da empresa local.

Com o orçamento do gerador solar em empresa local, verificou-se que é bem próximo do valor do Wp instalado descrito nas bibliografias consultadas, dessa forma no presente trabalho o valor referencial de 5,43 R$/Wp.

3.5 Terceira Etapa – Condições de Expansão para o Setor 1

A medição da energia no Setor 1 da UFMS é realizada em uma subestação geral, que distribui a energia através da rede interna da UFMS. A localização da subestação é próxima ao Autocine e ao Morenão, conforme demonstrado na Figura 41.

Figura 41– Subestação de Medição do Setor 1 da UFMS



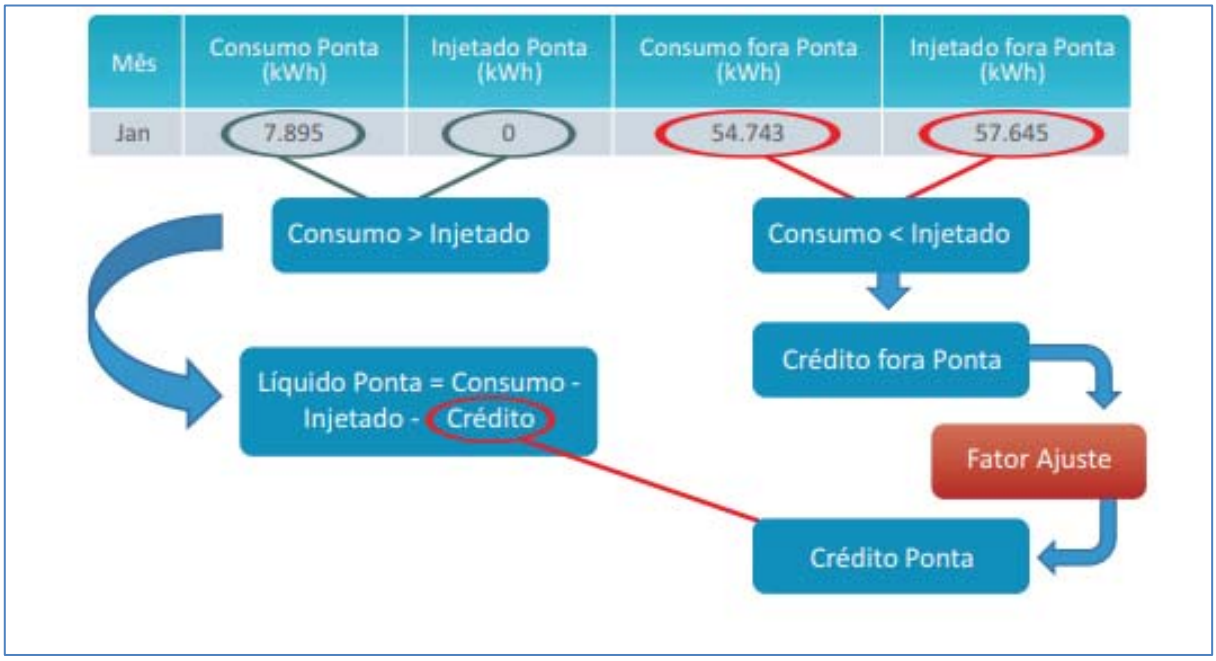
Fonte: UFMS (2018)

O consumo médio medido nos últimos 12 meses (com base no mês de agosto de 2018) foi de 352.779,92 kWh, obtido pelo histórico das contas de energia elétrica do Setor da UFMS. Em que a modalidade tarifaria em que o Setor 1 está enquadrado é a Horária Azul, no grupo de tensão A4, com uma demanda contratada na Horário de Ponta (HP) de 1000 kW e 1680 kW Horário Fora de Ponta (HFP). A proposta para instalação do sistema fotovoltaico foi para demanda FP.

De acordo com ANEEL (2016) caso haja injeção de energia em outro posto tarifário, há possibilidade de conversão para as unidades consumidoras que dispõem de tarifa horária. A energia injetada deve ser utilizada para abater o consumo mensal no mesmo período (Ponta ou Fora Ponta). A compensação deste saldo será utilizada para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste, conforme demonstrado na Figura 42.

Esse caso, porém, não será simulado no presente estudo, pois o consumo do setor é elevado e não haverá injeção na rede elétrica durante os dias letivos, ou seja, toda energia injetada nos finais de semana e nos dias não letivos poderão ser consumidos no mesmo posto horário.

Figura 42 - Aplicação de um fator de ajuste de tarifa horária



Fonte: ANEEL (2016)

O valor da tarifa varia para HP e HFP, a Figura 43 demonstra a fórmula de cálculo que foi utilizada para obtenção dos valores cobrados com impostos em que foram utilizados nos fluxos de caixa do projeto e os cenários de incentivos governamentais.

Figura 43 – Cálculo da Tarifa com Impostos

Fonte: ANEEL (2011)

Os impostos para o cálculo da tarifa foram considerados de 17% para o ICMS (poder público federal), 1,0845% de PIS e 4,9955% de COFINS, estes valores foram referentes a agosto de 2018, conforme descrito na conta de energia elétrica. Somado a isso, foi considerado o valor do adicional de Bandeira Vermelha (P1), que representa um acréscimo de R$ 0,030 para cada kWh consumido.

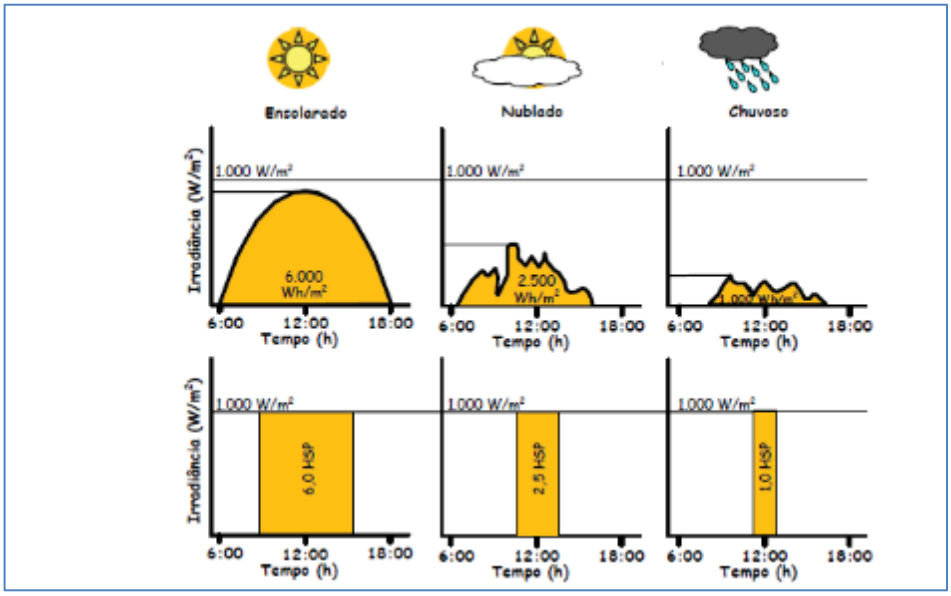
A taxa de Iluminação Pública não foi incluída no cálculo por ser um valor fixo por consumidores, ou seja, não deixa de ser paga ao adotar a energia solar.

O valor do reajuste da tarifa de energia elétrica para a classe de alta tensão no ano de 2017 foi de 6,75%, sendo este o valor considerado para os cenários de incentivos, as atualizações dos valores são feitas com base no IGP-M, conforme ANEEL (2017).

A limitação de potência para a instalação no Setor 1 será a demanda contratada fora de ponta de 1680 kW e os cenários simulados foram para o horário fora de ponta. Pois de acordo com CRESESB (2014), nas estimativas de produção de energia elétrica é viável ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Pois há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária gerando uma forma bastante coerente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP), que foi a grandeza considerada para as simulações nos cenários estudados**.**

Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/ m² (1.000 W/m²), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol na UFMS, que foi a mesma para a cidade de Campo Grande-MS, acumulada ao longo de um dado dia, intervalo este que ficou fora do Horário de Ponta, conforme a Figura 44.

Figura 44 – Conceito HSP (Horas de Sol Pleno)



Fonte: CRESESB (2014)

Vale ressaltar que o caso da geração FP é um cenário conservador, pois em caso de geração no Horário de Ponta há um aumento na viabilidade do sistema.

Para verificação do consumo em iluminação do Setor 1 foi considerado o percentual encontrado no trabalho elaborado por Naves (2015) em que foi levantado o consumo por tipo de utilização no prédio da Unidade 5 e do antigo Departamento de Engenharia Elétrica, ambos situados no Setor 1 da UFMS. Os resultados obtidos por Naves (2015) estão demonstrados na Tabela 1.

Tabela 1 – Percentual em Iluminação

Prédio	Percentual de Iluminação
INFI	9%
INMA	11%
DEL	9%

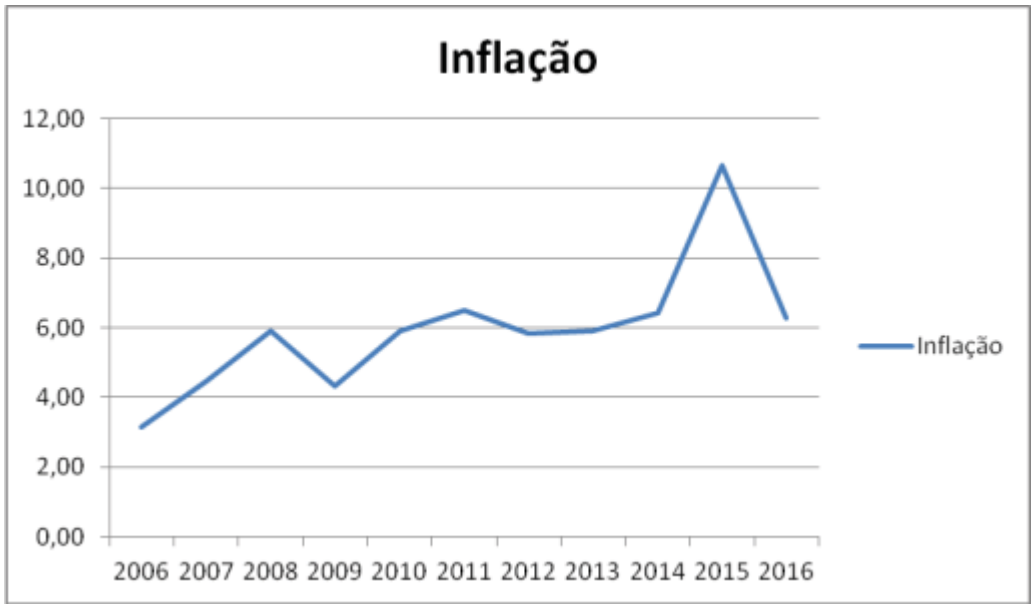
Fonte: Autor (2018) dados Naves (2015)

Através destes dados foi considerado o maior valor dentre as edificações que corresponde a 11% do consumo total.

3.6 Quarta Etapa – Elaboração do Fluxo de Caixa do Projeto

O valor da taxa utilizada no trabalho poderia ser a rentabilidade de títulos públicos do governo federal ou a remuneração do capital em algum projeto de risco equivalente. Para a determinação da taxa vários fatores devem ser levados em conta, tais como o nível de endividamento da empresa e seu custo de capital de acordo com Nakabayashi (2014). Para o presente trabalho foi utilizada a inflação do ano de 2016, que foi de 6,29 %, como pode se verificar na Figura 45, a inflação tem traçado uma trajetória por volta dos 6,0% nos últimos 10 anos, somente no ano de 2015 que houve um pico bem acima dos valores dos últimos anos.

Figura 45 - Inflação em 10 anos



Fonte: Autor (2017). Dados IBGE

Dentre os cenários adotados, o valor economizado de energia elétrica é analisado levando-se em conta o percentual de energia injetada na rede, ou seja, se o autoconsumo da edificação é inferior a 100%, e são simulados diferentes percentuais para este caso, conforme Tabela 4. Desta forma, são gerados créditos de energia para serem utilizados posteriormente, ou poderão ser utilizados em outros setores da instituição. O benefício considerado da tarifa prêmio proposto, porém é reduzido proporcionalmente com a redução do auto consumo, o que beneficiaria consumidores comerciais.

A metodologia de cálculo dos indicadores econômicos está descrita no item 2.7 deste trabalho. E com auxílio do aplicativo Microsoft Excel (2007), foram criadas as planilhas para o estudo da viabilidade financeira, elaborando fluxos de caixa e verificando os indicadores econômicos de tempo de retorno de investimento (*Payback* simples), VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno). O modelo de fluxo de caixa utilizado está descrito na Tabela 2.

Tabela 2 - Fluxo de Caixa

Ano	0	1	2	3	...	25
Fluxo de Caixa	-Investimento	+Economia c/ Energia -O&M	+Economia c/ Energia -O&M	+Economia c/ Energia -O&M		+Economia c/ Energia -O&M

Fonte: Autor (2018)

O investimento é o valor necessário para aquisição do sistema fotovoltaico instalado, o valor da economia com energia considerada no fluxo de caixa, são referentes ao valor que se economizaria na fatura de energia. Neste caso também são simulados a economia para os cenários definidos de tarifa prêmio e os valores de O&M representam os custos de operação e manutenção do sistema. O benefício é calculado considerando o valor da tarifa com impostos.

Para a verificação do valor economizado no fluxo de caixa são considerados os valores de irradiância (kWh/m².dia) apresentados na Tabela 3. Sendo considerado o valor de 16,47% de eficiência do painel, valor encontrado em peças comercializadas.

Tabela 3 - Valores de Irradiância incidentes nas placas

Mês	Irradiancia (kWh/m².dia) Placas Instaladas a 19° Norte
Jan	5,43
Fev	5,18
Mar	5,31
Abr	5,64
Mai	5,20
Jun	4,07
Jul	5,09
Ago	5,08
Set	4,76
Out	5,36
Nov	5,57
Dez	4,91

Fonte: Autor (2018). Com dados da CRESESB (2016)

Para a simulação da energia fotovoltaica gerada, foram adotadas algumas premissas do projeto conforme recomendação dos autores.

De acordo com CRESESB (2014) a degradação da potência de módulos fotovoltaicos de c-Si instalado em campo é entre 0,5% e 1,0% por ano, no presente trabalho foi considerada uma degradação de 0,75%.

Para custos de Operação e Manutenção (O&M), considera-se 1% ao ano sobre o valor do sistema de acordo com Nakabayashi (2014).

3.7 Quinta Etapa – Cenários de Incentivos Governamentais

A TIR encontrada em todos os cenários será comparada a taxa de desconto adotada no presente trabalho, como método de análise de viabilidade. Pois, de acordo com Fonseca e Bruni (2003) a TIR encontrada deverá ser comparada com a taxa de desconto no momento da decisão do investimento ou financiamento.

Para análise da TIR posteriormente será analisada em relação a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), que foi utilizada como taxa de desconto por Nakabayashi (2014). Pois de acordo com Nakabayashi (2014) a SELIC serve como direcionadora de remuneração de títulos públicos federais e a taxa de juros, a qual é determinada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária). Além disso, de acordo com Nakabayashi (2014) para um projeto de baixo risco a taxa de desconto utilizada poderia ser a rentabilidade de títulos públicos do governo federal ou a remuneração do capital em algum projeto de risco equivalente. Para o presente trabalho foi utilizada como referencial a taxa SELIC da 218° reunião do COPOM em 31/10/2018, em que foi divulgado o valor de 6,50%.

Para análise da viabilidade foi utilizada a metodologia de Fonseca e Bruni (2003), que descreve a viabilidade em função do VPL, TIR e o *Payback*. O VPL sendo positivo o investimento é viável, pois realiza-lo é equivalente a receber um pagamento igual ao VPL. Se o VPL for negativo, realizar o investimento hoje é proporcional a pagar algo no presente e o investimento deveria ser rejeitado.

3.7.1 Cenários de Tarifas *Feed-in*

No presente trabalho foram propostas tarifas de energia elétrica diferenciada para os consumidores que optarem pela energia solar fotovoltaica, em valores proporcionais ao seu autoconsumo de energia, como forma de créditos. Com valores proporcionais aos percentuais de transmissão (5,70%) e distribuição (26,50%) da conta de luz.

Acredita-se que é um percentual que deixou de ser gasto e pode ser repassado em forma de tarifa prêmio. Para tanto foram criados cenários em que são simulados os casos em que o consumidor tem parcelas de autoconsumo e injeção da energia restante na rede elétrica de distribuição, no caso da energia injetada na rede, seriam creditados de forma integral somente os custos referentes à transmissão da energia e os valores de distribuição seriam proporcionais aos percentuais de autoconsumo do consumidor. Os cenários criados estão demonstrados na Tabela 4.

Tabela 4 - Cenários de tarifa prêmio

Auto consumo	Item de Desconto
100%	100% Transmissão e Distribuição
70%	100% de Transmissão e 70% de Distribuição
50%	100% de Transmissão e 50% de Distribuição
30%	100% de Transmissão e 30% de Distribuição
0%	100% de Transmissão e 0% de Distribuição

Fonte: Autor (2018)

3.7.2 Cenário de Subsídio

Segundo França (2016) os países que mais investem em Pesquisa e Desenvolvimento e aqueles que implementaram políticas de incentivo mais efetivas são os que apresentam maiores capacidades instaladas de sistemas fotovoltaicos implantados até 2013. Essas informações estão na Figura 46. O Brasil se destaca apenas na categoria de uso da energia solar para aquecimento de água, tendo um alto potencial para se destacar na energia solar fotovoltaica.

Figura 46 – Investimento anual e capacidade instalada

	1º	2 º	3 º	4 º	5 º
Investimento anual em capacidade instalada adicional					
Solar fotovoltaica (PV)[4]	China	Japão	Estados Unidos	Alemanha	Reino Unido
Termo solar (CSP)[5]	Estados Unidos	Espanha	Emirados Árabes Unidos	Índia	China
Aquecimento solar de água	China	Turquia	Índia	Brasil	Alemanha
Capacidade Instalada de geração em 2013					
Solar fotovoltaica (PV)	Alemanha	China	Itália	Japão	Estados Unidos
Termo solar (CSP)	Espanha	Estados Unidos	Emirados Árabes Unidos	Índia	Argélia
Solar fotovoltaica *per capta* (PV)	Alemanha	Itália	Bélgica	Grécia	República Checa

Fonte: *Renewable Energy Policy Network* (REN21, 2014).

Fonte: França (2016)

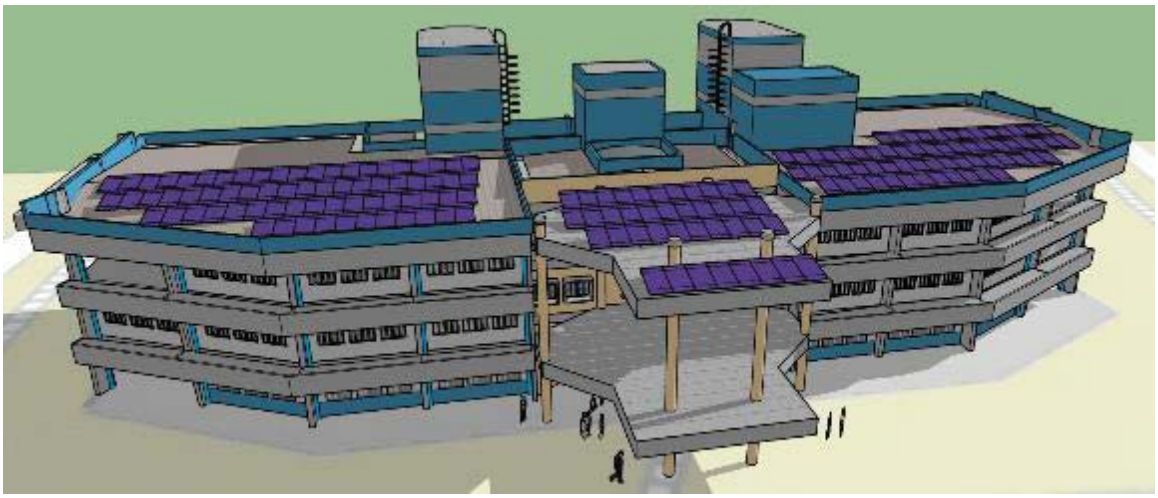
No trabalho será simulado o modelo norte americano, que segundo França (2016) oferecem diversos tipos de subsídios ou descontos, como empréstimos com juros zero, ou mesmo tarifas prêmio (*feed-in tariffs*) pagas pelas distribuidoras a preços acima do mercado. Além destas políticas, muitos estados americanos adotaram vários incentivos financeiros adicionais para incentivar ou apoiar a implantação de sistemas de energia solar distribuída, tais como incentivos fiscais sobre a propriedade, vendas, sobre a renda pessoal ou das empresas, em caso de aquisição de painéis fotovoltaicos. Em nível federal, o governo americano concedeu até 30% de desconto em crédito de imposto de renda, em caso de instalação desses painéis até 2016 (PITT et al, 2015).

Portanto, nesse trabalho foram simulados os cenários de subsídios com empréstimo sem juros e subsídio de 30% sobre o investimento inicial para instalação dos módulos.

4 RESULTADOS

O impacto da instalação da energia solar fotovoltaica vai além da economia com a energia elétrica, pois sua utilização em uma Instituição Pública Federal se torna um exemplo de eficiência energética e sustentabilidade para a sociedade, quando se trata de uma instituição de ensino. O prédio da Biblioteca possui grande visibilidade para a UFMS, a Figura 47 demonstra a fachada do prédio com a instalação das placas fotovoltaicas.

Figura 47 – Fachada da biblioteca com as placas solares



Fonte: Autor (2018)

4.1 Primeira Etapa – Dimensionamento do Sistema para a Biblioteca

O cálculo da potência necessária do gerador fotovoltaico para iluminação da Biblioteca está demonstrado na Equação 7, levantado através das luminárias constantes no projeto elétrico apresentadas na Tabela 05. Deste total, as áreas de estudos e exposição de acervos de livros as luminárias ficam ligadas durante todo período de expediente.

$$P_{FV}(Wp) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} = \frac{(722{,}25/0{,}75)}{5{,}23} = 184{,}13\text{kWp} \qquad (7)$$

Em que a P_{FV} (Wp) é a potência de pico do painel fotovoltaico, E (Wh/dia) é o consumo diário médio anual da edificação ou fração deste, o HSP_{MA}(h), é o valor médio diário anual das horas de sol pico incidente no plano do painel fotovoltaico e a taxa de desempenho (TD).

Tabela 5 - Instalação luminárias Biblioteca

Carga (Luminárias Florescentes)	Quant. (UN)	Potência Total com Reator (W)	Horas de utilização por dia (h) durante o dia	Consumo Médio Diário (kWh/dia)
2x32	102	9180	11	100,98
PL23	18	414	11	4,55
PL23+PL2x9	22	421	11	4,63
2x32	110	9950	11	109,45
PL23	18	414	11	4,55
2x32	147	13230	11	145,53
2x32	110	9950	11	109,45
2x32	144	12960	11	142,56
2x32	101	9140	11	100,54
Total				**722,25**

Fonte: Autor (2018)

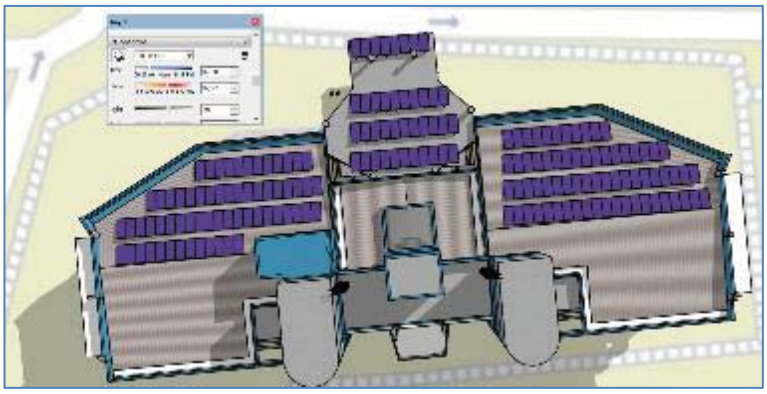
O espaço físico para instalação das placas com localização voltada ao Norte e inclinação de 20° foi simulado no programa Sketchup 2017 e comparado com o resultado da fórmula descrita na Equação 5, para cálculo das áreas de sombreamento e distâncias dos elementos de sombreamento.

O cálculo com a utilização da Equação 5, com inclinação das placas em 20°, ângulo β a 45°, e placa de 330V com dimensão L de 1,96 m resultou em uma distância entre fileiras de 2,55 m. Com a utilização do *software* Sketchup 2017 pode-se verificar um distanciamento menor entre fileiras não ocorrendo sombreamento no período das 9:00h às 16:00h com uma

distância de 90 cm entre as placas localizadas na laje impermeabilizada e 60 cm entre as placas nos locais com telha metálica. As Figuras 48 e 49 demonstram o sombreamento no período das 9:00 h e 16:00h, no solstício do inverno.

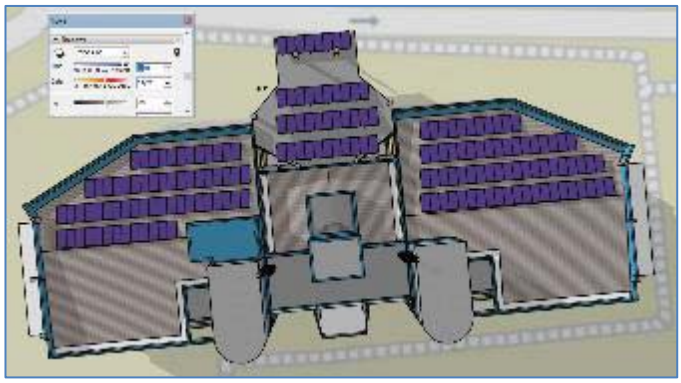
Considerando o espaço físico disponível no telhado, a potência do gerador solar resulta em 175 placas de 330 Wp, o que resulta em um sistema de 57,75 kWp.

Figura 48 – Sombreamento nas placas projetadas no período das 9:00h



Fonte: Autor (2018)

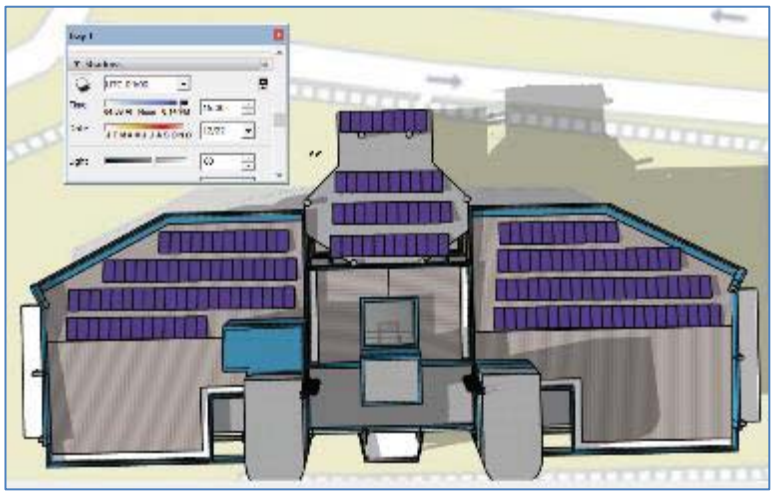
Figura 49 – Sombreamento nas placas projetadas no período das 16:00h



Fonte: Autor (2018)

No solstício de verão o sombreamento tem menor influência no telhado da edificação, conforme demonstra a Figura 50.

Figura 50 – Sombreamento nas placas projetadas no período das 16:00h no solstício de verão



Fonte: Autor (2018)

Portanto o gerador de 57,75 kWp, atende a iluminação do prédio da Biblioteca e é o valor utilizado nas simulações deste trabalho. Em verificação ao local foi constatado que há possibilidade de ampliação na potência do gerador solar. Como o telhado não possui grande inclinação pode-se utilizar as duas águas dos telhados, através da utilização de suportes para correção da orientação das placas, a Figura 51 demonstra as duas águas do telhado em pleno dia ensolarado.

Figura 51 – Telhado Biblioteca

Fonte: Autor (2018)

4.2 Segunda Etapa – Verificação do Investimento Inicial

Para a realização da estimativa do custo a do Wp da energia fotovoltaica, foi utilizada a metodologia proposta por (ABINEE, 2012), conforme demonstrado nas Tabelas 6 e 7. Para encontrar o valor referencial para 2017 foi considerada a taxa de cambio consultada no site do Banco Central do Brasil com valor de 3,45 R$/€ com cotação realizada em 27/04/2017.

Tabela 6 – Cálculo do Valor do Wp

Preços geração DC	Módulos	Inversores
Capacidade de um conteiner de 40 pés (Watts)	130.000,00	
FOB (eur/Wp)	0,54	0,10
FOB (eur)	70.070,00	13.260,00
FRETE + SEGURO INTERNACIONAL (EUR)	5.200,00	2.000,00
CIF (eur) = FOB+FRETE+SEGURO	75.270,00	15.260,00
(A) = II (12% DO VALOR CIF P/ MÓDULOS E 14% P/ INVERSORES	9.032,40	2.136,40
(B) = IPI (0% P/ MÓDULO E 15% INVERSORES) INCID. CIF + (A)	-	2.609,46
[(C) = PIS (1,65% " POR DENTRO" , APLICÁVEL A CIF (A) + (B)] + [(D) = COFINS (7,6% "POR DENTRO", APLICÁVEL A CIF (A) + (B)]	8.598,84	2.040,60
(E) = ICMS, 12%* INCIDENTE SOBRE CIF + (B)	-	2.144,34
(F) Total Impostos (eur) (A+B+C+D+E)	17.631,24	8.930,79
(G) Taxas Diversas (Siscomex, AFRMM, Armaz etc.) = 12% F	2.115,75	1.071,70
(H) Despachante (Importadora)	1.200,00	1.200,00
(I) CUSTOS DE INTERNALIZAÇÃO (F+G+H)	20.946,99	11.202,49
CUSTOS FINAIS	**MÓDULOS**	**INVERSORES**
CUSTO (eur)(CIF + I)	96.216,99	26.462,49
TAXA DE CAMBIO (R$/eur)	3,45	
CUSTO (R$)	331.948,63	91.295,58
CUSTO (R$/W)	**3,26**	

Fonte: Autor (2018)

Tabela 7 – Valor Final do Wp

APLICAÇÃO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	USINA
Capacidade (KW)	3,00	30,00	30000
Custo dos módulos e inversores (R$)	9,77	97,67	97671,74
Custo de cabos e Proteções (R$)	2,25	18,00	13100
Custo do Sistema de Fixação (R$)	3,75	24,00	14000
Demais Custos (Conexão, Projeto ETC.) (R$)	3,75	30,00	18000
Total (R$)	19,52	169,67	142.771,74
Total (R$/W)	**6,51**	**5,66**	**4,76**

Fonte: Autor (2018)

Para confirmação do investimento inicial foram feitas pesquisas no valor do gerador solar com preços publicados em uma empresa na internet, os orçamentos estão apresentados no ANEXO B, diferenciando somente as placas que serão instaladas sobre a laje e as placas instaladas sobre o telhado. Com esses valores foi realizado o cálculo do valor final do Wp instalado conforme orçamento da empresa apresentado na Tabela 8, ao valor do orçamento foi acrescido do valor de mão de obra de instalação e frete.

Tabela 8 – Valor do Wp Instalado

Kit Gerador Solar 62,7 kWp - Instalado em Telha	R$	202.649,90
Kit Gerador Solar 14,5 Kwp - Instalado em Laje	R$	64.879,90
Mão de Obra de Instalação (30%)	R$	80.258,94
Frete (3%)	R$	8.025,89
Total R$	R$	355.814,63
Valor do Wp (R$/Wp)	**R$**	**4,61**

Fonte: Autor (2018)

Para confirmação do valor do Wp instalado foi solicitado um orçamento para empresa localizada em Campo Grande – MS, os orçamentos estão apresentados no ANEXO B, o valor final do Wp instalado conforme orçamento apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Valor do Wp Instalado – Orçamento Local

Kit Gerador Solar 75,14 kWp	R$	334.260,73
Mão de Obra de Instalação	R$	73.480,00
Total R$	R$	407.740,73
Valor do Wp (R$/Wp)	**R$**	**5,43**

Fonte: Autor (2018)

Com o orçamento do gerador solar em empresa local, verificou-se que é bem próximo do valor do Wp instalado descrito nas bibliografias consultadas, dessa forma no presente trabalho o valor referencial de 5,43 R$/Wp.

Para uma instalação de 57,75 kWp a um custo de 5,43 R$/Wp, resultaria em um investimento total da instalação de R$ 313.582,50.

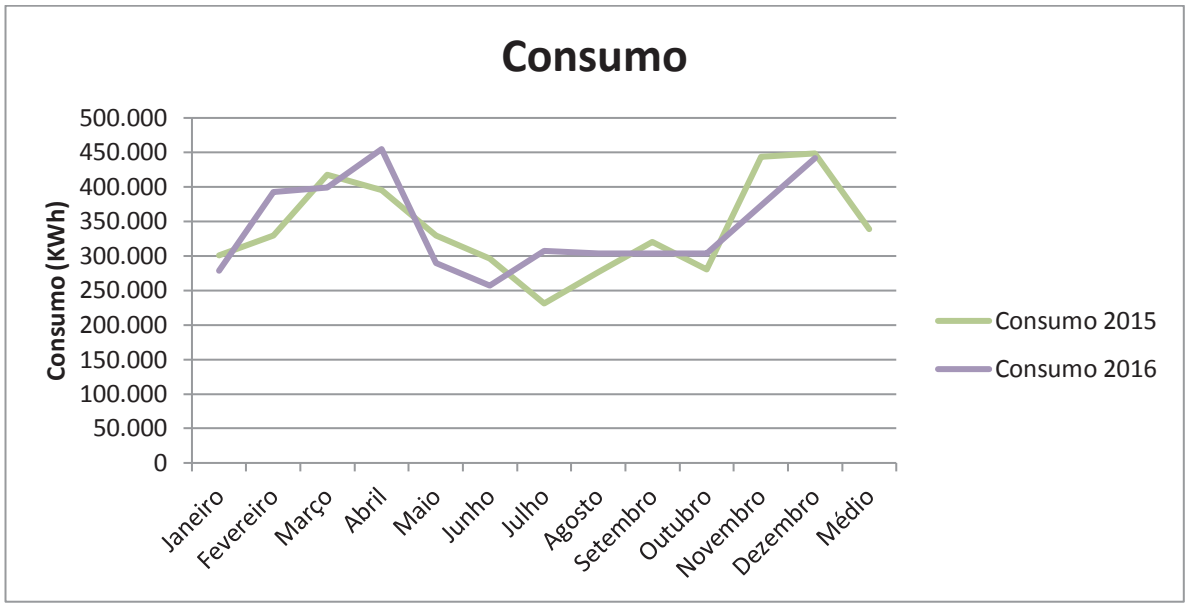
O cálculo da potência do gerador solar para atendimento da iluminação do Setor 1 da UFMS está demonstrado no item 4.3, que seria um gerador de 579,82 kWp resultando em um investimento de R$ 3.148.422,60.

4.3 Terceira Etapa – Condições de Expansão para o Setor 1

O Setor 1 possui um elevado consumo energético, tanto no horário diurno quanto noturno. Grande parte deste consumo advém do uso de luminárias durante o período diurno, consumo este que se estende por toda a UFMS. O consumo médio medido no Setor 1 nos últimos 12 meses (com base na conta de energia elétrica do mês de agosto de 2018) foi de 352.779,92 kWh.

Com o acompanhamento dos valores mês a mês nos anos de 2015 e 2016, através das contas de energia elétrica, foi possível verificar um aumento deste consumo, conforme demonstrado na Figura 52.

Figura 52 – Variação do consumo energético do setor 1, em 2015 e 2016.



Fonte: Autor (2018)

Foi possível verificar um aumento de 4% no consumo energético do Setor 1 no ano de 2016, com relação ao ano de 2015. Crescimento que está próximo às previsões governamentais, pois de acordo com DIEESE (2015) o Plano Decenal de Energia (2023) da EPE, o crescimento médio do consumo de energia elétrica no país previsto é de 4,3% entre os anos 2013 e 2023 (EPE, 2014b). Para o período de 2013 a 2018, a projeção é de um aumento médio ainda maior, de 4,5% ao ano. Com isso verifica-se a necessidade do uso de energias renováveis. O consumo mensal do Setor 1 no ano de 2016 está demonstrado na Tabela 10.

Tabela 10 - Consumos Mensais totais do Setor 1

Mês	Consumo 2016 (kWh)
Janeiro	278.551
Fevereiro	392.478
Março	399.451
Abril	454.863
Maio	289.371
Junho	257.034
Julho	307.286
Agosto	303.603
Setembro	303.603
Outubro	303.603
Novembro	373.073
Dezembro	441.370
Maior Valor	454.863

Fonte: Autor (2018)

Para que não seja alterada a demanda contratada junto à concessionária, o máximo que pode-se instalar de placas será a demanda contratada para período Fora de Ponta, de 1680 kW. Considerando o Art 7° da resolução normativa N° 687 da ANEEL.

> "Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica devem ser observados os seguintes procedimentos: I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso."

A proposta de instalação dos sistemas fotovoltaicos será realizada para o setor de iluminação do Setor 1. No trabalho elaborado por Naves (2015) foi levantado o consumo por tipo de utilização no prédio da Unidade 5 e do antigo Departamento de Engenharia Elétrica, ambos situados no setor 1 da UFMS.

Através destes dados foi considerado o maior valor que corresponde a 11% do consumo total, portanto para atender a iluminação do Setor 1 da UFMS é necessário um

sistema com capacidade de 50.035 kWh, o que resultaria em um valor médio diário de 2.274,32 kWh, conforme demonstrado na Equação 8.

Consumo de energia em iluminação = 0,11x 454.863 = 50.035 kWh (8)

O cálculo da potência necessária do gerador fotovoltaico para iluminação, quando se considera um consumo de 11% , está demonstrado na Equação 9.

$$P_{FV}(Wp) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} = \frac{(\mathbf{2274,32}/0,75)}{5,23} = 579,82\text{kWp} \quad (9)$$

Em que a P_{FV} (Wp) é a potência de pico do painel fotovoltaico, E (Wh/dia) é o consumo diário médio anual da edificação ou fração deste, o HSP_{MA} (h) é o valor médio diário anual das horas de sol pico incidente no plano do painel fotovoltaico e a TD (adimensional) é a Taxa de Desempenho (TD).

O que resultaria em um sistema fotovoltaico com 1758 placas de 330 Wp distribuídas em diversas edificações do Setor 1.

4.4 Quarta Etapa – Elaboração do Fluxo de Caixa do Projeto

Para elaboração do fluxo de caixa padrão (sem incentivos) foi considerado um sistema de 57,75 kWp com 175 placas de 330 Wp, e um valor de 5,43 R$/Wp. O valor da tarifa sem impostos foi retirada da conta de energia elétrica e a tarifa com impostos foi calculada conforme a Equação 10.

$$\text{Tarifa com tributos} = \frac{0,306320}{[1-(0,016+0,076+0,17)} = 0,415 \text{ R\$/kWh} \quad (10)$$

Com os valores de irradiância incidentes em Campo Grande/MS foi possível calcular o valor médio mensal, conforme demonstrado na Tabela 11.

Tabela 11 - Valores de irradiância incidentes em Campo Grande/MS

Meses	Irradiancia (kWh/m².dia) Inclinação: 19° Norte	Irradiancia no mês (kWh/m²)
Jan	5,43	168,33
Fev	5,18	145,04
Mar	5,31	164,61
Abr	5,64	169,2
Mai	5,20	161,2
Jun	4,07	122,1
Jul	5,09	157,79
Ago	5,08	157,48
Set	4,76	142,8
Out	5,36	166,16
Nov	5,57	167,1
Dez	4,91	152,21
	Média	**156,17**

Fonte: Autor (2017)

Com a irradiância média mensal foi calculada a produção do sistema e o valor economizado na conta de energia elétrica, para este cálculo foi considerado a perda da eficiência dos módulos fotovoltaicos no decorrer da vida útil do projeto, que é de 25 anos. Os valores estão apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Valor anual economizado, considerando a perda de eficiência.

Ano	Perda de Eficiência de 0,75% a.a em 25 anos	Produção no Sistema (kWh) com Irradiação Média	Valor Economizado (mensal)	Valor do kWh economizado (anual)	
1	0,1697	9017,38	3742,21	R$	44.906,58
2	0,168	8949,75	3714,15	R$	44.569,78
3	0,167	8882,63	3686,29	R$	44.235,50
4	0,166	8816,01	3658,64	R$	43.903,74
5	0,165	8749,89	3631,21	R$	43.574,46
6	0,163	8684,27	3603,97	R$	43.247,65
7	0,162	8619,14	3576,94	R$	42.923,29
8	0,161	8554,49	3550,11	R$	42.601,37
9	0,160	8490,33	3523,49	R$	42.281,86
10	0,159	8426,66	3497,06	R$	41.964,75
11	0,157	8363,46	3470,83	R$	41.650,01
12	0,156	8300,73	3444,80	R$	41.337,63
13	0,155	8238,47	3418,97	R$	41.027,60
14	0,154	8176,69	3393,32	R$	40.719,90
15	0,153	8115,36	3367,87	R$	40.414,50
16	0,152	8054,50	3342,62	R$	40.111,39
17	0,150	7994,09	3317,55	R$	39.810,55
18	0,149	7934,13	3292,66	R$	39.511,97
19	0,148	7874,63	3267,97	R$	39.215,63
20	0,147	7815,57	3243,46	R$	38.921,52
21	0,146	7756,95	3219,13	R$	38.629,60
22	0,145	7698,77	3194,99	R$	38.339,88
23	0,144	7641,03	3171,03	R$	38.052,33
24	0,143	7583,72	3147,25	R$	37.766,94
25	0,142	7526,85	3123,64	R$	37.483,69

Fonte: Autor (2018)

Com os valores economizados calculados na Tabela 12, foi possível verificar o fluxo de caixa do projeto, considerando como despesas o valor de manutenção do sistema e o reinvestimento com a troca do inversor após 15 anos de utilização, para verificação da viabilidade foi comparado a rentabilidade do valor aplicado na poupança. O fluxo de caixa do projeto está demonstrado na Tabela 13.

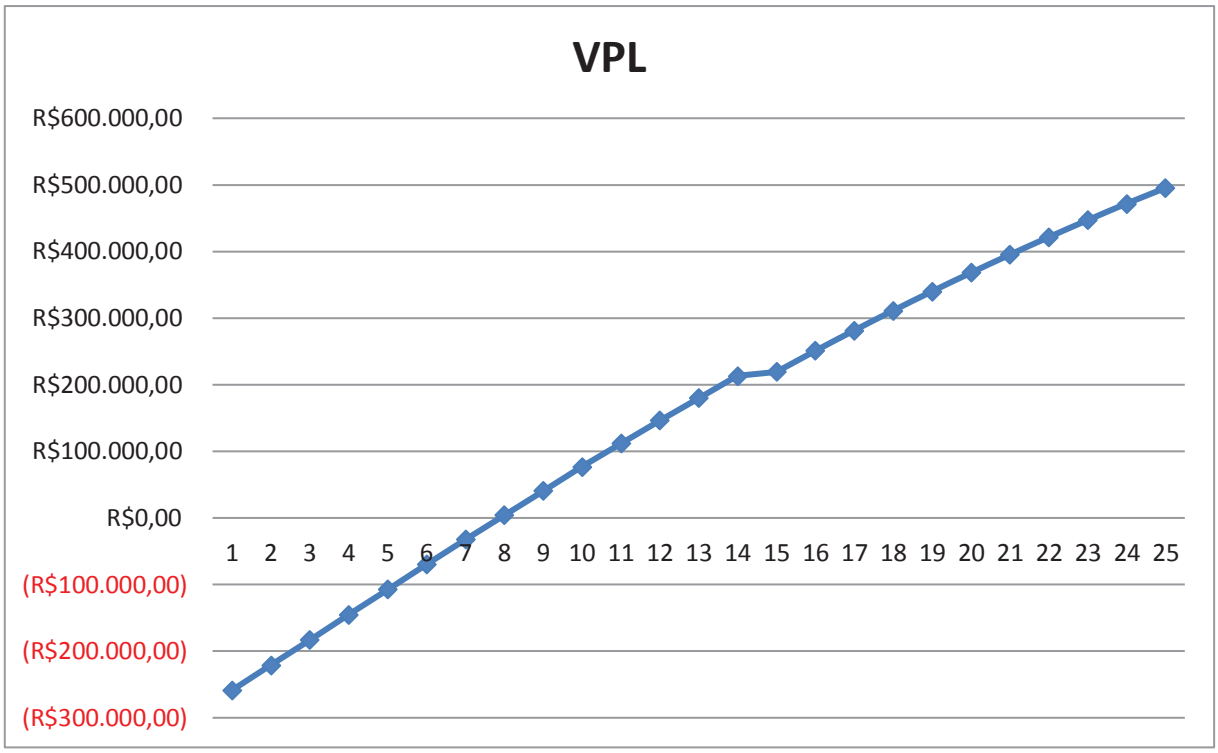
Tabela 13 - Fluxo de Caixa do Projeto

Ano	Receitas	Despesas	Saldo	Comparação aplicação - Saldo na Poupança 0,5% ao mês
0		-R$ 313.582,50	-R$ 313.582,50	R$ 313.582,50
1	R$ 44.906,58	-R$ 3.135,83	-R$ 271.811,75	R$ 332.923,58
2	R$ 47.915,04	-R$ 3.135,83	-R$ 227.032,54	R$ 353.457,58
3	R$ 50.900,93	-R$ 3.135,83	-R$ 179.267,43	R$ 375.258,07
4	R$ 53.864,44	-R$ 3.135,83	-R$ 128.538,82	R$ 398.403,17
5	R$ 56.805,71	-R$ 3.135,83	-R$ 74.868,93	R$ 422.975,80
6	R$ 59.724,93	-R$ 3.135,83	-R$ 18.279,83	R$ 449.064,02
7	R$ 62.622,25	-R$ 3.135,83	R$ 41.206,60	R$ 476.761,31
8	R$ 65.497,84	-R$ 3.135,83	R$ 103.568,62	R$ 506.166,91
9	R$ 68.351,87	-R$ 3.135,83	R$ 168.784,66	R$ 537.386,17
10	R$ 71.184,49	-R$ 3.135,83	R$ 236.833,33	R$ 570.530,98
11	R$ 73.995,86	-R$ 3.135,83	R$ 307.693,37	R$ 605.720,08
12	R$ 76.786,16	-R$ 3.135,83	R$ 381.343,70	R$ 643.079,57
13	R$ 79.555,52	-R$ 3.135,83	R$ 457.763,39	R$ 682.743,31
14	R$ 82.304,11	-R$ 3.135,83	R$ 536.931,67	R$ 724.853,42
15	R$ 85.032,09	-R$ 69.105,78	R$ 552.857,99	R$ 769.560,79
16	R$ 87.739,61	-R$ 3.135,83	R$ 637.461,77	R$ 817.025,62
17	R$ 90.426,82	-R$ 3.135,83	R$ 724.752,77	R$ 867.417,97
18	R$ 93.093,88	-R$ 3.135,83	R$ 814.710,82	R$ 920.918,42
19	R$ 95.740,93	-R$ 3.135,83	R$ 907.315,93	R$ 977.718,65
20	R$ 98.368,14	-R$ 3.135,83	R$ 1.002.548,24	R$ 1.038.022,20
21	R$ 100.975,63	-R$ 3.135,83	R$ 1.100.388,05	R$ 1.102.045,13
22	R$ 103.563,58	-R$ 3.135,83	R$ 1.200.815,80	R$ 1.170.016,87
23	R$ 106.132,11	-R$ 3.135,83	R$ 1.303.812,09	R$ 1.242.180,95
24	R$ 108.681,38	-R$ 3.135,83	R$ 1.409.357,64	R$ 1.318.795,95
25	R$ 111.211,53	-R$ 3.135,83	R$ 1.517.433,34	R$ 1.400.136,40

Fonte: Autor (2018)

Através do fluxo de caixa foi possível verificar um *payback* de 6 (seis) anos e 4 (quatro) meses. Com VPL positivo, e um rendimento maior que quando aplicado na poupança. O gráfico com VPL do projeto está demonstrado através da Figura 53.

Figura 53 – VPL cenário padrão (sem incentivos)



Fonte: Autor (2018)

4.5 Quinta Etapa – Cenários de Incentivos Governamentais

Ao analisar o Setor 1 com consumo Fora de Ponta, tem-se o caso em que há menor viabilidade dentre os setores da UFMS, pois onde a tarifa é convencional ou Horária Verde, o retorno do investimento seria em menos tempo. As tarifas de energia elétrica convencional ou Horária Verde são mais onerosas que a tarifa fora de ponta Horária Azul, portanto para os demais cenários em caso de instalação tem-se maior viabilidade.

4.5.1 Cenários de Tarifas *Feed-in*

Esta forma de tarifa *Premium* equivale aos percentuais de consumo de energia no mesmo momento da geração pelas placas solares. Para os consumidores que consomem toda energia no momento de sua geração ele ganharia como incentivo um retorno de 100% da parcela de distribuição e transmissão da conta de energia elétrica, o valor da tarifa de retorno para este cenário foi de R$ 0,55/ kWh, o valor do fluxo de caixa está apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e Distribuição

Ano	Receitas	Despesas	Saldo	Comparação aplicação - Saldo na Poupança 0,5% ao mês
0		-R$ 313.582,50	-R$ 313.582,50	R$ 313.582,50
1	R$ 59.366,49	-R$ 3.135,83	-R$ 257.351,83	R$ 332.923,58
2	R$ 63.490,98	-R$ 3.135,83	-R$ 196.996,67	R$ 353.457,58
3	R$ 67.584,54	-R$ 3.135,83	-R$ 132.547,96	R$ 375.258,07
4	R$ 71.647,39	-R$ 3.135,83	-R$ 64.036,40	R$ 398.403,17
5	R$ 75.679,77	-R$ 3.135,83	R$ 8.507,54	R$ 422.975,80
6	R$ 79.681,91	-R$ 3.135,83	R$ 85.053,62	R$ 449.064,02
7	R$ 83.654,03	-R$ 3.135,83	R$ 165.571,83	R$ 476.761,31
8	R$ 87.596,36	-R$ 3.135,83	R$ 250.032,36	R$ 506.166,91
9	R$ 91.509,12	-R$ 3.135,83	R$ 338.405,66	R$ 537.386,17
10	R$ 95.392,54	-R$ 3.135,83	R$ 430.662,37	R$ 570.530,98
11	R$ 99.246,83	-R$ 3.135,83	R$ 526.773,38	R$ 605.720,08
12	R$ 103.072,22	-R$ 3.135,83	R$ 626.709,77	R$ 643.079,57
13	R$ 106.868,91	-R$ 3.135,83	R$ 730.442,85	R$ 682.743,31
14	R$ 110.637,13	-R$ 3.135,83	R$ 837.944,16	R$ 724.853,42
15	R$ 114.377,09	-R$ 69.105,78	R$ 883.215,47	R$ 769.560,79
16	R$ 118.088,99	-R$ 3.135,83	R$ 998.168,64	R$ 817.025,62
17	R$ 121.773,06	-R$ 3.135,83	R$ 1.116.805,87	R$ 867.417,97
18	R$ 125.429,50	-R$ 3.135,83	R$ 1.239.099,55	R$ 920.918,42
19	R$ 129.058,52	-R$ 3.135,83	R$ 1.365.022,24	R$ 977.718,65
20	R$ 132.660,31	-R$ 3.135,83	R$ 1.494.546,73	R$ 1.038.022,20
21	R$ 136.235,10	-R$ 3.135,83	R$ 1.627.646,00	R$ 1.102.045,13
22	R$ 139.783,07	-R$ 3.135,83	R$ 1.764.293,24	R$ 1.170.016,87
23	R$ 143.304,43	-R$ 3.135,83	R$ 1.904.461,85	R$ 1.242.180,95
24	R$ 146.799,38	-R$ 3.135,83	R$ 2.048.125,41	R$ 1.318.795,95
25	R$ 150.268,13	-R$ 3.135,83	R$ 2.195.257,71	R$ 1.400.136,40

Autor (2018)

Para os consumidores que consomem 70% da energia no momento de sua geração ele ganharia como incentivo um retorno de 70% da parcela de distribuição e 100% da parcela de transmissão da conta de energia elétrica, o valor da tarifa de retorno para este cenário foi de R$ 0,52/ kWh, o valor do fluxo de caixa está apresentado na Tabela 15.

Tabela 15 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e 70% de Distribuição

Ano	Receitas	Despesas	Saldo	Comparação aplicação - Saldo na Poupança 0,5% ao mês
0		-R$ 313.582,50	-R$ 313.582,50	R$ 313.582,50
1	R$ 55.796,42	-R$ 3.135,83	-R$ 260.921,90	R$ 332.923,58
2	R$ 59.672,88	-R$ 3.135,83	-R$ 204.384,85	R$ 353.457,58
3	R$ 63.520,26	-R$ 3.135,83	-R$ 144.000,41	R$ 375.258,07
4	R$ 67.338,79	-R$ 3.135,83	-R$ 79.797,45	R$ 398.403,17
5	R$ 71.128,68	-R$ 3.135,83	-R$ 11.804,60	R$ 422.975,80
6	R$ 74.890,14	-R$ 3.135,83	R$ 59.949,72	R$ 449.064,02
7	R$ 78.623,40	-R$ 3.135,83	R$ 135.437,29	R$ 476.761,31
8	R$ 82.328,65	-R$ 3.135,83	R$ 214.630,12	R$ 506.166,91
9	R$ 86.006,11	-R$ 3.135,83	R$ 297.500,41	R$ 537.386,17
10	R$ 89.656,00	-R$ 3.135,83	R$ 384.020,58	R$ 570.530,98
11	R$ 93.278,51	-R$ 3.135,83	R$ 474.163,26	R$ 605.720,08
12	R$ 96.873,85	-R$ 3.135,83	R$ 567.901,29	R$ 643.079,57
13	R$ 100.442,22	-R$ 3.135,83	R$ 665.207,68	R$ 682.743,31
14	R$ 103.983,84	-R$ 3.135,83	R$ 766.055,70	R$ 724.853,42
15	R$ 107.498,89	-R$ 69.105,78	R$ 804.448,81	R$ 769.560,79
16	R$ 110.987,58	-R$ 3.135,83	R$ 912.300,56	R$ 817.025,62
17	R$ 114.450,10	-R$ 3.135,83	R$ 1.023.614,83	R$ 867.417,97
18	R$ 117.886,65	-R$ 3.135,83	R$ 1.138.365,66	R$ 920.918,42
19	R$ 121.297,43	-R$ 3.135,83	R$ 1.256.527,27	R$ 977.718,65
20	R$ 124.682,63	-R$ 3.135,83	R$ 1.378.074,08	R$ 1.038.022,20
21	R$ 128.042,44	-R$ 3.135,83	R$ 1.502.980,69	R$ 1.102.045,13
22	R$ 131.377,05	-R$ 3.135,83	R$ 1.631.221,92	R$ 1.170.016,87
23	R$ 134.686,65	-R$ 3.135,83	R$ 1.762.772,75	R$ 1.242.180,95
24	R$ 137.971,43	-R$ 3.135,83	R$ 1.897.608,36	R$ 1.318.795,95
25	R$ 141.231,58	-R$ 3.135,83	R$ 2.035.704,11	R$ 1.400.136,40

Autor (2018)

Para os consumidores que consomem 50% da energia no momento de sua geração ele ganharia como incentivo um retorno de 50% da parcela de distribuição e 100% da parcela de transmissão da conta de energia elétrica, o valor da tarifa de retorno para este cenário foi de R$ 0,49/ kWh, o valor do fluxo de caixa está apresentado na Tabela 16.

Tabela 16 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e 50% de Distribuição

Ano	Receitas	Despesas	Saldo	Comparação aplicação - Saldo na Poupança 0,5% ao mês
0		-R$ 313.582,50	-R$ 313.582,50	R$ 313.582,50
1	R$ 53.416,37	-R$ 3.135,83	-R$ 263.301,95	R$ 332.923,58
2	R$ 57.127,48	-R$ 3.135,83	-R$ 209.310,30	R$ 353.457,58
3	R$ 60.810,75	-R$ 3.135,83	-R$ 151.635,38	R$ 375.258,07
4	R$ 64.466,39	-R$ 3.135,83	-R$ 90.304,82	R$ 398.403,17
5	R$ 68.094,62	-R$ 3.135,83	-R$ 25.346,02	R$ 422.975,80
6	R$ 71.695,63	-R$ 3.135,83	R$ 43.213,78	R$ 449.064,02
7	R$ 75.269,64	-R$ 3.135,83	R$ 115.347,60	R$ 476.761,31
8	R$ 78.816,84	-R$ 3.135,83	R$ 191.028,62	R$ 506.166,91
9	R$ 82.337,44	-R$ 3.135,83	R$ 270.230,24	R$ 537.386,17
10	R$ 85.831,64	-R$ 3.135,83	R$ 352.926,05	R$ 570.530,98
11	R$ 89.299,63	-R$ 3.135,83	R$ 439.089,85	R$ 605.720,08
12	R$ 92.741,60	-R$ 3.135,83	R$ 528.695,63	R$ 643.079,57
13	R$ 96.157,77	-R$ 3.135,83	R$ 621.717,57	R$ 682.743,31
14	R$ 99.548,31	-R$ 3.135,83	R$ 718.130,06	R$ 724.853,42
15	R$ 102.913,42	-R$ 69.105,78	R$ 751.937,71	R$ 769.560,79
16	R$ 106.253,30	-R$ 3.135,83	R$ 855.055,18	R$ 817.025,62
17	R$ 109.568,12	-R$ 3.135,83	R$ 961.487,47	R$ 867.417,97
18	R$ 112.858,09	-R$ 3.135,83	R$ 1.071.209,74	R$ 920.918,42
19	R$ 116.123,38	-R$ 3.135,83	R$ 1.184.197,29	R$ 977.718,65
20	R$ 119.364,18	-R$ 3.135,83	R$ 1.300.425,64	R$ 1.038.022,20
21	R$ 122.580,67	-R$ 3.135,83	R$ 1.419.870,49	R$ 1.102.045,13
22	R$ 125.773,04	-R$ 3.135,83	R$ 1.542.507,70	R$ 1.170.016,87
23	R$ 128.941,47	-R$ 3.135,83	R$ 1.668.313,35	R$ 1.242.180,95
24	R$ 132.086,13	-R$ 3.135,83	R$ 1.797.263,65	R$ 1.318.795,95
25	R$ 135.207,21	-R$ 3.135,83	R$ 1.929.335,04	R$ 1.400.136,40

Para os consumidores que consomem 30% da energia no momento de sua geração ele ganharia como incentivo um retorno de 30% da parcela de distribuição e 100% da parcela de transmissão da conta de energia elétrica, o valor da tarifa de retorno para este cenário foi de R$ 0,47/ kWh, o valor do fluxo de caixa está apresentado na Tabela 17.

Tabela 17 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e 30% de Distribuição

Ano	Receitas	Despesas	Saldo	Comparação aplicação - Saldo na Poupança 0,5% ao mês
0		-R$ 313.582,50	-R$ 313.582,50	R$ 313.582,50
1	R$ 51.036,32	-R$ 3.135,83	-R$ 265.682,00	R$ 332.923,58
2	R$ 54.582,07	-R$ 3.135,83	-R$ 214.235,75	R$ 353.457,58
3	R$ 58.101,23	-R$ 3.135,83	-R$ 159.270,35	R$ 375.258,07
4	R$ 61.593,99	-R$ 3.135,83	-R$ 100.812,18	R$ 398.403,17
5	R$ 65.060,56	-R$ 3.135,83	-R$ 38.887,45	R$ 422.975,80
6	R$ 68.501,12	-R$ 3.135,83	R$ 26.477,85	R$ 449.064,02
7	R$ 71.915,89	-R$ 3.135,83	R$ 95.257,91	R$ 476.761,31
8	R$ 75.305,04	-R$ 3.135,83	R$ 167.427,12	R$ 506.166,91
9	R$ 78.668,77	-R$ 3.135,83	R$ 242.960,07	R$ 537.386,17
10	R$ 82.007,28	-R$ 3.135,83	R$ 321.831,52	R$ 570.530,98
11	R$ 85.320,74	-R$ 3.135,83	R$ 404.016,44	R$ 605.720,08
12	R$ 88.609,36	-R$ 3.135,83	R$ 489.489,98	R$ 643.079,57
13	R$ 91.873,31	-R$ 3.135,83	R$ 578.227,46	R$ 682.743,31
14	R$ 95.112,78	-R$ 3.135,83	R$ 670.204,42	R$ 724.853,42
15	R$ 98.327,96	-R$ 69.105,78	R$ 699.426,60	R$ 769.560,79
16	R$ 101.519,02	-R$ 3.135,83	R$ 797.809,79	R$ 817.025,62
17	R$ 104.686,15	-R$ 3.135,83	R$ 899.360,12	R$ 867.417,97
18	R$ 107.829,52	-R$ 3.135,83	R$ 1.004.053,81	R$ 920.918,42
19	R$ 110.949,32	-R$ 3.135,83	R$ 1.111.867,31	R$ 977.718,65
20	R$ 114.045,72	-R$ 3.135,83	R$ 1.222.777,21	R$ 1.038.022,20
21	R$ 117.118,90	-R$ 3.135,83	R$ 1.336.760,28	R$ 1.102.045,13
22	R$ 120.169,03	-R$ 3.135,83	R$ 1.453.793,49	R$ 1.170.016,87
23	R$ 123.196,28	-R$ 3.135,83	R$ 1.573.853,94	R$ 1.242.180,95
24	R$ 126.200,83	-R$ 3.135,83	R$ 1.696.918,95	R$ 1.318.795,95
25	R$ 129.182,85	-R$ 3.135,83	R$ 1.822.965,97	R$ 1.400.136,40

Autor (2018)

Para os consumidores que não consomem a energia no momento de sua geração ele ganharia como incentivo um retorno somente da parcela de transmissão da conta de energia elétrica, o valor da tarifa de retorno para este cenário foi de R$ 0,44/ kWh, o valor do fluxo de caixa está apresentado na Tabela 18.

Tabela 18 – Fluxo de caixa tarifa *premium* 100% de Transmissão e 0% de Distribuição

Ano	Receitas	Despesas	Saldo	Comparação aplicação - Saldo na Poupança 0,5% ao mês
0		-R$ 313.582,50	-R$ 313.582,50	R$ 313.582,50
1	R$ 47.466,25	-R$ 3.135,83	-R$ 269.252,07	R$ 332.923,58
2	R$ 50.763,97	-R$ 3.135,83	-R$ 221.623,93	R$ 353.457,58
3	R$ 54.036,95	-R$ 3.135,83	-R$ 170.722,80	R$ 375.258,07
4	R$ 57.285,39	-R$ 3.135,83	-R$ 116.573,23	R$ 398.403,17
5	R$ 60.509,47	-R$ 3.135,83	-R$ 59.199,59	R$ 422.975,80
6	R$ 63.709,36	-R$ 3.135,83	R$ 1.373,95	R$ 449.064,02
7	R$ 66.885,25	-R$ 3.135,83	R$ 65.123,38	R$ 476.761,31
8	R$ 70.037,33	-R$ 3.135,83	R$ 132.024,88	R$ 506.166,91
9	R$ 73.165,77	-R$ 3.135,83	R$ 202.054,82	R$ 537.386,17
10	R$ 76.270,74	-R$ 3.135,83	R$ 275.189,73	R$ 570.530,98
11	R$ 79.352,42	-R$ 3.135,83	R$ 351.406,33	R$ 605.720,08
12	R$ 82.410,99	-R$ 3.135,83	R$ 430.681,50	R$ 643.079,57
13	R$ 85.446,62	-R$ 3.135,83	R$ 512.992,30	R$ 682.743,31
14	R$ 88.459,49	-R$ 3.135,83	R$ 598.315,96	R$ 724.853,42
15	R$ 91.449,76	-R$ 69.105,78	R$ 620.659,94	R$ 769.560,79
16	R$ 94.417,60	-R$ 3.135,83	R$ 711.941,72	R$ 817.025,62
17	R$ 97.363,18	-R$ 3.135,83	R$ 806.169,08	R$ 867.417,97
18	R$ 100.286,67	-R$ 3.135,83	R$ 903.319,92	R$ 920.918,42
19	R$ 103.188,24	-R$ 3.135,83	R$ 1.003.372,34	R$ 977.718,65
20	R$ 106.068,04	-R$ 3.135,83	R$ 1.106.304,55	R$ 1.038.022,20
21	R$ 108.926,25	-R$ 3.135,83	R$ 1.212.094,97	R$ 1.102.045,13
22	R$ 111.763,01	-R$ 3.135,83	R$ 1.320.722,16	R$ 1.170.016,87
23	R$ 114.578,51	-R$ 3.135,83	R$ 1.432.164,84	R$ 1.242.180,95
24	R$ 117.372,88	-R$ 3.135,83	R$ 1.546.401,90	R$ 1.318.795,95
25	R$ 120.146,30	-R$ 3.135,83	R$ 1.663.412,37	R$ 1.400.136,40

Autor (2018)

O retorno do investimento necessário para os cenários de tarifas premium estão descritos na Tabela 19.

Tabela 19 - *Payback* encontrado para os cenários propostos

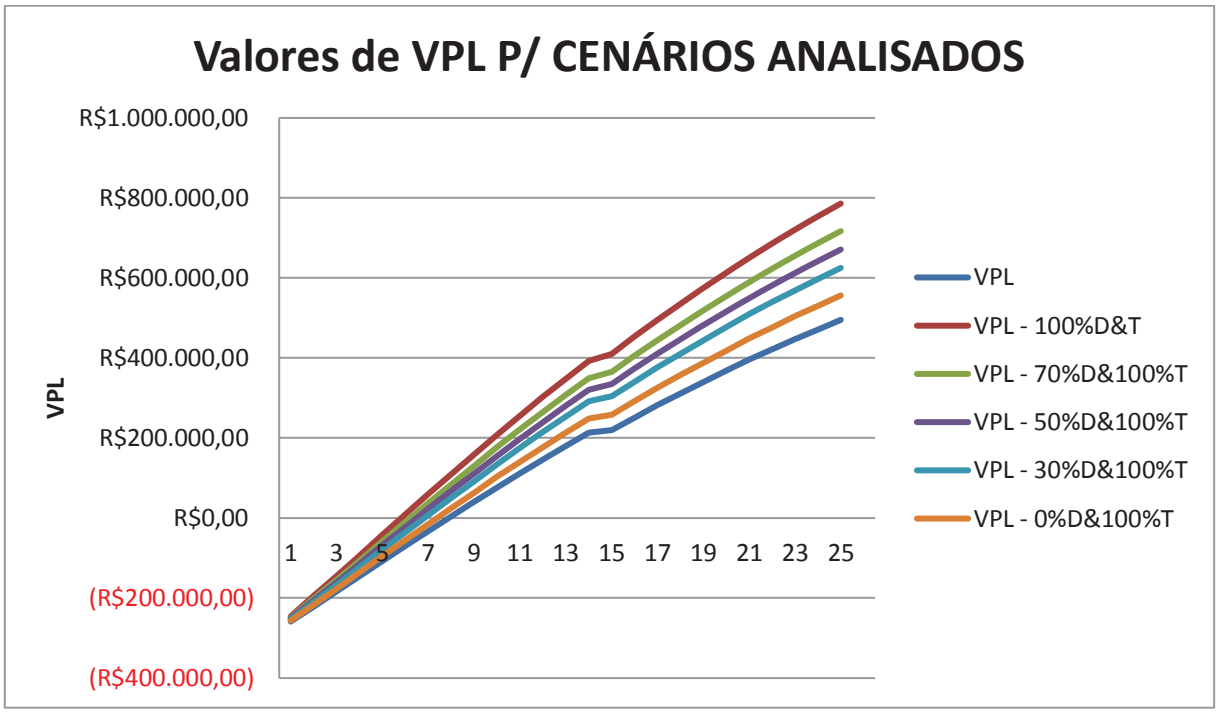
Auto consumo	Item de Desconto	*Payback* simples (Anos e Meses)
100%	100% Transmissão e Distribuição	4 Anos 10 Meses
70%	100% de Transmissão e 70% de Distribuição	5 Anos e 2 Meses
50%	100% de Transmissão e 50% de Distribuição	5 Anos e 4 Meses
30%	100% de Transmissão e 30% de Distribuição	5 Anos e 7 Meses
0%	100% de Transmissão e 0% de Distribuição	5 Anos e 11 Meses

Fonte: Autor (2018)

Resultado dos cenários de isenção dos valores das parcelas transmissão e distribuição da conta de energia elétrica, obtendo uma diferença total de 1 ano e 2 meses no *Payback* nos casos em que não há tarifa prêmio.

Através da Figura 54 foi possível verificar a diferença entre o VPL dos diferentes cenários analisados, houve uma queda no décimo quinto ano devido a troca dos aparelhos inversores de frequência, porém este impacto é baixo para este tipo de consumidor que possui uma elevada conta de energia elétrica.

Figura 54 – Valores de VPL para os cenários de Tarifas *Premium*



Fonte: Autor (2018)

Ao analisar os dados encontrados tem-se que o valor do VPL ficou positivo em todos os cenários, inclusive no cenário padrão (sem incentivos), indicando assim a viabilidade do projeto.

Houve uma queda no valor do VPL após 15 anos de vida útil do projeto, esta queda se dá em virtude da troca dos inversores da instalação.

Há diferença significativa de VPL do cenário padrão (sem incentivos), para o melhor caso que é de tarifa *premium* com retorno de 100% da parcela de distribuição e transmissão, o valor encontrado foi de R$ 290.645,06. Enquanto para o pior caso a diferença do valor do VPL foi de R$ 61.002,44.

Ao analisar as receitas do fluxo de caixa, foi utilizada a taxa igual ao valor médio considerado para a inflação, e os valores correspondentes ao valor economizado com energia elétrica foi reajustado anualmente.

Os valores da taxa interna de retorno (TIR) estão apresentados na Tabela 20, os valores são significativos quando se compara ao investimento na poupança e nos melhores investimentos do mercado.

Tabela 20 – Valores de TIR para os cenários de Tarifas Premium

Cenários	TIR – Cenários
Padrão (sem incentivos)	17,54%
Tarifa Premium - 100%D&T	22,96%
Tarifa Premium - 70%D&100%T	21,69%
Tarifa Premium - 50%D&100%T	20,84%
Tarifa Premium - 30%D&100%T	19,98%
Tarifa Premium - 0%D&100%T	18,66%

Fonte: Autor (2018)

4.5.2 Cenários de Subsídios

Com o empréstimo a juros zero, poderia ser feito de duas maneiras: se o pagamento for feito com o valor economizado em energia elétrica o valor poderia ser quitado em seis meses ou a outra forma de cobrança seria a parcela durante o período de vida útil do projeto. O conforme fluxo de caixa apresentado na Tabela 21, em que foi considerado o pagamento ao longo da vida útil do projeto.

Tabela 21 – Fluxo de caixa empréstimo a Juros 0

Ano	Receitas	Despesas	Saldo
0		R$ 2.613,19	R$ 2.613,19
1	R$ 44.906,58	-R$ 6.171,33	R$ 41.348,43
2	R$ 47.915,04	-R$ 6.171,33	R$ 83.092,13
3	R$ 50.900,93	-R$ 6.171,33	R$ 127.821,73
4	R$ 53.864,44	-R$ 6.171,33	R$ 175.514,84
5	R$ 56.805,71	-R$ 6.171,33	R$ 226.149,21
6	R$ 59.724,93	-R$ 6.171,33	R$ 279.702,81
7	R$ 62.622,25	-R$ 6.171,33	R$ 336.153,73
8	R$ 65.497,84	-R$ 6.171,33	R$ 395.480,24
9	R$ 68.351,87	-R$ 6.171,33	R$ 457.660,77
10	R$ 71.184,49	-R$ 6.171,33	R$ 522.673,93
11	R$ 73.995,86	-R$ 6.171,33	R$ 590.498,46
12	R$ 76.786,16	-R$ 6.171,33	R$ 661.113,28
13	R$ 79.555,52	-R$ 6.171,33	R$ 734.497,46
14	R$ 82.304,11	-R$ 6.171,33	R$ 810.630,24
15	R$ 85.032,09	-R$ 72.141,28	R$ 823.521,05
16	R$ 87.739,61	-R$ 6.171,33	R$ 905.089,32
17	R$ 90.426,82	-R$ 6.171,33	R$ 989.344,81
18	R$ 93.093,88	-R$ 6.171,33	R$ 1.076.267,35
19	R$ 95.740,93	-R$ 6.171,33	R$ 1.165.836,95
20	R$ 98.368,14	-R$ 6.171,33	R$ 1.258.033,75
21	R$ 100.975,63	-R$ 6.171,33	R$ 1.352.838,05
22	R$ 103.563,58	-R$ 6.171,33	R$ 1.450.230,30
23	R$ 106.132,11	-R$ 6.171,33	R$ 1.550.191,07
24	R$ 108.681,38	-R$ 6.171,33	R$ 1.652.701,12
25	R$ 111.211,53	-R$ 6.171,33	R$ 1.757.741,31

Fonte: Autor (2018)

Com o subsídio de 30%, o *payback* do projeto fica em 4 anos e sete meses, com um retorno viável devido a elevada conta de energia elétrica, o fluxo de caixa do projeto está demonstrado na Tabela 22.

Tabela 22 – Fluxo de caixa para subsídio de 30% com desconto no imposto de renda

Ano	Receitas	Despesas	Saldo	Comparação aplicação - Saldo na Poupança 0,5% ao mês
0		-R$ 219.507,75	-R$ 219.507,75	R$ 219.507,75
1	R$ 44.581,73	-R$ 2.195,08	-R$ 177.121,10	R$ 233.046,51
2	R$ 47.568,58	-R$ 2.195,08	-R$ 131.747,59	R$ 247.420,31
3	R$ 50.533,20	-R$ 2.195,08	-R$ 83.409,47	R$ 262.680,65
4	R$ 53.475,74	-R$ 2.195,08	-R$ 32.128,81	R$ 278.882,22
5	R$ 56.396,36	-R$ 2.195,08	R$ 22.072,47	R$ 296.083,06
6	R$ 59.295,24	-R$ 2.195,08	R$ 79.172,64	R$ 314.344,82
7	R$ 62.172,54	-R$ 2.195,08	R$ 139.150,10	R$ 333.732,92
8	R$ 65.028,42	-R$ 2.195,08	R$ 201.983,44	R$ 354.316,83
9	R$ 67.863,04	-R$ 2.195,08	R$ 267.651,40	R$ 376.170,32
10	R$ 70.676,55	-R$ 2.195,08	R$ 336.132,88	R$ 399.371,68
11	R$ 73.469,13	-R$ 2.195,08	R$ 407.406,93	R$ 424.004,06
12	R$ 76.240,91	-R$ 2.195,08	R$ 481.452,76	R$ 450.155,70
13	R$ 78.992,07	-R$ 2.195,08	R$ 558.249,76	R$ 477.920,32
14	R$ 81.722,76	-R$ 2.195,08	R$ 637.777,44	R$ 507.397,40
15	R$ 84.433,12	-R$ 68.165,03	R$ 654.045,53	R$ 538.692,56
16	R$ 87.123,31	-R$ 2.195,08	R$ 738.973,76	R$ 571.917,93
17	R$ 89.793,49	-R$ 2.195,08	R$ 826.572,17	R$ 607.192,58
18	R$ 92.443,79	-R$ 2.195,08	R$ 916.820,88	R$ 644.642,89
19	R$ 95.074,38	-R$ 2.195,08	R$ 1.009.700,19	R$ 684.403,05
20	R$ 97.685,40	-R$ 2.195,08	R$ 1.105.190,51	R$ 726.615,54
21	R$ 100.277,00	-R$ 2.195,08	R$ 1.203.272,43	R$ 771.431,59
22	R$ 102.849,31	-R$ 2.195,08	R$ 1.303.926,67	R$ 819.011,81
23	R$ 105.402,50	-R$ 2.195,08	R$ 1.407.134,09	R$ 869.526,66
24	R$ 107.936,69	-R$ 2.195,08	R$ 1.512.875,70	R$ 923.157,16
25	R$ 110.452,03	-R$ 2.195,08	R$ 1.621.132,65	R$ 980.095,48

Fonte: Autor (2018)

4.5.3 Análise dos Cenários

Através da previsão dos fluxos de caixa futuros, considerando o reajuste da tarifa de energia elétrica foi possível realizar a análise econômica do projeto proposto.

O princípio financeiro básico para a análise financeira é que um recurso seguro vale mais do que um recurso com risco, quando se analisa o risco sobre o investimento na UFMS verifica-se que é um investimento de baixo risco, pois o consumo energético com a iluminação das salas de aula é alto, há uma tendência de aumento no consumo energético e

aumento do custo da energia elétrica, justificando assim o investimento. Na análise financeira o administrador deve preocupar-se com o tempo, que no caso da energia solar possui uma vida útil de projeto consideravelmente superior ao tempo de *payback* encontrado. As incertezas no campo da energia solar são poucas, pois a tendência é de crescimento e aumento da viabilidade da energia solar fotovoltaica.

Com o cálculo do valor economizado em energia elétrica reajustado com o valor anual de reajuste de energia elétrica e o valor de produção das placas foi possível calcular o VPL para o período dos 25 anos do projeto. Somando os valores foi possível comparar o saldo futuro do investimento com o rendimento da poupança.

Os resultados de TIR, VPL e *Payback* para os diferentes cenários estão demonstrados na Tabela 23.

Tabela 23 – Resultados dos cenários analisados

Cénários	Item	TIR - Cenários		VPL	*Payback Simples*
Pessimista	Padrão (sem incentivos)	17,54%	R$	495.349,65	6 anos 4 meses
Otimista	Tarifa Premium - 100%D&T	22,96%	R$	785.994,71	4 anos 10 meses
Moderado	Tarifa Premium - 70%D&100%T	21,69%	R$	717.101,92	5 anos 2 meses
Moderado	Tarifa Premium - 50%D&100%T	20,84%	R$	671.173,39	5 anos 4 meses
Moderado	Tarifa Premium - 30%D&100%T	19,98%	R$	625.244,87	5 anos 7 meses
Moderado	Tarifa Premium - 0%D&100%T	18,66%	R$	556.352,08	5 anos 11 meses
Otimista	Subsídio Empréstimo sem juros	1490,02%	R$	752.109,38	6 meses
Otimista	Subsídio 30%	24,40%	R$	595.444,61	4 anos 6 meses

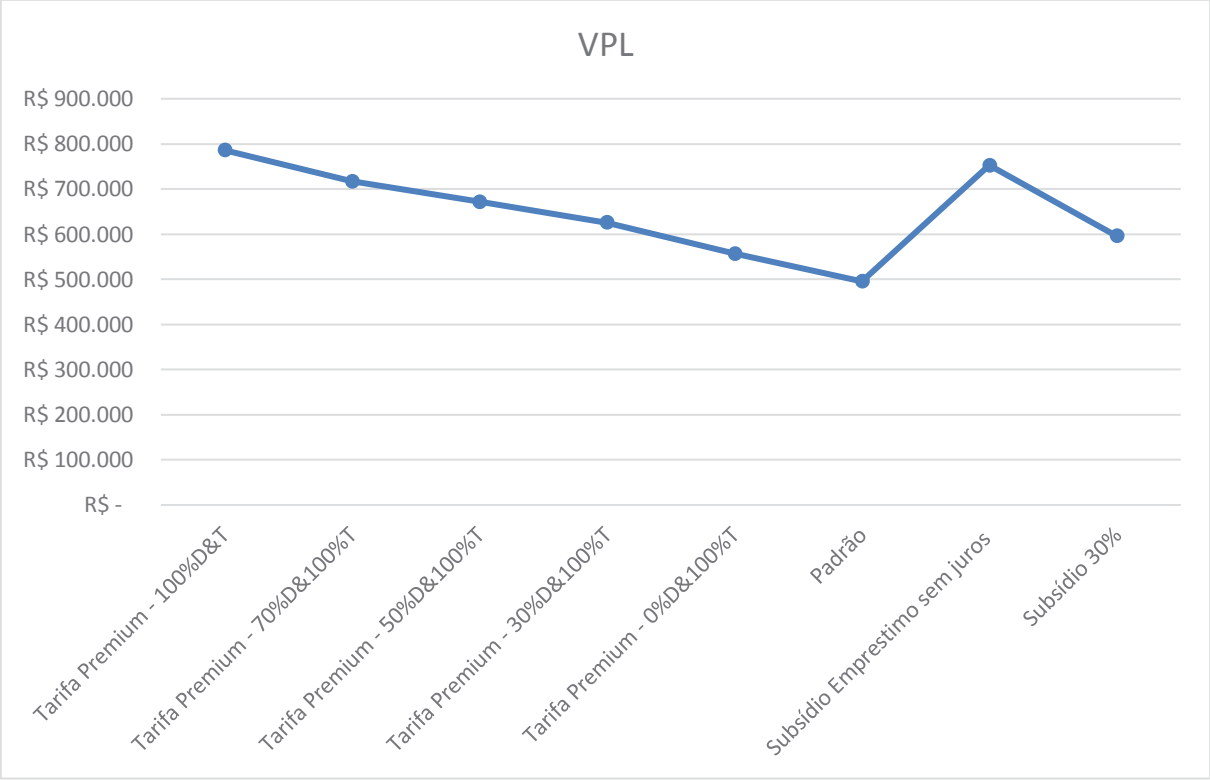
Fonte: Autor (2018)

A TIR encontrada em todos os cenários foi superior a taxa adotada no presente trabalho, em que foi adotado a taxa igual a inflação.

Ao comparar a TIR com a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) serve como direcionadora de remuneração de títulos públicos federais e a taxa de juros, que é determinada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária), em que foi utilizada como referencial a taxa SELIC da 218° reunião do COPOM em 31/10/2018, em que foi divulgado o valor de 6,50% a.a., pode se notar que a TIR em todos os cenários foi superior, demonstrando a viabilidade do projeto em todos os cenários, inclusive no cenário padrão (sem incentivos).

O VPL encontrado nos cenários analisados está demonstrado na Figura 55, através deste gráfico se pode verificar a evolução do VPL em função da tarifa *premium* adotada, que pode ser variável de acordo com o autoconsumo de cada consumidor, afim de estimular o consumo no momento da geração e independência da concessionária.

Figura 55 – Valores de VPL para os cenários analisados



Fonte: Autor (2018)

O VPL em todos os cenários foi positivo, portanto o investimento vale a pena e os cenários de incentivos governamentais estimulam a tomada de decisão dos consumidores.

O cenário de incentivos com empréstimo sem juros é o melhor cenário na ótica do VPL em relação aos cenários de tarifas *premium*, o retorno do investimento é imediato.

Quando se compara os cenários de subsídios com o cenário padrão (sem incentivos), pode-se verificar a diferença no VPL e o impacto do investimento inicial sobre a viabilidade da energia fotovoltaica, com isso verifica-se que com a popularização do sistema e queda dos preços um aumento significativo na viabilidade.

Quando se compara os cenários de subsídios com os cenários de tarifas *premium* pode-se verificar através da diferença no VPL que para os consumidores que possuem um autoconsumo de toda energia gerada a viabilidade se aproxima da viabilidade com o subsídio.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A matriz energética brasileira tem demonstrado fragilidade frente as mudanças climáticas, com isso houve a criação das bandeiras tarifárias e o custo da energia elétrica no Brasil tem aumentado consideravelmente. Além disso, devido a utilização das termoelétricas a geração de energia elétrica apresentou crescimento na taxa de emissão de gases de feito estufa. Este tipo de solução energética se opõe a pressão mundial pela preservação ambiental.

Com isso, nota-se a necessidade de fontes energéticas renováveis e sustentáveis, como forma de apoio a fonte hídrica que é predominante no Brasil. Para que haja inserção da energia fotovoltaica na matriz energética brasileira são necessários investimentos governamentais em forma de incentivos a população, pois de acordo com ABINEE (2012), as maiores dificuldades para inserção da energia solar fotovoltaica são o custo de implementação do sistema e a falta de incentivos governamentais.

O potencial do Brasil para geração de energia através de fonte solar é altíssimo, superior a países que são os maiores no mundo, em capacidade instalada. Países estes que utilizaram formas de incentivos governamentais para alavancar esta alternativa aos consumidores. Através destes modelos foram feitas propostas de incentivos a serem utilizados no Brasil.

Neste trabalho foi realizado um estudo para avaliar a viabilidade econômico-financeira da inserção da energia solar fotovoltaica no Campus da UFMS em Campo Grande – MS, propondo modelos de incentivos governamentais, com a utilização da simulação de cenários de incentivos. Tomou-se como referência a instalação no prédio da Biblioteca da UFMS.

A viabilidade econômica da energia fotovoltaica depende de condições diversas como: investimento, desempenho do sistema, condições de instalação, irradiação solar do local, produção energética do sistema, perfil da curva de carga do gerador fotovoltaico e, além disso, das condições vigentes nas tarifas de energia elétrica para o grupo em questão, tais condições foram incluídas nos cenários para a avaliação econômica.

Destaca-se que um projeto de um prédio eficiente energeticamente além de reduzir o custo de energia elétrica não sobrecarrega o sistema energético do país, e que atualmente está tendo que utilizar as termoelétricas. Esta forma de geração de energia apresenta um custo adicional cujo valor é repassado ao consumidor na tarifa de energia elétrica. Também se busca otimizar as construções já existentes com o intuito de torná-las mais eficientes. Nota-se que o

uso de energia renovável, muitas vezes considerado de valor alto, em comparação com a nova realidade energética do país, pode se tornar uma alternativa viável. Consequentemente, atualmente há uma redução do custo de implantação do sistema de energia fotovoltaica. Além de todos os benefícios que as energias renováveis apresentam com relação ao meio ambiente, situação bastante diferente em comparação com as termoelétricas. Observa-se ainda que, a viabilidade do projeto aumenta gradativamente com o avanço tecnológico e maior rendimento das placas, além disso, com maior consumo energético e utilização de aparelhos de ar condicionado a tendência é o aumento da viabilidade da utilização da energia solar. Uma situação que poderá modificar este cenário é a produção destes equipamentos no Brasil.

Também é viável em novos estudos que se trabalhe com outras variáveis das edificações da UFMS, como em casos de laboratórios com equipamentos específicos que possuem um alto consumo energético, e a interferência da energia solar fotovoltaica para estes equipamentos. No trabalho de Fontão (2017) foram realizadas medições que mostraram que os indicadores de desequilíbrio de tensão ficaram bem abaixo do valor de limite estabelecido pelo PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional de (2%) durante as semanas avaliadas em seu trabalho. Porém há necessidade de estudos em equipamentos específicos da UFMS, em que podem ocorrer queima de equipamentos por desequilíbrio de tensão, e até mesmo separação do quadro de energia elétrica para determinados equipamentos, recomenda-se que cada caso seja estudado.

CONCLUSÃO

Neste trabalho foi possível verificar o grande potencial da utilização da energia fotovoltaica para suprir a demanda energética da iluminação no prédio da biblioteca da UFMS, demonstrando sua viabilidade já no cenário padrão (sem incentivos) e seu notável aumento com a adoção de políticas públicas de incentivos a utilização da energia solar fotovoltaica.

Como o Setor 1 da UFMS possui um elevado número de salas de aula, laboratórios, auditórios e salas de professores, seu consumo energético em iluminação é elevado, sendo viável também a instalação das placas fotovoltaicas.

O VPL em todos os cenários foi positivo, portanto o investimento vale a pena e os cenários de incentivos governamentais estimulam a tomada de decisão dos consumidores.

A TIR encontrada em todos os cenários foi superior à taxa adotada no presente trabalho, em que foi adotada a taxa igual à inflação no período, portanto o investimento é viável e com os incentivos de subsídios e tarifas *premium* a viabilidade aumenta consideravelmente.

Ao comparar a TIR com a taxa SELIC, utilizando a taxa SELIC como taxa mínima de atratividade, pode-se se notar que a TIR em todos os cenários foi superior, demonstrando a viabilidade do projeto em todos os cenários, inclusive o cenário padrão.

Quando se compara os cenários de subsídios com os cenários de tarifas *premium* pode-se verificar através da diferença no VPL que a viabilidade se aproxima da viabilidade com o subsídio, destacando-se assim a metodologia de incentivo com tarifas *premium*, pois o impacto de investimento do governo seria distribuído ao longo do tempo.

Pode-se concluir que tanto na ótica do *Payback*, quanto do VPL e da TIR os cenários demonstraram viabilidade econômica, e há um grande aumento de viabilidade dentre os cenários. A instalação no prédio da Biblioteca mesmo no cenário padrão demonstrou-se um investimento viável devido ao alto consumo energético e retorno do investimento em curto prazo.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE. (2012). **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Junho de 2012. Disponível em http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf.

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL - ABDI. **Fundo de Financiamento**. Disponível em: http://www.abdi.com.br/Paginas/noticia_detalhe.aspx?i=3598. Acessado em 29/06/2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 28 ago. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, **Cadernos Temáticos**. **Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** 2. ed. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016. 34 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.** Brasília, maio de 2017.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Por Dentro da Conta de Energia**. Brasília, Novembro de 2011, 25p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Reajuste tarifário da Energisa Mato Grosso do Sul é aprovado pela ANEEL**. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acessado 11/07/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Reajuste tarifário da Elektro**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2//asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/reajuste-tarifario-da-elektro-sp-e aprovado/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVlZ6_viewMode=print&_11_INSTANCE_zXQREz8EVlZ6_languageId=pt_BR>. Acesso em: 28 ago. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa nº. 482 de 17 de abril de 2012.** Diário Oficial da União, Brasília, DF, 19 abr. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução normativa n° 687.** De 24 de novembro de 2015.

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **QUALIFICAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.** 2012. 173 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Energia, Programa de Pós-graduação em Energia PPGE (EP/FEA/IEE/IF), Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2012.

ASTRO. **Movimento Anual do Sol e as Estações do Ano.** 2018. Disponível em: <http://astro.if.ufrgs.br/tempo/mas.htm>. Acesso em: 10 set. 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa de Câmbio**. Disponível em: http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao. Acessado em: 27/04/2017.

BERTOI, E. F. **Análise dos incentivos à microgeração distribuída sob a perspectiva da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 68 fl. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Especialização em Gestão de Energia) – Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

BITTENCOURT, L. et al. "***Impact of Photovoltaic Integration on Voltage Variation of Brazilian Secondary Network Distribution System"***, 4o ICRERA, Palermo, Itália, 22 – 25 Novembro, 2015.

BLUESOL. **Introdução a Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. São Paulo, Disponível em: www.blue-sol.com. 2016.

BRASIL, Banco Central do. **Histórico das taxas de juros.** Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/pt-br/#!/c/COPOMJUROS>. Acesso em: 06 nov. 2018.

BRASIL. Lei nº 13.169, de 06 de outubro de 2015. **Isentar O Pis e Cofins A Energia Solar Injetada na Rede**. Brasília, DF, 2015.

BREALEY, R. A; MYERSS. C; ALLEN F. "***Principles of corporate finance***", 10th ed. New York: McGraw-Hill, 2011.

CABRAL, I.; VIEIRA, R. **Viabilidade Econômica X Viabilidade Ambiental do Uso d Energia Fotovoltaica no Caso Brasileiro: Uma Abordagem no Período Recente**. In: III Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental – 19 a 22/11/2012 IBEAS – Instituto Brasileiro de Estudos Ambientais, Goiânia/GO, 2012.

CARVALHO, Karolina Jorge Schwenck de. **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS E INTEGRADOS À REDE ELÉTRICA: CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO E SEUS IMPACTOS.** 2012. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

CENTRO DE REFERENCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB. **Energia Solar Princípios e Aplicações**. 2006, 28 p.

COSTA, T. M. G; SOUZA, M. E. M; SILVA, S. R. **Uma Discussão quanto a Inserção de Sistemas Fotovoltaicos em Redes Elétricas – Um Estudo de Caso,** In: Anais do V

Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Foz do Iguaçu – PR, Brasil. 22-25/04/2014.

COUTURE, T.; GAGNON, Y. **An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment.** JOURNAL ENERGY POLICY. Canada, Novembro de 2009.

COUTURE, T.; KREYCIK, K. C.; WILLIAMS, E. **A Policymaker's Guide o Feed-in Tariff Policy Design.** Technical Report NREL/TP-6A2-44849, July 2010.

CRESESB, et al. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, Março 2014.Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf .

CRESESB. **Potencial Solar - SunData**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&. Acessado em: 28/11/2017.

DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS - DIEESE. **Comportamento das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil**. São Paulo, Agosto de 2015, 20p.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica DEA 13/14: "Demanda de energia 2050".** Disponível em: http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%201314%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf. Rio de Janeiro/RJ,2014.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica-Dezembro2015**. Disponível em http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Resenha%20Mensal%20-%20Dezembro%202015.pdf. Rio de Janeiro/RJ. 2016.

FRANÇA, Vitor Correia Lima. **INSERÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL: UMA AVALIAÇÃO DE INCENTIVOS.** 2016. 108 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia, Departamento de Economia (eco), Universidade de BrasÍlia, Brasília, 2016.

FONSECA, Yonara Daltro da; BRUNI, Adriano Leal. **Técnicas de avaliação de investimentos: uma breve revisão da literatura**. Artigos Publicados em Periódicos (npga), São Paulo, v. 1, p.40-54, 2003.

FONTÃO, Marcelo Luiz. **ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM OPERAÇÃO PARALELA COM A REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.** 2017. 59 f. TCC (Graduação) - Curso de Curso de Graduação de Engenharia Elétrica,, Universidade do Sul de Santa Catarina, Palhoça, 2017.

INTERNATIONAL ENERGY INITIATIVE PARA A AMÉRICA LATINA (IEI–LA); Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à**

Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação. Campinas, Outubro de 2009, 53p.

IPEA. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Cabello, Andrea Felippe & Pompermayer, Fabiano Mezadre (org.). **Energia fotovoltaica ligada à Rede elétrica: atratividade para o consumidor final e possíveis Impactos no sistema elétrico**, 2013.

LOPES, Ricardo Jorge Cabral. **EFEITO DO SOMBREAMENTO NOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.** 2013. 128 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Electrotécnica, Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2013.

LÜCKEMEYER, A. C. A. B. **Análise da Matriz Energética Brasileira sob a visão Sistêmica: Programas Energéticos Governamentais e a Redução de Gases de Efeito Estufa**. UTFPR, Curitiba, 2010.

MAPS, Google. **Vista superior do Setor 1 da UFMS.** 2016. Disponível em: <https://www.google.com/maps/place/Universidade+Federal+de+Mato+Grosso+do+Sul/@-20.5044054,54.6163316,17z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x9486e5f9a41cc481:0x8f375dbee6ed8ea1!8m2!3d-20.5044054!4d-54.6141429>. Acesso em: 10 de agosto 2016.

MARTINS, V. A. **ANÁLISE DO POTENCIAL DE POLÍTICAS PÚBLICAS NA VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.** Rio de Janeiro, Março de 2015, 110 p.

MINASENERGY. **Principais mudanças da Resolução 687 da ANEEL**. Disponível em : https://www.minasenergy.com.br/single-post/2016/05/24/Principais-mudan%C3%A7as-da-Resolu%C3%A7%C3%A3o-687-da-ANEEL-1. Acessado em 18/07/2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Constituição (2015). Portaria nº 538, de 15 de dezembro de 2015. **Criar O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - Progd**. Brasília, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. "**Matriz energética Nacional 2030**". Brasília/DF. 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa de Geração Distribuída prevê movimentar 100 bilhões em investimentos até 2030.** Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/ /asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030. Acessado em 29/06/2016.

MYOJO, S.; OHASHI, H. "***Effects of consumer subsidies for renewable energy on industry growth and welfare: Japanese solar energy"***. EARIE Conference, 2012.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. 106 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de PósGraduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

NAKABAYASHI, Rennyo. **MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: VIABILIDADE ECONÔMICA.** São Paulo: Instituto de Energia e Ambiente da Usp, 2015.

58 p. Projeto PD-0068- 0029/2011: Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, do P&D Estratégico ANEEL n° 13/2011, com o apoio do Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>. Março 2015.

NAVES, S. D. P. (2015). **Diagnóstico Energético – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – Unidade 5 E Antigo Departamento de Engenharia Elétrica.** Campo Grande, 2015. 100p. Trabalho de conclusão de curso (Mestrado Profissional) – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Brasil.

NEOSOLAR. **Painel Solar Fotovoltaico Canadian.** Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-330wp-canadian-csi-cs6u-330wp.html>. Acesso em: 28 ago. 2018.

NEXSOLAR. Orçamento Instalação Fotovoltaica. [mensagem pessoal] Mensagem recebida por: <thalitabassinidias@hotmail.com>. em: 28 ago. 2018.

PHOTON INTERNATIONAL. **The Solar Power Magazine**. Edição 7-2016.
Portal Energia. **Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, project e instalação**. Janeiro de 2004.

PITT, Damian; MICHAUD, Gilbert. Assessing the Value of Distributed Solar Energy Generation. **Current Sustainable/Renewable Energy Reports**, v. 2, n. 3, p. 105-113, 2015.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. Estudo de Caraterísticas Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 2010. 285 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

RAUSCHMAYER, H; Galdino, M. A. **OS IMPACTOS DA REGULAMENTAÇÃO ANEEL/482 E DA LEGISLAÇÃO TRIBUTÁRIA NO RETORNO FINANCEIRO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.** In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar – Recife, 31 a 03 de abril de 2014.

RODRIGUES, D.; MATIAS, R. "**Um banho de sol para o Brasil: o que os aquecedores solares podem fazer pelo meio ambiente e a sociedade**". São Lourenço da Serra: Vitae Civilis, 2005.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: O potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** Florianópolis: Editora Ufsc / Labsolar, 2004. 114 p.

SCHIMIDT, C. A. J., **A Demanda por Energia no Brasil. Consumo anual de energia elétrica por classe (nacional) – 1995-2013**. Disponível em: http://www.epe.gov.br. Acesso em set/2014.

SCHMIDT J, CANCELLA R, PEREIRA Jr, A, O. "***An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil***". Renew Energy Jan.

2016;85:137e47.

SCHROEDER, J. T.; SCHROEDER, I.; COSTA, R. P.; SHINODA, C. **O custo de capital como taxa mínima de atratividade naavaliação de projetos de investimento**. Revista Gestão Industrial. v.1, n.2, 30 maio 2005.

SIMIONI, C.A. (2006). **O uso da energia renovável sustentável na matriz energética brasileira: obstáculos para o planejamento e ampliação de políticas sustentáveis**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Paraná, Curitiba. 300p.

SOL, América do. **Potencial da Energia Solar.** Disponível em: <http://americadosol.org/energia_fotovoltaica/potencial_fisico_fre/>. Acesso em: 29 set. 2018.

SOLARVOLT. **Kit de Energia Solar: Qual a Vida Útil dos Equipamentos?** Disponível em: <https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/kit-de-energia-solar-vida-util/>. Acesso em: 09 nov. 2018.

TIEPOLO, G. "**Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná", Tese (doutorado), Pontifícia Universidade Católica do Paraná**, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas - PPGEPS, Curitiba, 2015;

TOLMASQUIM M. T.; GUERREIRO, A. e GORINI, R. **Visão prospectiva da matriz energética brasileira: energizando o desenvolvimento sustentável do país**. Revista Brasileira de Energia, Vol. 13 Nº. 1. Rio de Janeiro: SBPA, 2007.

UFMS, Dep. de Projetos e Obras da. **Planta de Situação com os setores centrais da UFMS.** Campo Grande: Ufms, 2016

UFMS, Dep. de Projetos e Obras da. **Subestação de Medição do Setor 1 da UFMS.** Campo Grande: Ufms, 2018

ANEXO A

Edificações que compõe o Setor 1:

- 1 - PO – Piscina olímpica
- 2 – RU – Restaurante Universitário;
- 3 – SEP – Secretaria da Piscina
- 4- PAE – Pista de alívio de estresse
- 5 – SARQUI – SL. Sala de Aula de Arquitetura;
- 6 – TB – Teatro de Bolso;
- 7 – PROJELI – Projeto de Extensão de Língua Estudantil;
- 8 – DHD – Dep. De História e Direito;
- 9 – LARJO – Laboratório de rádio e jornalismo;
- 10 – PABX – Sistema de Telefonia UFMS;
- 11 – CED – Coordenadoria de Educação a Distância;
- 11ª – U3 –Unidade 3;
- 12 – DCH – Departamento de Ciências Humanas;
- 13 – MEM – Mestrado em Educação;
- 14 – COPEVE – Comissão permanente de vestibular;
- 15 – DLE – Dep. De Letras
- 16 – ACS – Assessoria de Comunicação Social;
- 17 – Anfiteatro do CCHS;
- 17ª – U4 – Unidade IV;
- 17B – DCE – Diretório Centro Acadêmico CCHS;
- 18 – CME – Coord. Cursos de Mestrado em Educação;
- 19 – ABB – Agência do Banco do Brasil;
- 20 – ACEF – Agência da Caixa Econômica;
- 21 – PCE – Praça comutaria estudantil;
- 22 – CA – Caixa acústica;
- 23 – TGR –Teatro Glauce Rocha;

- 23ª – PTG1e2 – Guaritas Principal(A) Secundária(B);
- 24 – U2 - Unid. 2 – CCET;
- 25 – HSBC – Agência;
- 27 – Agência Banco Real;
- 28 – LDPEG – Lab. Dentístico – Prática de Ensino;
- 29 – LENB – Lab. De Enf. Biologia;
- 30 – SICREDI – Agência Banco;
- 31 – Lab. De Bioquímica/ Morfosologia – CCBS;
- 32 – LEM – Lab. De Ecologia/ Microbiologia;
- 33 – LABO – Lab. De Botânica;
- 34 – CBC – Coordenação de Biblioteca Central;
- 35 – DPP – DEP. De parasitologia e patologia;
- 36 – LMP – Lab. De Microscopia e Patologia;
- 37 – Monumento da UFMS- paliteiro
- 38 – LQFZ – Lab.de química farmacêutica e Zoologia;
- 39 – LPV – Lab. De Parasitologia Veterinária;
- 40 – LH – Lab. De Histologia;
- 41 – QEP – Quadras Esportivas Polivalentes;
- 42 – U5 – Unidade 5 – Salas de Aula;
- 43 – DEL – Dep. De Engenharia Elétrica;
- 44 – LAPEN – Lab. De Pesticidas Naturais;
- 45 – Dep. Pessoal Excl – Morenão;
- 46 – PAS – Plano de Assistência a Saúde;
- 47 – LACE – Lab. De Cerâmicas – Morenão;
- 48 – U6 – Unidade VI – Salas de Aulas;
- 49 – U7 – Unidade VII – Salas de Aulas;
- 50 – GSG – Gerência de Serviços Gerais;
- 51 – LTU – Laboratório de Temática Urgência;
- 52 – EG – Editora e Gráfica de UFMS;
- 53 – GMT – Gerência de Manutenção;
- 54 – ASSUFMS – Associação de Servidores;
- 55 – ACC – Autocine e Cantina;

- 57 – PCB – Projeto córrego Bandeira;
- 56 – PTG3 – Portão guarita 3 secundário da Ud-6
- 58 – U8 – Unidade VIII;
- 59 – CM – Complexo Morenão Est. Pedro Pedrossian;
- 60 – CH – Complexos Hortaliços;
- 62 – GEM – Ginásio Moreninho;
- 63 – EM – Estacionamento do Morenão;
- 64 – SISTA – Sindicato dos Servidores;
- 65 – CSC – Cestas dos Servidores Cooperados – “Sicredi”;
- 66 – FACOM – Faculdade de Computação;
- 67 – COMUSA – Complexo Multiuso de Salas de Aulas e Auditórios;
- 68 – Salas de Professores e Laboratórios “CCET”;
- 69 – Casa da Ciência;
- 70 – Laboratório Multiuso do CCHS;
- 71 – Unidade 7B;
- 72 – Prédio 3 Pav. CPBIO;
- 73 – Prédio 3 Pav. Nutrição;
- Mercado Escola – Em Construção;

ANEXO B

Orçamento em empresa da internet para instalação em telha, conforme apresentado na Figura 56.

Figura 56 – Valor do Gerador solar para telha ondulada

Gerador Solar 62,7kWp - Telha Ondulada - Canadian - Fronius - Trif 380V

Kit Energia Solar de 62,7 kWp (até 8.778 kWh/mês) composto por painéis solares Canadian, inversor Fronius (trifásico 380V), fixação em Telha Ondulada, proteções, cabos, conectores e monitorame...

Compara

R$202.649,90

R$188.464,41 no boleto ou em até 12x

ESGOTADO

O gerador de energia fotovoltaico de 62,70 kWp é composto por:
20 STAUBLI CONECTOR MC4 320016P0001-UR PV-KBT4/6II-UR ACOPLADOR FEMEA
20 STAUBLI CONECTOR MC4 32.0017P0001-UR PV-KST4/6II-UR ACOPLADOR MACHO
400 MT CABO SOLAR NEXANS ENERGYFLEX BR 0,6/1KV (1500 V DC) PRETO - MULTIPLO 25 METROS
400 MT CABO SOLAR NEXANS ENERGYFLEX BR 0,6/1KV (1500 VDC) VERMELHO - MULTIPLO 25 METROS
1 INVERSOR SOLAR FRONIUS 4210057040 ECO 27.0-3-S WLAN/LAN/WEBSERVER COM PROTECAO SURTO
1 INVERSOR SOLAR FRONIUS 4210057041 ECO 27.0-3-S LIGHT COM PROTECAO SURTO
190 PAINEL SOLAR CANADIAN CS6U-330P 72 CELULAS POLICRISTALINA 6 POLEGADAS 330 W
48 ESTRUTURA PAINEL SOLAR ROMAGNOLE 411113 RS-228 PERFIL DE ALUMINIO PAR 4,15 M P/ 4 PLACAS
48 ESTRUTURA PAINEL SOLAR ROMAGNOLE 411111 RS-225 P/TELHA ONDULADA 4 PLACAS

Fonte: Neosolar (2018)

Orçamento em empresa da internet para instalação em laje, conforme apresentado na Figura 57.

Figura 57 – Valor do Gerador solar para Laje Impermeabilizada

Gerador Solar 14,5kWp - Laje - Canadian - Fronius - Trif 220V

Kit Energia Solar de 14,5 kWp (até 2.033 kWh/mês) composto por painéis solares Canadian, inversor Fronius (trifásico 220V), fixação em Laje, proteções, cabos, conectores e monitoramento remoto...

Compa

R$64.879,90

R$60.338,31 no boleto ou em até 12x

ESGOTADO

O gerador de energia fotovoltaico de 14,52 kWp é composto por:
8 STAUBLI CONECTOR MC4 320016P0001-UR PV-KBT4/6II-UR ACOPLADOR FEMEA
8 STAUBLI CONECTOR MC4 32.0017P0001-UR PV-KST4/6II-UR ACOPLADOR MACHO
150 MT CABO SOLAR NEXANS ENERGYFLEX BR 0,6/1KV (1500 V DC) PRETO - MULTIPLO 25 METROS
1 INVERSOR SOLAR FRONIUS 4210051850 SYMO BRASIL 12.03M 208/240 WLAN/LAN/WEBSERVER
150 MT CABO SOLAR NEXANS ENERGYFLEX BR 0,6/1KV (1500 VDC) VERMELHO - MULTIPLO 25 METROS
11 ESTRUTURA PAINEL SOLAR ROMAGNOLE 410923 RS-186 4 PLACAS LAJE 25 GRAUS
11 ESTRUTURA PAINEL SOLAR ROMAGNOLE 410658 PERFIL RS-144 ALUMINIO 4 PLACAS TELHADO LAJE 25 GRAUS
44 PAINEL SOLAR CANADIAN CS6U-330P 72 CELULAS POLICRISTALINA 6 POLEGADAS 330 W
1 STRING BOX PROAUTO PVSB4E2S1000DC QUADRO 4 ENTRADAS/2 SAIDA 4STR

Fonte: Neosolar (2018)

Orçamento em empresa local, conforme apresentado nas Figuras 58 e 59.

Figura 58– Orçamento Mão de obra gerador Solar

Produto	Quantidade	Preço Unitário	Preço Total
Projeto e Execução Sistema On-grid - Inversor Central	-	-	-
SUB-TOTAL:			R$93.480,00
DESCONTO:			R$20.000,00
TOTAL:			R$73.480,00

Fonte: Nexsolar (2018)

Figura 59 – Orçamento Gerador Solar

Kit Gerador de Energia Solar 75,14 kWp - INVERSOR FRONIUS • 7 x FRONIUS PRIMO 8.2-1 - com Monitoramento Wi-Fi • 67 x K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 6,1MT • 24 x K2 System_PERFIL ALUMINIO ULTRALIGHT 2,03MT • 68 x K2 System_JUNÇÃO PARA PERFIL EM ALKUMINIO K2 • 294 x K2 System_PARAFUSO METALICO AUTOPERFURANTE • 48 x K2 System_TERMINAL FINAL 39..41MM for CAN • 424 x K2 System_TERMINAL INTERMEDIARIO 39..44MM for CAN/AVP • 294 x K2 System_PARAFUSO CABECA MARTELO M10 28/15 • 294 x K2 System_PORCA M10 INOX A2 • 420 x CABO SOLAR 6MM<1000V_PRETO_NXS_PRY_BAL • 420 x CABO SOLAR 6MM<1000V_VERMELHO_NXS_PRY_BAL • 28 x CONECTORES FEMEA/ MACHO WEID_CABUR_TE_MC4_ou compativel • 224 x CANADIAN SOLAR 144 CELLS 340W POLY-SI - Ku • 7 x STRING BOX SICES_ONESTO - 1/2 CORDA 1 SAIDA NO FUSIVES DC 3/5KW	
Projeto e Execução Sistema On-grid - Inversor Central	-
TOTAL:	R$324.260,73

Fonte: Nexsolar (2018)