



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS GRADUACAO
IFG CAMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS

Jonatas Madaleno Rodrigues

ARRANJOS TÉCNICOS E ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA SUBSIDIAR A DECISÃO DE INSTALAR GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA SOBRE TELHADOS

Goiânia, 2015.

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS GRADUACAO
IFG CAMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS

Jonatas Madaleno Rodrigues

ARRANJOS TÉCNICOS E ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA SUBSIDIAR A DECISÃO DE INSTALAR GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA SOBRE TELHADOS

Programa de Pós-Graduação *stricto sensu* em Tecnologia de Processos Sustentáveis do IFG (PPG-TPS- IFG) - Dissertação de Mestrado Profissional. Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa. Linha de Pesquisa: Energias Renováveis e Engenharia Econômica Aplicada.

Orientador: Prof. Dr. Aylton José Alves

Coorientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues

Goiânia, 2015.

R6182a Rodrigues, Jonatas Madaleno.

Arranjos técnicos e análise de viabilidade econômica para subsidiar a decisão de instalar geradores de energia elétrica fotovoltaica sobre telhados / Jonatas Madaleno Rodrigues. – Goiânia: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, 2015.

224 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Aylton José Alves.

Coorientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues.

Dissertação (Mestrado) – Mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis, Coordenação do Programa de Mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

1. Energia fotovoltaica. 2. Irradiação solar. 3. Créditos de carbono. I. Alves, Aylton José (orientador). II. Domingues, Elder Geraldo (Coorientador). III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. IV. Título.

CDD 621.312 44

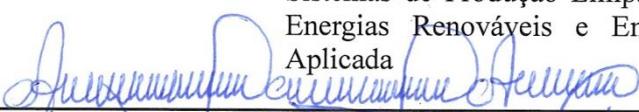


SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
IFG CAMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS

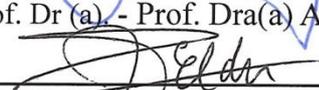
Nome

**“ARRANJOS TÉCNICOS E ANÁLISE ECONÔMICA PARA SUBSIDIAR
A DECISÃO DE INSTALAR GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA
FOTOVOLTAICA SOBRE TELHADOS”**

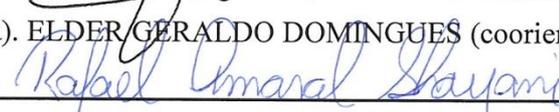
Programa de Pós-Graduação stricto sensu em
Tecnologia de Processos Sustentáveis do IFG
(PPGTPS - IFG) - Dissertação de Mestrado
Profissional. Área de Concentração: Tecnologia de
Sistemas de Produção Limpa. Linha de Pesquisa:
Energias Renováveis e Engenharia Econômica
Aplicada



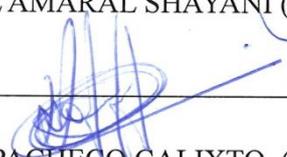
Prof. Dr (a) - Prof. Dra(a) AYLTON JOSÉ ALVES (orientador IFG)



Prof(a). Dr(a). ELDER GERALDO DOMINGUES (coorientador IFG)



Prof(a). Dr(a). RAFAEL AMARAL SHAYANI (avaliador UNB)



Prof(a) Dr. WESLEY PACHECO CALIXTO (suplente IFG)

Aprovado em: 08/07/2015

À minha querida esposa Adrielle. Sua compreensão e apoio foram fundamentais para a concretização deste trabalho.

À minha filhinha Angelina, que chegou ao final do primeiro ano de estudos, inaugurando uma nova fase em minha vida.

AGRADECIMENTOS

Ao meu Senhor Jesus Cristo. Sem a sua ajuda eu não posso fazer coisa alguma. Ofereço este título a ti. Que seja útil para cumprir os teus propósitos, que são mais elevados que os meus.

À minha esposa Adrielle e à minha filha Angelina, por serem o meu oásis em meio ao deserto das pressões e do cansaço. Obrigado por suportarem a minha ausência, que muitas vezes acontecia mesmo estando em corpo presente. Vocês me trouxeram motivação e ânimo para cumprir as etapas mais difíceis e vencer os obstáculos dessa jornada.

Aos meus pais, Nilton e Erlijane, por serem meus incentivadores desde os primeiros passos no aprendizado da vida pessoal e estudantil.

Aos meus sogros Ezequiel e Izonita, por sempre oferecerem todo o apoio necessário.

Aos meus irmãos, cunhados e cunhadas, sobrinhos, primos, tios e avós, por estarem presentes em minha vida tornando mais suave a caminhada, e que entenderam a ausência em encontros e festividades.

Ao orientador, professor Aylton José Alves, e ao coorientador Elder Geraldo Domingues, que conduziram a pesquisa de forma que os melhores resultados fossem alcançados. Colocaram-se na dianteira do projeto, abrindo portas e mostrando a direção que deveria ser tomada para que cada etapa fosse cumprida com êxito. Suas contribuições foram relevantes e significativas para o resultado final desta pesquisa de mestrado.

A todos os professores membros do mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis, que ministraram as disciplinas apresentando os conhecimentos necessários para a pesquisa.

Aos professores Wesley Pacheco Calixto, José Luis Domingos e a todos os demais professores, pesquisadores e colegas que integram o Núcleo de Estudos Experimentais e Tecnológicos do IFG – NEXT, por suas contribuições para o trabalho.

Ao professor Rafael Amaral Shayani, que aceitou o convite para ser membro da banca examinadora, apresentando contribuições de grande valor para a revisão final e aperfeiçoamento do trabalho.

Aos colegas que iniciaram juntos os projetos de pesquisa no mestrado de Tecnologia de Processos Sustentáveis. Em especial aos colegas Messias Anain Almeida Faria e Priscila Araújo Juá Stecanella, que não mediram esforços para ajudar, atendendo de boa vontade quando solicitados a prestarem qualquer auxílio relacionado ao trabalho.

Ao colega da primeira turma do mestrado, Paulo Roberto Freitas Silva Pelágio, por ter colaborado com informações importantes.

À secretária do programa de mestrado, Leila Ninon de Souza, por sua prontidão e simpatia no atendimento às solicitações apresentadas no decorrer do curso.

Ao Danilo Ferreira Barbosa e demais servidores do Palácio Pedro Ludovico Teixeira. Ao Saulo Roqueti, Adimilson Correa Sobrinho, Diego Magalhães Pires, Victor Correa Viana e demais funcionários da Heinz Indústria de Alimentos SA. Agradeço por abrirem as portas de seus estabelecimentos para que a pesquisa tivesse aplicação profissional prática, oferecendo informações e o apoio necessário à realização dos estudos de caso.

Aos funcionários da empresa Sustenergyn, João Lopes de Oliveira e Ronaldo Cesar, pelo fornecimento de dados e informações importantes para a caracterização dos casos estudados.

Aos funcionários da empresa CELG D, Leandro Chaves Melo, João Marcos Tomé, João Caetano Neto e Adriano Ferreira de Faria, pelo fornecimento de dados de demanda e faturamento para caracterização dos casos estudados, e pelos esclarecimentos prestados sobre a aplicação prática da Resolução 482/2012 da Aneel.

“Doce é a luz, e agradável é aos olhos ver o sol.”

Eclesiastes 11.7.

Título: Arranjos técnicos e análise de viabilidade econômica para subsidiar a decisão de instalar geradores de energia elétrica fotovoltaica sobre telhados

Autor: Jonatas Madaleno Rodrigues

Orientador: Prof. Dr. Aylton José Alves

Coorientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues

RESUMO

Neste trabalho é analisada a viabilidade técnica e econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos sobre edificações que representam duas classes de consumidores definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel: industrial e poder público. Inicialmente, realiza-se estudo de caso com a elaboração do projeto de sistema fotovoltaico a ser instalado sobre o telhado do prédio público. Neste primeiro caso, é desenvolvida uma metodologia de análise que, em seguida, é aplicada para o projeto da instalação sobre o telhado da planta industrial. A partir da cobertura dos telhados disponíveis e dos dados de irradiação do local da instalação é obtida a energia fotovoltaica capaz de ser gerada pelos sistemas fotovoltaicos a serem propostos. Em seguida, são obtidos indicadores financeiros de viabilidade calculados sobre a vida útil dos projetos, a partir da análise das despesas atuais com o consumo de energia elétrica e dos custos de instalação do gerador conectado à rede. Por fim, verifica-se como a utilização do sistema de créditos de carbono pode impactar na análise econômica dos investimentos. Os resultados da pesquisa indicam que ambos os projetos são tecnicamente viáveis. A análise de viabilidade econômica demonstra que o sistema projetado para o prédio público é inviável para as atuais condições de mercado. Já o projeto para a indústria é viável economicamente. A análise de sensibilidade mostra cenários nos quais a variação de alguns parâmetros pode tornar os projetos viáveis ou inviáveis economicamente. Em ambos os projetos, verifica-se que a utilização de créditos de carbono não é atrativa do ponto de vista financeiro.

PALAVRAS-CHAVE: energia fotovoltaica, irradiação solar, instalações elétricas, viabilidade econômica, créditos de carbono.

TITLE: Technical arrays and economic feasibility analysis to subsidize the decision of installing photovoltaic systems over rooftops

AUTHOR: Jonatas Madaleno Rodrigues

ADVISER: Dr. Aylton José Alves

CO-ADVISER: Dr. Elder Geraldo Domingues

ABSTRACT

In this work is done a technical and economic analysis of installing a photovoltaic system over two buildings that represents two classes of costumers defined by Brazilian National Agency of Electric Energy - Aneel: industrial and governmental. Initially, the study is done to the installation over the roof of a governmental edification. In this first case, it is developed a methodology of analysis, that after is applied to installation over the roof of the industrial plant. From the available roof area and solar irradiation data of localization it is obtained the potential of photovoltaic energy generation of the plant. Then, is calculated the economic viability indicators upon the lifespan of project, from the analysis of actual expenses with energy consumption and implementation costs of grid connected photovoltaic system. Finally, it is verified how the use of carbon credit could impact the economic analysis of investment. The research results indicate that both projects are technically feasible. The economic feasibility analysis demonstrates that the system designed for public building is not feasible for current market conditions, but the project for the industry proves to be economically viable. The sensitivity analysis shows scenarios where the variation of some parameters may turn the projects feasible or infeasible. In both designs, it is found that the use of carbon credits is unattractive from a financial point of view.

KEYWORDS: photovoltaic energy, solar irradiation, electric installation, economic feasibility, carbon credit.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Visão geral do modelo brasileiro de comercialização de energia.	34
Figura 2. Condições de operação e tarifa cobrada no regime de bandeiras tarifárias.	45
Figura 3. Vista em corte de uma célula fotovoltaica.	46
Figura 4. Curva I-V e curva P-V para um módulo fotovoltaico de 100 Wp.	48
Figura 5. Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva I-V.	49
Figura 6. Efeito da variação da temperatura das células sobre a curva I-V.	49
Figura 7. Tensão (V_m) e corrente (I_m) de uma matriz fotovoltaica.	51
Figura 8. Garantia de potência de saída de módulos fotovoltaicos.	51
Figura 9. Diagrama de sistema fotovoltaico isolado domiciliar em CC.	56
Figura 10. Diagrama de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.	57
Figura 11. Curva global diária de irradiação solar na cidade de Goiânia-GO (Wh/m^2).	60
Figura 12. Órbita da Terra e declinação solar ao longo do ano.	63
Figura 13. Ângulos da posição solar relativa a um determinado local num dado instante.	63
Figura 14. Afastamento entre fileiras.	64
Figura 15. Pontos de instalação dos componentes de proteção de um SFCR.	71
Figura 16. Forma de conexão do acessante, através de inversor, à rede de BT da CELG.	74
Figura 17. Forma de conexão com transformador até 500 kVA, através de inversor, à rede de MT da CELG.	74
Figura 18. Disposição simplificada do medidor bidirecional.	75
Figura 19. Medidor a 4 quadrantes E750 para ligação na média tensão (LANDIS+GYR, 2015).	75
Figura 20. Estrutura para telhados inclinados com telha cerâmica e em chapa trapezoidal. ...	79
Figura 21. Estrutura em triângulo para telhados planos.	79
Figura 22. Estrutura ‘azimute 0’ e ‘Leste-Oeste’ para montagem em telhados planos.	79
Figura 23. Índices de preços de módulos e sistemas fotovoltaicos na Alemanha (2006 a 2013).	81
Figura 24. Preços de sistemas FV instalados em telhado na Alemanha.	82
Figura 25. Preço líquido de RCE negociados na <i>Intercontinental Exchange</i> (ICE), no período de 2008 a 2013.	97
Figura 26. Preço da RCE na <i>Intercontinental Exchange</i> (ICE) (abril/14 - abril/15).	98
Figura 27. Fluxograma de metodologia de pesquisa para análise técnica.	102
Figura 28. Interface do software <i>SKETCHUP</i>	103
Figura 29. Interface do software <i>RADIASOL 2</i>	104
Figura 30. Fluxograma de metodologia de pesquisa para análise de viabilidade econômica.	107
Figura 31. Palácio Pedro Ludovico Teixeira.	110
Figura 32. Foto do telhado do prédio.	111
Figura 33. Planta de arquitetura da cobertura.	111
Figura 34. Norte geográfico e o desvio azimutal dos telhados.	112
Figura 35. Modelagem da cobertura do prédio no <i>SKETCHUP</i>	113
Figura 36. Norte geográfico obtido pelo <i>GOOGLE EARTH</i> e <i>SKETCHUP</i>	114
Figura 37. Incidência de sombras no telhado (solstício de verão e inverno).	115
Figura 38. Área máxima sombreada durante o ano (período de 9:00 às 15:00 hs)	116
Figura 39. Instalação perpendicular à passarela, sem correção da inclinação (350 módulos).	118
Figura 40. Instalação paralela à passarela, sem correção da inclinação (311 módulos).	118
Figura 41. Instalação perpendicular à passarela, com correção da inclinação (312 módulos).	120

Figura 42. Instalação paralela à passarela, com correção da inclinação (270 módulos).	120
Figura 43. Irradiação solar mensal no plano inclinado do Telhado 3.....	121
Figura 44. Diagrama unifilar geral do sistema FV (Centro Administrativo).	128
Figura 45. Detalhe do diagrama unifilar do Telhado 01.....	129
Figura 46. Detalhe do diagrama unifilar do Telhado 02.....	130
Figura 47. Detalhe do diagrama unifilar do Telhado 03.....	131
Figura 48. Detalhe do diagrama unifilar do Telhado 04.....	132
Figura 49. Detalhe do diagrama unifilar: inversores, medição e conexão à rede.....	133
Figura 50. Curva de demanda do Centro Administrativo (02 a 07 de fevereiro de 2105).	134
Figura 51. Curva de demanda do Centro Administrativo (08 a 14 de fevereiro de 2105).	135
Figura 52. Curva de demanda do Centro Administrativo (15 a 21 de fevereiro de 2105).	135
Figura 53. Curva de demanda do Centro Administrativo (22 a 28 de fevereiro de 2105).	136
Figura 54. Impacto da geração FV sobre a demanda do prédio em dias úteis (02/02/2015) .	137
Figura 55. Impacto da geração FV sobre a demanda do prédio em dias não úteis (08/02/2015).	138
Figura 56. Consumo de energia mensal do Centro Administrativo (kWh).	139
Figura 57. Fluxo de caixa para o sistema FV do Centro Administrativo.	147
Figura 58. Fluxo de caixa para o sistema FV do Centro Administrativo com venda de RCE153	
Figura 59. Comportamento do VPL com a variação do índice de reajuste anual da tarifa	157
Figura 60. Comportamento da TIRM com a variação do índice de reajuste anual da tarifa. .	158
Figura 61. Comportamento do PAYBACK com a variação do índice de reajuste anual da tarifa.....	158
Figura 62. Comportamento do VPL com a variação do custo inicial.....	159
Figura 63. Comportamento da TIRM com a variação do custo inicial.	160
Figura 64. Comportamento do PAYBACK com a variação do custo inicial	160
Figura 65. Comportamento do VPL com a redução da TMA	161
Figura 66. Comportamento do PAYBACK com a redução da TMA.....	162
Figura 67. Comportamento do VPL com variação do preço das RCE.....	163
Figura 68. Foto do telhado da fábrica.....	165
Figura 69. Desenho em <i>AUTOCAD</i> da cobertura da fábrica.....	166
Figura 70. Modelagem em três dimensões da fábrica no <i>SKETCHUP</i>	167
Figura 71. Norte geográfico da fábrica obtido no <i>SKETCHUP</i>	168
Figura 72. Área máxima sombreada durante o ano sobre galpão principal (9:00 às 15:00 hs)	168
Figura 73. Instalação dos Painéis sobre os telhados (19.347 módulos).	170
Figura 74. Cargas suportadas pela telha metálica - catálogo TopSteel 27 (BRASILIT, 2013).	172
Figura 75. Exemplo de estrutura de fixação sobre telhas metálicas.....	173
Figura 76. Diagrama Unifilar - Inversores na Configuração 01.....	178
Figura 77. Diagrama Unifilar - Inversores na Configuração 01.....	179
Figura 78. Diagrama Unifilar - Lado CA	180
Figura 79. Diagrama Unifilar - Conexão à rede de média tensão.	181
Figura 80. Impacto da geração fotovoltaica sobre a curva de demanda da fábrica.	182
Figura 81. Consumo de energia mensal da HEINZ (kWh).	184
Figura 82. Valor cobrado por fatura (R\$).....	184
Figura 83. Fluxo de caixa para o sistema FV da HEINZ.	191
Figura 84. Fluxo de caixa para o sistema FV HEINZ com a venda de RCE	197
Figura 85. Comportamento do VPL com a variação do índice de reajuste anual da tarifa – HEINZ.	201

Figura 86. Comportamento da TIRM com a variação do índice de reajuste anual da tarifa – HEINZ.	202
Figura 87. Comportamento do PAYBACK com a variação do índice de reajuste anual da tarifa – HEINZ.	202
Figura 88. Comportamento do VPL com a variação do custo inicial – HEINZ.	203
Figura 89. Comportamento da TIRM com a variação do custo inicial - HEINZ.	204
Figura 90. Comportamento do PAYBACK com a variação do custo inicial - HEINZ.	204
Figura 91. Comportamento do VPL com a variação da taxa de juros de financiamento – HEINZ.	205
Figura 92. Comportamento da TIRM com a variação da taxa de juros de financiamento – HEINZ.	206
Figura 93. Comportamento do PAYBACK com a variação da taxa de juros de financiamento – HEINZ.	206
Figura 94. VPL com a variação do preço das RCE no sistema FV da HEINZ.	207

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Classificação de consumidores.....	34
Tabela 2. Exemplo de faturamento de uma instalação com aplicação da Resolução 482/2012.	37
Tabela 3. Valores das tarifas horária verde do Boletim nº 01/2015 – CELG.....	41
Tabela 4. Tarifa de ultrapassagem do Boletim nº 01/2015 – CELG.....	41
Tabela 5. Tarifas do grupo B1 cobradas pela CELG (2004 a 2015).	43
Tabela 6. Variações do grupo A cobradas pela CELG (2013 a 2015).	44
Tabela 7. Requisitos mínimos em função da potência instalada.	72
Tabela 8. Proteções mínimas em função da potência instalada da central geradora.	76
Tabela 9. Custo nacionalizado dos sistemas fotovoltaicos – estudo ABINEE.....	82
Tabela 10. Custo nacionalizado dos sistemas fotovoltaicos – estudo EPE.	83
Tabela 11. Implantações de centrais fotovoltaicas decorrentes do Leilão de Reserva 08/2014.	83
Tabela 12. Parcelas da taxa de juros do BNDES.....	84
Tabela 13. Evolução da TJLP (% a.a.)	84
Tabela 14. Diferença entre escala nos ciclos de projetos.	92
Tabela 15. Lista de metodologias para projetos de MDL que utilizam energia renovável.	93
Tabela 16. Parâmetros das áreas da cobertura.	112
Tabela 17. Área útil para instalação de painéis.	116
Tabela 18. Dados do painel CS6P-250P.....	117
Tabela 19. Afastamento mínimo para instalação inclinada.....	119
Tabela 20. Dados de irradiação média gerados pelo RADIASOL 2.....	121
Tabela 21. Produção de energia calculada para a Configuração 01 – 87,5 kWp.	122
Tabela 22. Produção de energia calculada para a Configuração 02 – 78 kWp.	122
Tabela 23. Dados dos inversores PVI-10.0-TL-OUTD e PVI-12.5-TL-OUTD.	124
Tabela 24. Configuração entre módulos e inversores (Telhados 01 e 03)	126
Tabela 25. Configuração entre módulos e inversores (Telhado 02).....	126
Tabela 26. Configuração entre módulos e inversores (Telhado 04).....	127
Tabela 27. Valor cobrado por item da fatura (março, abril e maio de 2015).	139
Tabela 28. Média mensal de consumo faturado e dos impostos (junho/2014 – maio/2015) .	140
Tabela 29. Tarifas efetivas com aplicação da média dos impostos PIS e COFINS	140
Tabela 30. Projeção da média mensal da fatura de energia do edifício sem geração FV.....	141
Tabela 31. Projeção da média mensal da fatura de energia do edifício com geração FV.	142
Tabela 32. Projeção da economia anual de energia com a geração FV.....	142
Tabela 33. Custos unitários estimados pela empresa NEOSOLAR ENERGIA.....	143
Tabela 34. Custos unitários estimados pela empresa SUSTENERGYN.....	143
Tabela 35. Custos estimados pela empresa BRS ENERGIA.	144
Tabela 36. Preços de referência para o sistema FV do Centro Administrativo.....	144
Tabela 37. Parâmetros para elaboração do fluxo de caixa - Centro Administrativo.	147
Tabela 38. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV do Centro Administrativo (ano 0 ao 6°).....	148
Tabela 39. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV do Centro Administrativo (ano 7° ao 13°).....	148
Tabela 40. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV do Centro Administrativo (ano 14° ao 20°).....	148
Tabela 41. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV do Centro Administrativo (ano 21° ao 25°).....	148

Tabela 42. Critérios econômicos de decisão.	149
Tabela 43. Dados da MC e MO referente ao ano de 2013 (MCTI, 2015).....	150
Tabela 44. Parâmetros e estimativa do fator de emissão do SIN no Cenário 2013.....	151
Tabela 45. Resultado das emissões evitadas do projeto (87,5 kWp) – Cenário 2013.....	151
Tabela 46. Dados para elaboração do fluxo de caixa com receitas de RCE.....	152
Tabela 47. Fluxo de caixa com venda de RCE (ano 0° ao 5°).	153
Tabela 48. Fluxo de caixa com venda de RCE (ano 6° ao 11°).	154
Tabela 49. Fluxo de caixa com venda de RCE (ano 12° ao 18°).	154
Tabela 50. Fluxo de caixa com venda de RCE (ano 19° ao 25°).	155
Tabela 51. Critérios econômicos de decisão – fluxo de caixa com RCE.	155
Tabela 52. Indicadores econômicos num cenário provável, sem utilização de RCE.	164
Tabela 53. Indicadores econômicos num cenário provável, com utilização de RCE.....	164
Tabela 54. Área útil para instalação de painéis	169
Tabela 55. Dados de irradiação média em cada grupo de telhado	171
Tabela 56. Produção de energia calculada para o gerador fotovoltaico HEINZ.....	171
Tabela 57. Dados do Inversor TRIO-27.6-TL-OUTD.	173
Tabela 58. Configuração de módulos e inversores.....	176
Tabela 59. Média mensal de consumo faturado e dos impostos (janeiro/2014 – fevereiro/2015).	185
Tabela 60. Tarifas efetivas com aplicação dos impostos médios.....	185
Tabela 61. Projeção da média mensal da fatura de energia sem geração FV.....	185
Tabela 62. Projeção da média mensal da fatura de energia com geração FV.	186
Tabela 63. Projeção da economia anual com a geração FV.	186
Tabela 64. Levantamento de custos de investimento para o sistema FV da HEINZ.	187
Tabela 65. Parâmetros e premissas para elaboração do fluxo de caixa - HEINZ.....	190
Tabela 66. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 0 ao 5°).....	191
Tabela 67. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 6° ao 11°).....	192
Tabela 68. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 12° ao 17°).....	192
Tabela 69. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 18° ao 22°).....	192
Tabela 70. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 23° ao 25°).....	193
Tabela 71. Critérios econômicos de decisão.	193
Tabela 72. Dados da MC e MO do ano de 2013 (MCTI, 2015).....	194
Tabela 73. Parâmetros e estimativa do fator de emissão do SIN no Cenário 2013.....	195
Tabela 74. Resultado das emissões evitadas do projeto – Cenário 2013.	195
Tabela 75. Dados para elaboração do fluxo de caixa com receitas de RCE.....	196
Tabela 76. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 0 ao 5°) – HEINZ.	197
Tabela 77. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 6° ao 11°) – HEINZ.	198
Tabela 78. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 12° ao 17°) – HEINZ.	198
Tabela 79. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 18 ao 21°) – HEINZ.	199
Tabela 80. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 22° ao 25°) – HEINZ.	199
Tabela 81. Critérios econômicos de decisão com venda de RCE, projeto HEINZ.	200
Tabela 82. Indicadores econômicos num cenário provável – HEINZ, sem utilização de RCE.	208
Tabela 83. Indicadores econômicos num cenário provável, com utilização de RCE.....	209

SUMÁRIO

	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>	19
1	INTRODUÇÃO	23
1.1	OBJETIVO GERAL	25
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	26
2.1	SUSTENTABILIDADE E ENERGIAS RENOVÁVEIS	26
2.1.1	<i>Contribuições da Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica para o Desenvolvimento Sustentável</i> 27	
2.1.2	<i>A Sustentabilidade e o Desenvolvimento Econômico Nacional nas Compras e Investimentos Públicos</i> 29	
2.2	POLÍTICAS PÚBLICAS PARA AS ENERGIAS ALTERNATIVAS E GERAÇÃO FOTOVOLTAICA 30	
2.2.1	<i>Propostas Para inserção da geração fotovoltaica no Brasil</i>	32
2.3	CONDIÇÕES DE FORNECIMENTO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	33
2.3.1	<i>Mercado de Energia: Ambiente de Comercialização Livre (ACL) e Ambiente de Comercialização Regulada (ACR)</i>	33
2.3.2	<i>Microgeração e Minigeração Distribuída: Resolução Normativa nº 482/2012, da Aneel</i>	36
2.3.3	<i>Resolução Normativa nº 414/2010, da Aneel</i>	37
2.3.4	<i>Boletins Tarifários da CELG e Tributação</i>	41
2.3.5	<i>O Regime de Bandeiras Tarifárias: Resolução Normativa nº 626/2014, da Aneel</i>	44
2.4	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	45
2.4.1	<i>A Energia Elétrica Fotovoltaica</i>	45
2.4.2	<i>Componentes e Tecnologias Atuais</i>	46
2.4.3	<i>Topologias: SFCR e Sistemas Isolados</i>	55
2.4.4	<i>Requisitos de Dimensionamento</i>	57
2.4.5	<i>Dados Climáticos (Radiação Solar e Temperatura)</i>	58
2.4.6	<i>Localização e Área Disponível</i>	60
2.4.7	<i>Estudo de Sombreamento</i>	61
2.4.8	<i>Dimensionamento de Inversores</i>	65
2.4.9	<i>Instalações Elétricas de Sistemas Fotovoltaicos</i>	68
2.4.10	<i>Estruturas de Fixação</i>	77
2.4.11	<i>Cálculo do Potencial de Geração Fotovoltaica</i>	80
2.5	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	80
2.5.1	<i>Custos de Investimento</i>	81
2.5.2	<i>Financiamento</i>	83
2.5.3	<i>Métodos Determinísticos de Análise de Investimento</i>	84
2.5.4	<i>Análise de Investimentos em Situações de Incerteza</i>	88
2.6	MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO E CRÉDITOS DE CARBONO (RCE)	90
2.6.1	<i>Quantificação das Reduções Certificadas de Emissões de SFCR</i>	92
2.6.2	<i>Mercado de carbono</i>	95
2.6.3	<i>Impacto das receitas de venda de RCE no fluxo de caixa</i>	98
3	METODOLOGIA	101
3.1	METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA	102
3.2	METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	107
4	RESULTADOS	110
4.1	PRIMEIRO ESTUDO DE CASO: PRÉDIO PÚBLICO.....	110
4.1.1	<i>Levantamento das características do local da instalação</i>	110
4.1.2	<i>Análise de sombreamento</i>	112
4.1.3	<i>Seleção do módulo fotovoltaico</i>	116
4.1.4	<i>Configurações de Instalação dos Painéis</i>	117

4.1.5	<i>Dados de Irradiação solar</i>	121
4.1.6	<i>Estimativa da Produção de Energia</i>	122
4.1.7	<i>Telhados e Estruturas de Fixação</i>	123
4.1.8	<i>Seleção dos inversores e arranjos de conexão dos módulos</i>	123
4.1.9	<i>Instalações elétricas</i>	127
4.1.10	<i>Análise de Recontratação da Demanda</i>	134
4.1.11	<i>Análise do Consumo de Energia e Geração de Créditos sob a Resolução 482</i>	139
4.1.12	<i>Custos de Investimento</i>	143
4.1.13	<i>Análise de Viabilidade Econômica</i>	144
4.1.14	<i>Análise Econômica com as Receitas de Créditos de Carbono (RCE)</i>	150
4.1.15	<i>Análise de Sensibilidade</i>	156
4.1.16	<i>Análise de Sensibilidade do preço de RCE</i>	162
4.2	SEGUNDO ESTUDO DE CASO: PLANTA INDUSTRIAL	165
4.2.1	<i>Levantamento das características do local da instalação</i>	165
4.2.2	<i>Análise de Sombreamento</i>	166
4.2.3	<i>Seleção do módulo fotovoltaico</i>	169
4.2.4	<i>Configuração de Instalações dos Painéis</i>	169
4.2.5	<i>Dados de Irradiação Solar</i>	169
4.2.6	<i>Estimativa da Produção de Energia</i>	170
4.2.7	<i>Estruturas de fixação</i>	172
4.2.8	<i>Seleção de Inversores e Configurações de instalação</i>	173
4.2.9	<i>Instalações elétricas</i>	176
4.2.10	<i>Análise de Recontratação da Demanda</i>	182
4.2.11	<i>Redução no Consumo de Energia Elétrica proveniente da Concessionária</i>	183
4.2.12	<i>Custos de Investimento</i>	187
4.2.13	<i>Análise de Viabilidade Econômica</i>	187
4.2.14	<i>Análise Econômica com as Receitas de Créditos de Carbono (RCE)</i>	194
4.2.15	<i>Análise de Sensibilidade</i>	200
4.2.16	<i>Análise de Sensibilidade sobre o preço de RCE</i>	207
5	CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	210
5.1	PUBLICAÇÕES OBTIDAS	212
5.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	213
	REFERÊNCIAS	215

LISTA DE SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
APE	Autoprodutor de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BA	Estado da Bahia
BM&FBOVESPA	Bolsa de Mercadorias e Futuros da Bolsa de Valores de São Paulo
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEAL	Compra de Energia no Ambiente Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CCX	Chicago Climate Exchange
CE	Comércio de Emissões
CE	Estado do Ceará
CELG-D	Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica do Estado de Goiás
CER	Contrato de Energia de Reserva
CER	Certified Emission Reductions
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO ₂	Dióxido de Carbono
Conuer	Contratos de Uso de Energia de Reserva
CPD	Central de Processamento de Dados
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DCP	Documento de Concepção de Projeto
DMCR	Demanda Máxima Corrigida
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	European Emission Allowances
FINEM	Linha de financiamento de empreendimentos de energia
FV	Sistema de Geração de Energia Fotovoltaica
GEE	Gases de Efeito Estufa
GO	Estado de Goiás
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IC	Implementação Conjunta
ICE	Intercontinental Exchange

IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IL	Índice de Lucratividade
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
GEE	Gases de Efeito Estufa
kWh	Quilowatt-hora
LABSOL-UFRGS	Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul
LpT	Programa Luz para Todos
MBRE	Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões
MCTI	Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação
MDL	Mecanismo do Desenvolvimento Limpo
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OTC	Over-the-Counter
PAY-BACK	Tempo de recuperação do investimento
PB	Estado da Paraíba
P&D	Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento
PIE	Produtor Independente de Energia
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
Proinfra	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Prodist	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RCE	Reduções Certificadas de Emissões
RN	Estado do Rio Grande do Norte
RN	Resolução Normativa
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SP	Estado de São Paulo
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
STC	Standard Test Conditions
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
t CO ₂ e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
THD	Distorção Harmônica Total
TIR	Taxa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TMA	Taxa Mínima de Atratividade

UC	Unidade Consumidora
UFER	Unidade de Faturamento de Energia Reativa
UNFCCC	Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
VA	Valor Anual
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Inclinação do módulo em relação à base
α_I	Coefficiente de variação da corrente de curto circuito com a temperatura
A_M	Área da superfície do módulo
a_S	Ângulo de azimute solar
b	Comprimento do módulo
β	Ângulo de altitude solar.
BE_y	Emissões da linha de base no ano y
β_V	Coefficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura
C_j	Fluxo de caixa do ano j (receitas menos despesas)
d	Distância mínima entre as fileiras
δ_s	Declinação solar
ΔT	Diferença entre temperatura de operação (NOCT) e temperatura STC
$EEAM_T$	Montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento
$EF_{CO_2,grid,y}$	Fator de emissão de CO ₂ e da rede elétrica no ano y
$EF_{grid,MC,y}$	Fator de emissão de CO ₂ e da margem de construção no ano y
$EF_{grid,MO,y}$	Fator de emissão de CO ₂ e da margem de operação no ano y
E_{fNOCT}	Eficiência do módulo na temperatura de operação
E_{fSTC}	Eficiência do módulo nas condições STC
EG_{BLy}	Quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y
E_P	Energia produzida pelo módulo diariamente
ER_y	Redução das emissões no ano y
E_S	Irradiação diária
FCN_j	Fluxo de caixa negativo no ano j
FCP_j	Fluxo de caixa positivo no ano j
f_R	Fator de potência de referência
f_T	fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento
h_s	Ângulo horário solar
i	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)
i_f	Taxa de financiamento dos fluxos de caixa negativos
I_{FI}	Corrente máxima nominal da fileira
$I_{max(INV)}$	Corrente máxima CC admitida pela entrada do inversor
I_{MP}	Corrente de máxima potência
I_n	Corrente nominal do fusível/dispositivo de proteção
I_{nf}	Corrente convencional de não funcionamento da proteção
i_r	taxa de reinvestimento dos fluxos de caixa positivos
I_S	Corrente de serviço do circuito

I_t	Investimento total atualizado para o ano zero
I_{SC}	Corrente de curto circuito
$I_{SC(Tmax)}$	Corrente de curto circuito (I_{SC}) do módulo FV na maior temperatura de operação prevista
I_Z	Corrente máxima admissível do condutor elétrico
K_{Isc}	Coefficiente de temperatura sobre a corrente I_{sc}
K_{Pmax}	Coefficiente de temperatura sobre a potência do módulo
K_{Voc}	Coefficiente de temperatura sobre a tensão V_{oc}
L	Latitude local
LE_y	Emissões decorrentes das fugas no ano y
n	Vida útil do projeto
n_1	Número de intervalos de integralização “ T ” do período de faturamento para os postos tarifários ponta e fora de ponta
n_2	Número de intervalos de integralização “ T ”, por posto tarifário “ p ”, no período de faturamento
$N_{Fileira}$	Número máximo de fileiras de módulos ligadas em paralelo
η_I	Eficiência do inversor
η_M	Eficiência do módulo
N_S	Número de módulos em série para atender ao MPPT do inversor
N_{SMAX}	Número máximo de módulos em série
p	Posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade tarifária convencional binômia
P	Potência do módulo fotovoltaico
$PAF_{(p)}$	Demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “ p ” no período de faturamento
PAM_T	Demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora “ T ”, durante o período de faturamento
PE_y	Emissões do projeto no ano y
$P_{INV CC}$	Potência nominal CC máxima do inversor
P_{FV}	Potência máxima nominal do gerador fotovoltaico
P_{MP}	Ponto de máxima potência do módulo
T	Intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;
tCO_2e	Tonelada de carbono equivalente
T_p	Temperatura de operação do módulo
ts	Hora solar local
V_{MP}	Tensão de máxima potência
$V_{max(INV)}$	Tensão máxima CC admitida pela entrada do inversor
$V_{MPPTmax}$	Máxima tensão CC de operação da entrada MPPT do inversor
$V_{MPPTmin}$	Mínima tensão CC de operação da entrada MPPT do inversor
$V_{mp(Tmax)}$	Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista
$V_{mp(Tmin)}$	Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.
V_{OC}	Tensão de circuito aberto

$V_{OC(Tmin)}$	Tensão em circuito aberto (V_{OC}) do módulo na menor temperatura de operação prevista.
w_{MC}	Ponderação do fator de emissão para margem de construção para novos empreendimentos de energia renováveis
w_{MO}	Ponderação do fator de emissão da margem de operação para novos empreendimentos de energia renováveis
z	Ângulo de zênite solar

1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento da energia solar para a geração direta de energia elétrica, por meio de células fotovoltaicas, tem se transformado numa importante fonte alternativa de energia. Trata-se de um recurso renovável e com reduzido impacto ambiental cuja utilização tem crescido em todo o mundo.

No Brasil, apesar da abundância do recurso solar, sua utilização para geração de eletricidade ainda é incipiente, predominando o uso das fontes hidroelétricas. No entanto, com a provável redução dos custos de instalação e aumento da tarifa de energia, tem-se a perspectiva de crescimento nos próximos anos da participação da fonte fotovoltaica no país.

O Brasil não pode desprezar o seu potencial hidroelétrico, e este sempre irá ter participação significativa na matriz energética nacional. No entanto, esta fonte de energia possui limitações importantes como o custo ambiental, o custo de implantação e manutenção das redes de transmissão, o elevado custo das obras das usinas, a distância dos grandes centros consumidores e, evidentemente, a dependência de um ciclo regular de chuvas. Este último fator tem mostrado grande instabilidade nos últimos anos, afetando a maior parte das usinas brasileiras, elevando o risco de apagão e delegando às usinas termoelétricas e aos grupos moto-geradores, utilizadores de combustíveis fósseis, o papel de complementar a geração nas épocas de estiagem.

Neste cenário, as energias renováveis surgem como importante fonte de geração para complementar a matriz convencional, apresentando como vantagens principalmente o benefício ambiental e, na maior parte das vezes, a proximidade com o consumidor final.

A energia solar fotovoltaica caminha para se tornar uma importante alternativa para a produção de energia elétrica, tudo isso de uma forma limpa, sustentável e economicamente viável. Com a regulamentação por meio da Resolução 482/2012 da Aneel, qualquer indivíduo pode colocar um sistema solar e desfrutar da compensação de energia elétrica, estando todas concessionárias aptas a receberem os pedidos de conexão à rede.

Em áreas urbanas, devido à aglomeração de construções e ao preço dos imóveis, não se dispõe de grandes áreas para a instalação de painéis solares. No entanto, encontram-se muitas construções com área de cobertura disponível sobre as quais podem ser instalados sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica com capacidade para suprir parcialmente a demanda do estabelecimento no período diurno. Caso haja excedente de geração da energia fotovoltaica, esta poderá ser utilizada para abater valores da fatura da concessionária, através do sistema de compensação. A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da Aneel, possibilitou aos consumidores que produzem energia de forma distribuída (o que inclui a geração fotovoltaica) injetar a energia excedente na rede elétrica e receber uma compensação da concessionária local, na forma de abatimento de valores no faturamento.

A energia elétrica representa uma parcela significativa das despesas mensais em qualquer grande estabelecimento. Em prédios destinados ao poder público, que possuem perfil de consumo semelhante aos prédios comerciais, a demanda maior é devido às cargas de iluminação e de ar-condicionado, que são utilizadas praticamente durante todo o período de funcionamento do estabelecimento. Para as indústrias, a energia elétrica é um dos principais insumos, sendo utilizada para o funcionamento de máquinas e motores e em diversos processos, impactando fortemente no balanço financeiro da empresa e no preço final dos produtos.

A partir destas considerações, este trabalho foi proposto para avaliar a viabilidade técnica e econômica da instalação de sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede (SFCR) sobre o telhado de prédios públicos e de indústrias, com a realização de estudo de caso para estas duas classes consumidoras. Estudando a potência elétrica passível de ser gerada através da definição do melhor arranjo técnico de instalação de um sistema fotovoltaico, pode ser avaliado se o aproveitamento da energia solar fotovoltaica é uma alternativa viável economicamente.

A metodologia de análise a ser desenvolvida poderá ser utilizada como ferramenta de tomada de decisão para grandes consumidores comerciais ou industriais, quanto à implantação de sistemas fotovoltaicos. Poderá também ser utilizada para orientar a realização de novos estudos neste setor.

A realização de estudos sobre energia fotovoltaica e a divulgação das novas normas e leis relacionadas ao assunto é importante para incentivar o crescimento desta fonte de energia elétrica, que é renovável, limpa e sustentável, promovendo os sistemas conectados à

rede e fazendo com que esta tecnologia deixe de ser restrita apenas aos sistemas isolados. Como consequência, haverá à redução da utilização de energias convencionais de maior impacto ambiental, como os combustíveis fósseis.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver estudo considerando os aspectos técnicos e econômicos da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, primeiro sobre edifício público e em seguida sobre uma planta industrial, que permita dar suporte no processo de decisão a respeito da implantação ou não da estrutura para aproveitamento de energia fotovoltaica dentro dos limites de geração.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Projetar um microgerador fotovoltaico conectado à rede, sob o sistema de compensação da Resolução 482/2012, a ser instalado sobre o prédio público, para desenvolver metodologia de avaliação do potencial de geração fotovoltaica e viabilidade econômica, considerando as características de consumo de energia elétrica e a possibilidade de regularização da curva de demanda;
- Aplicar esta metodologia numa indústria para projetar planta de geração fotovoltaica conectada à rede, verificando qual a melhor opção para o aproveitamento da energia elétrica: minigerador operando no sistema de compensação, auto-produtor para consumo próprio ou produtor independente que comercializa a energia;
- Realizar análise de viabilidade econômica dos projetos, em consonância com as regulamentações do sistema elétrico, promovidas pela Aneel;
- Avaliar a possibilidade de utilização de créditos de carbono como variável que favoreça a viabilidade econômica e ambiental do projeto.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SUSTENTABILIDADE E ENERGIAS RENOVÁVEIS

De acordo com o Relatório Brundtland (*Our Common Future*) a humanidade tem condições de se desenvolver de forma sustentável para assegurar o atendimento das necessidades presentes sem comprometer a capacidade das futuras gerações de suprir suas próprias necessidades. O conceito de desenvolvimento sustentável implica em limites – não limites absolutos, mas limitações impostas pelo estado presente da tecnologia e organização social sobre os recursos do meio ambiente e pela habilidade da biosfera de absorver os efeitos das atividades humanas. Mas tecnologia e organização social podem ser ambas gerenciadas para construir um caminho para uma nova era de crescimento econômico. O desenvolvimento sustentável requer o atendimento das necessidades básicas de todas as pessoas estendendo a todos a oportunidade de preencher suas aspirações para uma vida melhor. Um mundo no qual a pobreza é endêmica sempre será propenso a catástrofes ecológicas dentre outras (BRUNDTLAND, 1987).

A promoção do desenvolvimento sustentável abrange iniciativas nos mais diversos setores da sociedade, sendo as políticas energéticas uma das áreas mais significativas.

A proposta de energia sustentável e segura é crucial para o desenvolvimento sustentável. A industrialização, o desenvolvimento da agricultura e o rápido crescimento das populações dos países em desenvolvimento indicam que no futuro será necessária uma quantidade muito maior de energia do que é usado atualmente (BRUNDTLAND, 1987).

Um dos grandes desafios da sociedade é suprir a população com a energia necessária para o seu desenvolvimento e fazer com que este suprimento seja feito de forma sustentável, ou seja, de forma compatível com o meio ambiente e com as condições socioeconômicas da população (RODRIGUES, 2006).

Neste contexto, as energias renováveis surgem como solução para garantir a compatibilidade técnica e ambiental dos empreendimentos.

No grupo das energias renováveis, também chamado “outras fontes” ou “fontes alternativas”, estão a energia eólica, solar, energia das marés, geotérmica (calor existente no interior da Terra), biogás (proveniente de esgoto, lixo e dejetos animais), entre outros. Em comum, elas têm o fato de serem renováveis e, portanto, mais corretas do ponto de vista ambiental. Permitem não só a diversificação, mas também a “limpeza” da matriz energética local, ao reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, como carvão e petróleo, cuja utilização é responsável pela emissão de grande parte dos gases que provocam o efeito estufa (ANEEL, 2008).

Sendo o Brasil um país com recursos naturais significativos, existe a possibilidade de se ter um crescimento da matriz energética devido a estas fontes alternativas e, conseqüentemente, manter o comprometimento do país com a sustentabilidade, a inserção social e o crescimento econômico da população brasileira. Este cenário de sustentabilidade só será atingido se houver diretrizes políticas rígidas para um planejamento energético eficaz, visando uma maior utilização das seguintes fontes alternativas de energia elétrica: solar, eólica e biomassa. Este tipo de procedimento, com certeza, gerará novos empregos, preservará a biodiversidade e contribuirá, significativamente, com a redução das emissões dos gases de efeito estufa (VANNI, 2008).

2.1.1 Contribuições da Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica para o Desenvolvimento Sustentável

No Documento de Concepção de Projeto (DCP) para atividades de projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Usina Solar de Sete Lagoas (MCTI, 2012), foram destacadas as seguintes contribuições da geração de energia elétrica fotovoltaica para o desenvolvimento sustentável:

- Contribuição à sustentabilidade ambiental local: A atividade de projeto produzirá energia renovável a partir de planta solar de baixo impacto ambiental;
- Contribuição à geração de postos de trabalho: Novos postos de trabalho serão criados pela atividade de projeto, especialmente durante sua implementação;
- Contribuição para o desenvolvimento do setor de geração de energia solar no Brasil: Esse tipo de projeto pode estimular iniciativas similares dentro do setor brasileiro de

energia e encorajar o desenvolvimento de plantas de energia renovável modernas e mais eficientes no Brasil.

- Contribuição para a diversificação da matriz elétrica e para a segurança energética: As hidroelétricas constituem a principal fonte de eletricidade no sistema elétrico brasileiro, e combustíveis fósseis são utilizados como backup. A geração de energia a partir de outras fontes renováveis contribui para a diminuição da dependência em relação às hidroelétricas e reduz a necessidade de uso de combustíveis fósseis durante as estações secas.

Lopes (2013), em análise aos projetos da Chamada nº 13 da Aneel, relaciona os seguintes pontos de contribuição da geração fotovoltaica para o desenvolvimento sustentável:

- Durante sua operação não emite gases poluentes e nem GEE, contribuindo para reduzir os efeitos das mudanças climáticas;
- Não causa poluição sonora e não há relatos de impactos na fauna e na flora do ambiente;
- Geração de empregos relacionados à criação de empresas para atuar nas atividades de fabricação, instalação, venda e distribuição dos sistemas fotovoltaicos;
- Contribuição para a distribuição de renda com a geração dos empregos mencionados. Essa distribuição direta de renda poderia promover um acréscimo de capital na economia local, estimulando a criação de novos postos de trabalho no setor de comércio em geral e contribuindo para a distribuição indireta de renda;
- Contribuição para a capacidade de desenvolvimento tecnológico, pois aproveitam uma energia que não é convencional, exigindo um esforço em pesquisa e desenvolvimento;
- Contribuição para a integração regional e articulação com outros setores.

Apesar dos benefícios mencionados da geração fotovoltaica devido à operação desses sistemas, não se pode ignorar que a fabricação e posterior disposição dos módulos e demais componentes dos sistemas contribuem para as emissões de GEEs (LOPES, 2013).

2.1.2 A Sustentabilidade e o Desenvolvimento Econômico Nacional nas Compras e Investimentos Públicos

Os governos, como grandes compradores no âmbito de cada mercado, podem e devem pautar suas aquisições em critérios de sustentabilidade. A Administração Pública, em decorrência de seu poder de compra, é um agente indutor na implementação de ações sustentáveis. Por esse motivo, é essencial que todos os gestores públicos estabeleçam, no planejamento das ações efetuadas com recursos públicos, diretrizes que assegurem não apenas o menor preço, mas a aquisição da proposta mais vantajosa e aquela que assegure os parâmetros da sustentabilidade em todos os seus aspectos (ALTOUNIAN, 2012). Neste sentido, a lei 8.666/1993 foi alterada com a inclusão dos termos “a promoção do desenvolvimento nacional sustentável”, ao lado da seleção da proposta mais vantajosa, como objetivo principal do processo licitatório (BRASIL, 1993). A IN SLTI/MPOG nº 01/2010, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão inovou ao tratar das obras públicas sustentáveis (MPOG, 2010):

Art. 4º Nos termos do art. 12 da Lei nº 8.666, de 1993, as especificações e demais exigências do projeto básico ou executivo, para contratação de obras e serviços de engenharia, devem ser elaborados visando à economia da manutenção e operacionalização da edificação, a redução do consumo de energia e água, bem como a utilização de tecnologias e materiais que reduzam o impacto ambiental, tais como:

I – uso de equipamentos de climatização mecânica, ou de novas tecnologias de resfriamento do ar, que utilizem energia elétrica, apenas nos ambientes aonde for indispensável;

II – automação da iluminação do prédio, projeto de iluminação, interruptores, iluminação ambiental, iluminação tarefa, uso de sensores de presença;

III – uso exclusivo de lâmpadas fluorescentes compactas ou tubulares de alto rendimento e de luminárias eficientes;

IV – energia solar, ou outra energia limpa para aquecimento de água;

V – sistema de medição individualizado de consumo de água e energia;

VI – sistema de reuso de água e de tratamento de efluentes gerados;

VII – aproveitamento da água da chuva, agregando ao sistema hidráulico elementos que possibilitem a captação, transporte, armazenamento e seu aproveitamento;

VIII – utilização de materiais que sejam reciclados, reutilizados e biodegradáveis, e que reduzam a necessidade de manutenção; e

X – comprovação da origem da madeira a ser utilizada na execução da obra ou serviço.

2.2 POLÍTICAS PÚBLICAS PARA AS ENERGIAS ALTERNATIVAS E GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Nos anos 90, a difusão da tecnologia fotovoltaica no Brasil ficou defasada em relação ao que ocorria na Alemanha, Japão e outros países europeus onde os incentivos estavam direcionados ao desenvolvimento tecnológico e industrial e, principalmente, para aplicações associadas ao uso de energia solar em residências. Em 1994, foi criado o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB, com o objetivo de apoiar programas do Governo Federal, divulgar informações e editar publicações para difusão de conhecimentos técnicos nas áreas de energia solar e eólica (PINHO; GALDINO, 2014).

Também em 1994 foi criado o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), para promover a aquisição de sistemas fotovoltaicos por meio de licitações internacionais. O PRODEEM foi incorporado ao Programa Luz para Todos (LpT) desde 2005, com o objetivo de oferecer energia elétrica em regiões isoladas através de painéis solares e representa a primeira iniciativa do governo para incentivar a geração fotovoltaica no Brasil (TORRES, R., 2012).

Outras medidas têm sido tomadas pelo Governo nos últimos anos para promover as fontes alternativas de energia, porém sem grandes avanços para o crescimento da energia solar fotovoltaica. Sua utilização se dá praticamente através de sistemas autônomos, em áreas nas quais as redes elétricas não estão disponíveis - tipicamente em comunidades rurais isoladas. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) ainda são poucos e de caráter experimental, associados em sua maioria a projetos de P&D e concentrados nas regiões Sul e Sudeste (TORRES, R., 2012).

A lei 10.848/04 (BRASIL, 2004) determinou que as distribuidoras de energia elétrica que operam no Sistema Interligado Nacional (SIN) devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, devendo, para tanto, adquirir a energia de usinas já existentes e de usinas novas, bem como de fontes alternativas de Energia, no ambiente de Contratação Regulada (ACR). Os leilões são processos licitatórios realizados com o objetivo de contratar a energia elétrica necessária para assegurar o pleno atendimento da demanda futura do mercado das distribuidoras. Os principais leilões para compra de energia adotados no Brasil (MIAN, 2015):

- a) Leilão de energia nova: tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras, contratando energia de usinas que ainda serão construídas. Pode ser de dois tipos: A-5 (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) e A-3 (em até três anos);
- b) Leilão de energia existente: foi criado para contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação;
- c) Leilão de energia de reserva: criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN, com energia proveniente de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes;
- d) Leilão de fontes alternativas: foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz energética brasileira; e
- e) Leilões estruturantes: destinam-se à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo presidente da República.

A fonte solar é uma das diferentes formas de geração que podem ser vendidas nos certames. No leilão de energia nova A-3/2013, que ocorreu em 18 de novembro de 2013, foi possível, pela primeira vez, perceber a participação de projetos de energia solar. No entanto, nenhum desses projetos obteve êxito no leilão, já que competiram com outras fontes mais baratas, como a eólica (MIAN, 2015).

Em outubro de 2014 foi realizado pela Aneel o Leilão de Energia de Reserva nº 08/2014, com o objetivo de contratar Energia de Reserva proveniente de empreendimentos de geração, a partir das fontes solar fotovoltaica, biomassa ou eólica, destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para início de suprimento de energia elétrica em 1º de outubro de 2017. A energia elétrica negociada no Leilão foi objeto de Contrato de Energia de Reserva (CER), na modalidade “quantidade de energia”, com prazo de suprimento de 20 (vinte) anos (ANEEL, 2014a).

O leilão resultou na contratação de 1.658,760 MW de potência. Ao todo foram contratados 62 empreendimentos, sendo 31 de energia solar e 31 de energia eólica. Não houve

nenhuma oferta para os oito empreendimentos de biomassa cadastrados. Dos 62 empreendimentos, 30 estão na Bahia (14 solares e 16 eólicas), 10 no Rio Grande do Norte (9 eólicas e 1 solar), 9 solares em São Paulo, 3 eólicas em Pernambuco e 3 no Piauí, 3 solares em Minas Gerais, 2 solares no Ceará, 1 solar na Paraíba e 1 solar em Goiás. Para a fonte solar, o preço médio ponderado de venda da energia foi de R\$ 215,1/MWh e para a fonte eólica foi de R\$ 142,3/MWh.

Em 17 de abril de 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, que fixa as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012b), estabelecendo um novo marco regulatório no sentido de promover a ampliação das fontes alternativas na matriz energética nacional. Com isso qualquer consumidor pode se tornar um gerador de energia por meio de suas instalações, recebendo compensação pelos créditos de geração.

A Resolução Normativa nº 481, de 17 de abril de 2012, publicada pela Aneel, estipulou desconto nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição para os empreendimentos de fonte solar que entrarem em operação comercial até 31/12/2017, sendo 80% de desconto aplicável aos 10 primeiros anos de operação e 50% de desconto após o décimo ano (ANEEL, 2012c).

2.2.1 Propostas Para inserção da geração fotovoltaica no Brasil

A ABINEE (Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica) buscou levantar as principais questões que permeiam o segmento de geração fotovoltaica com o intuito de identificar as potencialidades e dificuldades para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Em seu relatório destacam-se os seguintes pontos (PERLOTTI, 2012):

- Necessidade de uma política industrial para o setor fotovoltaico para promover a aceleração da demanda de forma a garantir uma escala mínima que resulte em condições favoráveis para o investimento em plantas produtivas nacionais;
- A atuação do setor público de forma conjunta, para aplicação de incentivos fiscais e financeiros, garantindo que a produção possa se manter com custos competitivos globalmente;

- A inclusão do setor fotovoltaico dentro de uma agenda estratégica de política industrial se torna fundamental, uma vez que o setor vive um momento de forte expansão no mercado mundial. É essencial que esta agenda seja fruto de esforços conjuntos dos diversos ministérios e autarquias envolvidas no processo produtivo e no planejamento energético. Mais ainda, devem-se incluir nos esforços conjuntos os agentes privados e seus representantes que participam do processo, garantindo a convergência de interesses que é essencial para o sucesso da inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.

2.3 CONDIÇÕES DE FORNECIMENTO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

2.3.1 Mercado de Energia: Ambiente de Comercialização Livre (ACL) e Ambiente de Comercialização Regulada (ACR)

De acordo com lei 10.848/04, a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores pode ser feita em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL (BRASIL, 2004).

A contratação no ACR é formalizada através de contratos regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Dentro do ACR estão estabelecidos os consumidores cativos, que são vinculados à concessionária que atende seu endereço (FILHO, R., 2011).

No ACL impera a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos firmados da livre negociação entre os agentes, sem interferência da Câmara de Comercialização da Energia Elétrica (CCEE) nas cláusulas contratuais. Neste ambiente estão os consumidores livres, com direito a escolher seu

fornecedor. Fábricas, shoppings, indústrias que estão enquadrados nesta categoria podem hoje escolher de quem comprar energia (FILHO, R., 2011).

A geração por fonte solar, bem como por outras fontes renováveis, possui vantagens relacionadas ao mercado livre de energia. O consumidor pode deixar de ser cativo e se tornar livre se tiver demanda mínima de 3 MW, mas esse valor é reduzido para 500 kW se adquirir energia de fontes renováveis (MIAN, 2015). A Figura 1 ilustra os dois ambientes de contratação e a Tabela 1 apresenta as características de consumidores livres e cativos.

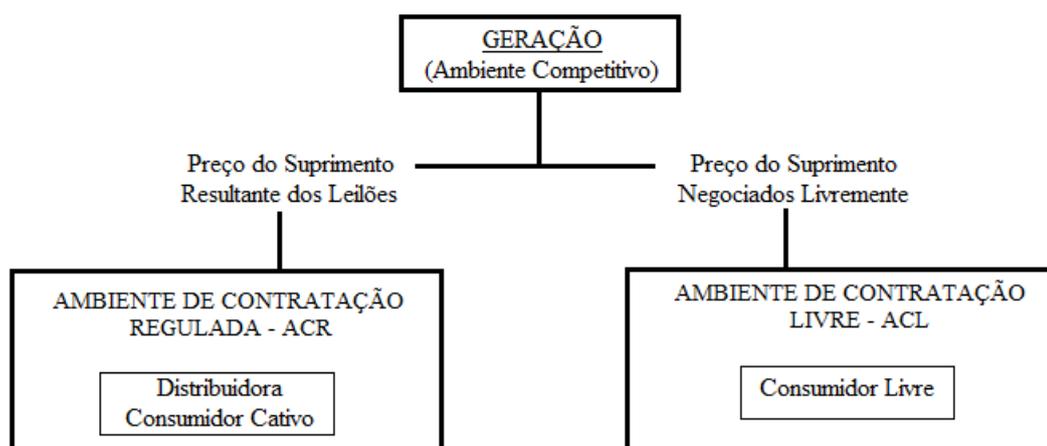


Figura 1. Visão geral do modelo brasileiro de comercialização de energia.

Tabela 1. Classificação de consumidores.

CARGA DE CONSUMO	TENSÃO DE CONEXÃO	CARACTERIZAÇÃO
Menor que 500 kW	-	Consumidor Cativo
Maior de 500 e menor de 3000 kW	-	Consumidor livre para comprar energia apenas de "Fontes Alternativas"
Maior que 3000 kW	Maior que 69 kV	Consumidor livre / potencialmente livre

Os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, Produtores Independentes de Energia (PIE) ou Autoprodutores (APE), assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE (FILHO, R., 2011).

O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996 regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor, definindo (BRASIL, 1996):

- Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;
- Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. O Autoprodutor poderá vender para concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, o excedente da energia produzida.

Os leilões de energia elétrica realizados pela CCEE, por delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, constituem-se um dos principais mecanismos de comercialização no Brasil e ocupam papel essencial no ACR. Os compradores e vendedores de energia participantes dos leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito do ACR. São realizados os seguintes tipos de contratos no ACR (CCEE, 2015):

- Contratos de Geração Distribuída;
- Contratos de Ajuste;
- Contratos do Proinfa;
- Contratos de Itaipu;
- Contratos de Energia de Reserva (CER);
- Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer);
- Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).

No ACL, as operações são pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Esses contratos devem ser registrados na CCEE, instituição responsável por realizar a liquidação financeira das diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente consumidos. São realizados os seguintes tipos de contratos no ACR (CCEE, 2015):

- Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI);
- Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL);
- Contratos Bilaterais;

- Contratos de Energia de Reserva (CER);
- Contratos de Uso de Energia de Reserva (Conuer).

2.3.2 Microgeração e Minigeração Distribuída: Resolução Normativa nº 482/2012, da Aneel

A Resolução 482/2012 define que microgeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A minigeração distribuída utiliza estas mesmas fontes, mas possui potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

A Resolução 482/2012 também definiu o sistema de compensação de energia elétrica. O consumo de energia elétrica a ser faturado das unidades que aderirem ao sistema de compensação de energia será a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes (CARVALHO, 2012). Os créditos obtidos pela a unidade consumidora em quantidade de energia ativa pelo sistema de compensação deverão ser utilizados dentro de um prazo de 36 (trinta e seis) meses, sendo expirados após este prazo (ANEEL, 2012a).

Toda energia requisitada da rede é contabilizada no medidor, assim como também toda geração excedente injetada na rede. No faturamento, é cobrada a energia consumida e creditada a injetada. Não há cobrança de tributos sobre a geração, pois na resolução 482/12 da Aneel ficou explícito se tratar de um sistema de compensação de energia. Portanto, o valor gerado, mesmo que superando o consumo, não poderá ser convertido em moeda corrente, impedido assim sua tributação. Já o consumo registrado, mesmo com valor resultante menor que a geração, será tributado, pois se trata de circulação de mercadoria passível de cobrança financeira. Para exemplificar a aplicação da Resolução 482 em casos práticos, a Tabela 2 apresenta o extrato de como será um faturamento real.

Tabela 2. Exemplo de faturamento de uma instalação com aplicação da Resolução 482/2012.

LANÇAMENTOS	QUANTIDADE	TARIFA	VALOR
CONTRIB. CUSTEIO DA ILUMIN. PUBLICA-CIP			6,91
CONSUMO kWh + ICMS/PIS/CONFINS	316,00	0,602490	190,38
ADICIONAL BANDEIRA VERMELHA	316,00	0,065770	20,78
LANÇAMENTOS	QUANTIDADE	TARIFA	VALOR
CRÉDITO DE ENERGIA kWh (GER. DISTRIBUIDA)	400,00	0,397450	-158,98
VALOR TOTAL DA FATURA			R\$ 59,09

No custo da tarifa relativa ao consumo (item “CONSUMO kWh +ICMS/PIS/COFINS”) estão incluídos os tributos, perfazendo o valor de R\$ 0,602490/kWh. Já no crédito de geração (item “CRÉDITO DE ENERGIA – GER. DISTRIBUIDA”), o valor de tarifa aplicado é sem tributos, perfazendo R\$ 0,397450/kWh. A transformação monetária visa tão somente possibilitar o abatimento de valores no faturamento.

O medidor bidirecional vai registrar a energia diferencial para dentro ou para fora do estabelecimento do consumidor. Portanto, na tarifa aplicada para a energia requisitada da rede tem aplicação de impostos (R\$ 0,602490/kWh), enquanto que na tarifa para a energia injetada na rede não se soma impostos (R\$ 0,397450/kWh). Assim, é possível, durante o mês, gerar mais energia do que se consumiu e ainda assim restar um valor a ser pago para a concessionária, por conta dos impostos aplicados nos períodos em que o consumo tiver sido maior que produção.

No caso da fatura apresentada na Tabela 2, se a geração de energia da UC fosse suficiente para superar o valor com impostos do consumo faturado, haveria obtenção de créditos para compensação, que seriam mantidos em banco de dados por até 36 meses, podendo vir a ser utilizados para abatimento em faturamentos posteriores.

Caso haja excedente de geração com obtenção de créditos para compensação, a fatura não será zerada, mas deverá ser pago o valor mínimo, que será o custo de disponibilidade em caso de Unidade Consumidora do Grupo B ou a demanda contratada no caso do Grupo A, conforme estabelecido no art. 7º da res. 482/12.

2.3.3 Resolução Normativa nº 414/2010, da Aneel

A Resolução Normativa nº 414/2010, da Aneel estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada (ANEEL, 2010).

De acordo com Resolução Normativa nº 414/2010, os consumidores de energia elétrica no Brasil são classificados em dois grupos, conforme com o nível de tensão de fornecimento:

- Grupo “A”: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo;
- Grupo “B”: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo, nos termos definidos nos artigos 79 a 81 da resolução.

As unidades consumidoras também são classificadas de acordo com a atividade nela exercida e a finalidade da utilização da energia elétrica, diferenciando a aplicação das tarifas, conforme as seguintes classes:

- Residencial;
- Industrial;
- Comercial;
- Rural;
- Poder Público;
- Iluminação Pública;
- Serviço Público.

No presente trabalho, será estudado um edifício classificado como poder público e uma fábrica da classe industrial, os quais pertencem ao Grupo A. Para este grupamento, as concessionárias de energia elétrica possuem duas estruturas tarifárias: a convencional e a horo-sazonal. Na convencional a estrutura caracteriza-se pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, independentemente, das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A horo-sazonal caracteriza-se pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir:

- Tarifa Azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do

ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

- Tarifa Verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

A RN 414/2010 traz ainda os seguintes conceitos que serão utilizados no desenvolvimento deste trabalho:

- Horário de ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora (18:00 às 21:00 h) considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela Aneel para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados;
- Horário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta (06:00 às 18:00 e 21:00 às 21:30);
- Horário reservado: período compreendido das 21:30 às 06:00 h, com aplicação da mesma tarifa do horário fora de ponta.
- Demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW);
- Demanda faturável: valor da demanda de potência ativa, considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW);
- Demanda medida: maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento.

O faturamento de demanda de UC do grupo A, correspondente ao maior valor dentre a demanda contratada ou demanda medida. Desta forma, o consumidor irá definir o quantitativo da demanda contratada sempre uma margem acima do pico de demanda normalmente medida durante o período de faturamento, visto que, caso haja ultrapassagem do que foi contratado, é aplicada uma tarifa dobrada sobre o excedente. Quando os montantes de de-

manda de potência ativa excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, é adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem, que é o dobro do valor normal.

Também é regulamentado pela Resolução 414/2010 a forma de cálculo dos reativos, que aparecem na conta de energia de consumidores do grupo A sob os nomes UFER (Unidade de Faturamento de Energia Reativa) e DMCR (Demanda Máxima Corrigida). O Art. 95 traz que o fator de potência de referência “ f_R ”, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A, o valor de 0,92. Portanto, a cobrança de ‘UFER’ corresponde ao valor do faturamento devido ao consumo de energia reativa (kVArh) excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência 0,92. A cobrança de ‘DMCR’ indica o faturamento da demanda de reativo excedente (kVAr), devido à unidade consumidora estar com fator de potencia inferior a 0,92.

O art. 96 da Resolução 414/2010 fornece a forma de cálculo da energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes para unidade consumidora que possua equipamento de medição apropriado, conforme as seguintes equações:

$$UFER = \sum_{T=1}^n \left[EEAM_T \cdot \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \quad (1)$$

$$DMCR = MAX_{T=1}^n \left(PAM_T \cdot \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF_{(p)} \quad (2)$$

Em que:

$EEAM_T$ = montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “ T ” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, em quilowatt-hora (kWh);

f_R = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_T = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “ T ” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

PAM_T = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora “ T ”, durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

$PAF_{(p)}$ = demanda de potência ativa faturável (maior valor de demanda medido), em cada posto tarifário “ p ” no período de faturamento, em quilowatt (kW);

T = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = indica posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade tarifária convencional binômia;

n_1 = número de intervalos de integralização “ T ” do período de faturamento para os postos tarifários ponta e fora de ponta;

n_2 = número de intervalos de integralização “ T ”, por posto tarifário “ p ”, no período de faturamento.

O fator de potência é adimensional, portanto a unidade da UFER será em kWh, e a unidade do DMCR será em kW. Assim, as tarifas aplicáveis são definidas em R\$/kWh e em R\$/kW, respectivamente.

2.3.4 Boletins Tarifários da CELG e Tributação

Os boletins de tarifa convencional aplicados pelas concessionárias de energia são homologados pela Aneel seguindo a política de reajustes tarifários.

A Tabela 3 apresenta os valores da tarifa horo-sazonal verde, grupo A, homologados no Boletim de Tarifa Convencional nº 01/2015 da CELG, o qual está vigente desde março de 2015 (CELG, 2015). A Tabela 4 apresenta as tarifas de ultrapassagem do mesmo boletim.

Tabela 3. Valores das tarifas horária verde do Boletim nº 01/2015 – CELG.

TARIFA HORÁRIA VERDE						
Subgrupo	DEMANDA (R\$/kW)	CONSUMO (R\$/kWh)		REATIVO		
		Ponta	Fora de Ponta	UFER (R\$/kWh)	DMCR (R\$/kW)	
A3a (30 a 44kV)	R\$ 9,62000	R\$ 1,08593	R\$ 0,28862	R\$ 0,22013	R\$ 9,62000	
A4 (2,3 a 25kV)	R\$ 9,62000	R\$ 1,08613	R\$ 0,28883	R\$ 0,22013	R\$ 9,62000	
AS (Subterrâneo)	R\$ 7,67000	R\$ 1,31826	R\$ 0,30322	R\$ 0,22013	R\$ 7,67000	

Tabela 4. Tarifa de ultrapassagem do Boletim nº 01/2015 – CELG.

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM HORÁRIA VERDE	
Subgrupo	Demanda (R\$/kW)
A3a (30 a 44kV)	R\$ 19,24000
A4 (2,3 a 25kV)	R\$ 19,24000
AS (Subterrâneo)	R\$ 15,34000

Um componente importante da tarifa final paga pelos consumidores brasileiros são os tributos. De maneira geral, as concessionárias de energia elétrica recolhem cinco impostos que incidem sobre as tarifas de energia elétrica homologadas pela Aneel. Dois deles são de natureza social e se prestam a financiar o pagamento do seguro desemprego e o abono

salarial, que são o Programa de Integração Social (PIS) e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP). Outro imposto federal é a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) que tem como objetivo financiar a seguridade social. Outro tributo é o Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Sua arrecadação é de responsabilidade dos estados, sendo que sua incidência de maneira geral ocorre sobre a circulação de mercadorias e prestações de serviços. Por fim, o último tributo incidente é a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP). Esse tributo é de competência municipal, cabendo a concessionária o recolhimento e o repasse para o respectivo município (SILVA, 2013).

Uma vez apresentada à carga tributária, cabe observar como é calculada a tarifa efetiva cobrada dos consumidores. Essa operação é calculada conforme a fórmula a seguir (SILVA, 2013):

$$Tarifa\ Efetiva = \frac{Tarifa\ Homologada\ pela\ ANEEL}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (3)$$

A receita da concessionária de distribuição é composta por duas parcelas: a “Parcela A”, representada pelos custos não gerenciáveis da empresa (encargos setoriais, encargos de transmissão e compra de energia para revenda), e a “Parcela B”, que agrega os custos gerenciáveis (despesas com operação e manutenção, despesas de capital).

Com o objetivo de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, a tarifa homologada pela Aneel pode ser alterada através de três mecanismos: reajuste tarifário anual, a revisão tarifária e a revisão tarifária extraordinária. O reajuste tarifário anual ocorre em datas pré-estabelecidas pela Aneel para cada distribuidora de energia, objetivando ajustar custos não gerenciáveis (parcela A) bem como repor monetariamente a inflação acumulada desde o último reajuste anual sobre os custos gerenciáveis (parcela B). A revisão tarifária periódica acontece geralmente a cada quatro anos e tem o objetivo de analisar de maneira completa toda a estrutura da concessionária para estabelecer uma nova tarifa regulatória. A revisão tarifária extraordinária pode ser solicitada a qualquer tempo, desde que com justificativa comprovada, e normalmente é solicitada a fim de manter o equilíbrio econômico-financeiro quando o custo da distribuidora apresenta variações significativas que possam comprometer suas operações (SILVA, 2013).

Segundo Gedra (2009), a tarifa de energia é impactada pelo aumento dos custos operacionais, custos de geração de energia no país, pela melhora da eficiência operacional das distribuidoras, pelo dólar aplicado sobre a energia oriunda da Usina Binacional de Itaipu, dentre outras variáveis, o que torna difícil a estimativa de um índice de aumento anual.

Em estudo da geração fotovoltaica sobre telhados, Rütther et al (2008) realiza a simulação de dois percentuais anuais de reajuste tarifário para a energia convencional no setor residencial: 4% e 7%.

Miranda (2013) afirma que quanto maiores forem os índices de reajuste de tarifa no Brasil, mais rápida será a inserção de energia solar fotovoltaica em residências. Em seu estudo, observou que no período de 2004 até 2012 houve no Brasil reajuste anual médio de aproximadamente 5% ao ano ou mais. Em sua modelagem, optou por um crescimento que considerou conservador, escolhendo uma taxa de reajuste da tarifa de 3% ao ano, para todas as concessionárias de energia elétrica do país.

Foi realizado um levantamento no site da Aneel (ANEEL, 2015) das tarifas da classe de consumo residencial do grupo B1 cobradas pela concessionária de energia elétrica de Goiás (CELG) no período de 2004 a 2015. As tarifas são apresentadas na Tabela 5 e não contemplam os tributos. Observa-se que no período de 2004 a 2013 praticamente não houve reajuste nas tarifas cobradas para a classe residencial, sendo que ao final de 2013 o valor da tarifa estava 1,59 centavos abaixo da tarifa cobrada em 2004. No entanto, verifica-se que a partir do final de 2013 até o início de 2015 houve um reajuste tarifário de 49,34%. Em média, no período de 2004 a 2015, a taxa de reajuste anual foi de 3,93%.

Tabela 5. Tarifas do grupo B1 cobradas pela CELG (2004 a 2015).

Ano	Tarifa (R\$/kWh)	Varição em relação ao período anterior (%)
2004	0,30940	
2005	0,29630	-4,23
2006	0,31219	5,36
2007	0,29353	-5,98
2008	0,29353	0,00
2009	0,29353	0,00
2010	0,29353	0,00
2011	0,32281	9,98
2012	0,36173	12,06
2013	0,29662 – jan/13 a set/13	-18,00
2013	0,29350 – set/13 a set/14	-1,05
2014	0,35031	19,36
2015	0,43831	25,12
Taxa de variação média no período de 2004 a 2015		3,93%

Através dos três últimos boletins tarifários emitidos pela CELG foram levantadas as variações da tarifa de energia para os consumidores do grupo A, apresentadas na Tabela 6. Em média, no período de 2013 a 2015, a taxa de reajuste anual foi de 21,06%.

Tabela 6. Variações do grupo A cobradas pela CELG (2013 a 2015).

Ano	Varição em relação ao período anterior (%)
2013	6,95%
2014	24,97%
2015	31,27%
Taxa de variação média no período de 2013 a 2015	21,06%

2.3.5 O Regime de Bandeiras Tarifárias: Resolução Normativa nº 626/2014, da Aneel

A Resolução Normativa nº 626/2014, da Aneel, estabelece os procedimentos comerciais para a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias, o qual está em vigor no Brasil desde janeiro de 2015 (ANEEL, 2014b).

As bandeiras tarifárias são uma forma diferente de apresentar um custo que hoje já está na conta de energia, mas geralmente passa despercebido. Atualmente, os custos com compra de energia pelas distribuidoras são incluídos no cálculo de reajuste das tarifas dessas distribuidoras e são repassados aos consumidores um ano depois de ocorridos, quando a tarifa reajustada passa a valer. Com as bandeiras, haverá a sinalização mensal do custo de geração da energia elétrica que será cobrada do consumidor, com acréscimo das bandeiras amarela e vermelha. Essa sinalização dá, ao consumidor, a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar (CPFL, 2015).

Mensalmente, a Aneel divulga ao mercado a bandeira tarifária em vigor para cada região do País, com base em informações do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). As distribuidoras, por sua vez, informam aos consumidores a bandeira tarifária na conta de energia. O Sistema de Bandeiras Tarifárias é composto por três bandeiras: verde, amarela e vermelha, em referência às cores do semáforo de trânsito, com o objetivo de facilitar a compreensão pelos consumidores. As bandeiras tarifárias sinalizam aos consumidores o preço real da energia no País e as condições de abastecimento do sistema, conforme a Figura 2 (CPFL, 2015).



Figura 2. Condições de operação e tarifa cobrada no regime de bandeiras tarifárias.

Sobre o valor das tarifas associadas a cada bandeira são aplicados os mesmos impostos das demais tarifas da conta de energia, conforme expressão (3).

2.4 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.4.1 A Energia Elétrica Fotovoltaica

No sistema fotovoltaico, a transformação da radiação solar em eletricidade é direta. Para tanto, é necessário adaptar um material semicondutor (geralmente o silício) para que, na medida em que é estimulado pela radiação, permita o fluxo eletrônico (partículas positivas e negativas). Todas as células fotovoltaicas têm, pelo menos, duas camadas de semicondutores: uma positivamente carregada e outra negativamente carregada, formando uma junção eletrônica. Quando a luz do sol atinge o semicondutor na região dessa junção, o campo elétrico existente permite o estabelecimento do fluxo eletrônico, antes bloqueado, e dá início ao fluxo de energia na forma de corrente contínua. Quanto maior a intensidade de luz, maior o fluxo de energia elétrica. Um sistema fotovoltaico não precisa do brilho intenso do sol para operar. Ele também pode gerar eletricidade em dias nublados (ANEEL, 2008).

Mediante a dopagem do silício com o fósforo obtém-se um material com elétrons livres, portadores de carga negativa (silício tipo N). Realizando o mesmo processo, mas acrescentando Boro ao invés de fósforo, obtém-se um material com características inversas, ou seja, déficit de elétrons ou material com cargas positivas livres - as lacunas (silício tipo P). Se juntarmos duas camadas de silício dopado N e P elas formam uma junção semicondutora. Separadamente, ambas as camadas são eletricamente neutras. Mas ao serem unidas, na junção P-N, cria-se um campo elétrico devido aos elétrons do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo P. A incidência da luz solar numa junção PN de silício transfere a energia dos fótons para os elétrons fazendo com que estes saltem da banda de valência para a

banda de condução, formando assim pares elétrons-lacuna suscetíveis de se moverem na junção. Devido ao campo elétrico gerado na Junção P-N, os elétrons são orientados a fluir da camada "P" para a camada "N". A Figura 3 ilustra este processo (SUBIDA, 2015).

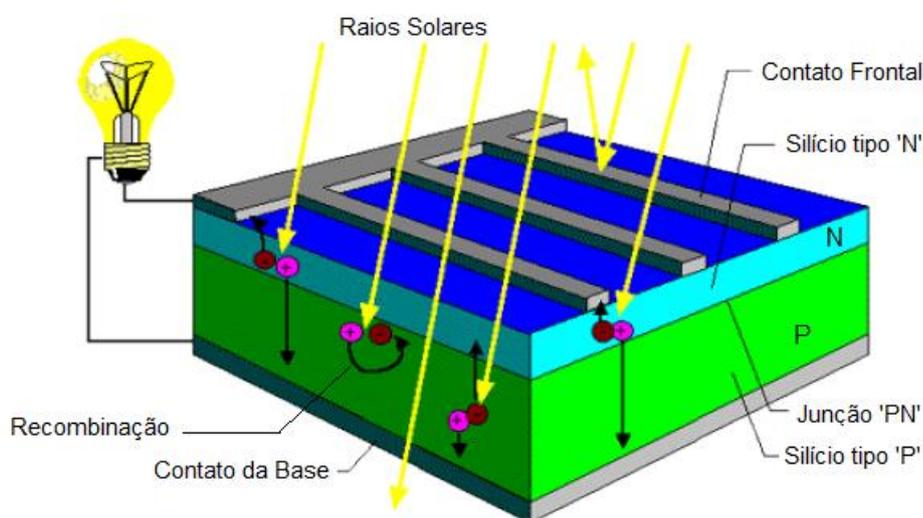


Figura 3. Vista em corte de uma célula fotovoltaica.

2.4.2 Componentes e Tecnologias Atuais

Um sistema fotovoltaico é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento. O bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interliga e as estruturas de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode ter inversores CC/CA, seguidor de ponto de máxima potência (MPPT – *maximum power point tracking*), controladores de carga (se houver armazenamento e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle). Finalmente, o bloco de armazenamento é constituído por acumuladores elétricos (baterias) (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2.1 Bloco Gerador - Módulo Fotovoltaico

O painel solar, o primeiro componente de um sistema elétrico de energia solar, é uma associação de células de silício que geram eletricidade a partir da luz solar e a disponibilizam com características de tensão e corrente adequadas aos consumidores. Uma única célula solar produz apenas cerca de 0,5 Volts. Nos módulos ou painéis comerciais produzidos indus-

trialmente, as células fotovoltaicas são conectadas em série e em paralelo de forma que na sua saída a energia elétrica tenha as características de tensão e corrente necessários para a sua aplicação. Os valores típicos na indústria dos painéis solares são 12 V, 24 V e 48 V por painel, com potências de 10 a 320 W (SUBIDA, 2015).

Além das células solares, um módulo fotovoltaico é formado por várias camadas com variadas funções que vão desde a proteção do próprio módulo a questões mais arquitetônicas. Contudo, a característica mais importante do módulo é a tecnologia da célula fotovoltaica. Existem vários tipos de tecnologias de células com diferentes eficiências, cuja escolha depende de vários fatores como a orientação do sistema, presença ou não de sombreamento, espaço disponível e claro, do custo do próprio módulo (FREIRE, 2011).

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 (monocristalino ou policristalino) dominam o mercado atualmente. As outras tecnologias comercializadas são baseadas em filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseneleto de cobre índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício microcristalino (μ -Si) e silício crescido em fitas (Si-fitas). Células fotovoltaicas multifunção de alta eficiência, células baseadas em corantes (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) ou polímeros também estão sendo desenvolvidas (PINHO; GALDINO, 2014).

A tensão observada entre os terminais positivo e negativo de um módulo desconectado, sob radiação solar, é a tensão de circuito aberto (V_{OC}). Se for conectado os terminais desse módulo a um amperímetro mede-se a sua corrente de curto circuito (I_{SC}). Para obter uma informação mais precisa sobre a potência real do módulo, deve-se traçar a sua curva característica I - V . O módulo é submetido a condições padrão de ensaio e varia-se a tensão sobre os seus terminais. Durante esta varredura são registrados pares de dados de tensão e corrente, permitindo o traçado das curvas I - V e P - V do módulo, como apresentada na Figura 4 (PINHO; GALDINO, 2014). Lembrando que a potência P é obtida multiplicando-se corrente e tensão ($I \times V$).

Na curva P - V pode-se identificar o ponto de máxima potência do módulo (P_{MP}), o qual corresponde ao produto da tensão de máxima potência (V_{MP}) pela corrente de máxima potência (I_{MP}). Os valores de P_{MP} , V_{MP} , I_{MP} , V_{OC} , e I_{SC} são os cinco parâmetros que especifi-

cam o módulo sob dadas condições de radiação, temperatura de operação da célula e massa de ar.

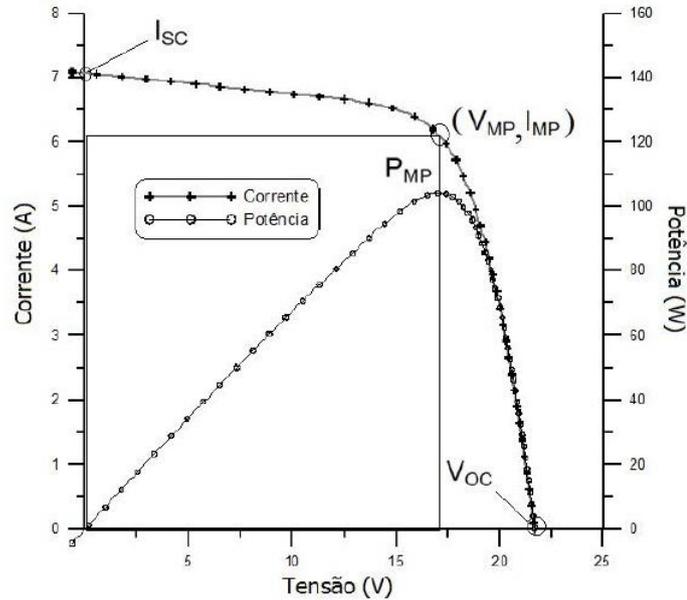


Figura 4. Curva I-V e curva P-V para um módulo fotovoltaico de 100 Wp.

O desempenho dos módulos fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela irradiância solar e pela temperatura das células. A corrente elétrica gerada pelo módulo aumenta com o aumento da irradiância solar, conforme a Figura 5 (PINHO; GALDINO, 2014). A incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células, provocando a variação da tensão do módulo, conforme Figura 6 (PINHO; GALDINO, 2014).

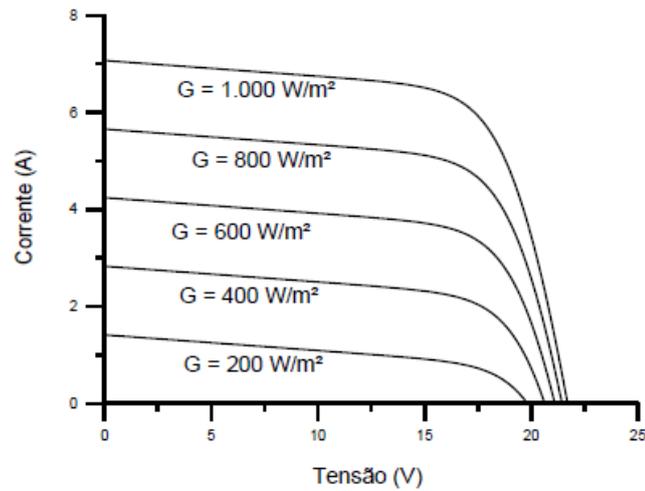


Figura 5. Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva I-V.

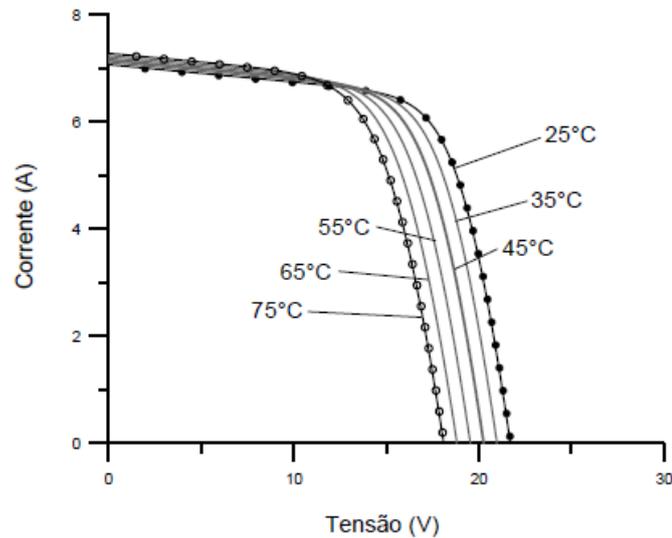


Figura 6. Efeito da variação da temperatura das células sobre a curva I-V.

Para representar o efeito da temperatura nas características dos módulos utilizam-se os coeficientes de temperatura. Os coeficientes de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura (β_V) e variação da corrente de curto circuito com a temperatura (α_I), normalmente são fornecidos nos catálogos dos fabricantes dos módulos. A informação dos valores de β_V pode estar disponível em $mV/^\circ C$ ou em valores percentuais $\%/^\circ C$, e de forma análoga para α_I , em $mA/^\circ C$ ou em $\%/^\circ C$.

O cálculo de V_{OC} em determinada temperatura T_p , com o uso do coeficiente β_V é feito por meio da expressão abaixo (PINHO; GALDINO, 2014):

$$V_{OC}(T) = V_{OCSTC} \cdot (1 + \beta_V \cdot (Tp - 25)) \quad (4)$$

Onde V_{OCSTC} é a tensão de circuito aberto para as condições STC.

De forma análoga, obtém-se I_{SC} em determinada temperatura Tp , com o uso do coeficiente α_I :

$$I_{SC}(T) = I_{SCSTC} \cdot (1 + \alpha_I \cdot (Tp - 25)) \quad (5)$$

Onde I_{SCSTC} é a corrente de curto circuito para as condições STC.

Os painéis solares raramente operam nas condições de referência e sua performance é afetada pela radiação incidente e pela temperatura de operação das células (NOCT, do inglês *Nominal Operating Cell Temperature*). Por este motivo, é necessário recalcular a eficiência do módulo em função de seus respectivos coeficientes e da temperatura de operação estimada. Para isto deve ser utilizada a expressão abaixo (SALAMONI, 2004):

$$Ef_{NOCT} = Ef_{STC} \cdot \left[\frac{100 - (|K_{Pmax}| \cdot \Delta T)}{100} \right] \quad (6)$$

Sendo:

Ef_{NOCT} : eficiência do módulo na temperatura de operação;

Ef_{STC} : eficiência do módulo nas condições STC;

K_{Pmax} : coeficiente de temperatura sobre a potência do módulo;

ΔT : diferença entre temperatura de operação (NOCT) e temperatura STC.

Os módulos podem ser conectados em ligações série e/ou paralelo, dependendo da corrente e tensão desejada, para formar conjuntos fotovoltaicos com potência mais elevada. Quando a ligação dos módulos é em série, as tensões são somadas e a corrente (para módulos iguais) não é afetada. Já a conexão em paralelo resulta na soma das correntes sem alterações da tensão. Quando estão ligados em série os módulos formam uma fileira ou string. Por sua vez, as fileiras podem estar ligadas em paralelo formando uma matriz, conforme apresentado na Figura 7 (PINHO; GALDINO, 2014).

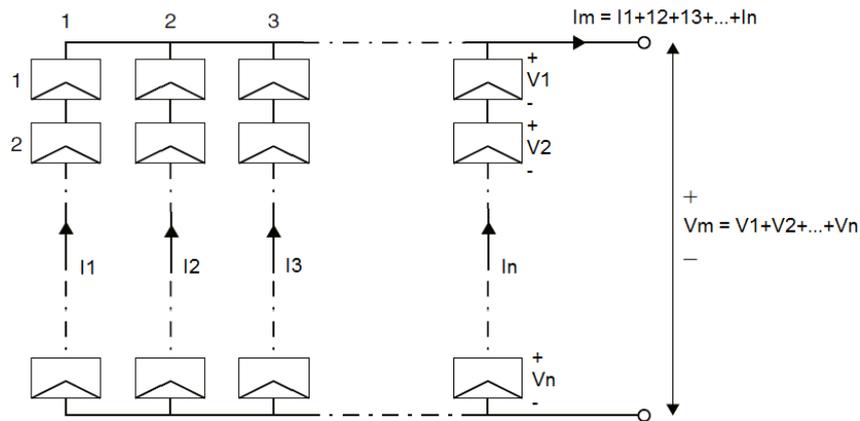


Figura 7. Tensão (V_m) e corrente (I_m) de uma matriz fotovoltaica.

Durante o tempo de vida útil do sistema, espera-se pela gradativa redução da eficiência dos painéis. A fabricante *Canadian Solar* garante que os painéis CS6P-250/255/260P irão fornecer 97% da potência nominal no início da vida útil, 90% até o décimo ano de operação e 80% do décimo ao vigésimo quinto ano (CANADIAN SOLAR, 2014). A fabricante *Yingli* garante para os painéis YL310P-305P-300P-295P-290P que em 10 anos deverão fornecer 91,2% da potência nominal e 80,7% em 25 anos (YINGLI, 2014). O gráfico na Figura 8 apresenta o desempenho de alguns módulos fotovoltaicos garantido por seus respectivos fabricantes (MAEHLUM, 2014).

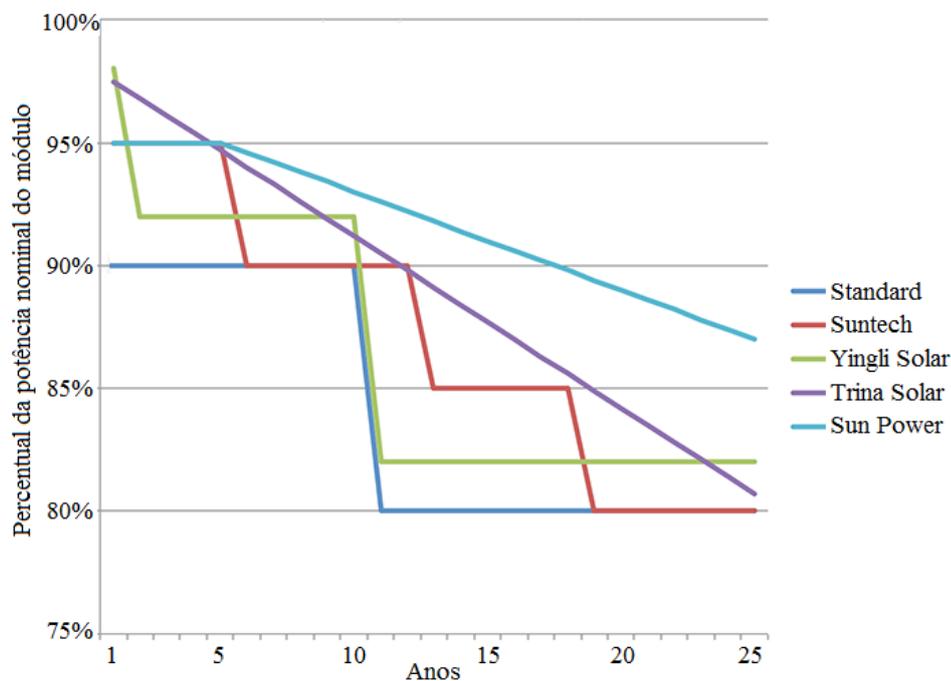


Figura 8. Garantia de potência de saída de módulos fotovoltaicos.

A maioria dos fabricantes oferece a garantia de 25 anos para o módulo operando sob condições padrão, o que significa que a potência de saída não deve ser inferior a 80% da potência nominal antes de 25 anos de funcionamento.

O Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico da Aneel estabelece uma taxa de depreciação de 4% ao ano para unidades de geração solar fotovoltaica, o que corresponde a um tempo de vida útil de 25 anos (ANEEL, 2009).

2.4.2.2 Bloco de Condicionamento de Potência - Inversores

Juntamente com os módulos, o inversor CC/CA é o componente principal de uma instalação fotovoltaica e a sua principal função é converter o sinal CC do gerador fotovoltaico num sinal CA. Além da conversão do sinal, o inversor assume outras funções como o ajuste do ponto operacional do inversor ao ponto de máxima potência do gerador (MPPT), dispositivos de proteção CA e CC, registro de dados operacionais e sinalização (FREIRE, 2011).

Durante o dia, os parâmetros operacionais do gerador fotovoltaico variam constantemente. A irradiância e a temperatura alteram o ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico. Sempre com o intuito de transformar a máxima potência solar num sinal CA, o inversor tem de fixar e rastrear automaticamente o ponto operacional ótimo. O sistema de rastreio MPPT consiste num conversor CC/CC que, de acordo com as condições ambientais de temperatura e radiação, atua sobre a eletrônica do inversor de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência (V_{MP}), maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células, que surgiriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima. Desse modo o funcionamento do inversor irá se processar no ponto correspondente à potência máxima. (COSTA, 2013).

Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e o seu desenvolvimento está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes (especialmente semicondutores) quanto das topologias de seus circuitos de potência e controle. No decorrer das últimas décadas as topologias tem sido otimizadas e os custos de fabricação reduzidos. As características a serem observadas nas especificações de um inversor fotovoltaico são apresentadas a seguir (PINHO; GALDINO, 2014):

- Forma de onda e distorção harmônica: a forma de onda da tensão CA produzida deve ser a senoidal pura. A distorção harmônica total (THD) deve ser inferior a 5% em qualquer potência nominal de operação;
- Eficiência na conversão de potência: a eficiência é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor. A eficiência dos inversores varia, normalmente, na faixa de 50 a 95%, podendo diminuir quando estão funcionando abaixo da sua potência nominal;
- Potência nominal de saída: indica a potência que o inversor pode prover à carga em regime contínuo;
- Potência de surto: indica a capacidade do inversor em exceder sua potência nominal por certo período de tempo. Aplica-se somente aos inversores para sistemas isolados;
- Taxa de utilização: é o número de horas que o inversor poderá fornecer energia operando com potência nominal;
- Tensão de entrada: é a tensão de entrada CC do inversor. Nos inversores para SFCRs, os requisitos relacionados à tensão de entrada do inversor devem ser sempre atendidos pela associação em série/paralelo de módulos;
- Tensão de saída: é regulada na maioria dos inversores. No Brasil, dependendo da região ou cidade, são usados os valores de 127 ou 220 V, sempre na frequência de 60 Hz. A regulamentação da Aneel exige que os inversores para SFCR devam operar em BT para potências de até 100 kW, enquanto que para potências superiores até 1 MW, a injeção deverá ser feita na MT de distribuição (13,8 kV);
- Regulação de tensão: indica a variação de amplitude permitida na tensão de saída CA. As variações na tensão de saída devem estar de acordo com os limites estabelecidos pela Aneel-Prodinst e devem considerar a queda de tensão no circuito de distribuição de energia.
- Frequência da tensão de saída: indica a frequência da tensão CA de saída do inversor, que deve ser 60 Hz para operar no Brasil;
- Fator de potência: os melhores inversores são projetados para compensarem as cargas indutivas e manterem o fator de potência próximo de 1, o que maximiza a transferência de potência para a carga,

- Proteções: no Brasil, os inversores para SFCRs devem atender aos requisitos de proteção exigidos no módulo 3 do Prodist (ANEEL, 2012a), de acordo com a potência do sistema, o que inclui a proteção anti-ilhamento e a exigência de transformador de acoplamento, entre outras.

Um dos requisitos de proteção que merece destaque determina que caso haja a perda do suprimento da concessionária em uma rede contendo geradores distribuídos, estes devem ser automaticamente desconectados dentro de um tempo pré-determinado e assim permanecer até que o fornecimento de energia seja restabelecido. O objetivo é impedir o ilhamento não-intencional: ilhas energizadas pelos geradores distribuídos que estejam isoladas do restante do sistema elétrico (VIEIRA JR, 2011).

A norma NTC-71 da CELG determina que o sistema de geração distribuída deva cessar o fornecimento de energia à rede por meio da abertura do elemento de desconexão em até 2 segundos após a perda da rede (ilhamento). Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema de geração distribuída não pode retomar o fornecimento de energia elétrica (reconexão) por um período mínimo de 180 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência. Também é exigido pela NTC-71 que os inversores aplicados em sistemas fotovoltaicos devem atender ao estabelecido na ABNT NBR IEC 62116 (CELG, 2014).

A estimativa da vida útil dos inversores solares é de aproximadamente 10 anos desde a sua entrada em operação. Mas existem exemplos de inversores que duram mais de 15 anos. Fatores que limitam a vida útil são altas temperaturas internas e sobrecarga. Fatores externos comuns são descargas elétricas diretas ou indiretas, baixa qualidade da energia, e ambientes com temperaturas elevadas (MASTERVOLT, 2015).

2.4.2.3 Bloco de Armazenamento - Baterias

Em sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica, o uso de dispositivos de armazenamento de energia faz-se necessário para atender a demanda à noite ou em dias chuvosos, com baixos níveis de luz solar. Existem diversas formas de armazenamento de energia, tais como campo elétrico (supercapacitores), campo magnético (indutores com supercondutores), energia mecânica (volante de inércia – *flywheels*, ar comprimido, bombeamento de

água), vetores energéticos (como o Hidrogênio), etc. Entretanto, a bateria eletroquímica ainda é o dispositivo mais utilizado em sistemas fotovoltaicos isolados, por ser uma forma conveniente e eficiente de armazenamento de energia elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

Neste trabalho não será dada ênfase ao bloco de armazenamento, pois os sistemas propostos são conectados à rede e não necessitam de armazenamento da energia gerada.

2.4.3 Topologias: SFCR e Sistemas Isolados

Os sistemas de energia solar fotovoltaica convertem a energia proveniente da radiação solar que atinge a superfície terrestre em energia elétrica. A energia elétrica gerada pode ser entregue à rede de distribuição (baixa tensão ou média tensão) ou utilizada para alimentar cargas em rede isolada. Essa é a principal razão pela qual se distinguem dois tipos de sistemas de energia solar fotovoltaica (COSTA, 2013):

- Sistemas isolados ou autônomos;
- Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR).

Os sistemas isolados caracterizam-se por possuírem, minimamente, um módulo solar fotovoltaico, uma bateria ou um conjunto de baterias para armazenar a energia elétrica e um controlador de carga para gerenciar a energia elétrica armazenada na bateria e protegê-la contra cargas e descargas excessivas. Quando se necessita de energia elétrica em corrente alternada, utiliza-se, também, um inversor CC-CA para a conversão da corrente contínua da bateria em corrente alternada (GAZOLI, 2011). A Figura 9 ilustra uma instalação com sistema fotovoltaico isolado (PINHO; GALDINO, 2014).

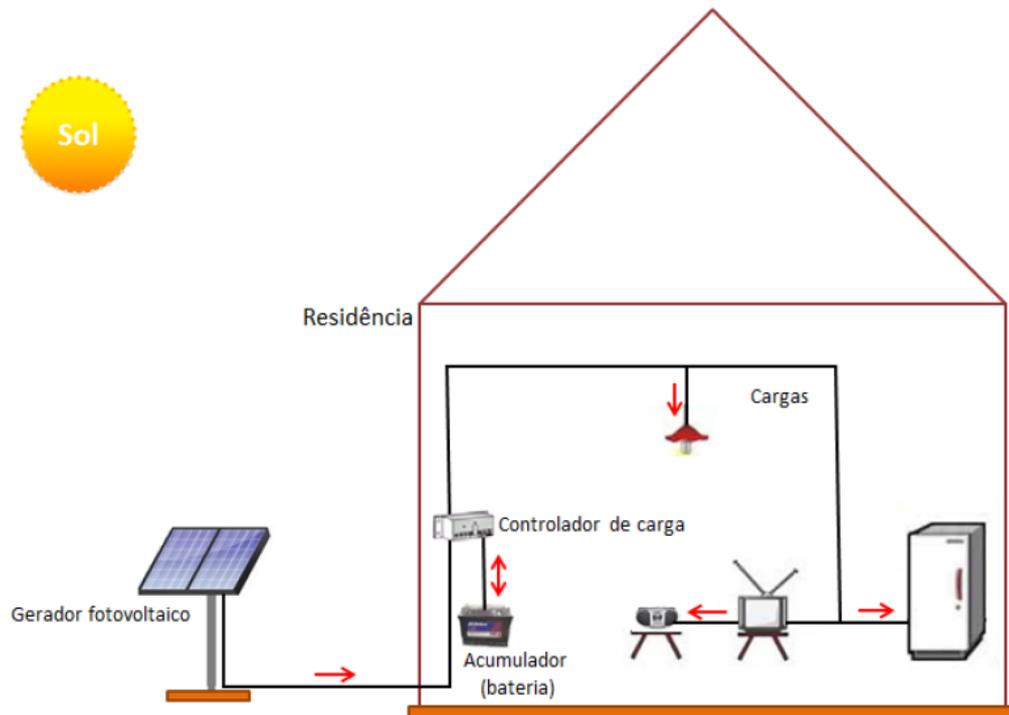


Figura 9. Diagrama de sistema fotovoltaico isolado domiciliar em CC.

Os SFCR permitem que a carga seja sempre alimentada, independente da quantidade de energia elétrica produzida pelo painel solar. Neste modo não há necessidade de acúmulo de energia elétrica em baterias. Quando a instalação fotovoltaica gera mais energia elétrica do que a carga está consumindo, o excedente é exportado para a rede elétrica, e quando a produção é inferior ao consumo o fluxo é da rede elétrica para a instalação. Este sistema possui muitas vantagens em relação ao isolado, entre elas cita-se o fato de que o custo é inferior, visto que as baterias respondem por 30% do custo do sistema completo. Além disso, o fornecimento de energia elétrica não fica na dependência somente da irradiação solar, que sofre variações aleatoriamente dependendo das condições climáticas (GAZOLI, 2011). A Figura 10 apresenta um diagrama de SFCR (VOLTIMUM, 2013).

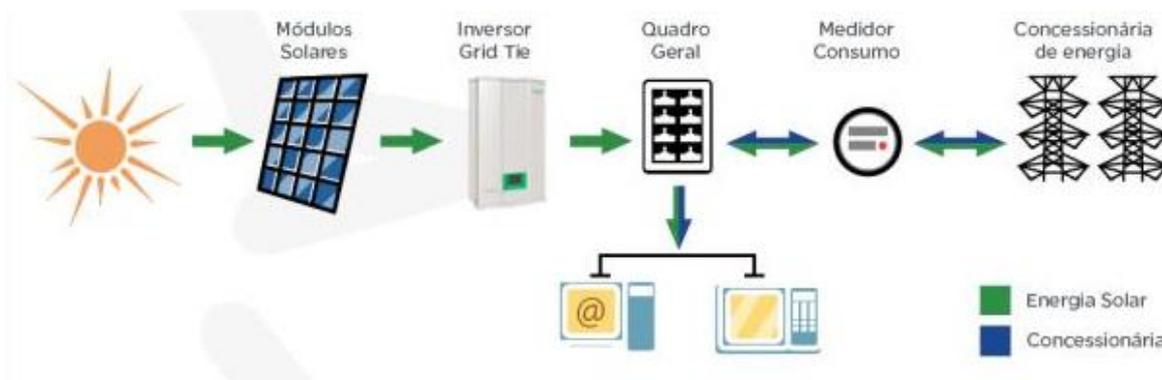


Figura 10. Diagrama de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.

2.4.4 Requisitos de Dimensionamento

A concepção de uma instalação fotovoltaica não é um trabalho simples por diversas razões. As placas solares geram uma corrente elétrica do tipo CC que não é constante, mas varia de acordo com a mudança dos níveis de irradiação solar incidente. Isso não ocorre em geradores convencionais que produzem uma onda de corrente CA com amplitude constante.

Escolher a melhor configuração elétrica para o sistema fotovoltaico é apenas um de muitos passos importantes no dimensionamento deste tipo de sistemas. Hoje existe um conjunto de ferramentas de simulação FV muito úteis que realizam uma análise da performance dos sistemas segundo condições reais de funcionamento, investigam o impacto de diferentes perfis de cargas, verificam o tamanho do sistema e determinam o tamanho ótimo dos componentes do SFV e a viabilidade em termos de produção de energia e de custos (COSTA, 2013).

As principais etapas do projeto de SFV sobre telhado são as seguintes (PINHO; GALDINO, 2014; COSTA, 2013):

1. Definição da localização;
2. Levantamento adequado dos dados climáticos (radiação média mensal e temperatura média mensal) no local da aplicação;
3. Área disponível para instalação dos módulos;
4. Envolvente do edifício (obstáculos suscetíveis de causar sombreamento) e estudo de sombreamento;
5. Definição das estruturas de fixação dos módulos;
6. Posicionamento da superfície de captação: inclinação e orientação (azimute);

7. Configuração do sistema;
8. Levantamento adequado da demanda e consumo de energia elétrica;
9. Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
10. Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência que, no caso dos SFCRs, se restringe ao inversor para interligação com a rede;
11. Dimensionamento do sistema de armazenamento, usualmente associado aos sistemas isolados.

A seguir, detalhamos alguns destes requisitos de dimensionamento.

2.4.5 Dados Climáticos (Radiação Solar e Temperatura)

Para o correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico, é necessário conhecer os valores dos dados de radiação solar incidente no local da instalação (PINHO; GALDINO, 2014).

Os dados de radiação solar podem estar especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área (com diversos períodos de integração) conhecida como irradiância e irradiação, respectivamente (PINHO; GALDINO, 2014). Portanto, irradiância (intensidade da radiação solar) é a medida de potência por metro quadrado, ou seja, uma densidade de potência [W/m^2]. Quanto maior a potência da radiação solar, maior a energia transportada. Irradiação (insolação) é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo [Wh/m^2] ou [MJ/m^2].

Tanto o Atlas Solarimétrico do Brasil (TIBA, 2000) como o Atlas de irradiação solar do Brasil (COLLE; PEREIRA, 1998) promovem a elaboração de uma base de dados solarimétricos para o país. Estes documentos representam o estado da arte de dados de irradiação solar para o Brasil, servindo de fonte de dados confiável para profissionais usuários de dados de irradiação solar no país.

O Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al*, 2006) apresenta a metodologia empregada para a obtenção das estimativas de irradiação solar. Os resultados das médias anuais e médias sazonais das diversas componentes da irradiação solar bem como a variabilidade associada a cada um deles são apresentados e discutidos. Ao final são apresentados grá-

ficos de tendências da disponibilidade de potência para cada região do Brasil e uma breve discussão de cenários de uso de energia solar para o Brasil.

De acordo com o procedimento adotado nos trabalhos de Marinoski (2004), Salomoni (2004) e Melo, F. (2010) os dados climáticos (radiação média mensal e temperatura média mensal) de uma determinada localidade no Brasil podem ser levantados utilizando o software *RADIASOL 2*, que utiliza dados do projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) (PEREIRA *et al*, 2006).

O *RADIASOL 2* é um programa de simulação das médias diárias mensais e anuais de radiação solar disponível num plano qualquer correspondente à inclinação de um módulo fotovoltaico, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (LABSOL-UFRGS) (KREZINGER; BUGS, 2010).

O cálculo da intensidade da radiação solar em superfícies inclinadas é um procedimento trabalhoso devido ao elevado número de operações aritméticas envolvidas. Além de cálculos trigonométricos são necessários modelos de distribuição temporal e espacial da radiação solar. O *RADIASOL 2* utiliza internamente modelos matemáticos disponíveis na literatura, desenvolvidos por outros autores ou por integrantes do Laboratório. No programa os cálculos são realizados através de rotinas que determinam o efeito da inclinação da superfície receptora e da anisotropia da radiação solar em suas componentes direta e difusa. O usuário pode selecionar o modelo de distribuição da radiação e obterá na tela, imediatamente, um conjunto de dados adicionais na forma de tabelas ou gráficos. Curvas ou tabelas podem ser exportadas através da área de transferência do *WINDOWS* para outros aplicativos, onde poderão ser utilizadas para cálculos em projetos ou para apresentação de relatórios (LABSOL-UFRGS, 2015).

Pelágio (2014) fez o levantamento dos dados de irradiação solar fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) para realizar a projeção da curva global diária de irradiação solar na cidade de Goiânia-GO, apresentada na Figura 11. Os dados, levantados a partir de medições entre 2001 e 2012, se referem à irradiação global horizontal e representa uma aproximação aceitável ao que se espera quanto à geração FV nas horas de sol por um módulo inclinado. A curva apresentada da Figura 11 representa a média da irradiação solar diária ao longo do período de obtenção dos dados, e contempla os dias limpos e nublados.

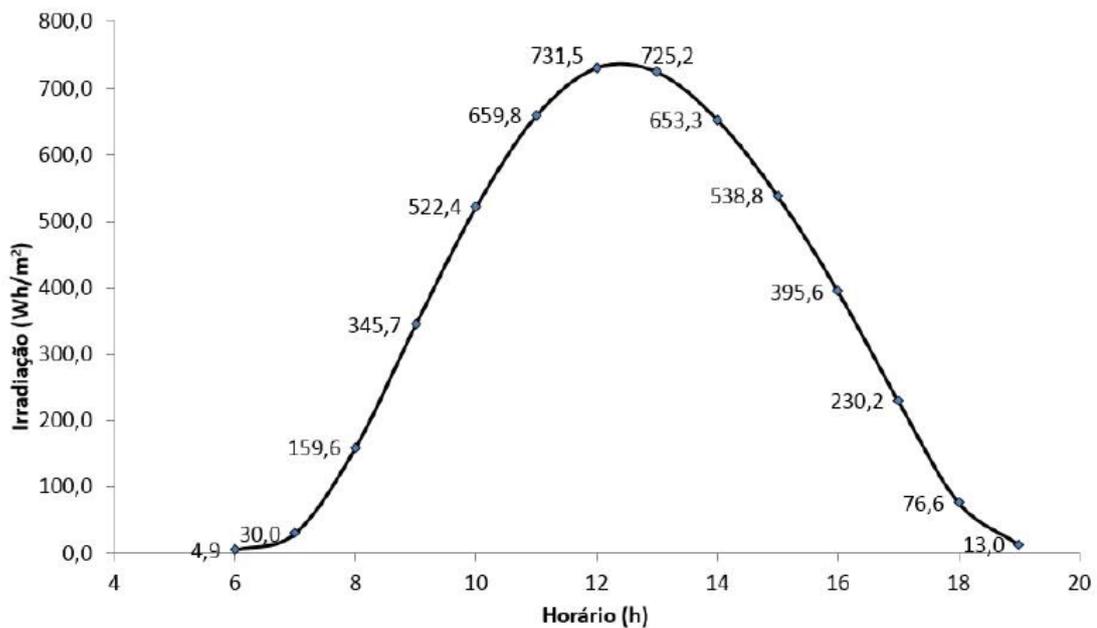


Figura 11. Curva global diária de irradiação solar na cidade de Goiânia-GO (Wh/m²).

2.4.6 Localização e Área Disponível

O ponto de partida de um dimensionamento é o levantamento das características do local de instalação. Uma visita ao local de instalação permite obter resposta às seguintes questões (FREIRE, 2011):

1. Disponibilidade da área do telhado, fachadas e/ou superfícies disponíveis na envolvente;
2. Orientação e inclinação das estruturas disponíveis à colocação do sistema;
3. Formato do telhado, características da estrutura e subestrutura e tipo de cobertura;
4. Dados sobre sombreamentos;
5. Locais potenciais à instalação das caixas de derivação, quadros de proteções CC e CA, inversores, medidores de energia e ponto de conexão com a rede;
6. Comprimento dos cabos e método de implantação de calhas e eletrodutos;
7. Tipo de módulo, concepção do sistema, método de instalação;
8. Plantas arquitetônicas e das instalações elétricas.

A familiarização com as características do local irá permitir ao projetista avaliar as condicionantes do dimensionamento. Se o sistema for implementado na cobertura de um edifício a inclinação dos módulos estará condicionada à inclinação da própria estrutura (FREIRE, 2011).

A área disponível, em m^2 , é um parâmetro essencial no dimensionamento de mini-centrais fotovoltaicas, uma vez que irá limitar a potência a instalar e irá restringir a configuração física e elétrica do sistema (COSTA, 2013).

2.4.7 Estudo de Sombreamento

Segundo Pinho e Galdino (2014) o sombreamento parcial limita a corrente de um módulo fotovoltaico e de todo o conjunto em série. Além da perda de potência no gerador fotovoltaico, há risco de danos ao módulo parcialmente sombreado. Desta forma, faz-se necessário realizar uma análise que considere a área sombreada dos telhados no período de maior incidência de radiação diária, ao longo de todo o ano.

As sombras podem se dividir em sombras temporárias, sombras devido à localização e sombras devido ao próprio edifício. O típico sombreamento temporário resulta da presença de poeira, de folhas e dejetos de pássaros, entre outros tipos de sujeiras. Este tipo de sombreamento pode ser reduzido com o aumento do declive do gerador fotovoltaico. Sombreamentos produzidos pela envolvente são sombras ocasionadas por estruturas próximas, árvores, linhas aéreas e também por edifícios que se encontram entre o horizonte e a instalação. Os sombreamentos produzidos pelo próprio edifício são originados por chaminés, para-raios, antenas, parabólicas, ressaltos do próprio telhado, platibandas, etc. Estas sombras podem ser atenuadas com a alteração da localização dos painéis fotovoltaicos ou com a alteração do elemento causador da sombra. Caso não seja possível, o impacto da sombra pode ser minimizado na fase de concepção do sistema, como por exemplo, através da escolha da forma como são interligados os módulos (COSTA, 2013).

Melo, F. (2010) recomenda que a análise de sombreamento seja feita no período diário das 9:00 às 15:00 horas, pois durante este período a intensidade de irradiação solar incidente é mais elevada. Isso possibilita um maior aproveitamento da área disponível para a alocação dos painéis do que se fosse considerado todo o período diurno de incidência de radi-

ação, pois antes das 9:00 e após as 15:00 horas a projeção das sombras aumenta com a declinação da posição do sol.

Pinho e Galdino (2014) indica que o ângulo de declinação solar atinge dois extremos ao longo do ano, sendo em torno do dia 21 de junho (solstício de inverno no hemisfério sul) e em 21 de dezembro (solstício de verão no hemisfério sul). Melo, F. (2010) sugere que a simulação de sombreamento nestas duas datas permite delimitar o caminho percorrido pelas sombras durante todo o ano.

Existem softwares específicos para a análise dos efeitos causados por obstáculos no entorno da instalação. Alguns softwares, como *PVSYST*, *AUTODESK ECOTEC* e *SOLERGO*, dentre outros, permitem simular, por meio de um modelo tridimensional da edificação e do ambiente ao seu redor a projeção de sombras em uma superfície. Em contraste com a boa precisão das simulações, em geral, o ambiente de modelagem destes softwares possui limitadas ferramentas para o desenvolvimento do modelo tridimensional das edificações e dos obstáculos. Entretanto, ferramentas específicas para modelagem tridimensional, como o *SKETCHUP*, possuem grande quantidade de recursos para facilitar o desenvolvimento de modelos tridimensionais. O *SKETCHUP MAKE* é fornecido em uma versão gratuita e apresenta ferramentas de geolocalização, compartilhamento de modelos, ferramentas avançadas de visualização e análise visual de sombreamento (MELO, E., 2012).

2.4.7.1 Ângulos da posição solar

Devido ao movimento de translação da Terra, o ângulo formado entre o plano que passa pelo equador e a direção dos raios solares varia ao longo do ano entre os limites (+23,45° e -23,45°), como na Figura 12 (COSTA, 2013). A este ângulo dá-se o nome de declinação solar, δ_s . No hemisfério sul, a declinação solar varia entre -23,45° no solstício do verão (21 de dezembro) e +23,45° no solstício do inverno (21 ou 22 de junho). A declinação solar é nula nos equinócios (do outono, a 20 ou 21 de março, e da primavera, a 21 de setembro) quando em que a duração do dia é igual à duração da noite.

A posição do Sol num determinado instante, em relação a um determinado local, é definida por duas coordenadas, o ângulo de altitude solar, β , formado pelos raios solares com o plano horizontal e o ângulo de azimute solar, a_s , entre a projeção horizontal dos raios solares e a direção Norte-Sul no plano horizontal. O ângulo de azimute solar, a_s , é positivo se o

Sol estiver a Leste do Norte, e negativo de estiver a Oeste do Norte. Define-se ainda o ângulo de zênite solar, z , como sendo ($z = 90^\circ - \beta$) o ângulo entre os raios solares e a direção vertical, conforme esquema da Figura 13 (COSTA, 2013).

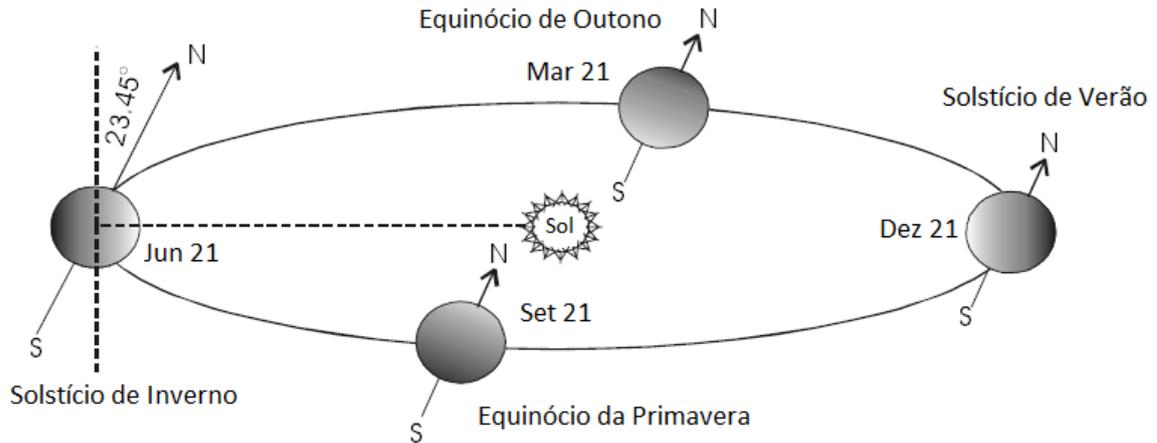


Figura 12. Órbita da Terra e declinação solar ao longo do ano.

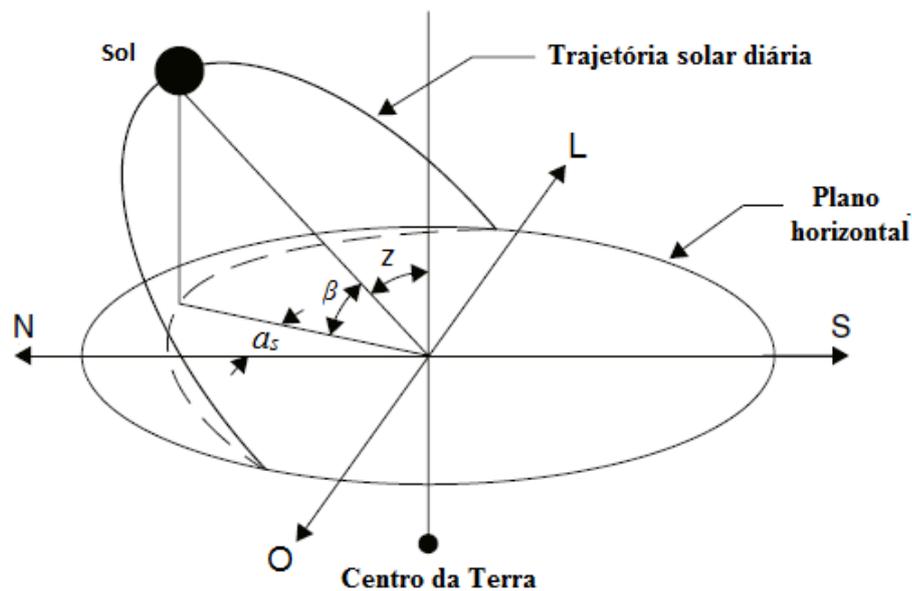


Figura 13. Ângulos da posição solar relativa a um determinado local num dado instante.

2.4.7.2 Sombreamento entre Painéis

Para a instalação de painéis inclinados é preciso definir um afastamento mínimo entre as fileiras, de forma a não causarem sombreamento entre si. A Figura 14 apresenta o esquema de determinação da distância mínima entre fileiras (COSTA, 2013).

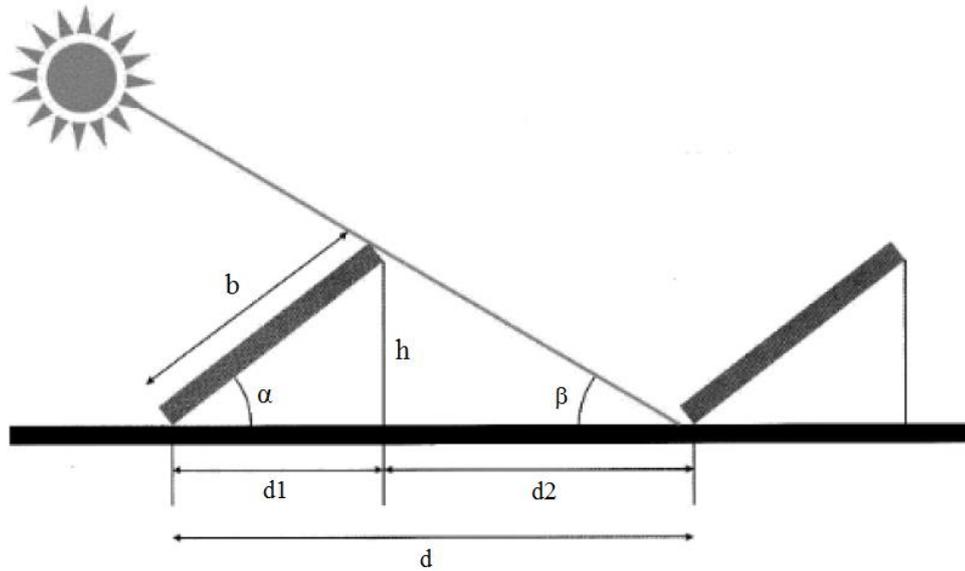


Figura 14. Afastamento entre fileiras.

Costa (2013) apresenta as expressões (7), (8) e (9), para definição do afastamento mínimo entre fileiras, em função dos ângulos de posição solar definidos anteriormente:

$$\text{sen } \beta = \text{sen} L \text{ sen} \delta_s + \text{cos} L \text{ cos } \delta_s \text{ cos} h_s \quad (7)$$

Sendo:

β : ângulo de altitude solar.

δ_s : declinação solar.

L : latitude local.

h_s : ângulo horário solar.

$$h_s = 15^\circ \cdot (ts - 12) \quad (8)$$

Em que ts é a hora solar local, que varia entre 0 e 24 horas.

$$d = b \cdot \left(\text{cos} \alpha + \frac{\text{sen} \alpha}{\text{tan} \beta} \right) \quad (9)$$

Sendo:

d : distância mínima entre as fileiras.

b : comprimento do módulo.

α : inclinação do módulo em relação à base.

O afastamento mínimo, d , deve ser calculado para o ângulo mínimo de altura solar, que corresponde ao dia do ano em que o sol alcança a menor altura para a latitude local.

No hemisfério sul, o solstício de inverno é o momento em que o Sol atinge a altitude mais baixa (COSTA, 2013). Portanto, o dia do ano em que declinação solar, δ_s , é menor no hemisfério sul corresponde ao solstício de inverno (21 de junho), sendo igual a $+23,45^\circ$ no horário solar, t_s , de 12 horas.

Com o uso destas equações é possível determinar um afastamento mínimo entre as fileiras de painéis inclinados, de forma a obter a melhor relação entre o aproveitamento da área disponível e o sombreamento entre painéis de acordo com a posição do sol ao longo do ano.

2.4.8 Dimensionamento de Inversores

Existem três tipos de configurações de instalação de inversores em sistemas fotovoltaicos. A concepção inversor central utiliza um único e poderoso conversor CC/CA para todo o sistema fotovoltaico. Nos sistemas de dimensão média existe a crescente tendência para a instalação de vários inversores de pequena dimensão para as cadeias de módulos, que é a configuração com inversores descentralizados. Também tem sido desenvolvido inversores diretamente integrados nos próprios módulos, constituindo um módulo AC (PROGRAMA ALTENER, 2004).

O dimensionamento de um inversor depende da potência do gerador FV e características elétricas do módulo escolhido para compor o gerador, além da topologia de instalação escolhida (ex.: inversor central, inversor descentralizado, micro-inversor, instalação interna, ou externa, etc.). Os módulos fotovoltaicos vêm apresentando acentuada redução de custo nos últimos anos. Os inversores, apesar de também terem apresentado redução de custos, não têm acompanhado o mesmo nível de redução apresentado pelos módulos. Isto vem levando a uma tendência de otimizar ao máximo o inversor utilizado, de modo a se obter um custo final de energia produzida mais competitivo. Devido ao coeficiente de temperatura negativo das tecnologias FV, ou seja, redução da potência do módulo FV com o aumento de temperatura, costuma-se dimensionar o gerador FV com potência nominal superior à do inversor, pois, mesmo quando a irradiância está próxima de 1.000 W/m^2 , a potência do gerador FV dificilmente se aproxima de sua potência nominal (PINHO; GALDINO, 2014).

O manual de energia fotovoltaica do programa ALTENER, que visa promover a utilização de fontes de energia renováveis no espaço europeu, define, como regra geral, que a potência do inversor seja dimensionada dentro do seguinte intervalo (PROGRAMA ALTENER, 2004):

$$0,7 \cdot P_{FV} < P_{INV\ CC} < 1,2 \cdot P_{FV} \quad (10)$$

Em que:

P_{FV} : potência máxima (nominal) do gerador fotovoltaico;

$P_{INV\ CC}$: potência CC máxima (nominal) do inversor.

A amplitude da tensão de entrada no inversor resulta do somatório das tensões individuais dos módulos ligados em série numa fileira. As situações operacionais extremas de inverno são determinantes para o dimensionamento, pois a tensão dos módulos depende da temperatura. O número máximo de módulos que é possível ligar em série na entrada do inversor é obtido através da seguinte equação (PROGRAMA ALTENER, 2004):

$$N_{Smax} < \frac{V_{max(INV)}}{V_{OC(Tmin)}} \quad (11)$$

Em que:

N_{Smax} : número máximo de módulos em série;

$V_{max(INV)}$: tensão máxima CC admitida pela entrada do inversor;

$V_{OC(Tmin)}$: tensão em circuito aberto (V_{OC}) do módulo na menor temperatura de operação prevista.

O número de módulos conectados em série deve resultar em tensões que atendam à faixa de tensão MPPT do inversor. Durante o verão, no Brasil, a temperatura dos módulos FV pode atingir valores superiores a 70 °C, tendo como consequência a redução da tensão CC do sistema, em virtude do coeficiente negativo de temperatura. Deve ser avaliado se o conjunto fotovoltaico possui número suficiente de módulos conectados em série, de modo que a tensão do painel FV seja superior à mínima tensão de MPPT do inversor. Caso a tensão de entrada se reduza abaixo da mínima tensão de MPPT do inversor, a sua eficiência ficará comprometida e poderá provocar a sua desconexão. Da mesma forma, nos períodos frios, a tensão de máxima potência (V_{MP}) da série FV na mínima temperatura de operação prevista deve ser inferior a tensão máxima de operação do MPPT do inversor. O número de módulos em função

da faixa de tensão MPPT das entradas do inversor é dado pela seguinte expressão (PINHO; GALDINO, 2014):

$$\frac{V_{MPPTmin}}{V_{mp(Tmax)}} < N_S < \frac{V_{MPPTmax}}{V_{mp(Tmin)}} \quad (12)$$

Em que:

N_S : número de módulos em série para atender ao MPPT do inversor;

$V_{MPPTmin}$: mínima tensão CC de operação da entrada MPPT do inversor;

$V_{MPPTmax}$: máxima tensão CC de operação da entrada MPPT do inversor;

$V_{mp(Tmin)}$: tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.

$V_{mp(Tmax)}$: tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista.

Para completar o dimensionamento, devemos verificar se em algum momento a corrente do gerador fotovoltaico ultrapassa o limite máximo da corrente de entrada do inversor. O número máximo de fileiras em paralelo deverá ser igual ao quociente entre os valores máximos da corrente de entrada CC do inversor e da fileira de módulos (PROGRAMA ALTENER, 2004):

$$N_{Fileira} \leq \frac{I_{max(INV)}}{I_{SC(Tmax)}} \quad (13)$$

$N_{Fileira}$: número máximo de fileiras de módulos ligadas em paralelo;

$I_{max(INV)}$: corrente máxima CC admitida pela entrada do inversor;

$I_{SC(Tmax)}$: corrente de curto circuito (I_{SC}) do módulo FV na maior temperatura de operação prevista.

Se o inversor for subdimensionado, deverá ser verificada a frequência com que o inversor opera com excessivas correntes de entrada. Isto permite avaliar se existem elevadas ou ligeiras sobrecargas do inversor. Um regime de operação de sobrecarga leva ao envelhecimento prematuro do inversor ou à destruição dos componentes eletrônicos (PROGRAMA ALTENER, 2004).

Deve ser observado ainda se o fabricante indica o número máximo de séries fotovoltaicas em paralelo que pode ser utilizada. Há casos ainda que o inversor disponibiliza

mais de uma entrada independente com seguidor de ponto de potência máxima. Neste caso o fabricante indica os limites que devem ser observados para cada seguidor MPPT (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.9 Instalações Elétricas de Sistemas Fotovoltaicos

2.4.9.1 Cabeamento

A norma brasileira de instalações elétricas de baixa tensão, a ABNT NBR 5410:2004 define dois métodos para dimensionamento de cabos elétricos: critério da capacidade de condução de corrente e critério do limite da queda de tensão. Estes dois critérios devem ser aplicados no dimensionamento da seção transversal dos cabos, escolhendo-se o que fornece a maior seção (ABNT, 2004).

O critério de capacidade de condução de corrente se destina a garantir uma vida satisfatória a condutores submetidos aos efeitos térmicos produzidos pela circulação de correntes equivalentes às suas capacidades de condução de corrente durante períodos prolongados em serviço normal. Por este método calcula-se a corrente de projeto do circuito, corrigida conforme os fatores de correção aplicáveis, a qual é utilizada para consulta nas colunas das tabelas 36 a 39 da NBR 5410/2004, a fim de se obter a menor seção nominal do condutor. As capacidades de condução de corrente dadas nas tabelas 36 a 39 referem-se ao funcionamento em corrente contínua ou em corrente alternada com frequência de 50 Hz ou 60 Hz.

O critério da queda de tensão considera que ocorre uma queda de tensão provocada pela passagem da corrente em todos os elementos do circuito (interruptores, condutores, conexões, etc.). Essa queda de tensão não deve ser superior aos limites máximos estabelecidos. A NBR 5410 estabelece limites de 4 a 7%, conforme o trecho do circuito de fornecimento de energia ao consumidor final (ABNT, 2004).

Costa (2013) sugere que a queda da tensão máxima admissível no circuito condutor não deve ser superior 1% da tensão nominal do sistema fotovoltaico para as condições de referência STC. Este critério limita a 1% as perdas de potência através dos cabos CC do sistema fotovoltaico. A prática demonstra que para sistemas que operam com níveis de tensão CC superiores a 120 V ($V_{MP} > 120$ V), esta recomendação é mantida sem grandes problemas.

No entanto, para tensões reduzidas ($V_{MP} < 120$ V), é possível que a queda da tensão no circuito supere o limite de 1%, mesmo usando cabos com uma seção nominal de 6 mm².

O Manual de Engenharia Fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014) refere-se a limites de queda de tensão de 1% a 3% em sistemas de corrente contínua com tensões nominais de 12, 24 e 48 V.

Outros métodos podem ser utilizados para determinar o dimensionamento de cabos elétricos aplicados para sistemas fotovoltaicos. Costa (2013) cita a norma europeia IEC 60364-7-712, que determina que a seção transversal dos cabos de fileira é dimensionada em função do valor de intensidade de corrente máxima nominal da fileira, I_{Fi} , que terá de ser menor ou igual à corrente máxima admissível do condutor elétrico, I_Z , que por sua vez, deve ser 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador FV nas condições de referência $I_{SC,STC}$, como indicado pela expressão:

$$I_{Fi} \leq I_Z \geq 1,25 \cdot I_{SC,STC} \quad (14)$$

2.4.9.2 Proteções

O Manual de Engenharia Fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014) recomenda os seguintes dispositivos de proteção junto aos módulos fotovoltaicos:

- Diodo de desvio (by-pass): evitam a ocorrência de “pontos quentes”, oferecem um caminho alternativo para a corrente e, assim, limitam a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas. Os módulos fotovoltaicos atuais já incluem diodos de desvio;
- Diodos de bloqueio: utilizados em conjuntos série de módulos em paralelo. Tem a função de impedir que o fluxo de corrente de um conjunto série com tensão maior flua para um conjunto com tensão menor.
- Fusível fotovoltaico: dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série de módulos.

Ao longo dos anos, vem se observando que os diodos de bloqueio apresentam alto índice de falhas, prejudicando o desempenho do sistema. O fusível fotovoltaico pode substituir o diodo de bloqueio.

Os fusíveis fotovoltaicos, quando em substituição aos diodos de bloqueio, não são necessários se houver apenas uma série fotovoltaica. Devem ser para corrente contínua e ser

colocados na saída de cada série tanto no polo positivo quanto no polo negativo. Recomenda-se a utilização do tipo gPV, que é apropriado para operação em sistemas fotovoltaicos.

Como critério de dimensionamento das proteções para sistemas fotovoltaicos, Costa (2013) define que corrente máxima admissível do cabo I_Z , deverá ser superior à corrente nominal do fusível I_n , que deverá ser superior à corrente de serviço do circuito, I_S . Por sua vez, a corrente convencional de não funcionamento da proteção I_{nf} , não poderá ser superior a 1,15 vezes o valor de I_Z , conforme a equação:

$$I_S \leq I_n \leq I_Z \text{ e } I_{nf} \leq 1,15 \cdot I_Z \quad (15)$$

Para evitar cortes intempestivos, a corrente nominal da proteção I_n deve ser, pelo menos, 1,25 vezes maior do que a corrente nominal da fileira I_{Fi} , conforme a expressão:

$$I_n \geq 1,25 \cdot I_{Fi} \quad (16)$$

Outros dispositivos de proteção utilizados na proteção dos circuitos são dos disjuntores termomagnéticos e os dispositivos de proteção contra surtos (DPS), os quais têm os critérios de dimensionamento definidos pela NBR 5410. Os dispositivos de proteção instalados no lado CC devem ser específicos para operação em regime CC, não podendo ser aplicados os mesmos dispositivos que operam em regime CA.

Para seleção dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, como fusíveis e disjuntores, Spaduto et al. (2013) define I_{Fi} como uma corrente máxima suportada pelo cabo em uma fileira, conforme a expressão:

$$I_{Fi} \geq 1,35 \cdot I_{SC} \text{ da fileira } (70^\circ\text{C}) \quad (17)$$

Assim, a corrente nominal do disjuntor, I_n , deverá ser, pelo menos 1,25 vezes maior que a corrente nominal da fileira:

$$I_n \text{ disjuntor} \geq 1,25 \cdot I_{Fi} \quad (18)$$

Para instalação das proteções de um SFCR, o Manual de Engenharia Fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014) sugere o diagrama apresentado na Figura 15, onde cada tipo de dispositivo de proteção está indicado.

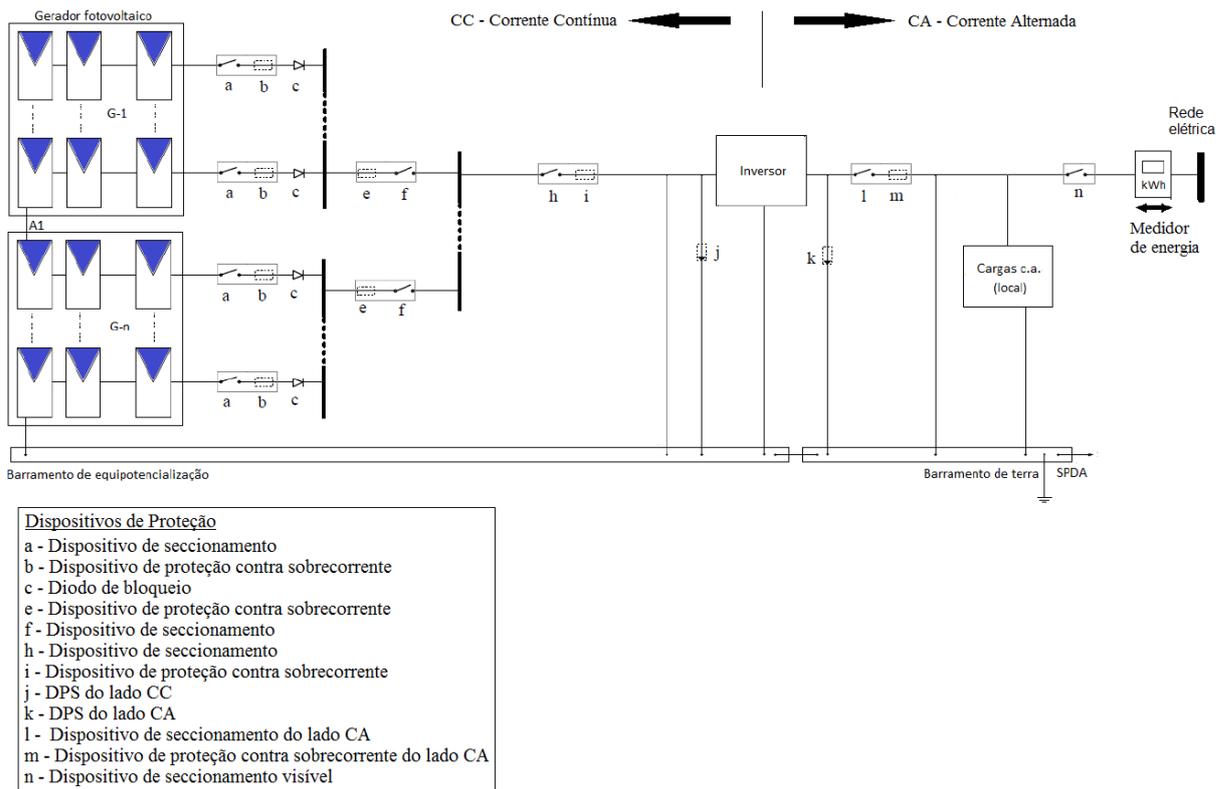


Figura 15. Pontos de instalação dos componentes de proteção de um SFCR.

Deve-se atentar para que seja realizado o correto aterramento, equipotencialização e proteção contra descargas atmosféricas das instalações. O aterramento é a ligação intencional de estruturas ou instalações com a terra, visando garantir o funcionamento correto da instalação e, principalmente, proporcionar um caminho preferencial às correntes elétricas indesejáveis de surto, falta ou fuga, de forma a evitar risco para as pessoas e os equipamentos. A equipotencialização é o procedimento que consiste na interligação de elementos metálicos da instalação, visando obter a equipotencialidade necessária de todos os corpos condutores da instalação (PINHO; GALDINO, 2014).

A norma ABNT NBR 5410 (ABNT, 2004) define os critérios para o aterramento e equipotencialização de sistemas elétricos de baixa tensão.

O Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) é normatizado pela norma ABNT NBR 5419:2005 (NBR 5419) que fixa as condições de projeto, instalação e manutenção de SPDA, para proteger as edificações e estruturas contra a incidência direta de raios.

2.4.9.3 Requisitos de conexão à rede elétrica de distribuição

2.4.9.3.1 Conexão à rede de microgeração e minigeração distribuída

Tanto a Resolução Normativa 482/2012 como a Seção 3.7 do Módulo 3 do Prodist estabelecem as diretrizes gerais para normas técnicas específicas que abordem a interconexão entre os sistemas fotovoltaicos distribuídos e a rede elétrica das concessionárias. Neste sentido a CELG-D, Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica do Estado de Goiás, publicou a Norma Técnica NTC-71 (CELG, 2014), que tem como objetivo estabelecer os procedimentos que deverão ser obedecidos para o acesso de microgeração e minigeração distribuída, que façam a conexão aos sistemas de distribuição da CELG-D, com adesão ao sistema de compensação de energia.

Na NTC-71/CELG-D são apresentados requisitos para a conexão de microgeração em baixa tensão, com potência instalada até 100 kW e conexão de minigeração em média tensão com potência instalada menor que 1 MW para consumidores do Grupo A, através de fontes renováveis com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração, conforme regulamentação Aneel. A NTC-71/CELG-D segue as determinações contidas na Seção 3.7 do Prodist para definir os requisitos de proteção exigidos para as unidades consumidoras que façam a adesão ao sistema de compensação e se conectem à rede de média tensão. Estes requisitos mínimos são apresentados na Tabela 7 (CELG, 2014).

Tabela 7. Requisitos mínimos em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA INSTALADA		
	ATÉ 100 kW	101 a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de Curto-Circuito	Não	Sim	Sim
Medição	Sistema Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes
Ensaio	Sim	Sim	Sim

O elemento de desconexão indicado na Tabela 7 é a chave seccionadora visível (DSV) que a CELG D usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema. O DSV é dispensável para microgeradores que se conectam à rede através de inversores (CELG, 2014).

A NTC-71/CELG-D faz a ressalva de que nos sistemas de minigeração que se conectam na rede através de inversores, as proteções relacionadas na Tabela 7 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária.

Em relação à forma de conexão à rede, a NTC-71/CELG-D diferencia a conexão em baixa e em média tensão, através de geradores que se conectam utilizando inversores ou não. A Figura 16 apresenta a forma de conexão em baixa tensão por meio de inversores (CELG, 2014).

Quanto à conexão de média tensão, diferencia-se clientes com transformador para potência instalada de até 500 kVA com medição na baixa tensão e clientes com transformador para potência instalada superior a 500 kVA com medição na média tensão. A Figura 17 apresenta a forma de conexão para potência instalada de até 500 kVA e medição na baixa tensão (CELG, 2014).

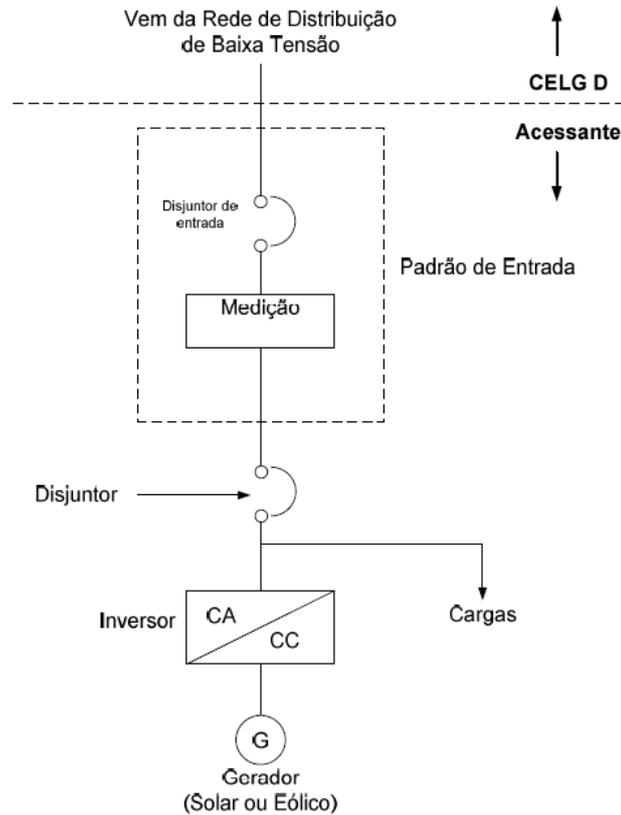


Figura 16. Forma de conexão do acessante, através de inversor, à rede de BT da CELG.

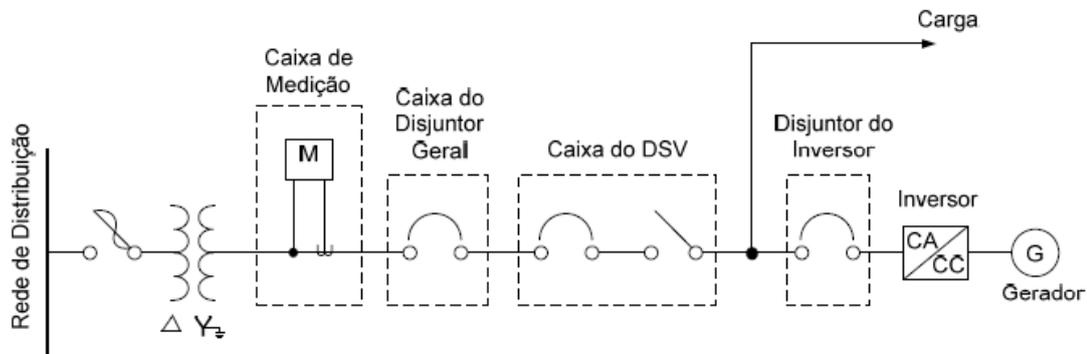


Figura 17. Forma de conexão com transformador até 500 kVA, através de inversor, à rede de MT da CELG.

O sistema de medição de energia utilizado nas unidades consumidoras que façam a adesão ao sistema de compensação de energia deverá ser no mínimo bidirecional, ou seja, medir a energia ativa injetada da rede e a energia ativa consumida da rede. Para conexões em baixa tensão deverá ser instalado um medidor bidirecional com registradores independentes para apuração da energia ativa consumida e da energia ativa injetada. A Figura 18 apresenta a disposição do medidor bidirecional instalado no padrão de entrada de energia da unidade consumidora (CELG, 2014).

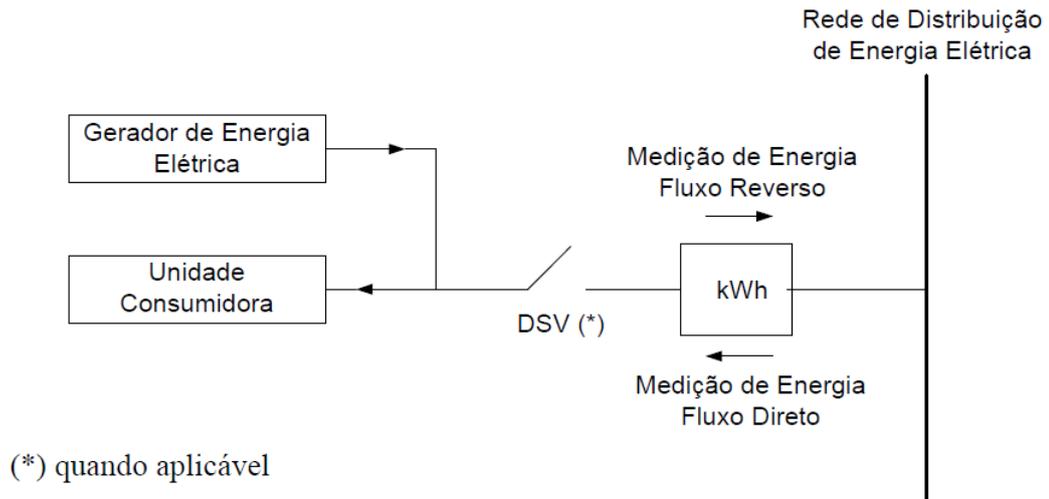


Figura 18. Disposição simplificada do medidor bidirecional.

Conforme pode se verificar na Figura 18, o medidor bidirecional é instalado na entrada da unidade consumidora, substituindo o medidor convencional. Desta forma, irá registrar o fluxo reverso de energia apenas quando a geração for superior ao consumo, isto é, houver excedente de energia.

O sistema de medição de energia utilizado nas unidades consumidoras que façam a adesão ao sistema de compensação de energia, com acesso na média tensão, deverá ser a 4 quadrantes (CELG, 2014). Este medidor avalia fasorialmente a energia que está sendo medida a cada instante, determinando a direção do fluxo de energia ativa e reativa injetada na rede ou consumida da rede. Um dos tipos de medidor que têm sido utilizados para este tipo de instalação é o E750, fabricado pela LANDIS+GYR, ilustrado na Figura 19 (LANDIS+GYR, 2015).



Figura 19. Medidor a 4 quadrantes E750 para ligação na média tensão (LANDIS+GYR, 2015).

2.4.9.3.2 Conexão à rede de empreendimentos de geração

Sistemas que não são classificados como micro ou minigeração distribuída são considerados empreendimentos de geração, cujos critérios de conexão à rede e comercialização da energia elétrica devem seguir regulamentação específica, podendo vir a fornecer energia no mercado livre (ACL) ou regulado (ACR), dependendo das características do sistema de geração (potência e fonte energética).

O Módulo 3 do Prodist estabelece as condições de acesso de empreendimentos de geração ao sistema de distribuição, compreendendo a conexão e o uso, e define os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes (ANEEL, 2012a).

O item 5, da seção 3.3, do módulo 3 do Prodist, determina os sistemas de proteção e controle para conexão de centrais geradoras à rede de distribuição. A Tabela 8 apresenta as proteções mínimas em função da potência instalada (ANEEL, 2012a).

Tabela 8. Proteções mínimas em função da potência instalada da central geradora.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Observa-se na Tabela 8 que geradores com potência instalada menor do que 1 MW não são necessariamente enquadrados como micro ou minigeração. No entanto, para aderir ao sistema de compensação regulamentado pela Resolução 482/2012 da ANEEL, necessariamente a potência instalada não pode ser superior a 1 MW (ANEEL, 2012b).

A CELG-D não dispõe de uma norma técnica específica para instruir a respeito da conexão de centrais geradoras ao seu sistema de distribuição. No entanto, outras concessionárias de distribuição no Brasil já redigiram norma sobre o tema. A ELECKTRO, concessionária que atua na região de Campinas-SP, emitiu em 2012 a norma ND.65 (ELEKTRO, 2012).

A ND.65 tem a finalidade de estabelecer os requisitos técnicos mínimos necessários para a interligação de sistemas de geração em paralelo com o sistema de distribuição de média tensão da ELEKTRO, seguindo as diretrizes definidas no Módulo 3 do Prodist. Aplica-se a todos os projetos de conexão de geradores para operação em regime de paralelo momentâneo ou contínuo com a rede de distribuição de energia elétrica em média tensão na área de concessão da ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A., com potência de geração superior a 100 kW, ou inferior, caso a proteção de interligação já seja feita através de disjuntor de média tensão (ELEKTRO, 2012).

2.4.10 Estruturas de Fixação

Para geração máxima de energia ao longo do ano, o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado. No entanto, em baixas latitudes (região entre os Trópicos e o Equador) os geradores fotovoltaicos são pouco sensíveis a desvios azimutais e de inclinação. Portanto, a instalação dos módulos diretamente sobre os telhados, sem correção do seu posicionamento, resultará em pequenas perdas associadas a esta não idealidade (PINHO; GALDINO, 2014).

A maior parte da superfície dos edifícios é adequada à instalação de módulos fotovoltaicos, quer nas fachadas quer nos telhados (inclinados ou planos). A este respeito, pode-se estabelecer uma distinção entre soluções aditivas e soluções integrativas. Numa solução aditiva, os módulos fotovoltaicos são fixados no topo do telhado ou na fachada, através de uma estrutura metálica. O sistema fotovoltaico consiste assim num elemento colocado no edifício com a única função de gerar energia. Numa solução integrativa, os componentes do telhado ou da fachada do edifício, são substituídos por elementos fotovoltaicos. O sistema fotovoltaico passa a fazer parte integrante do envelope do edifício e, além de gerar energia elétrica, assegura funções de proteção climática, isolamento térmico, isolamento acústico, sombreamento e segurança (PROGRAMA ALTENER, 2004).

Quando a instalação é sobre os telhados, a estrutura de suporte dos módulos deve ser montada de modo a facilitar a instalação e manutenção do sistema, deve ser fabricada com materiais resistentes à corrosão, como ferro galvanizado e alumínio e ser aterrada eletricamente seguindo as normas vigentes (TORRES R. C., 2012). A estrutura deve ser rígida e de geo-

metria adequada para dar a orientação e o ângulo de inclinação necessários, a fim de assegurar a máxima captação da luz solar durante o período de interesse (PINHO; GALDINO, 2014).

Para a montagem de sistemas fotovoltaicos no telhado, os módulos são dispostos sobre a cobertura usando uma subestrutura metálica. A cobertura do telhado é mantida e continua a desempenhar a função de escoamento das águas. Em telhados já existentes, esta opção é seguramente a mais indicada, pois tem a melhor relação custo benefício. Contudo tem a desvantagem, além do aspecto estético, de todos os componentes, incluindo os acessórios, as ligações elétricas e os cabos, ficarem expostos (PROGRAMA ALTENER, 2004).

Sobre o telhado com painéis solares instalados são exercidas forças de pressão e de tração. As primeiras resultam em grande parte da pressão do vento, do peso dos módulos e da subestrutura. As forças de tração resultam essencialmente do efeito de tração do vento. Estes efeitos devem ser observados na fase de projeto do sistema fotovoltaico, verificando se a estrutura do telhado suporta as cargas adicionais. Com o intuito de minimizar as forças exercidas no gerador, deverão ser considerados os seguintes aspectos na fase de planejamento (PROGRAMA ALTENER, 2004):

- O espaço entre a superfície do módulo e a cobertura do telhado não deve ser muito grande. No entanto, deve ser suficiente para permitir a eficaz ventilação do telhado e dos próprios módulos;
- As linhas verticais e horizontais do prédio (cumeeira, beiral), não devem ser ultrapassadas;
- A superfície do gerador deve ter a mesma inclinação do telhado;
- Deve-se deixar um pequeno espaço entre os módulos, por forma a compensar a pressão do vento.

As estruturas de alumínio são as mais utilizadas para a relação qualidade e peso. A empresa ENERGY TEAM BRASIL apresenta as seguintes soluções para instalação de módulos fotovoltaicos sobre telhados, em alumínio ou ferro galvanizado (ENERGY TEAM, 2015):

- Estrutura para telhados inclinados com telhas cerâmicas e para cobertura em chapa trapezoidal, ilustradas na Figura 20;
- Estrutura com triângulos para montagem em telhados planos, ilustrada na Figura 21;

- Estrutura 'azimute 0' e estrutura 'Leste-Oeste' para montagem em telhados planos, ilustrada na Figura 22.

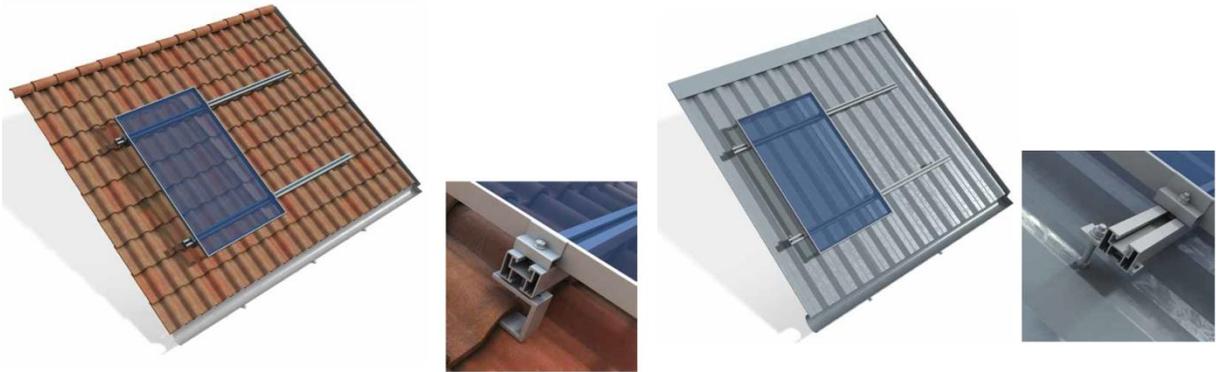


Figura 20. Estrutura para telhados inclinados com telha cerâmica e em chapa trapezoidal.



Figura 21. Estrutura em triângulo para telhados planos.



Figura 22. Estrutura 'azimute 0' e 'Leste-Oeste' para montagem em telhados planos.

2.4.11 Cálculo do Potencial de Geração Fotovoltaica

Através dos dados da irradiação solar média diária da localidade no plano dos módulos, área dos módulos e eficiência de conversão é possível estimar a energia que será produzida pelo sistema. Villalva e Gazoli (2012) propõem a Equação (19) para estimar o potencial de geração fotovoltaica:

$$E_P = E_S \cdot A_M \cdot \eta_M \cdot \eta_I \quad (19)$$

Sendo:

E_P : energia produzida pelo módulo diariamente (Wh/dia);

E_S : irradiação diária (Wh/m²/dia);

A_M : área da superfície do módulo (m²);

η_M : eficiência do módulo (%);

η_I : eficiência do inversor (%).

A Equação (19) estima a energia produzida por um módulo em um dia. Ao multiplicar a energia produzida pela quantidade total de módulos que serão instalados, obtém-se o potencial de geração fotovoltaica total do sistema, que pode ser dado também numa média mensal ou anual, bastando multiplicar o valor obtido por 30 ou 365, respectivamente.

2.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica de projetos de investimentos é uma preocupação constante em todos os setores econômicos. Nenhuma empresa ou organização pode assumir riscos de que não se tenha conhecimento prévio, ou, de suas implicações futuras. Conhecer os tipos de riscos e projetá-los no tempo é indispensável para evitar situações adversas no futuro (MELO F., 2010).

Em primeiro lugar, um projeto deve ter viabilidade técnica, isto é, pode ser realizado com os procedimentos de engenharia e equipamentos disponíveis; porém, a viabilidade técnica é necessária, mas não é suficiente. É preciso que haja também viabilidade econômica, isto é, o investimento só é viável se remunerar adequadamente o capital investido. Os benefícios devem ser maiores do que os custos (TORRES, O., 2006).

2.5.1 Custos de Investimento

Uma das principais barreiras para a popularização da energia solar fotovoltaica no Brasil têm sido os custos de investimentos associados a essa tecnologia, quando comparada com outras tecnologias de geração de eletricidade convencionais. Entretanto, desde o ano 2000 esses custos têm apresentado reduções significativas, sobretudo a partir do ano de 2006, em função da redução de preços verificadas nos preços dos módulos. Na Figura 23 são apresentados os índices de preços médios definido em pesquisa junto a instaladores de sistemas fotovoltaicos da Alemanha, com módulos fornecidos por fabricantes alemães, europeus, japoneses, chineses e taiwaneses, entre 2006 e o primeiro trimestre de 2013. No período, a redução dos preços de módulos fotovoltaicos foi de mais de 80%. Para os sistemas fotovoltaicos a queda nos preços foi de quase 70% (BSW-Solar, 2013).

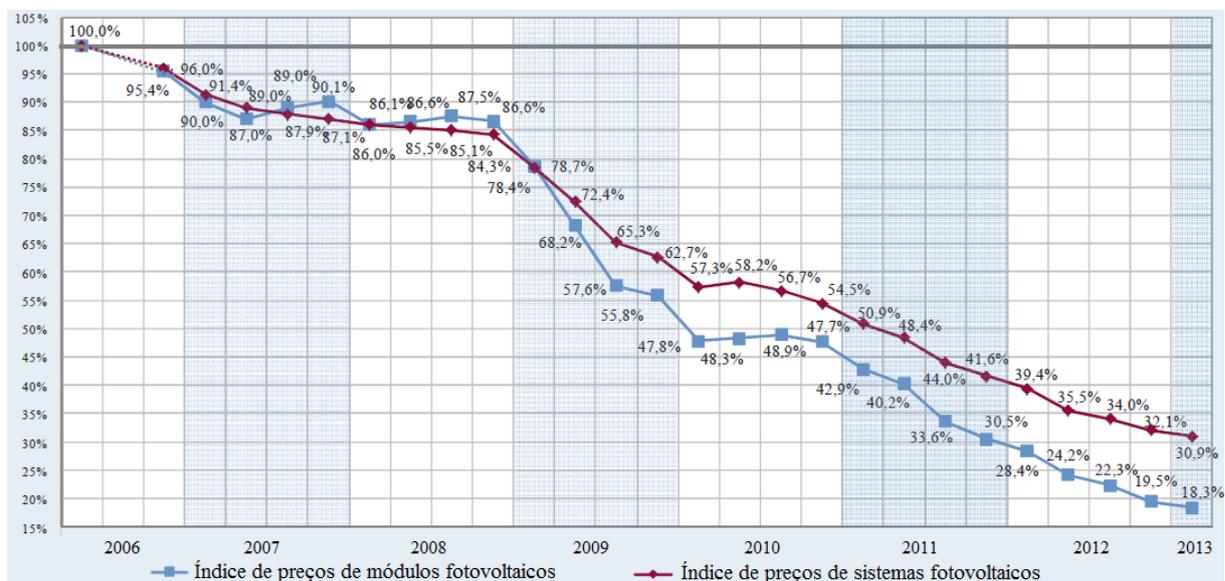


Figura 23. Índices de preços de módulos e sistemas fotovoltaicos na Alemanha (2006 a 2013).

A Figura 24 faz a comparação dos preços de fornecimento e montagem de sistemas FV instalados em telhados na Alemanha entre o quarto trimestre de 2012 e o primeiro trimestre de 2013. Enquanto os preços líquidos para pequenas centrais com capacidade inferior a 3 kWp caíram cerca de 4,9%, os preços de sistemas fotovoltaicos até 100 kWp caíram 1,1% (BSW-Solar, 2013).

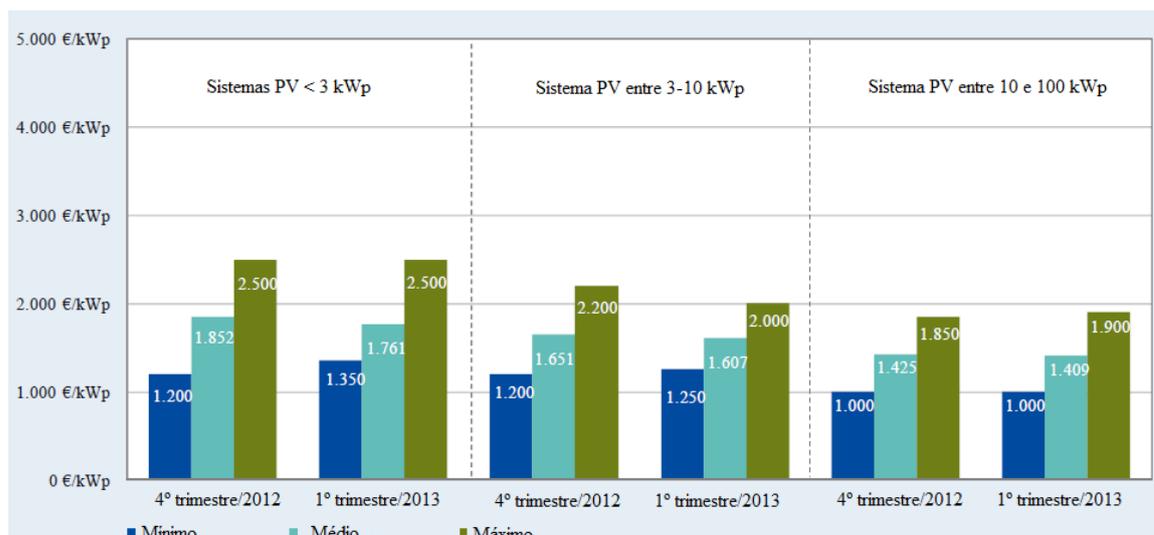


Figura 24. Preços de sistemas FV instalados em telhado na Alemanha.

De acordo com estudo da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE, nos últimos 30 anos o preços dos módulos fotovoltaicos têm diminuído a uma taxa média de 8% ao ano. A cada duplicação da capacidade global produzida, o preço dos módulos diminui em 20% (PERLOTTI, 2012).

De acordo com Pinho e Galdino (2014) os estudos da ABINEE (PERLOTTI, 2012) e da EPE (2012) são publicações que estimam e analisam os preços nacionalizados dos sistemas fotovoltaicos para o Brasil. Basicamente, trata-se da nacionalização dos custos internacionais, por meio da agregação a estes da carga tributária brasileira incidente sobre os equipamentos/materiais e serviços necessários à implantação dos sistemas fotovoltaicos no país. Mais especificamente, o Imposto de Importação, ICMS, PIS, Cofins, ISS, etc., mais outras taxas aplicáveis.

A Tabela 9 apresenta o custo nacionalizado dos sistemas fotovoltaicos em reais por Watt-pico, conforme estudo realizado pela ABINEE (PERLOTTI, 2012).

Tabela 9. Custo nacionalizado dos sistemas fotovoltaicos – estudo ABINEE.

Aplicação	Residencial	Comercial	Usina
Capacidade (kWp)	3	30	30.000
Custo dos módulos e inversores (R\$)	11.605,00	116.047,00	116.047.414,00
Custos de cabos e proteções (R\$)	2.250,00	18.000,00	13.100.000,00
Custo do sistema de fixação (R\$)	3.750,00	24.000,00	14.000.000,00
Demais custos (conexões, projeto, etc.) (R\$)	3.750,00	30.000,00	18.000.000,00
Total (R\$)	21.359,00	188.047,00	161.147.414,00
Total (R\$/kWp)	7,12	6,27	5,37

A Tabela 10 apresenta o custo nacionalizado dos sistemas fotovoltaicos em reais por Watt-pico, conforme estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE (EPE, 2012).

Tabela 10. Custo nacionalizado dos sistemas fotovoltaicos – estudo EPE.

Potência	Gerador FV	Inversores	Instalação e Montagem	Total
Residencial (4-6 kWp)	6,41	1,64	2,01	10,06
Residencial (8-10 kWp)	5,81	1,44	1,81	9,06
Comercial (100 kWp)	5,00	1,21	1,55	7,76
Industrial (\geq 1000 kWp)	4,60	0,86	1,38	6,84

A Tabela 11 apresenta as características de alguns dos novos empreendimentos fotovoltaicos decorrentes do Leilão 08/2014, indicando também o investimento previsto para a implantação das centrais de geração fotovoltaica (ANEEL, 2015).

Tabela 11. Implantações de centrais fotovoltaicas decorrentes do Leilão de Reserva 08/2014.

Usina	Potência (MW)	Preço de Venda (R\$/MW)	Localização	Mod.	Investimento Previsto (R\$)	Custo Unitário (R\$/Wp)
UFV Coremas I	30,00	219,78	PB	PIE	125.372.000,00	4,179
UFV Ituverava 2	30,00	214,84	BA	PIE	156.636.000,00	5,221
UFV FCR III Itapuranga	10,00	220,00	GO	PIE	52.910.000,00	5,291
UFV FRV Banabuiú	30,00	200,84	CE	PIE	140.050.000,00	4,668
UFV Guaimbe 1	30,00	215,95	SP	PIE	127.818.000,00	4,260
UFV Inharé I	30,00	218,70	RN	PIE	133.279.000,00	4,442

2.5.2 Financiamento

Normalmente, quando se trata de um empreendimento onde os custos de investimento são altos, torna-se necessário conseguir, junto a entidades autorizadas, financiamentos que tornem mais atrativos empreendimentos dessa natureza. Em termos de obras de infraestrutura, recursos próprios são mais caros quando comparados a recursos de terceiros (LINDEMAYER, 2008).

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) possui uma linha de financiamento específica para apoiar empreendimentos que visem à expansão e/ou modernização da infraestrutura de geração de energia do País, contemplando hidroelétricas, geração a partir de vapor ou eletricidade a partir de biomassa, energia eólica, energia solar, pequenas centrais hidroelétricas e outras energias alternativas (BNDES, 2015a).

O valor mínimo de financiamento é de 20 milhões de reais, podendo ser financiado até 70% do valor. O prazo máximo de amortização é de 20 anos para empreendimento de geração a partir da biomassa, energia solar, pequenas centrais hidroelétricas e outras energias alternativas. A taxa de juros dos financiamentos do BNDES será composta por: custo financeiro + remuneração básica do BNDES + Taxa de risco de crédito. A Tabela 12 apresenta os valores destas parcelas por tipo de cliente (BNDES, 2015a).

Tabela 12. Parcelas da taxa de juros do BNDES.

Porte da empresa	Micro, pequenas e médias empresas	Média-grandes e grandes empresas
Custo financeiro	No mínimo, TJLP	No mínimo, TJLP
Remuneração básica do BNDES	A partir de 1,5% ao ano (a.a.)	A partir de 1,2% ao ano (a.a.)
Taxa de risco de crédito	1,0% para Estados, Municípios e Distrito Federal ou até 4,18% a.a., conforme o risco de crédito do cliente	

A Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP é definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. A TJLP tem período de vigência de um trimestre-calendário e é fixada pelo Conselho Monetário Nacional e divulgada até o último dia útil do trimestre imediatamente anterior ao de sua vigência. A Tabela 13 apresenta a evolução da TJLP nos últimos 5 anos (BNDES, 2015b).

Tabela 13. Evolução da TJLP (% a.a.)

ANO	2011	2012	2013	2014	2015
OUTUBRO a DEZEMBRO	6%	5,5%	5%	5%	-
JULHO a SETEMBRO	6%	5,5%	5%	5%	-
ABRIL a JUNHO	6%	6%	5%	5%	6%
JANEIRO a MARÇO	6%	6%	5%	5%	5,5%

2.5.3 Métodos Determinísticos de Análise de Investimento

Os métodos determinísticos supõem que variáveis externas não afetarão o fluxo de caixa projetado para um investimento, ou seja, o fluxo de caixa ocorrerá exatamente como previsto. Existem diversos métodos determinísticos que podem ser utilizados para se obter critérios de decisão para a escolha de um projeto, tais como:

1. Método do Valor Presente Líquido (VPL);
2. Métodos da Taxa Interna de Retorno (TIR);
3. Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM);
4. Método de tempo de recuperação do investimento (PAY-BACK);

5. Método do Índice de Lucratividade (IL);
6. Método de Valor Anual (VA).

Antes de prosseguir a uma análise econômica, deve-se fixar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que é a expectativa mínima de lucratividade, em termos de taxas de juros, que se espera em um determinado investimento. Para que qualquer investimento seja lucrativo, o investidor (corporativo ou individual) espera receber mais dinheiro do que o capital investido. Em outras palavras, uma justa taxa de retorno do investimento, deve ser realizável. A TMA deve ser mais alta do que a taxa esperada de um banco ou de determinado investimento seguro, que envolva um risco mínimo de investimento. Portanto, a nova proposta deve render, no mínimo, a taxa de juros equivalente às aplicações correntes e de pouco risco. (BLANK; TARQUIN, 2008).

Essa taxa é conhecida na literatura por vários outros nomes, como taxa de rendimento mínimo, custo do capital, custo de oportunidade, etc. Há muita discussão na literatura sobre fixação da TMA. Para alguns ela resulta de cálculos matemáticos, e depende só do mercado. Para outros, ela é um parâmetro de decisão, escolhida livremente pelo decisor, levando em conta as informações de que dispõem, seu perfil em face do risco (conservador, moderado ou arrojado), suas necessidades e suas expectativas sobre o futuro (TORRES, O., 2006).

2.5.3.1 VPL – Valor Presente Líquido

O VPL tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor presente de todos os seus fluxos de caixa. Corresponde à diferença entre os valores atualizados das entradas e saídas de dinheiro durante o período de vida útil do projeto, calculados para o ano zero (FREIRE, 2011). O VPL é determinado pela expressão (PAMPLONA; MONTEVECHI, 2005):

$$VPL = \sum_{j=0}^n C_j(1+i)^{-j} \quad (20)$$

Sendo:

C_j : fluxo de caixa do ano j (receitas menos despesas).

n : vida útil do projeto.

i : Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Se o valor for positivo ($VPL > 0$), o projeto será economicamente viável porque permite não só cobrir o investimento como gerar a remuneração exigida pelo investidor e ainda excedentes financeiros.

Se o valor for nulo ($VPL = 0$), é o caso limite em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida;

Se o valor for negativo ($VPL < 0$), considera-se o projeto economicamente inviável.

Apesar de o VPL ser um bom indicador, não deve ser usado isoladamente quando se pretende comparar alternativas de investimento, que podem apresentar o mesmo VPL mas possuírem diferentes custos de investimento e duração (FREIRE, 2011).

2.5.3.2 TIR – Taxa Interna de Retorno e TIRM – Taxa Interna de Retorno Modificada

A TIR é um indicador amplamente utilizado na análise de projetos financeiros, encontrando-se diretamente ligado ao VPL. A Taxa Interna de Retorno representa a taxa máxima de rentabilidade do projeto, isto é, é a taxa de juros que, no final do período de vida do projeto, iguala o VPL a zero. Em outras palavras, a TIR é a taxa a que os capitais do projeto são renumerados (COSTA, 2013).

A TIR pode ser calculada utilizando-se diferentes valores para a taxa de juros na expressão (20) até que se encontre o VPL de valor nulo. A utilização deste método iterativo torna trabalhoso o cálculo manual da TIR, uma desvantagem eliminada pelo uso de calculadoras financeiras, programas de computadores ou planilhas eletrônicas.

No entanto, podem ocorrer fluxos de caixa com mais de uma inversão de sinal, com mais de uma taxa que anula o VPL. Nestes casos, recomenda-se o uso do método Taxa Interna de Retorno Modificada, a TIRM.

Para a obtenção da TIRM, os fluxos de caixa intermediários negativos são trazidos ao valor presente, com uma taxa de financiamento compatível com as do mercado, enquanto que os fluxos intermediários positivos são levados ao valor futuro no último período do fluxo de caixa, a partir de uma taxa de reinvestimento adequada com as praticadas no mercado. Com todos os valores do fluxo de caixa concentrados no instante zero e no período final, o

cálculo da TIRM é feito com a expressão (20), para o $VPL = 0$, obtendo-se a seguinte fórmula (FILHO, A., 2008):

$$\sum_{j=0}^n \frac{FCN_j}{(1 + i_f)^j} = \frac{\sum_{j=0}^n FCP_j (1 + i_r)^{n-j}}{(1 + TIRM)^n} \quad (21)$$

Em que:

FCP_j : Fluxo de caixa positivo no ano j ;

FCN_j : Fluxo de caixa negativo no ano j ;

i_f : taxa de financiamento dos fluxos de caixa negativos;

i_r : taxa de reinvestimento dos fluxos de caixa positivos;

n : vida útil do projeto.

A TIR ou TIRM deve ser comparada com a TMA para a conclusão a respeito da aceitação ou não do projeto. Só devem ser escolhidos projetos que apresentem TIR ou TIRM superior à Taxa Mínima de Atratividade da empresa (PAMPLONA; MONTEVECHI, 2005).

2.5.3.3 PAY-BACK

O PAY-BACK, ou período de recuperação do investimento, mede o tempo necessário para reaver o capital investido, considerando-se a mudança de valor do dinheiro no tempo. Quanto maior o PAY-BACK de um investimento, mais tempo deverá ser necessário para se obter o capital de volta, portanto, maior o seu risco.

Projetos que apresentam um tempo de recuperação pequeno são menos arriscados, pois projeta um período menor de recuperação do capital investido.

Este indicador também pode ser definido como sendo o tempo necessário para que as receitas de exploração compensem os investimentos e os custos do projeto. Não se trata de um critério de rentabilidade como muitas vezes é assumido, tratando-se antes de uma sinalização do risco do projeto. Podemos encontrar projetos com menores períodos de recuperação que outros, o que não significa que tenham maior rentabilidade.

O PAY-BACK pode ser obtido através da fórmula a seguir (COSTA, 2013):

$$It = \sum_{j=0}^p Cj \quad (22)$$

It é o investimento total atualizado para o ano zero. Neste caso, p é o PAY-BACK, ou seja, o número de períodos em que o somatório dos fluxos de caixa, Cj , se iguala ao investimento inicial.

O PAY-BACK também pode ser calculado construindo a coluna de saldos dos fluxos de caixa do projeto e verificando-se o VPL acumulado a cada período. Neste caso, deve-se trabalhar com os valores dos fluxos de caixa trazidos para o presente (PAY-BACK descontado). O momento em que o saldo do projeto se torna positivo corresponde ao PAY-BACK do investimento.

O PAY-BACK deve ser usado fundamentalmente como índice de risco e não como comparador de projetos, principalmente se está comparando alternativas com tempos de vida diferentes (FREIRE, 2011).

2.5.4 Análise de Investimentos em Situações de Incerteza

Em um fluxo de caixa, o investimento necessário para o projeto é colocado na data zero. Nas datas posteriores, as parcelas são o resultado da composição de receitas, despesas de manutenção, mão de obra, matéria prima, energia elétrica, impostos, depreciação, financiamentos, etc. O método determinístico considera que os diversos elementos que compõem o fluxo de caixa não sofrerão alterações ao longo da vida útil do projeto, o que não ocorre na realidade.

É comum se distinguir duas situações quanto à variação dos dados no fluxo de caixa, chamadas de análise de risco e análise de incerteza. Na análise de risco é possível calcular uma distribuição de probabilidades associada a um resultado do fluxo de caixa (VPL ou TIR) e as chances do projeto se tornar inviável. As técnicas usuais de se trabalhar com risco são (PAMPLONA e MONTEVECHI, 2005):

1. Distribuição de probabilidades;
2. Simulação do fluxo de caixa;
3. Árvore de decisão.

Na análise de incerteza não se conhece a distribuição estatística de um fluxo de caixa e trabalha-se com opiniões e sugestões de especialistas que terão de decidir sobre qual o melhor projeto do ponto de vista econômico. As técnicas utilizadas para consideração da incerteza são (PAMPLONA e MONTEVECHI, 2005):

1. Análise de sensibilidade;
2. Método de Laplace;
3. Método MAX MIN;
4. Método MAX MAX;
5. Método de Hurwicz;
6. Método de Savage;
7. Técnicas baseadas na teoria sobre Fuzzy Sets.

2.5.4.1 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade consiste em variar um ou mais fatores que influenciam o fluxo de caixa do projeto, mantendo os demais em seu nível de referência, e calcular o efeito na variável de decisão. Desta forma podemos determinar quais fatores são mais sensíveis (maior efeito) e, portanto, merecem mais atenção (TORRES, O., 2006).

Usualmente, é variado um fator a cada vez e supõe-se independência em relação a outros fatores. Essa suposição não é totalmente correta em situações reais, mas é prática, pois essas dependências são difíceis de serem contabilizadas de maneira mais acurada. A análise de sensibilidade escolhe um método determinístico, como VPL ou TIR, como uma medida de valor; a alternativa selecionada será afetada se determinado parâmetro variar ao longo de um intervalo definido de valores. Habitualmente, as variações quanto aos períodos de vida útil, custos iniciais e receitas resultam de variações no preço de venda, operação em diferentes níveis de capacidade, inflação, etc. BLANK e TARQUIN (2008) apresentam o seguinte procedimento para se realizar uma análise de sensibilidade

1. Determine qual parâmetro de interesse poderia variar a partir do valor estimado mais provável (Ex.: vida útil, taxas, custos);
2. Selecione o intervalo provável e incremente a variação correspondente a cada um dos parâmetros;
3. Escolha a medida do valor (Ex.: VPL, TIR, PAY-BACK);

4. Calcule os resultados para cada parâmetro, utilizando a medida do valor como base;
5. Para melhor interpretar a sensibilidade, apresente um gráfico do parâmetro em relação à medida do valor.

2.6 MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO E CRÉDITOS DE CARBONO (RCE)

Em 1992, a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC) teve como objetivo a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera num nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático. A Convenção do Clima entrou em vigor em 1994 onde os países mais desenvolvidos assumem compromissos de reduzir suas emissões de gases efeito estufa (GEE). Em 1997 foi adotado o Protocolo de Quioto que determina que os países incluídos no Anexo I (países industrializados) devem reduzir suas emissões de GEE em pelo menos 5,2% abaixo dos níveis de 1990, nos anos de 2008 a 2012 (RODRIGUES, 2006).

O Protocolo de Quioto estabelece três mecanismos conhecidos como Comércio de Emissões – CE, Implementação Conjunta – IC e Mecanismo do Desenvolvimento Limpo – MDL. Estes mecanismos têm por objetivo ajudar os países industrializados reduzir as emissões de GEE em países cujo custo marginal de abatimento seja menor (RODRIGUES, 2006).

O MDL consiste na possibilidade de um país que tenha compromisso de redução de emissões (país no Anexo I) adquirir Reduções Certificadas de Emissões (RCE), geradas por projetos implantados em países em desenvolvimento (países não-Anexo I), como forma de cumprir parte de suas obrigações quantificadas no âmbito do Protocolo. A ideia consiste em que um projeto gere benefício ambiental (redução de emissões de GEE ou remoção de CO₂) na forma de um ativo financeiro, transacionável, denominado Reduções Certificadas de Emissões - RCE (FRONDIZI, 2009).

Podem participar de uma atividade de projeto de MDL entidades públicas, privadas e parcerias público-privadas das Partes no Anexo I e das Partes não-Anexo I, desde que devidamente autorizadas pelos respectivos países.

As atividades de projeto de MDL nos países em desenvolvimento têm que apresentar benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo; e estar diretamente relacionadas aos

gases de efeito estufa, podendo reduzir as emissões de GEE ou aumentar a remoção de CO₂. Os projetos podem envolver substituição de energia de origem fóssil por outras de origem renovável, racionalização do uso da energia, atividades de florestamento e reflorestamento, serviços urbanos mais eficientes, entre outras possibilidades.

A redução de emissões de GEE e/ou o aumento de remoções de CO₂ decorrentes da atividade de projeto são medidas em toneladas de dióxido de carbono equivalente – t CO₂e. Cada tonelada de CO₂e reduzida ou removida da atmosfera, devidamente verificada depois de um processo específico, corresponde a uma unidade emitida pelo Conselho Executivo do MDL, denominada de Redução Certificada de Emissão (RCE).

Uma atividade de projeto de MDL visa à utilização final das RCE pelas Partes no Anexo I para cumprimento de suas metas. Finalmente, o proponente do projeto terá a oportunidade de receber o benefício integral da venda das RCE (popularmente conhecidas como “créditos de carbono”) pelo preço de mercado, como já tem ocorrido por meio de negociações privadas ou no âmbito da BM&F Bovespa S.A (FRONDIZI, 2009).

Há basicamente dois conceitos no Protocolo de Quioto que fundamentam o princípio do MDL: a adicionalidade e a linha de base adotada. O conceito de adicionalidade é relacionado à atividade de projeto de MDL que reduzir emissões antrópicas de GEEs para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada. O conceito de linha de base refere-se às emissões antrópicas dos GEEs que ocorreriam na ausência do projeto de MDL, ou seja, pode ser definido como o nível de emissões de GEEs que uma determinada empresa ou país estaria evitando com a implementação da atividade de projeto de MDL (LOPES, 2013).

Os projetos desenvolvidos neste trabalho se enquadram dentro do conceito de linha de base, pois certa quantidade emissões seria gerada pela queima de combustível em geradores, por exemplo, para gerar a mesma quantidade de energia do sistema fotovoltaico a ser instalado.

Para que um projeto resulte em Reduções Certificadas de Emissões – RCE devem ser cumpridas sete etapas (LOPES, 2013):

1. Elaboração do Documento de Concepção de Projeto;
2. Validação pela Autoridade Nacional Designada;
3. Aprovação pela Autoridade Nacional Designada;

4. Submissão ao Conselho Executivo para registro;
5. Monitoramento;
6. Validação/Certificação;
7. Emissão da RCE.

2.6.1 Quantificação das Reduções Certificadas de Emissões de SFCR

A metodologia é o primeiro passo a ser observado para qualquer atividade de projeto. É na metodologia que são definidos os parâmetros a serem seguidos para se quantificar as emissões evitadas, como também as adicionalidades.

As atividades de projetos são classificadas quanto à escala dos empreendimentos, cujas características são observadas na Tabela 14 (CGEE, 2010).

Tabela 14. Diferença entre escala nos ciclos de projetos.

Tipos de atividades de projeto	Características
MDL de grande escala	- Não há limites para sua extensão; as metodologias podem ser propostas pelas Partes; são metodologias mais conservadoras e restritas.
MDL de pequena escala	- Há limites para sua extensão de acordo com o tipo de atividade: Tipo I: atividades de projetos de energia renovável com uma capacidade máxima de produção de 15MW; Tipo II: atividades de projetos de melhoria da eficiência energética que reduzam o consumo em até o máximo de 60 GWh/ano ou equivalente apropriado; Tipo III: outras atividades de projetos que resultem em reduções inferiores a 60 t de CO ₂ e ou equivalente. - As metodologias são desenvolvidas pelo Conselho Executivo e disponibilizadas ao público em geral.

A Tabela 15 mostra as principais metodologias do MDL para projetos de grande e pequena escala envolvendo energias renováveis conectados à rede. Dentre essas, a mais utilizada de grande escala no Brasil é a ACM0002. Nas atividades de pequena escala, a mais utilizada é a AMS-I.D (LOPES, 2013).

Com base na metodologia AMS-I.D, o limite do projeto abrange o local geográfico da fonte de geração renovável. A eletricidade produzida por SFCR será entregue à rede e substituirá a energia elétrica gerada por outros combustíveis/fontes que emitam carbono. Portanto, de acordo com a metodologia, a extensão espacial do limite do projeto inclui a planta do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema de energia elétrica ao qual ela

está conectada, o que nos casos deste trabalho corresponde ao SIN (Sistema Interligado Nacional) (LOPES, 2013).

Tabela 15. Lista de metodologias para projetos de MDL que utilizam energia renovável.

Segmento	Escala	Número	Nome da metodologia Aprovada
Energia Renovável	Grande Escala	ACM0002	Metodologia de linha de base consolidada para a geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis
		AM0019	Atividades de projeto de energia renovável que substituem parte da produção de eletricidade de uma usina elétrica movida a combustível fóssil que seja a única ou abasteça uma rede, excetuando-se os projetos de biomassa
		AM0026	Metodologia para geração de eletricidade conectada à rede com emissões nulas, a partir de fontes renováveis no Chile ou em países com rede de despacho por ordem de mérito
		AM0072	Substituição de combustíveis fósseis por recursos geotérmicos para aquecimento de interiores
	Pequena Escala	AMS-I.A.	Geração de eletricidade pelo usuário
		AMS-I.B.	Energia mecânica para o usuário com ou sem energia mecânica
		AMS-I.C.	Energia térmica para o usuário com ou sem eletricidade
		AMS-I.D.	Geração de eletricidade renovável conectada à rede

No ato da construção de novas plantas de geração pode ocorrer a emissão de carbono, chamados de emissões de projeto. Para a estimativa das emissões evitadas de CO₂e com a implantação de sistemas fotovoltaicos, a AMS-I.D determina que deve-se considerar que não há emissões de projeto. Além das emissões de projeto, podem ainda existir emissões decorrentes das fugas, que se referem àquelas resultantes da atividade do projeto (por exemplo, grandes hidroelétricas emitem metano devido à decomposição de matéria orgânica). No entanto, projetos de pequena escala como solar fotovoltaico possuem emissões de fuga nula (LOPES, 2013).

As emissões de CO₂e de cada projeto fotovoltaico são calculadas a partir da seguinte expressão (UNFCCC, 2013):

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (23)$$

Em que:

ER_y = Redução das emissões no ano y (tCO₂e/ano);

BE_y = Emissões da linha de base no ano y (tCO₂e/ano);

PE_y = Emissões do projeto no ano y (tCO₂e/ano), que no caso da energia solar fotovoltaica é zero;

LE_y = Emissões decorrentes das fugas no ano y (tCO₂e/ano), que no caso da energia solar fotovoltaica também é zero.

Dessa forma, as emissões de CO₂e (ER_y) de cada projeto fotovoltaico será igual às emissões de linha de base (BE_y).

Para o cálculo das emissões de linha de base, é necessário saber a quantidade de energia que será gerada pelo empreendimento e disponibilizada na rede de distribuição, bem como o fator de emissão do SIN, conforme a expressão (UNFCCC, 2013):

$$BE_y = EG_{BLY} \cdot EF_{CO_2,grid,y} \quad (24)$$

Em que:

EG_{BLY} = Quantidade líquida de eletricidade fornecida à rede elétrica como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh);

$EF_{CO_2,grid,y}$ = Fator de emissão de CO₂e da rede elétrica no ano y (tCO₂e/MWh).

Na fase de concepção do projeto, a quantidade de energia líquida fornecida à rede elétrica, EG_{BLY} , por uma planta fotovoltaica é estimada a partir da avaliação do potencial de geração fotovoltaica.

O fator de emissão é uma combinação da margem de operação, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ da energia despachada, com a margem de construção, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ das últimas usinas construídas. O fator de emissão de CO₂e da rede elétrica no ano y , $EF_{CO_2,grid,y}$, é obtido pela expressão (UNFCCC, 2013):

$$EF_{CO_2,grid,y} = EF_{grid,MO,y} \cdot w_{MO} + EF_{grid,MC,y} \cdot w_{MC} \quad (25)$$

Em que:

$EF_{grid,MO,y}$ = Fator de emissão de CO₂e da margem de operação no ano y (tCO₂e/MWh);

w_{MO} = Ponderação do fator de emissão da margem de operação para novos empreendimentos de energia renováveis;

$EF_{grid,MC,y}$ = Fator de emissão de CO₂e da margem de construção no ano y (tCO₂e/MWh);

w_{MC} = Ponderação do fator de emissão para margem de construção para novos empreendimentos de energia renováveis.

Desde 2008 o Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) passou a fornecer os fatores de emissão de CO₂ oficiais para a margem de operação ($EF_{grid,MO,y}$) correspondente a todo o Sistema Nacional Interligado (SIN), com base na análise de dados de despacho. Esta opção leva em conta o custo marginal de operação das usinas na precedência de entrega de eletricidade para a rede, ou seja, pelo mérito de despacho. O fator de emissão de CO₂ oficial da margem de construção ($EF_{grid,MC,y}$) também é fornecido pelo MCTI. Os fatores de emissão de CO₂ do SIN podem ser encontrados na página do MCTI na Internet (CGEE, 2010).

Com relação à ponderação dos respectivos fatores de emissão, a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” (*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*) determina que para os projetos de energia eólica e solar, os pesos padrão sejam os seguintes: $w_{MO} = 0,75$ e $w_{MC} = 0,25$ (UNFCCC, 2013).

2.6.2 Mercado de carbono

O Protocolo de Quioto criou um mercado internacional, onde as reduções de emissões de GEE e a remoção atmosférica de CO₂ poderiam ser comercializadas entre países por meio de créditos de carbono. Com a entrada em vigor do Protocolo, em 16 de fevereiro de 2005, esse mercado vinha aumentando consideravelmente os volumes e os valores negociados.

O mercado de carbono comercializa as transações baseadas em Reduções Certificadas de Emissões (RCE) ou *Certified Emission Reductions* (CER) provenientes de atividades de projeto de MDL. Cada tonelada de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e) equivale a 1 (uma) unidade de RCE (crédito de carbono). Uma vez de posse dos créditos de carbono, o vendedor pode negociá-los diretamente com o comprador, no chamado mercado de balcão (OTC – *Over-the-Counter*) ou através das bolsas de créditos de carbono (ICE – *Intercontinental Exchange*, CCX – *Chicago Climate Exchange*, BM&F Bovespa, etc) (CGEE, 2010).

Alternativamente ao comércio de emissões no âmbito do MDL, o mercado voluntário de carbono surgiu a partir de iniciativas de entidades, governos, dentre outros, que buscavam formas de mitigar os efeitos de suas emissões dos GEE, sem a necessidade de seguir leis e normas rigorosas, como as estabelecidas pelas Nações Unidas a partir do Protocolo de Quioto (FREITAS, 2012). A Bolsa do Clima de Chicago (CCX – *Chicago Climate Exchange*)

foi a primeira do mundo a negociar reduções certificadas de emissões de gases do efeito estufa (GEE) no mercado voluntário.

O Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões (MBRE) foi lançado em 2005, com o objetivo de viabilizar a negociação de RCE por meio de leilões eletrônicos e agendados pela Bolsa de Mercadorias e Futuros da Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBOVESPA). Foram realizados quatro leilões no âmbito da BM&FBOVESPA. O primeiro ocorreu em setembro de 2007. Foram comercializados 808,45 mil créditos de carbono gerados pelo projeto Bandeirantes (SP), que foram negociados a € 16,2 cada, totalizando 13,097 milhões de euros. O segundo leilão aconteceu em setembro de 2008, com 73 mil toneladas de créditos de carbono oriundas do Aterro Sanitário Bandeirantes e Aterro Sanitário São João, arrematados pelo valor de € 19,2 cada, totalizando 13,689 milhões de euros. O terceiro leilão, realizado em abril de 2010, terminou sem negócios (ARAÚJO, 2011).

Em junho de 2012 foi realizado o quarto leilão de reduções certificadas de emissão (RCE) que, da mesma forma que os dois primeiros, são de titularidade da Prefeitura da cidade de São Paulo. A Mercuria Energy Trading, sediada em Genebra (Suíça), arrematou o lote a € 3,30 por crédito de carbono, o que representa um ágio de 22,22% em relação ao preço mínimo de € 2,70 por crédito de carbono. Ao total o leilão teve volume financeiro de € 1.749.000,00 (aproximadamente R\$ 4.477.000,00). Foram leiloadas, em um único lote, 530 mil RCE geradas, nos termos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), pelo Projeto Bandeirantes de Gás de Aterro e Geração de Energia (BM&FBOVESPA, 2015).

Diante das indefinições e do vácuo que restou ao não se chegar a um acordo global para o período pós-2012, o Brasil e diversos outros países em desenvolvimento ficaram de fora de um mercado oficial, com demanda de créditos estabelecida. Alguns estrangeiros estão comprando para compromissos de neutralização auto estabelecidos e, eventualmente, podem se interessar por créditos brasileiros. Entretanto, não existe uma demanda oficial estabelecida para créditos nacionais. Assim, o mercado de carbono para o Brasil, falando em termos de preços, não está nada favorável (ROQUE, 2015).

O mercado prioritário para o Banco Sumitomo Mitsui Brasileiro S/A era o Japão. Entretanto, em 2009/2010 o Japão mudou sua estratégia quanto às metas de Kyoto e reduziu drasticamente suas compras de RCE, focando no mercado de EUA (*European Emission Allowances*) do Leste Europeu. Atualmente, o Banco Sumitomo acompanha o mercado de RCE,

entretanto, não atua mais na comercialização de crédito de carbono devido a essa dupla questão: mercado global e estratégia japonesa (ROQUE, 2015).

A *Intercontinental Exchange* (ICE) é uma empresa norte-americana que comercializa futuros e derivativos no mercado de balcão (Over-the-Counter). As Reduções Certificadas de Emissões (*ICE CER Emissions Futures*) é um dos produtos comercializados na *Intercontinental Exchange*. Os preços são cotados em Euros e centavos de Euro por cada tonelada métrica. Após vários anos de crescimento contínuo, o mercado de MDL primário retraiu em 2008, mostrando os efeitos da crise econômica sobre a redução da demanda e dos preços no final do ano (CGEE, 2010). A Figura 25 apresenta o histórico do preço líquido de RCE negociados na *Intercontinental Exchange* (ICE), no período de 2008 a 2013 (QUANDL, 2015). Entre 2008 e 2009, a RCE chegou a ser negociada a € 23,00. Em 2003, seu valor atingiu € 0,20.



Figura 25. Preço líquido de RCE negociados na *Intercontinental Exchange* (ICE), no período de 2008 a 2013.

A crise econômica mundial iniciada em 2008, deflagrada pela crise das hipotecas imobiliárias nos Estados Unidos, tem sido apontada como o principal fator da queda dos preços de comercialização dos créditos de carbono. O baixo nível de atividades em projetos de MDL reflete a desaceleração do mercado. Com o preço de RCE em torno de € 0,37 na média

de 2013 e nenhuma recuperação de preços prevista para o futuro próximo, as atividades de MDL, desde o início da validação até a emissão, viu uma redução considerável em 2013.

Em 11 de abril de 2015, a tonelada de CO₂e era negociada a € 0,53 na *Intercontinental Exchange* (ICE). Os preços atuais de RCE mal cobrem os custos com monitoramento, validação e certificação, os quais ficam entre € 0,20 a € 1,0 por tonelada de CO₂e (KOSSOY, 2014).

A Figura 26 apresenta os valores da unidade de RCE registrados no período de abril de 2014 a abril de 2015. Em média, o preço da RCE comercializada neste período foi de 0,4158 euros (THEICE, 2015).

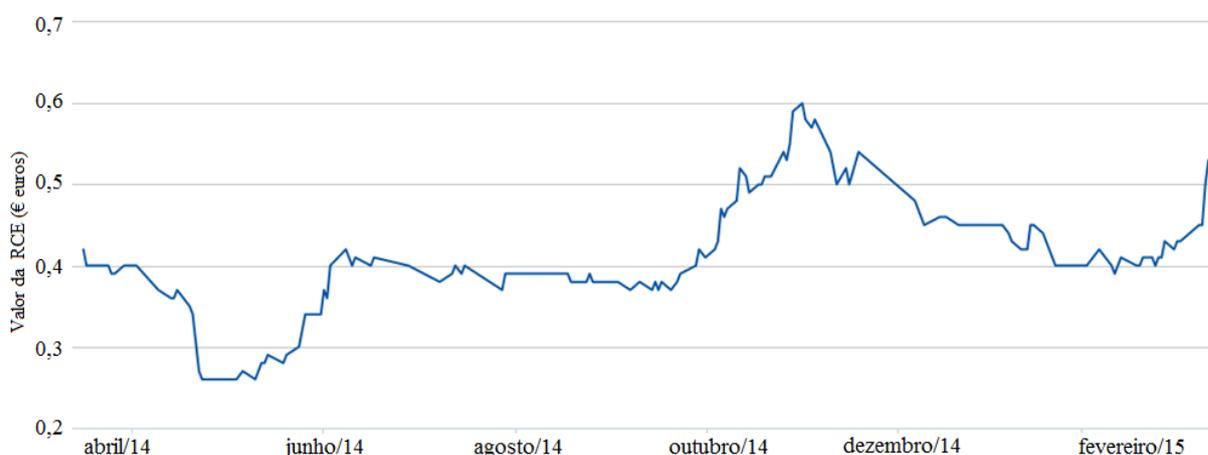


Figura 26. Preço da RCE na Intercontinental Exchange (ICE) (abril/14 - abril/15).

O Conselho Executivo do MDL, o setor privado e investidores institucionais do setor público estão explorando instrumentos de financiamento e políticas para tentar reviver o mercado de carbono. Por exemplo, o estabelecimento de um preço padrão de RCE, cancelamento de RCE, a ativação de novas fontes de demanda, atividades de compra e financiamento baseado em resultados. É pouco provável que estas iniciativas vão compensar a necessidade das Partes de resolver a lacuna da ambição (KOSSOY, 2014).

2.6.3 Impacto das receitas de venda de RCE no fluxo de caixa

Os créditos de carbono influenciam na viabilidade do projeto ao gerar uma receita adicional na sua venda. Entretanto, é necessário ponderar até que ponto esta influência é posi-

tiva, devido ao fato de existirem custos adicionais necessários para realizar todo o processo de validação, certificação e monitoramento, que podem prejudicar a viabilidade financeira do projeto (GEDRA, 2009).

Depois de concluído o projeto, devem ser realizados relatórios de medição a fim de certificar se efetivamente foram atingidas as reduções de emissão de GEE previstas, para que as RCE possam ser emitidas. Após a emissão das RCE, anualmente devem ser realizadas medições, com o objetivo de verificar exatamente a redução de emissão alcançada pelo projeto em cada período de medição, visando à apuração de variações normais que possam ocorrer. Sendo assim, a venda dos créditos pode ser realizada ao fim de cada período de medição e durante toda a vida do projeto (GEDRA, 2009).

Quanto ao período de obtenção de créditos, as regras do MDL preveem duas possibilidades de escolha, por parte dos participantes do projeto:

- (I) duração de 7 anos, com no máximo duas renovações, totalizando o período máximo de 21 anos; ou
- (II) duração de 10 anos, sem possibilidade de renovação.

No caso (I) acima, ao fim de cada período de sete anos, tanto a linha de base quanto as questões subjacentes a ela (como fator de emissão utilizado) serão reavaliadas com o objetivo de verificar se permanecem aplicáveis e válidas. Existem três possibilidades: a atividade de projeto deixou de ser adicional e, portanto, não cabe renovação; a linha de base se modificou, exigindo alteração; a linha de base se mantém e os parâmetros originais podem ser utilizados novamente (FRONDIZI, 2009).

Os custos de transação envolvidos no ciclo de aprovação e registro de uma atividade de projeto de MDL são considerados com uma das principais barreiras à sua implantação.

O impacto dos custos de transação sobre a viabilidade econômica dos projetos varia bastante conforme o tipo, tamanho do projeto e preço da RCE. No caso dos projetos de pequena escala (150 kW), o custo de transação pode representar até 46% da receita de comercialização das RCE. Caso o projeto seja de larga escala (2 MW), o custo de transação representaria 17% da receita. O aproveitamento da energia em aterros sanitários de larga escala (11 MW) teria um custo de transação de apenas 11% da receita da comercialização das RCE. Em geral, os custos de transação variam de US\$ 60.000 a US\$ 175.000 (CGEE, 2010).

Com relação aos procedimentos e a documentação necessários à renovação de um período de obtenção de créditos no início do segundo e do terceiro períodos de uma atividade de projeto, será preciso avaliar se a linha de base continua válida e atualizá-la. Esse procedimento de renovação irá gerar despesas em torno de US\$ 15.000 (CGEE, 2010).

Por se tratar de uma operação de venda, deve haver uma tributação sobre a comercialização de créditos de carbono, porém não há uma legislação específica para este tipo de operação. Gedra (2009) se baseia em uma análise da Constituição Federal de 1988, realizada por Souza (SOUZA, 2007) para aplicar a alíquota de 9,25% sobre o valor da venda de RCE, considerando a incidência dos impostos PIS e Cofins.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo é descrita a metodologia utilizada para o desenvolvimento do trabalho proposto.

Foi selecionado para o estudo de caso as seguintes edificações, com características específicas de consumo de energia elétrica e com área de telhado disponível para a instalação de painéis fotovoltaicos:

- a) Palácio Pedro Ludovico Teixeira, sede administrativa do governo do estado de Goiás, na cidade de Goiânia-GO.
- b) Indústria de alimentos HEINZ Brasil S.A., localizada na cidade de Nerópolis-GO.

O primeiro estudo de caso é um prédio público. Será projetado um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado sobre o telhado, visando o aproveitamento da energia solar para geração de energia elétrica, detalhando suas características técnicas. Inicialmente será realizada uma análise do potencial de geração de energia elétrica dos sistemas fotovoltaico dentro dos limites de áreas de telhados disponíveis, configurações de instalações dos painéis e levantamento dos dados de irradiação solar local. A partir da definição do potencial de geração de energia elétrica fotovoltaica será realizada uma análise econômica do projeto, com o objetivo de subsidiar a decisão dos gestores sobre a sua viabilidade financeira.

No segundo estudo de caso é projetado um sistema fotovoltaico conectado à rede a ser instalado sobre o telhado de uma planta industrial. A análise deverá seguir a metodologia desenvolvida no primeiro estudo de caso, porém aplicada sobre um telhado de dimensões maiores e para um consumidor com característica de consumo diversa da observada no prédio público. Desta forma, poderá ser realizado um estudo mais amplo, avaliando o impacto da instalação de um sistema fotovoltaico sobre o telhado de uma planta industrial, que tem a energia elétrica como um de seus recursos mais significativos.

A seguir, será apresentada a metodologia definida para a realização da análise técnica e de viabilidade econômica em cada caso.

3.1 METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA

Para a análise técnica, foi adotada a metodologia de pesquisa apresentada na Figura 27, cujas etapas encontram-se detalhadas a seguir.

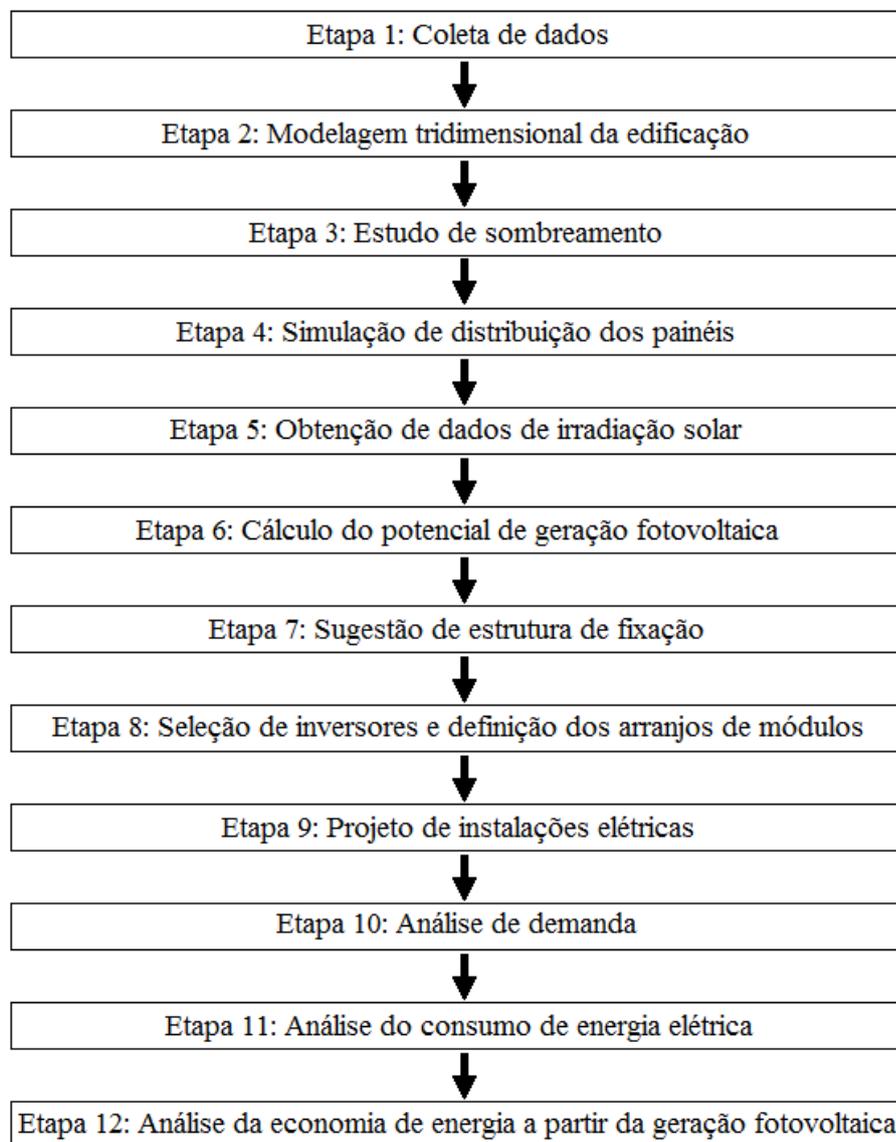


Figura 27. Fluxograma de metodologia de pesquisa para análise técnica.

A coleta de dados será realizada por meio de visita ao local de estudo, para levantamento de informações nos setores técnicos, registro fotográfico, medições em campo, levantamento de plantas de arquitetura dos telhados e obtenção de desenhos em *AUTOCAD*. Para

realização do estudo de sombreamento será desenvolvido um modelo do telhado das edificações em 3 dimensões, por meio dos softwares *AUTOCAD*, *SKETCHUP* e *GOOGLE EARTH*.

O estudo de sombreamento será realizado por meio das ferramentas de geolocalização, norte geográfico e análise de sombras do software *SKETCHUP*. A Figura 28 apresenta o ambiente de trabalho do *SKETCHUP*, com destaque para a ferramenta de configuração de sombra e a extensão *SKELION*, utilizadas para o projeto do sistema fotovoltaico.

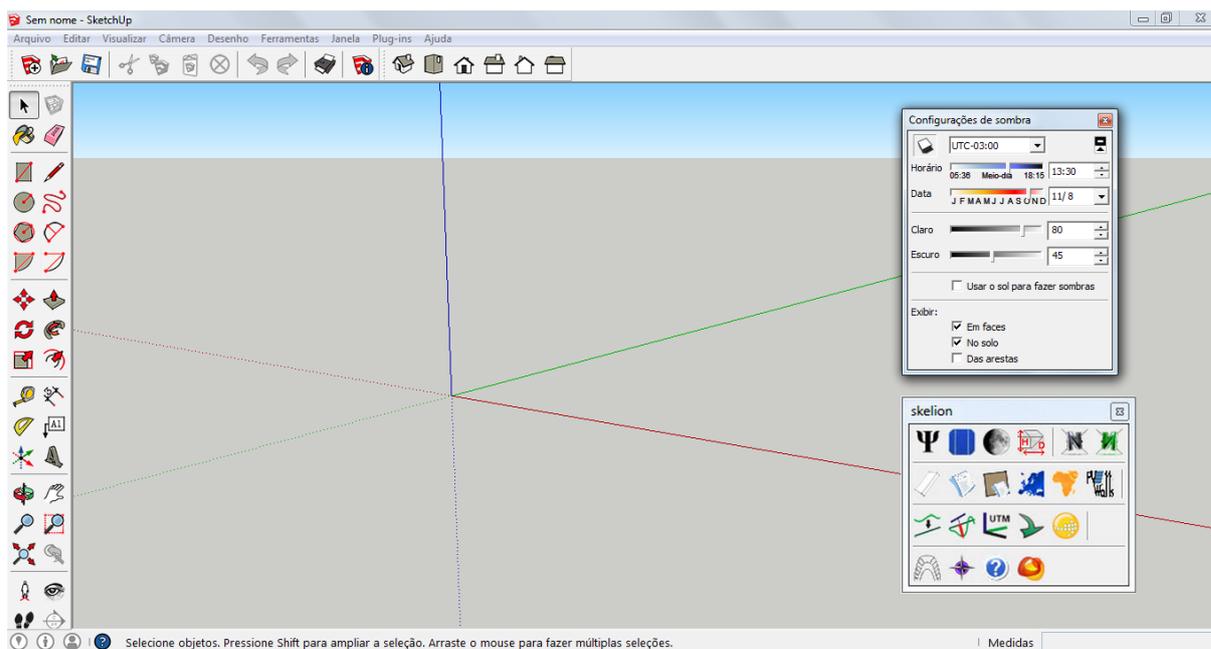


Figura 28. Interface do software *SKETCHUP*.

Com a extensão *SKELION* será feita a simulação da distribuição dos painéis sobre os telhados, de forma a avaliar qual a melhor configuração para alocação dos painéis.

Para isso, será definido um módulo fotovoltaico específico, com utilização dos dados fornecidos pelo fabricante para a composição e dimensionamento do sistema fotovoltaico.

A título de comparação do aproveitamento da energia solar serão simuladas duas alternativas de instalação dos painéis solares. A primeira configuração irá considerar a distribuição dos painéis acompanhando a inclinação dos telhados. Na segunda configuração o ângulo de inclinação dos painéis será corrigido para 16° em direção ao norte, valor ótimo de inclinação recomendado para a região (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Para a instalação de

painéis inclinados, será calculada a distância mínima entre painéis, de forma a evitar sobreposição entre si, utilizando as expressões definidas no tópico 2.4.7.2.

Os dados de irradiação solar local no plano dos módulos serão gerados por meio do software *RADIASOL 2*, a partir dos dados de inclinação e azimute dos painéis. A Figura 29 apresenta a interface de entrada de dados do software *RADIASOL 2*, com seleção da cidade de Goiânia e os campos para entrada dos dados de desvio azimutal a inclinação do módulo.

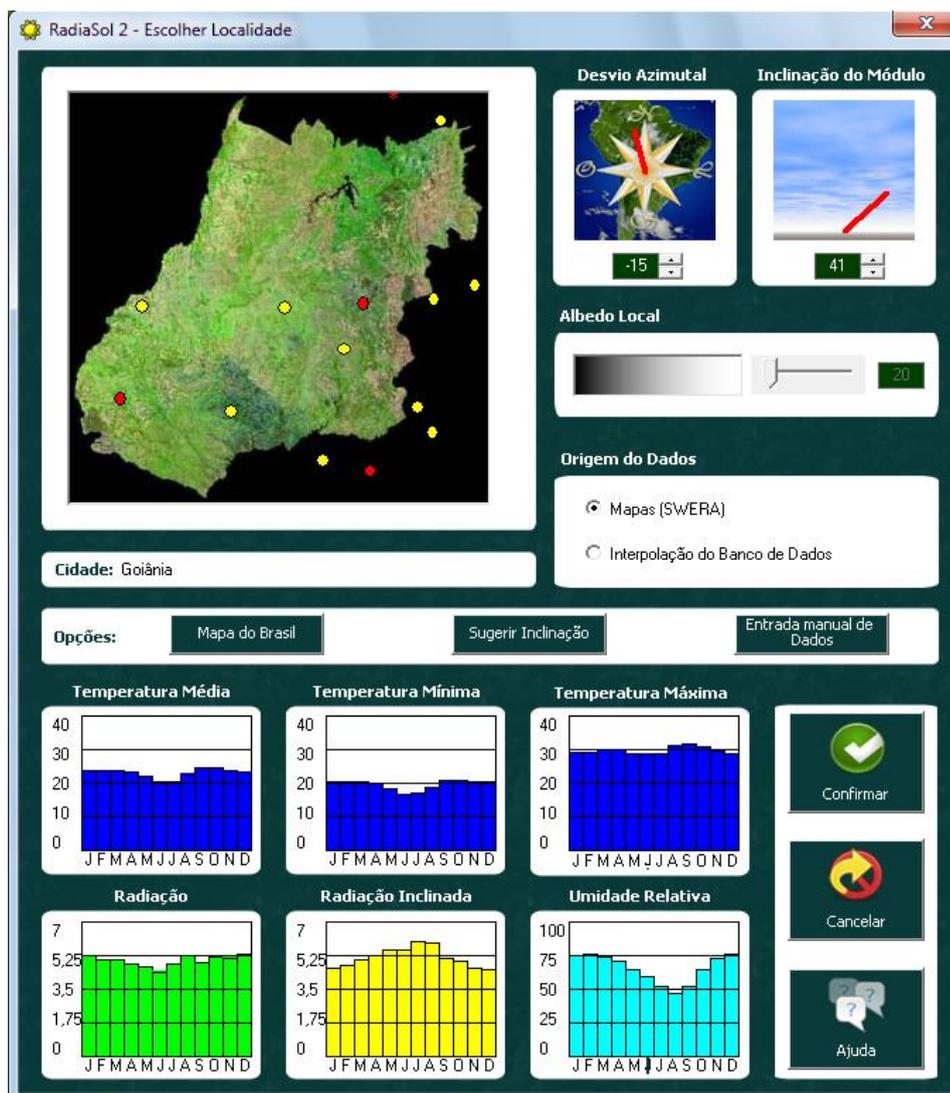


Figura 29. Interface do software *RADIASOL 2*.

A estimativa do potencial de geração solar fotovoltaica será calculada a partir dos dados de irradiação solar e das características do gerador fotovoltaico projetado, conforme definido no tópico 2.4.11.

A definição da estrutura de fixação e da quantidade máxima de módulos que podem ser instalados deve ser feita a partir do estudo da capacidade de carga do telhado, o que foge ao escopo deste trabalho. Será verificado apenas qual o tipo de telhado e sugerida uma estrutura de fixação para cada caso.

Os inversores serão dimensionados de acordo com a definição do melhor arranjo para os conjuntos de placas solares, observando a potência de geração do conjunto, tensão e corrente de entrada, conforme definido no tópico 2.4.8. Será escolhida a topologia de inversores descentralizados, com a instalação de inversores menores para áreas específicas. Esta topologia de instalação foi escolhida por apresentar as seguintes vantagens em relação aos sistemas que utilizam um único inversor centralizado:

- Os módulos de um inversor podem operar independente do funcionamento dos conjuntos ligados a outros inversores, possibilitando um melhor desempenho em termos de instalação, operação e manutenção;
- Melhor adaptação da potência às condições de irradiação, possibilitando ligar módulos que estão sujeitos a condições ambientais semelhantes (orientação e sombreamento). Como já foi visto anteriormente, o sombreamento poderá estar na origem de desequilíbrios em termos de potência, uma vez que o módulo com a menor irradiância determina a corrente que circula na fileira;

Os inversores escolhidos deverão possuir seguidor MPPT e atender os requisitos para conexão à rede.

Os dispositivos de proteção, cabos elétricos, medição e demais componentes das instalações elétricas serão dimensionados conforme os critérios apresentados no item 2.4.9.

Será gerado um diagrama unifilar de instalação para cada caso, observando os requisitos para a conexão à rede conforme a potência máxima de operação dos sistemas projetados. Caso o sistema tenha potencia de até 1 MW, deverão ser observados os requisitos de conexão à rede para micro e minigeradores, conforme exigências a norma NTC-71, da CELG-D. Caso o sistema tenha potencia superior a 1 MW, serão seguidos os critérios para conexão de empreendimentos de geração, como autoprodutor, se a geração for menor que o consumo, ou como produtor independente de energia, se a geração foi maior que o consumo.

Será realizada pesquisa no departamento técnico do estabelecimento e consultas junto à concessionária de energia local (CELG-D) para levantamento dos dados referentes ao consumo periódico de energia elétrica, demanda de energia (curva de carga) e tarifas de energia aplicadas para faturamento. Com os dados obtidos será definida a característica do consumo de energia elétrica do estabelecimento, possibilitando mensurar a parcela da necessidade energética do mesmo que poderá ser atendida pela geração fotovoltaica.

A partir da curva de demanda, da curva de irradiação solar global diária e do potencial de geração fotovoltaica calculado, será simulado o impacto da geração fotovoltaica sobre a curva de carga de cada edificação e avaliada a possibilidade de recontração da demanda ou redução da demanda faturável.

No sistema que se enquadre como micro ou minigeração, será verificado por meio da análise da curva de demanda se haverá a reversão de potência para a rede e a geração de créditos de energia para abatimento no faturamento ou compensação, conforme a Resolução 482/2012 da Aneel. No sistema de compensação, para fins de medição e faturamento da energia em instalações com geração distribuída, existirão quatro situações possíveis:

01) Não há geração: a UC (Unidade Consumidora) está requisitando toda a energia a partir da rede de distribuição (por exemplo, não há geração fotovoltaica durante a noite);

02) Consumo nulo: a UC está gerando e injetando a totalidade da energia na rede (por exemplo, geração fotovoltaica durante o dia e ausência de equipamentos elétricos ligados);

03) Consumo maior que a geração: a energia gerada está sendo consumida parcialmente pela carga da UC, requisitando parte da energia da rede;

04) Geração maior que o consumo: a energia gerada supre total a carga da UC e o excedente é injetado na rede de distribuição.

No caso do sistema projetado se enquadrar como empreendimento de geração, será verificado por meio da análise da curva de demanda se haverá excedente de energia o qual poderá ser vendida à concessionária, conforme o Decreto nº 2003/1996, ou se toda a energia será utilizada para o consumo próprio.

Serão estudadas as faturas de energia elétrica dos últimos meses de cada edificação. Para fins de projeção da redução anual da energia adquirida da concessionária devido à geração fotovoltaica será feita a composição da fatura média de energia. Serão considerados

os valores de tarifa atuais aplicados pela concessionária local, os parâmetros definidos pela Resolução 414/2010 da Aneel, a média de consumo e a média dos impostos aplicados nos meses em análise. Também será considerado a aplicação da norma de bandeiras tarifárias, definida pela Resolução 626/2014 da Aneel. A partir destes dados, será calculada a média mensal de consumo e de valor pago pela energia elétrica.

Com isso, poderá ser calculada a projeção do valor anual médio pago pela energia elétrica antes e após a instalação do sistema fotovoltaico proposto, bem como a economia obtida com a redução do valor a ser pago.

3.2 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para a análise de viabilidade econômica, foi adotada a metodologia de pesquisa apresentada na Figura 30, cujas etapas encontram-se detalhadas a seguir.

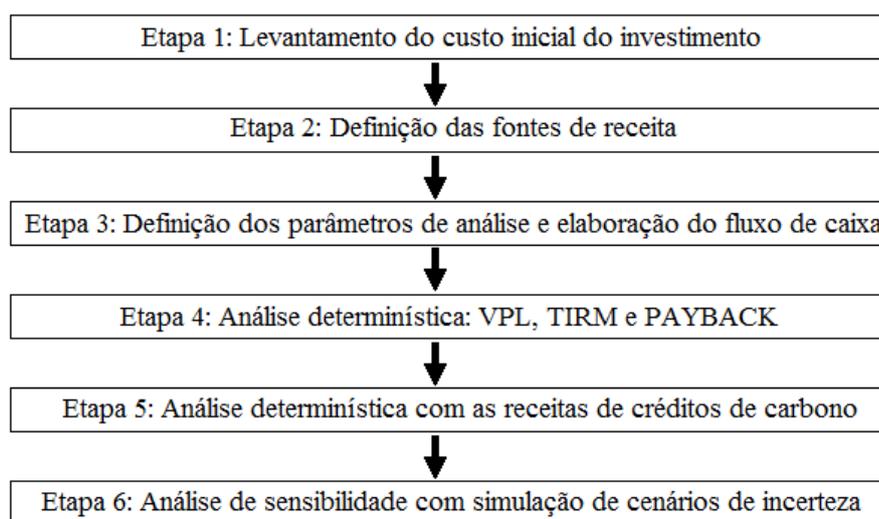


Figura 30. Fluxograma de metodologia de pesquisa para análise de viabilidade econômica.

Para análise econômica da viabilidade do sistema FV proposto, será realizada pesquisa de preços de mercado junto à empresas locais e nacionais que fornecem e instalam sistemas fotovoltaicos. A partir da cotação de preços levantada no mercado e dos preços fornecidos no item 2.5.1 será formado o custo inicial do investimento.

Será definido como fonte de receita dos projetos a economia obtida no pagamento das faturas de energia elétrica, conforme projeção do valor anual médio pago após a entrada

em operação do gerador FV conectado à rede, observando as condições da Resolução 482/2012 ou as normas para empreendimentos de geração.

Será concebido o fluxo de caixa de cada investimento, considerando os seguintes parâmetros que irão afetar as receitas e despesas ao longo da vida útil do projeto:

- Investimento inicial;
- Fonte de investimento: recursos próprios ou financiamento;
- Condições de financiamento;
- Custos de operação e manutenção;
- Tributação sobre o lucro;
- Necessidade de troca dos inversores;
- Perda de eficiência dos módulos;
- Economia de energia;
- Taxa de reajuste tarifário anual;
- Redução de demanda;
- Taxa Mínima de Atratividade (TMA);
- Vida útil do projeto;
- Valor residual;
- Inflação.

Serão quantificadas a redução de emissões de GEE e os créditos de carbono que poderão ser certificados a partir da operação da planta fotovoltaica, conforme metodologia descrita no item 2.6.1. Será gerado um novo fluxo de caixa, considerando a utilização das receitas oriundas dos créditos de carbono. Serão considerados os seguintes parâmetros:

- RCE (créditos de carbono) disponíveis para venda;
- Preço de comercialização de RCE;
- Impostos sobre comercialização de RCE;
- Custos de transação (auditoria de implantação, ativos de verificação, auditoria anual, auditoria de renovação do período de créditos);
- Período de obtenção de créditos;
- Cotação do Euro e Dólar.

Para a análise de viabilidade econômica de cada fluxo de caixa serão utilizados os métodos de análise determinística, conforme descrito no item 2.5.3. Neste trabalho, optou-se por utilizar os métodos VPL, TIRM e PAY-BACK, para a análise dos projetos de sistemas fotovoltaicos propostos.

Por fim, será realizada análise de sensibilidade com a simulação de cenários de incerteza, para verificar como a variação dos parâmetros irá afetar os indicadores de viabilidade econômica do projeto, destacando os pontos de que irão tornar os projetos viáveis ou inviáveis. Serão escolhidos para esta análise os seguintes parâmetros: índice de reajuste tarifário anual, custo global unitário do SFCR, Taxa Mínima de Atratividade, juros de financiamento e preço de comercialização das RCE.

4 RESULTADOS

Neste capítulo apresentam-se os resultados dos estudos de caso propostos, com o projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede e análise de viabilidade econômica do investimento, com o objetivo de subsidiar a decisão dos gestores sobre a sua viabilidade financeira.

4.1 PRIMEIRO ESTUDO DE CASO: PRÉDIO PÚBLICO

4.1.1 Levantamento das características do local da instalação

Inicialmente, foi realizada visita ao Palácio Pedro Ludovico Teixeira, sede do governo do estado de Goiás, para levantamento das informações necessárias ao desenvolvimento do estudo. A Figura 31 apresenta o Palácio, também conhecido como Centro Administrativo. É um prédio com 11 andares, além do pavimento térreo e subsolo, localizado na Praça Cívica, na cidade de Goiânia. O prédio possui o perfil de uma edificação comercial, sendo composto principalmente por escritórios administrativos. Nele estão instaladas 11 secretarias e outros órgãos do governo estadual, incluindo o gabinete do governador.

Para alimentação de energia elétrica de todo o edifício são utilizados dois transformadores de 500 kVA. Atualmente, a demanda contratada é de 1100 kVA.



Figura 31. Palácio Pedro Ludovico Teixeira.

A cobertura do prédio apresenta um heliporto no centro com áreas de telhado em cada lateral. As áreas de telhados em cada lado do heliporto são de telhas do tipo fibrocimento e são separadas por uma passarela central, conforme apresentado na Figura 32.



Figura 32. Foto do telhado do prédio.

Verificou-se que todos os telhados possuem inclinação de aproximadamente 6° em relação ao plano horizontal. A Figura 33 apresenta uma das plantas de arquitetura fornecidas pelo departamento técnico do prédio, mostrando o detalhe da cobertura.

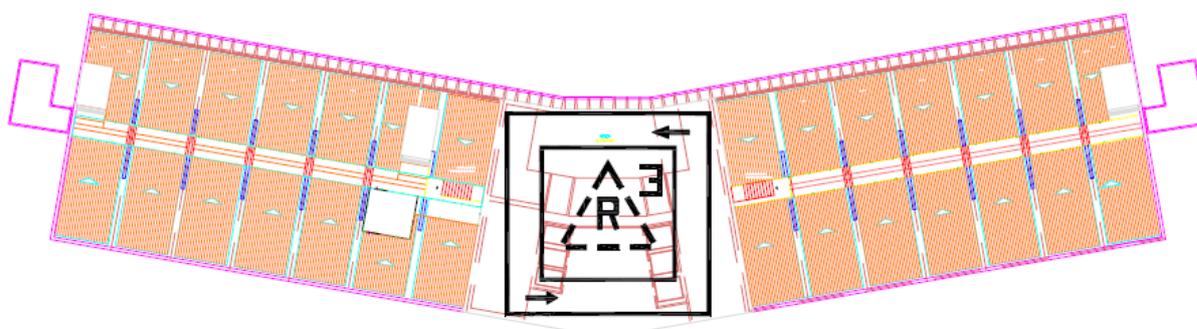


Figura 33. Planta de arquitetura da cobertura.

Foi definido que os locais com telhas de fibrocimento são as áreas da cobertura com disponibilidade de aproveitamento para instalação de painéis fotovoltaicos. Através das plantas do projeto verificou-se que a área total de telhados disponíveis é de $1.212,91 \text{ m}^2$.

Para facilitar o estudo, a cobertura do prédio foi dividida em quatro conjuntos de telhados, cada um com a mesma orientação geográfica e inclinação, onde poderão ser distribuí-

dos os painéis solares: Telhado 01, Telhado 02, Telhado 03 e Telhado 04. A Figura 34 apresenta o norte geográfico e o desvio azimutal para cada uma destas áreas. Os parâmetros de cada área estão indicados na Tabela 16.

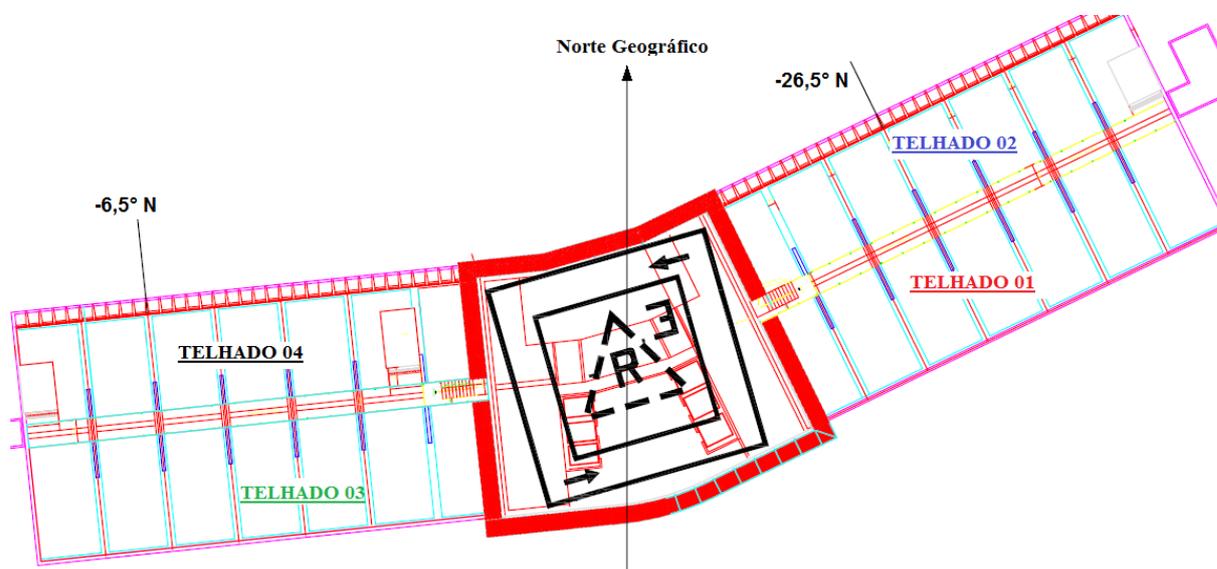


Figura 34. Norte geográfico e o desvio azimutal dos telhados.

Tabela 16. Parâmetros das áreas da cobertura.

	Telhado 01	Telhado 02	Telhado 03	Telhado 04
Desvio Azimutal	-26,5° N	153,5° N	-6,5° N	173,5° N
Inclinação	6°	6°	6°	6°
Área disponível	341,22 m ²	273,33 m ²	341,24 m ²	257,12 m ²

Conforme os ângulos de desvio azimutais apresentados na Tabela 16, verifica-se que os Telhados 01 e 03 estão com face voltada ao norte, enquanto os Telhados 02 e 04 estão com a face voltada ao sul.

4.1.2 Análise de sombreamento

Foi observado que não existem estruturas adjacentes ao prédio capazes de projetar sombra sobre sua cobertura. No entanto, verificou-se que há estruturas internas capazes de causar sombra nos telhados, como o acesso das escadas, o heliporto, a platibanda e a passarela central.

A Figura 35 ilustra a simulação das estruturas da cobertura do prédio em 3 dimensões, construída através da planta de arquitetura fornecida em *AUTOCAD* e utilizando o software *SKETCHUP*.

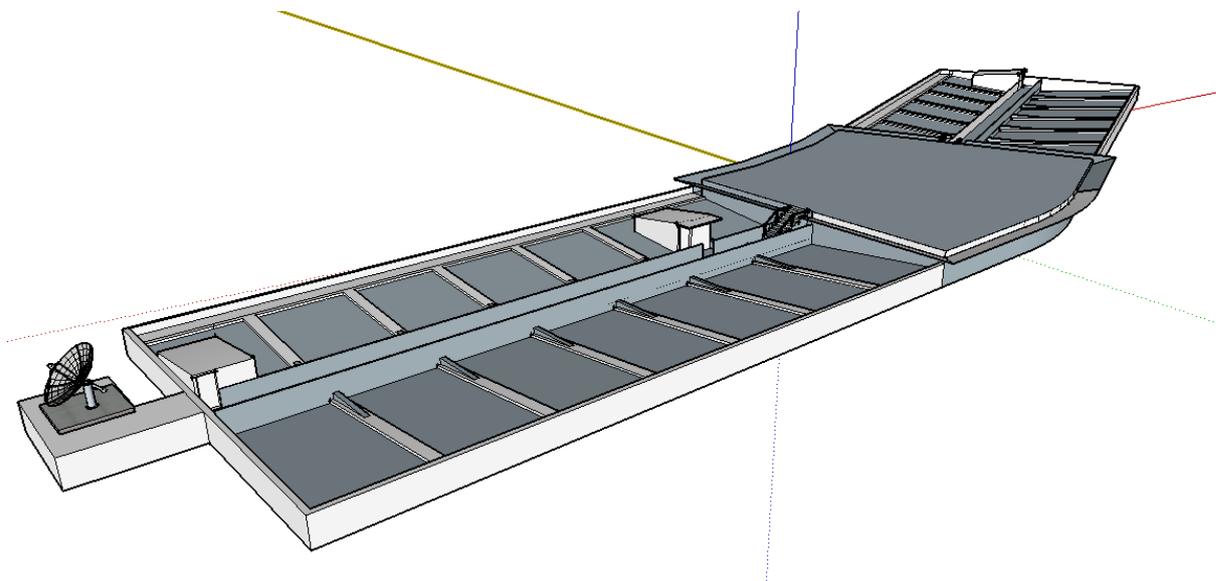


Figura 35. Modelagem da cobertura do prédio no *SKETCHUP*.

O *SKETCHUP* possui ferramenta de georreferenciamento que localiza no *GOOGLE EARTH* a posição geográfica de uma edificação real qualquer. Através desta ferramenta foram obtidas as seguintes coordenadas geográficas do edifício em estudo: Latitude: $16^{\circ}40'54.7''S$ e Longitude: $49^{\circ}15'21.6''W$.

O norte geográfico do prédio, indicado na Figura 36, foi definido no *SKETCHUP*, sobrepondo o modelo em construção sobre a imagem real do prédio obtida no *GOOGLE EARTH*.

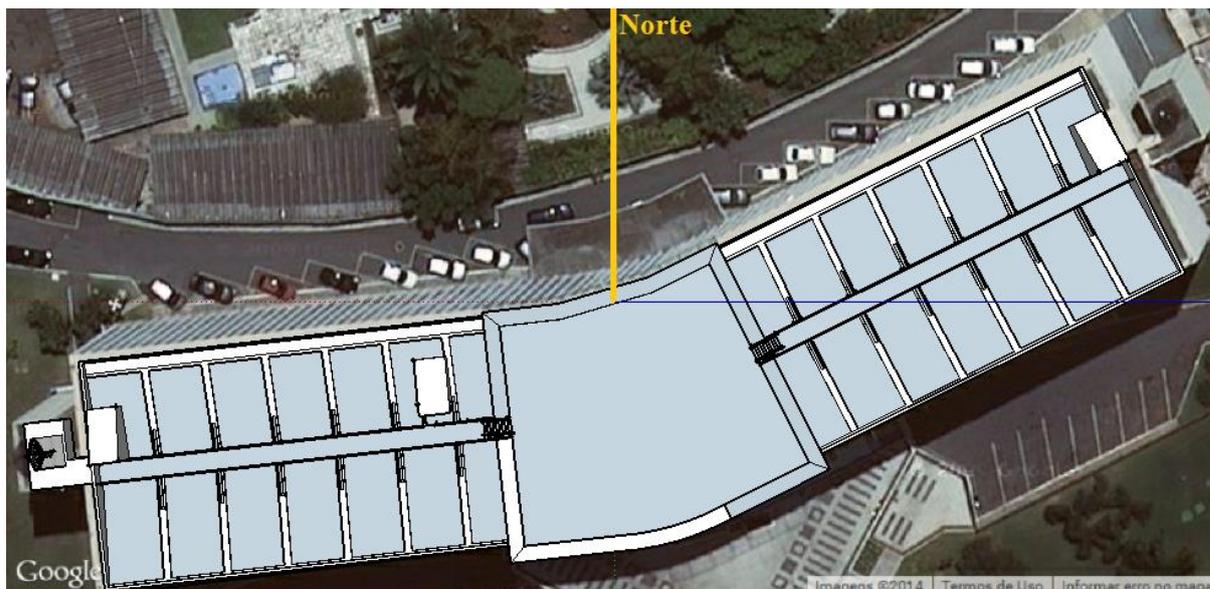


Figura 36. Norte geográfico obtido pelo GOOGLE EARTH e SKETCHUP.

A informação das coordenadas geográficas e de como o prédio está localizado em relação ao norte é necessária para a correta simulação das sombras projetadas pelo sol sobre a cobertura ao longo do ano.

Uma vez definido o modelo do telhado, utilizou-se a ferramenta de simulação de sombra do *SKETCHUP*, que permite simular a projeção dos raios solares sobre o desenho tridimensional da edificação durante todos os dias do ano, em qualquer hora do dia.

Na Figura 37 tem-se a representação gráfica da amplitude das sombras nos horários de 9:00 e 15:00 horas, durante os dias de solstício de verão (A e B) e inverno (C e D) no hemisfério sul.

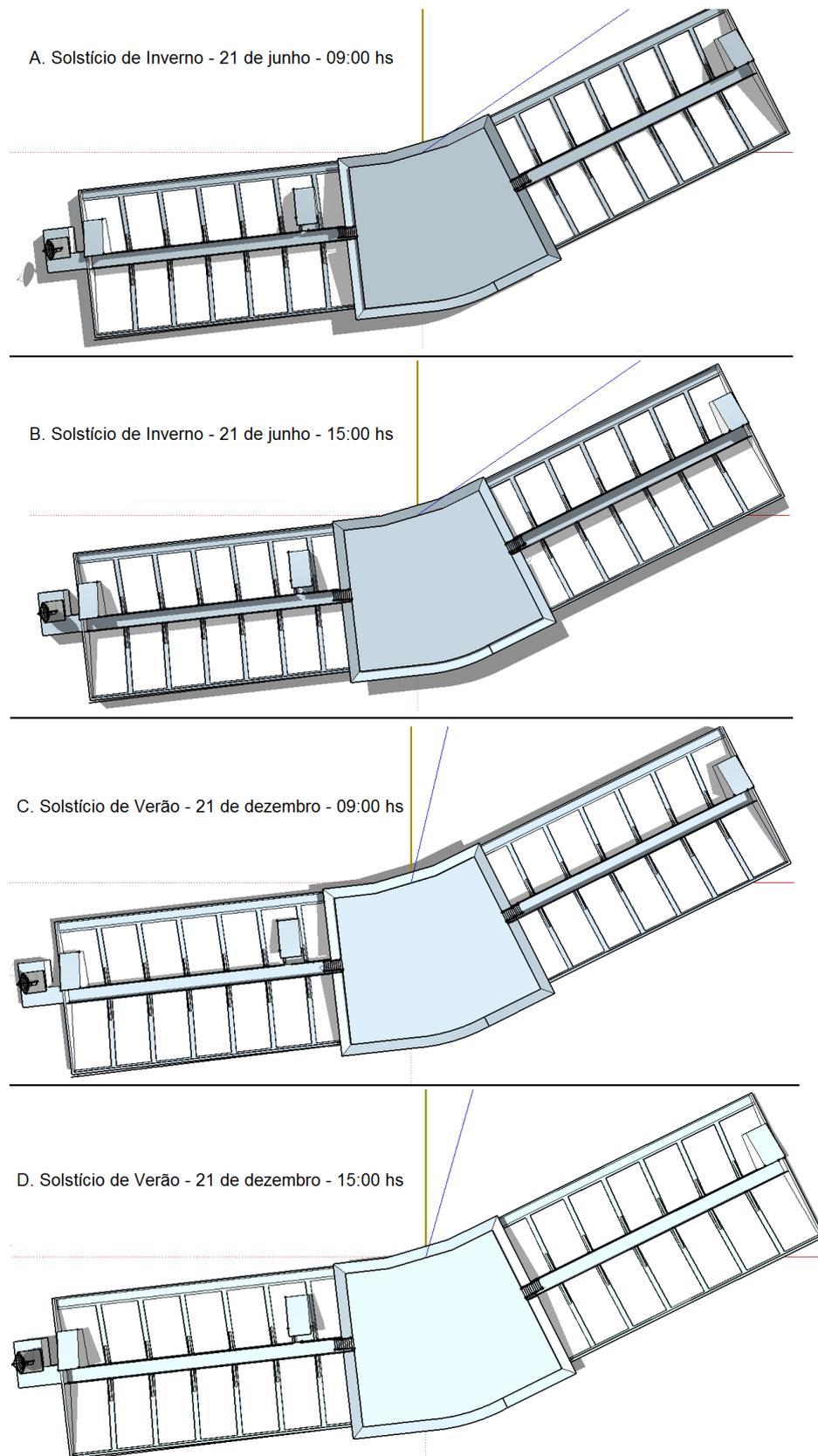


Figura 37. Incidência de sombras no telhado (solstício de verão e inverno).

Fazendo a composição da projeção das sombras nos instantes indicados na Figura 37, foram delimitados os extremos do caminho percorrido pelas sombras durante todo o ano sobre os telhados, no horário de 9:00 às 15:00 horas. Na Figura 38 está demarcado em vermelho a área de sombreamento resultante desta composição, sobre a qual não se recomenda a instalação dos painéis solares.

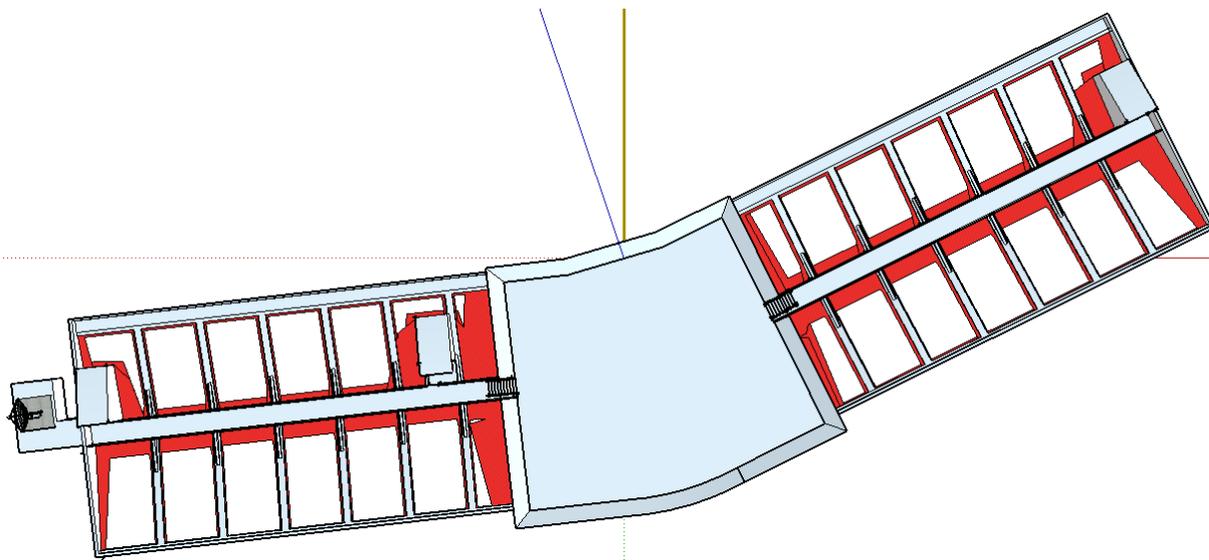


Figura 38. Área máxima sombreada durante o ano (período de 9:00 às 15:00 hs)

A Tabela 17 indica a área útil para alocação dos painéis e demonstra a redução de área devido ao sombreamento em relação à área disponível inicialmente.

Tabela 17. Área útil para instalação de painéis.

	Telhado 01	Telhado 02	Telhado 03	Telhado 04	TOTAL
Área disponível	341,22 m ²	273,33 m ²	341,24 m ²	257,12 m ²	1.212,91 m ²
Redução de Área	35%	33,7%	32,9%	38,2%	34,8%
Área útil	221,61 m ²	181,12 m ²	228,88 m ²	158,82 m ²	790,43 m ²

4.1.3 Seleção do módulo fotovoltaico

Para este estudo, foi escolhido o módulo CS6P-250P, da fabricante *Canadian Solar*, por representar uma classe típica de módulos comerciais com características semelhantes, tais como: dimensões, potência, eficiência, vida útil e preço.

As características mais relevantes do painel estão apresentadas na Tabela 18, e podem ser obtidas no catálogo do fabricante (CANADIAN SOLAR, 2014). Os dados da Ta-

bela 18 são para condições STC (do inglês *Standard Test Conditions*), isto é, quando o módulo é submetido a uma radiação de 1000W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e massa de ar (AM) igual a 1,5.

Tabela 18. Dados do painel CS6P-250P

PARÂMETROS	DADOS
Eficiência - $E_{f_{STC}}$	15,54 %
Potência nominal - P_{max}	250 Wp
Dimensões (comprimento \times largura)	1638 x 982 x 40mm
Peso	18,5 kg
Temperatura nominal de funcionamento - NOCT	$45 \pm 2^\circ\text{C}$
Corrente de Máxima Potência - I_{mp}	8,3 A
Tensão de Máxima Potência - V_{mp}	30,1 V
Corrente de curto-circuito - I_{sc}	8,87 A
Tensão de circuito aberto - V_{oc}	37,2 V
Coeficiente de temperatura (I_{sc}) - $K_{I_{sc}}$	$0,065\% / ^\circ\text{C}$
Coeficiente de temperatura (V_{oc}) - $K_{V_{oc}}$	$-0,34\% / ^\circ\text{C}$
Coeficiente de temperatura (P_{max}) - $K_{P_{max}}$	$-0,43\% / ^\circ\text{C}$
Tecnologia de Fabricação	Silício Poli-cristalino
Vida Útil	25 Anos

Para a análise do potencial de geração de energia fotovoltaica, foi calculada a eficiência do módulo na temperatura de operação NOCT de 45°C , considerando os dados fornecidos pela Tabela 18 e a temperatura STC 25°C . Aplicou-se a expressão (6), obtendo-se uma eficiência do módulo na temperatura de operação, $E_{f_{NOCT}}$, igual a 14,2%.

4.1.4 Configurações de Instalação dos Painéis

Foram simuladas duas configurações de instalação dos painéis solares: seguindo a inclinação do telhado ou inclinados de acordo com a latitude local na direção norte. Para cada configuração, foi feita a comparação entre instalar os painéis com o lado maior (comprimento) paralelamente ou perpendicularmente à passarela central, de forma a obter o melhor aproveitamento da área disponível.

4.1.4.1 Configuração 01 – sem correção de inclinação

Nesta configuração foi simulada a instalação dos painéis acompanhando a inclinação dos telhados, que é de 6° . Neste caso, os painéis a serem instalados sobre os Telhados 02 e 04 (ver Figura 34) ficariam com a face voltada para o Sul, enquanto os painéis colocados sobre os Telhados 01 e 03 ficariam voltados para o Norte.

Foi definido o afastamento de 2 centímetros entre painéis adjacentes, para facilitar a fixação nas estruturas de suporte. Entre as fileiras de painéis foi definido o afastamento entre 20 e 60 cm, conforme a área disponível para cada telhado, com o objetivo de permitir a circulação para manutenção das instalações. Utilizou-se a ferramenta *SKELION* para simular a distribuição dos módulos.

Conforme a Figura 39 seria possível instalar 350 módulos perpendicularmente à passarela. A Figura 40 mostra que a distribuição paralelamente à passarela permitiria a instalação de 311 painéis.

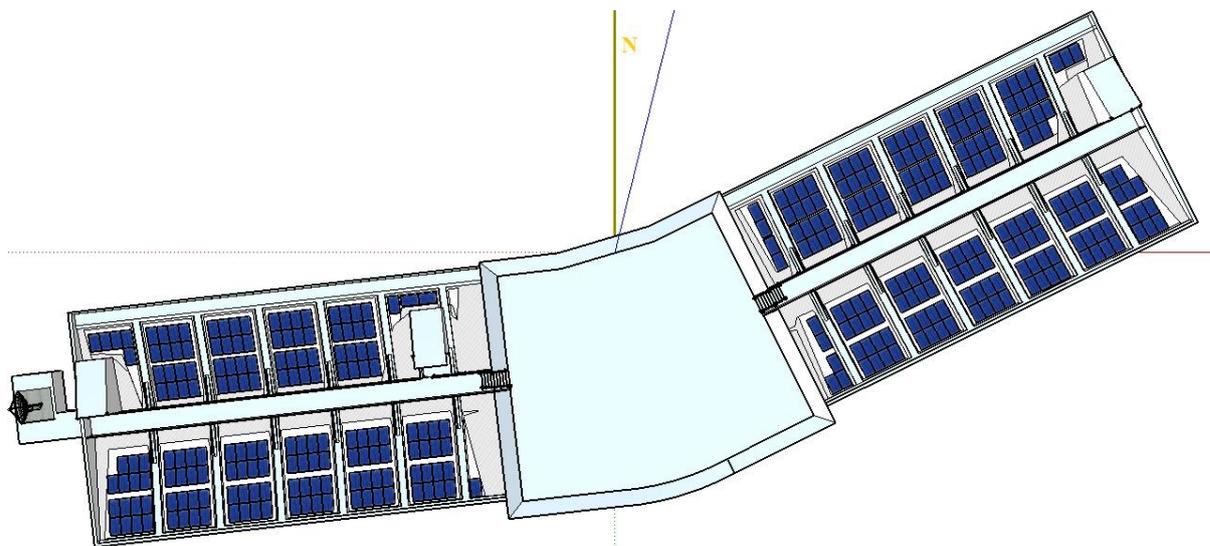


Figura 39. Instalação perpendicular à passarela, sem correção da inclinação (350 módulos).

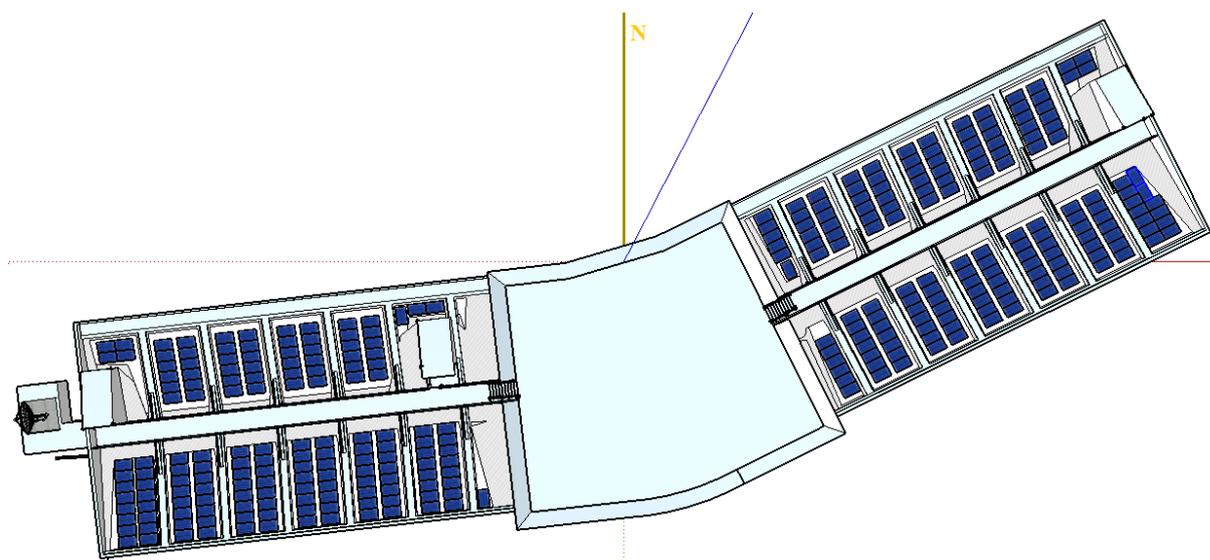


Figura 40. Instalação paralela à passarela, sem correção da inclinação (311 módulos).

Portanto, para a instalação seguindo a inclinação dos telhados, verifica-se que a melhor opção é alocar os painéis perpendicularmente à passarela, por permitir melhor aproveitamento da área útil, totalizando 350 módulos fotovoltaicos.

4.1.4.2 Configuração 02 – correção da inclinação

Seguindo a recomendação de que o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado, foi testada a configuração na qual os módulos teriam o ângulo de inclinação corrigido para 16° (latitude da cidade de Goiânia), com a face voltada para a direção Norte em todos os telhados, porém sem corrigir o ângulo de azimute.

Para a instalação de painéis inclinados é preciso definir um afastamento mínimo entre as fileiras, de forma a não causarem sombreamento entre si.

Verifica-se pela expressão (8) que o ângulo horário solar, h_s , é igual a zero em $t_s = 12$ horas. Utilizando a expressão (7), para $L = 16,7^\circ$, $\delta_s = -23,45^\circ$ e $h_s = 0$, obteve-se o ângulo mínimo de altura solar, $\beta = 49,85^\circ$.

Para alcançar a inclinação de 16° norte, nos Telhados 01 e 03 o ângulo de inclinação dos módulos em relação ao telhado (α) deve ser de 10 graus (ver Figura 14). Para os telhados 02 e 04, a inclinação deve ser de 22 graus, compensando a inclinação dos telhados de 6° para o sul.

O valor do comprimento do módulo (b) é fornecido pela Tabela 18. Com esses dados aplicou-se a expressão (9) para obter a distância mínima entre as fileiras de painéis (d).

A Tabela 19 apresenta a distância mínima, d , para as opções de instalação dos painéis inclinados paralelamente e perpendicularmente à passarela.

Tabela 19. Afastamento mínimo para instalação inclinada

		Afastamento Mínimo (d)
Instalação Perpendicular	Telhado 01 e 03	1,85 m
	Telhado 02 e 04	2,04 m
Instalação Paralela	Telhado 01 e 03	1,10 m
	Telhado 02 e 04	1,22 m

A Figura 41 mostra que 312 módulos poderiam ser instalados perpendicularmente à passarela. A Figura 42 apresenta a distribuição paralela à passarela, que permitiria a instalação de 270 painéis.

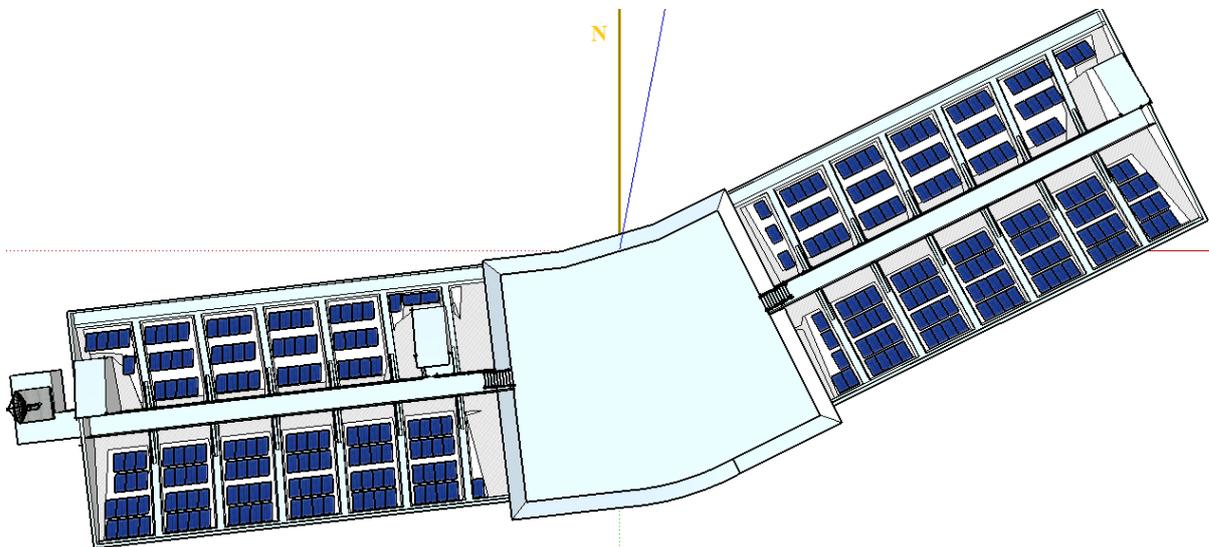


Figura 41. Instalação perpendicular à passarela, com correção da inclinação (312 módulos).

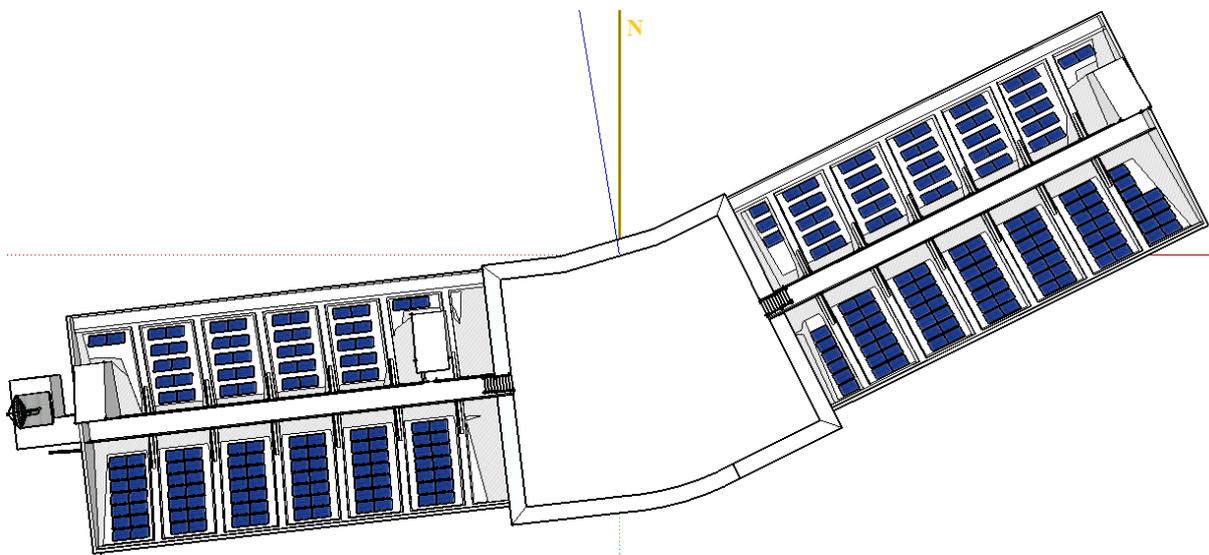


Figura 42. Instalação paralela à passarela, com correção da inclinação (270 módulos).

Portanto, considerando a correção da inclinação dos painéis, verifica-se que a melhor opção é instalar os módulos perpendicularmente à passarela, por permitir melhor aproveitamento da área útil, totalizando 312 módulos fotovoltaicos.

4.1.5 Dados de Irradiação solar

A Figura 43 apresenta o gráfico da irradiação solar diária (kWh/m²/dia) incidente sobre o plano do Telhado 03 (inclinação de 6°), obtida em média anual por meio do software *RADIASOL 2*, na localidade em estudo.

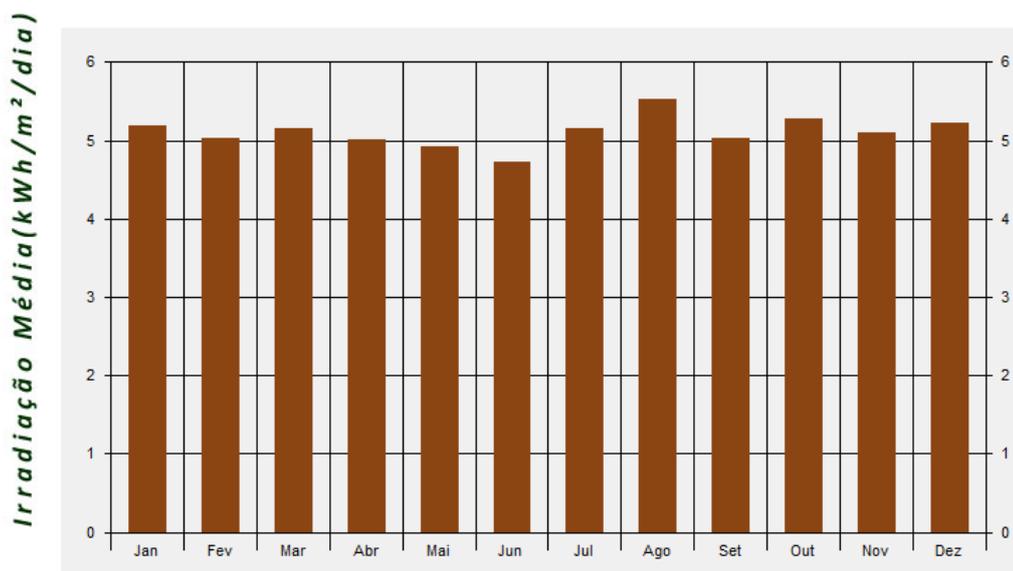


Figura 43. Irradiação solar mensal no plano inclinado do Telhado 3.

A Tabela 20 apresenta os valores da irradiação média anual (kWh/m²/dia) obtida através da simulação de incidência solar no plano dos módulos, a partir dos dados de desvio azimutal da Tabela 16 e dos ângulos de inclinação dos painéis em cada configuração.

Tabela 20. Dados de irradiação média gerados pelo *RADIASOL 2*

	Configuração de Instalação 01			
	Telhado 01	Telhado 02	Telhado 03	Telhado 04
Irradiação (kWh/m ² /dia)	5,1000	4,850833	5,1100	4,8350
	Configuração de Instalação 02			
	Telhado 01	Telhado 02	Telhado 03	Telhado 04
Irradiação (kWh/m ² /dia)	5,2167	5,2167	5,2442	5,2442
Ganhos de Irradiação	2,23%	7,01%	2,55%	7,80%

A partir da análise dos dados da Tabela 20 pode-se concluir que as perdas de irradiação são pequenas quando se considera a instalação dos módulos em orientações não ideais. A correção da inclinação dos painéis proporciona um ganho pequeno de aproveitamento da radiação solar incidente. Essa constatação está de acordo com Pinho e Galdino (2014) quando

afirma que em baixas latitudes o posicionamento dos painéis não traz alterações significativas para o aproveitamento da energia fotovoltaica.

4.1.6 Estimativa da Produção de Energia

A estimativa do potencial de geração de energia fotovoltaica foi feita utilizando a expressão (19). Especificamente para este cálculo, considerou-se a eficiência do inversor tipicamente igual a 94,5%. A eficiência do módulo na temperatura de operação foi calculada anteriormente no item 4.1.3, sendo igual a 14,2%. As dimensões do módulo CS6P-250P foram retiradas da Tabela 18.

A Tabela 21 e Tabela 22 apresentam o potencial de produção de energia do sistema nas Configurações 01 e 02.

Tabela 21. Produção de energia calculada para a Configuração 01 – 87,5 kWp.

CONFIGURAÇÃO 01	Telhado 01	Telhado 02	Telhado 03	Telhado 04
Nº de Módulos	96	86	96	72
Produção diária por painel (kWh)	1,0949	1,0413	1,0971	1,038
Produção total diária por telhado (kWh)	105,119	89,553	105,3251	74,7427
Potencial total de geração diária (kWh)	374,74			
Potencial total de geração mensal (kWh)	11.242,20			
Produção total anual (kWh)	136.780,12			

Tabela 22. Produção de energia calculada para a Configuração 02 – 78 kWp.

CONFIGURAÇÃO 02	Telhado 01	Telhado 02	Telhado 03	Telhado 04
Nº de Módulos	96	65	95	56
Produção diária por painel (kWh)	1,12	1,12	1,1259	1,1259
Produção total diária por telhado (kWh)	107,5244	72,803	106,9653	63,0532
Potencial total de geração diária (kWh)	350,35			
Potencial total de geração mensal (kWh)	10.510,38			
Produção total anual (kWh)	127.876,29			

A Tabela 20 mostra que na Configuração 02 os módulos recebem uma maior quantidade de irradiação solar do que na Configuração 01. No entanto, o afastamento entre os painéis para evitar o sombreamento mútuo reduz de 350 para 312 a quantidade total de módulos na Configuração 02. A Tabela 21 e Tabela 22 evidenciam que a produção total de energia elétrica da Configuração 01 supera em aproximadamente 7% a produção da Configuração 02, o que se deve ao melhor aproveitamento da área útil disponível.

A Configuração 01 foi escolhida para a continuidade das análises realizadas neste estudo, por apresentar o melhor aproveitamento da área disponível e gerar mais energia em relação à Configuração 02.

4.1.7 Telhados e Estruturas de Fixação

As telhas utilizadas para compor a cobertura do prédio são de fibrocimento. Aproximadamente a cada 5 metros existem vigas de concreto longitudinais de 65 cm de largura separando os conjuntos de telhas. Conforme informações de fabricantes as telhas de fibrocimento suportam cargas temporárias, e não suportariam uma carga permanente como os módulos fotovoltaicos.

Para a instalação dos módulos fotovoltaicos sugere-se a utilização de perfilados metálicos. Esta estrutura metálica deve ser fixada às vigas de concreto longitudinais, de forma que o peso dos painéis fique sobre as vigas, e não sobre as telhas de fibrocimento.

4.1.8 Seleção dos inversores e arranjos de conexão dos módulos

Para a conversão da corrente elétrica CC, gerada pelos módulos solares, em corrente CA, para conexão à rede de distribuição, foi proposto a utilização de oito inversores de pequeno porte, sendo 2 inversores para cada telhado indicado na Figura 34. Os cabos de fileira dos conjuntos de módulos serão ligados a caixas de junção, e destas a um quadro CC no último pavimento do prédio. Deste quadro, os cabos CC seguirão até os inversores, a serem instalados na subestação localizada no subsolo. A partir dos inversores, o sinal monofásico CC será convertido em sinal trifásico CA, passando pelo quadro CA e interligando ao ponto de medição e conexão com a rede. Após o quadro CA também será feita a ligação ao quadro de distribuição em baixa tensão do prédio.

A Tabela 23 apresenta os principais dados dos inversores PVI-10.0-TL-OUTD e PVI-12.5-TL-OUTD, fabricados pela ABB, escolhidos para o dimensionamento dos conjuntos de módulos.

Tabela 23. Dados dos inversores PVI-10.0-TL-OUTD e PVI-12.5-TL-OUTD.

PARÂMETROS	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Tensão máxima de entrada CC	900 V	900 V
Tensão de partida de entrada CC	360 V	360 V
Número de entradas independentes MPPT	2	2
Faixa de tensão das entradas MPPT	$300V \leq V_{MPPT} \leq 750V$	$360V \leq V_{MPPT} \leq 750V$
Corrente de curto-circuito máxima de entrada por MPPT	22A	22 A
Potência máxima de entrada CC por MPPT	6500 W	8000 W
Potência máxima nominal de entrada CC	10300 W	12800 W
Tipo de conexão à rede CA	Trifásico 3P ou 4P + PE	Trifásico 3P ou 4P + PE
Potência nominal CA	10.000 W	12.500 W

4.1.8.1 Número de módulos em série

A partir dos dados do inversor, podem ser definidos os conjuntos de painéis montados em série e em paralelo a serem conectados às entradas MPPT de cada inversor.

Conforme indicado no item 2.4.8, o número de painéis que podem ser montados em série é definido a partir da tensão de circuito aberto dos módulos, e da tensão de entrada máxima e mínima do inversor. Para calcular o número máximo de painéis em série, deve ser calculada a tensão de circuito aberto máxima do módulo, que é obtida para a temperatura mínima de operação. Considerando que a temperatura mínima de operação será de 5°C , a partir dos dados de tensão de circuito aberto (V_{OC}) e coeficiente de temperatura ($K_{V_{OC}}$), obtidos na Tabela 18, aplicando a expressão (4) encontra-se a tensão de circuito aberto a 5°C , $V_{OC}(5^{\circ}) = 39,73 \text{ V}$.

O número máximo de módulos em série, dado pela divisão da tensão máxima de entrada CC (dado na Tabela 23, é a mesma para os dois inversores) pela tensão $V_{OC}(5^{\circ})$ do módulo, será igual a 22,65. Logo, para cada inversor, em cada entrada MPPT não devem ser instalados mais do que 22 módulos.

O número mínimo de painéis em série é calculado a partir da tensão de circuito aberto mínima do módulo, que é obtida para a temperatura máxima de operação. Considerando que a temperatura máxima de operação será de 70°C , aplica-se novamente a expressão (4), para obter $V_{OC}(70^{\circ}) = 31,5 \text{ V}$.

O número mínimo de módulos em série, dado pela divisão da tensão mínima de entrada CC (tensão de partida na Tabela 23, é a mesma para os dois inversores) pela tensão

V_{oc} (70°) do módulo, será igual a 11,42. Para cada inversor, em cada entrada MPPT não devem ser instalados menos do que 12 módulos.

Há que se considerar ainda que a configuração dos módulos deve gerar uma tensão que permaneça dentro da faixa de operação das entradas MPPT do inversor operam. Para isso, aplica-se a expressão (12), a partir das tensões CC mínima e máxima de operação do MPPT do inversor, obtidas na Tabela 23. Deve-se utilizar a tensão de máxima potência fornecida na Tabela 18 ($V_{MP} = 30,1$) calculadas a 5°C e a 70°C : $V_{MP}(5^\circ) = 32,14\text{ V}$ e $V_{MP}(70^\circ) = 25,49\text{ V}$.

Para o inversor PVI-10.0-TL-OUTD: $11,76 \leq \text{número de módulos} \leq 23,33$.

Para atender a faixa de tensão das entradas MPPT do inversor PVI-10.0-TL-OUTD, o número de módulos em série deve ser maior que 11 e menor que 24.

Inversor PVI-12.5-TL-OUTD: $14,12 \leq \text{número de módulos} \leq 23,33$.

Para atender a faixa de tensão das entradas MPPT do inversor PVI-12.5-TL-OUTD, o número de módulos em série deve ser maior que 14 e menor que 24.

4.1.8.2 Número de fileiras de módulos em paralelo

Conforme indicado no item 2.4.8, o número de fileiras de painéis que podem ser montadas em paralelo é definido a partir da corrente de curto-circuito dos módulos, e da corrente máxima CC por entrada MPPT do inversor. Para calcular o número máximo de fileiras, deve ser calculada a corrente de curto-circuito máxima do módulo, que é obtida para a temperatura máxima de operação. Considerando que a temperatura máxima de operação será de 70°C , a partir dos dados de corrente de curto-circuito (I_{SC}) e coeficiente de temperatura ($K_{I_{SC}}$), obtidos na Tabela 18, aplicando a expressão (5) encontra-se a corrente de curto-circuito, $I_{SC}(70^\circ) = 9,13\text{ A}$.

O número máximo de fileiras de módulos em paralelo para cada entrada MPPT dos inversores, dado pela divisão da corrente de curto-circuito máxima de entrada por MPPT (Tabela 23, é a mesma para os dois inversores) pela corrente $I_{SC}(70^\circ)$ do módulo, será igual a 4,38. Portanto, cada conjunto de módulos poderá ter no máximo 4 fileiras de painéis em série para cada entrada MPPT dos inversores.

4.1.8.3 Conjuntos de módulos e potência do inversor

A expressão (10) estabelece o limite para a potência de cada conjunto de módulos conectados ao inversor. Assim, a potência total de cada conjunto de módulos (P_{FV}) deve ser:

Inversor PVI-10.0-TL-OUTD: $8.333 \text{ W} \leq P_{FV} \leq 14.285 \text{ W}$.

Inversor PVI-12.5-TL-OUTD: $10.416 \text{ W} \leq P_{FV} \leq 17.857 \text{ W}$.

A Tabela 24, Tabela 25 e Tabela 26 apresentam os arranjos entre módulos e inversores propostos para o sistema, definidos de acordo com os parâmetros calculados.

Tabela 24. Configuração entre módulos e inversores (Telhados 01 e 03)

	TELHADO 01 e TELHADO 03			
	PVI-12.5-TL-OUTD		PVI-12.5-TL-OUTD	
	1ª MPPT	2ª MPPT	1ª MPPT	2ª MPPT
Nº de Fileiras	2	1	2	1
Painéis em série	16	16	16	16
Nº de Painéis	32	16	32	16
Potência	8.000 Wp	4.000 Wp	8.000 Wp	4.000 Wp
Tensão máxima $V_{oc}(5^\circ)$	$16 \times 39,73 =$ 635,68 V			
Corrente máxima $I_{sc}(70^\circ)$	$2 \times 9,13 =$ 18,26 A	$1 \times 9,13 =$ 9,13 A	$2 \times 9,13 =$ 18,26 A	$1 \times 9,13 =$ 9,13 A
Potência de Entrada CC	12 kWp		12 kWp	

Tabela 25. Configuração entre módulos e inversores (Telhado 02)

	TELHADO 02			
	PVI-12.5-TL-OUTD		PVI-10.0-TL-OUTD	
	1ª MPPT	2ª MPPT	1ª MPPT	2ª MPPT
Nº de Fileiras	2	1	2	1
Painéis em série	16	16	13	12
Nº de Painéis	32	16	26	12
Potência	8.000 Wp	4.000 Wp	6.500 Wp	3.000 Wp
Tensão máxima $V_{oc}(5^\circ)$	$16 \times 39,73 =$ 635,68 V	$16 \times 39,73 =$ 635,68 V	$13 \times 39,73 =$ 516,49 V	$12 \times 39,73 =$ 476,76 V
Corrente máxima $I_{sc}(70^\circ)$	$2 \times 9,13 =$ 18,26 A	$1 \times 9,13 =$ 9,13 A	$2 \times 9,13 =$ 18,26 A	$1 \times 9,13 =$ 9,13 A
Potência de Entrada CC	12 kWp		9,5 kWp	

Tabela 26. Configuração entre módulos e inversores (Telhado 04)

	TELHADO 04			
	PVI-10.0-TL-OUTD		PVI-10.0-TL-OUTD	
	1ª MPPT	2ª MPPT	1ª MPPT	2ª MPPT
Nº de Fileiras	2	1	2	1
Painéis em série	12	12	12	12
Nº de Painéis	24	12	24	12
Potência	6.000 W _p	3.000 W _p	6.000 W _p	3.000 W _p
Tensão máxima $V_{oc}(5^\circ)$	12 x 39,73 = 476,76 V			
Corrente máxima $I_{sc}(70^\circ)$	2 x 9,13 = 18,26 A	1 x 9,13 = 9,13 A	2 x 9,13 = 18,26 A	1 x 9,13 = 9,13 A
Potência de Entrada CC	9,0 kW _p		9,0 kW _p	

4.1.9 Instalações elétricas

O dimensionamento das instalações elétricas seguiu as normas e critérios apresentados no item 2.4.9. Com base nos desenhos da arquitetura do prédio fornecidos em *AUTO-CAD*, foram estimadas as distâncias médias para cada trecho dos módulos até os inversores, no lado CC, e dos inversores até o ponto de conexão com a rede. Foram dimensionados os principais componentes das instalações elétricas: cabos de energia, proteções no lado CC e proteções no lado CA.

A Figura 44 apresenta a visão geral do diagrama unifilar das instalações elétricas e a Figura 45, Figura 46, Figura 47, Figura 48 e Figura 49 apresentam o detalhe do diagrama unifilar em cada telhado e a conexão dos inversores à rede elétrica. Estes diagramas foram elaborados a partir do dimensionamento das instalações elétricas.

O sistema proposto é uma central geradora de 87,5 kW_p, sendo enquadrado pela Resolução 482 da ANEEL como microgeração distribuída (ANEEL, 2012b).

A conexão do Centro Administrativo à rede é através dos dois transformadores de 500 kVA. Desta forma, foi seguida a determinação da Norma NTC-71 da CELG (CELG, 2014), para conexão de geradores por meio de inversores no caso de cliente com transformador para potência instalada até 500 kVA e medição na baixa tensão.

O item 6.6 na NTC-71 da CELG (CELG, 2014) indica que para os sistemas que se conectam à rede através de inversores, as proteções relacionadas na Tabela 7 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária. No caso, os inversores selecionados já possuem estas proteções.

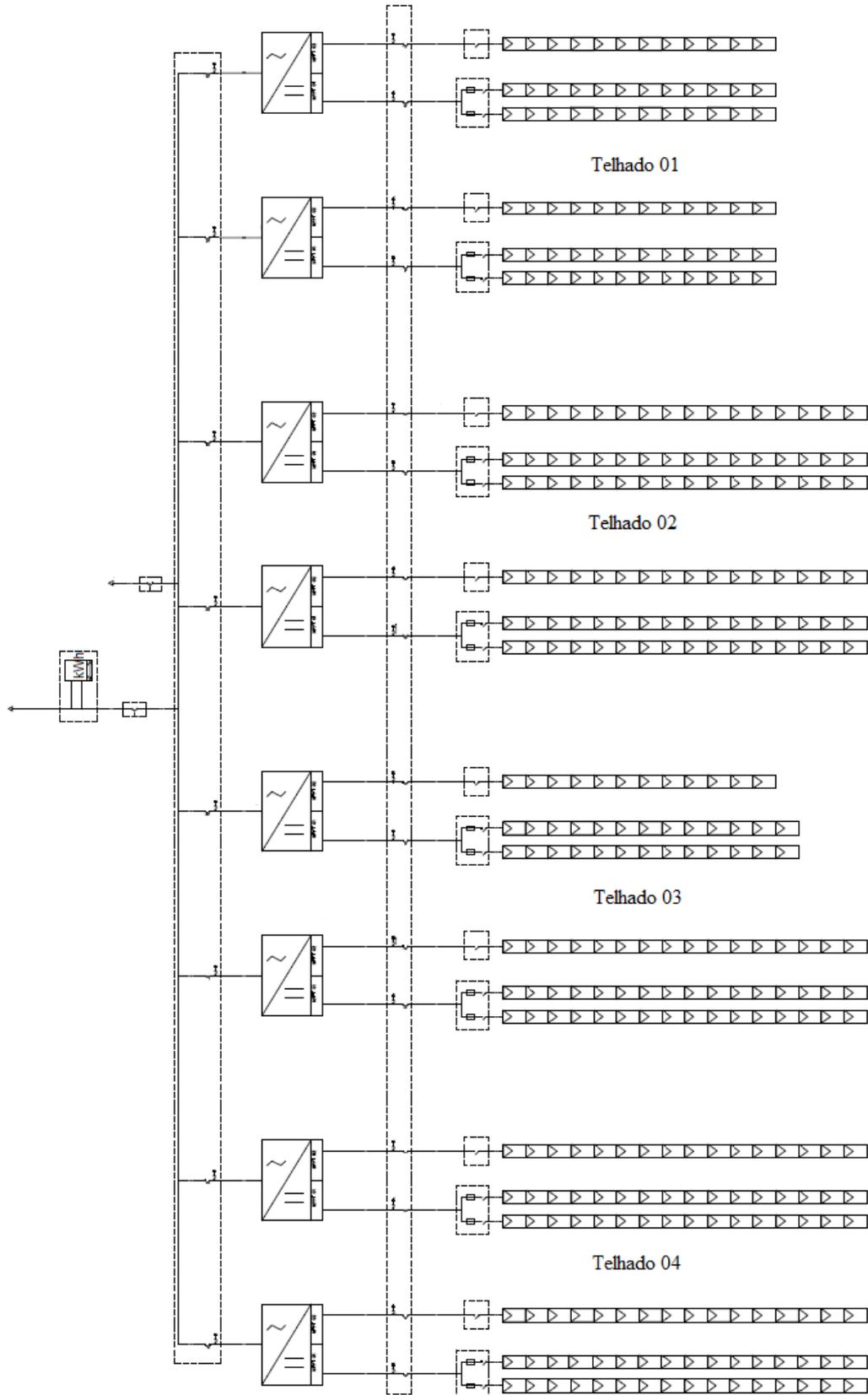


Figura 44. Diagrama unifilar geral do sistema FV (Centro Administrativo).

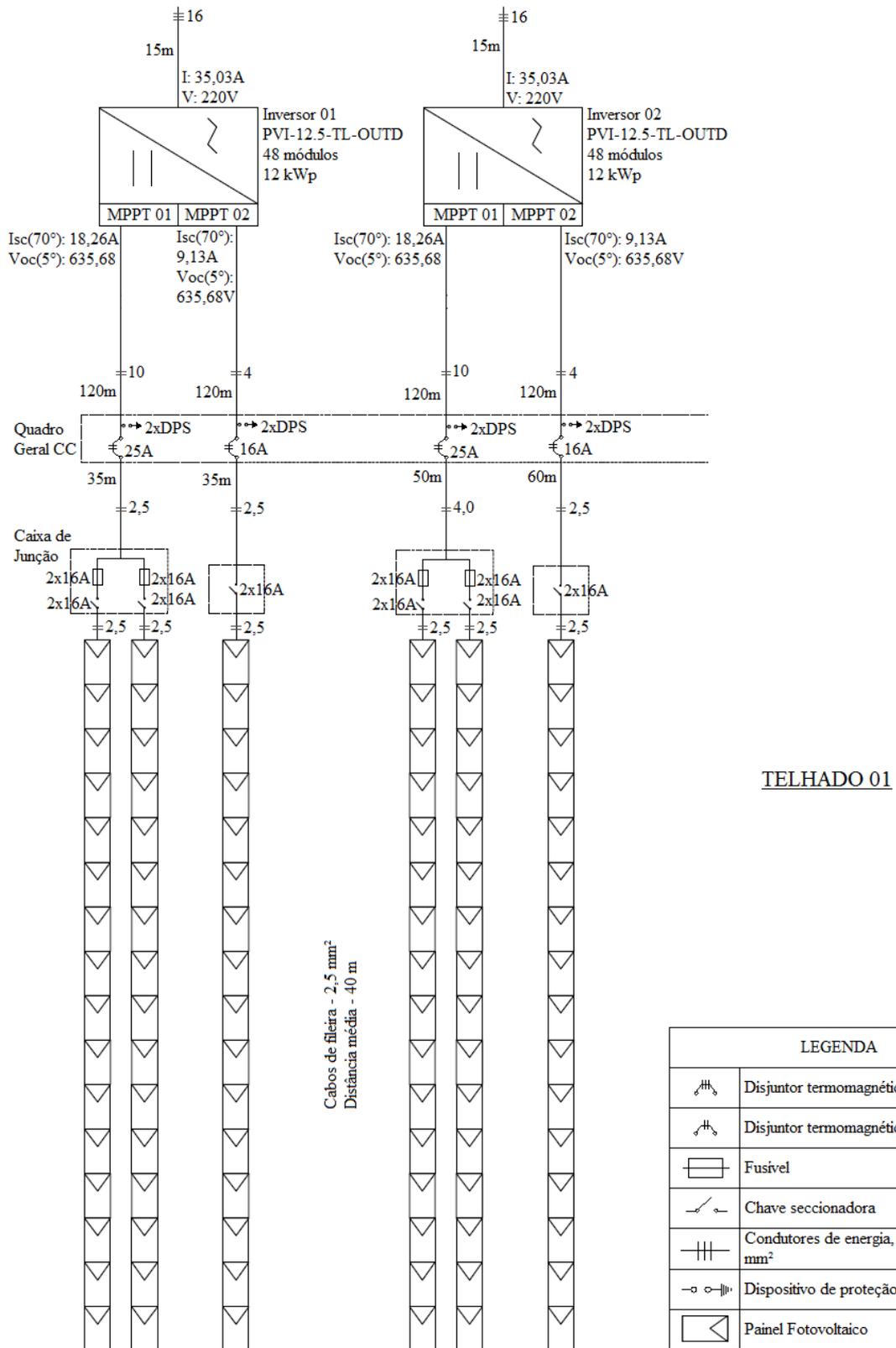


Figura 45. Detalhe do diagrama unifilar do Telhado 01.

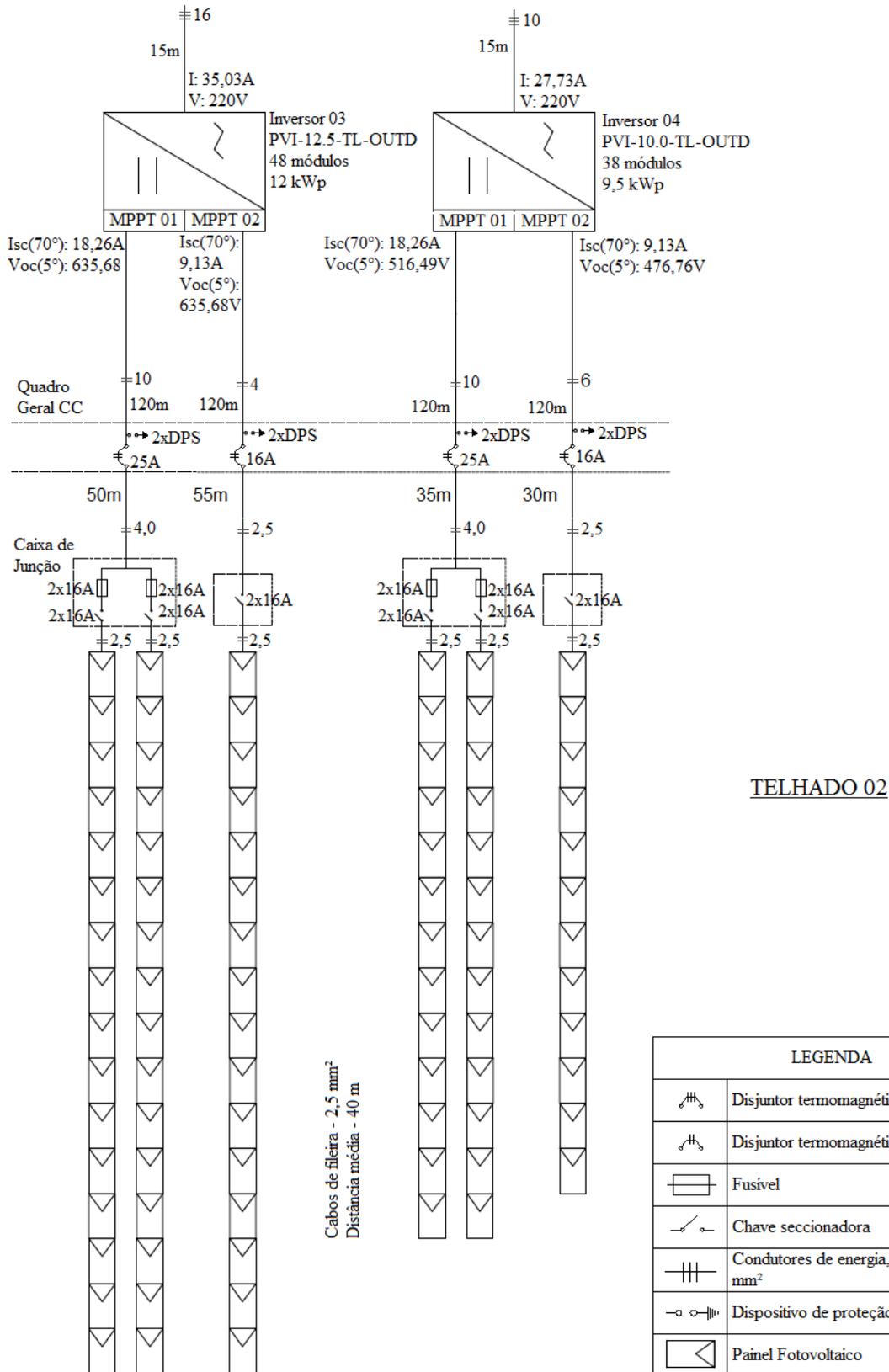


Figura 46. Detalhe do diagrama unifilar do Telhado 02.

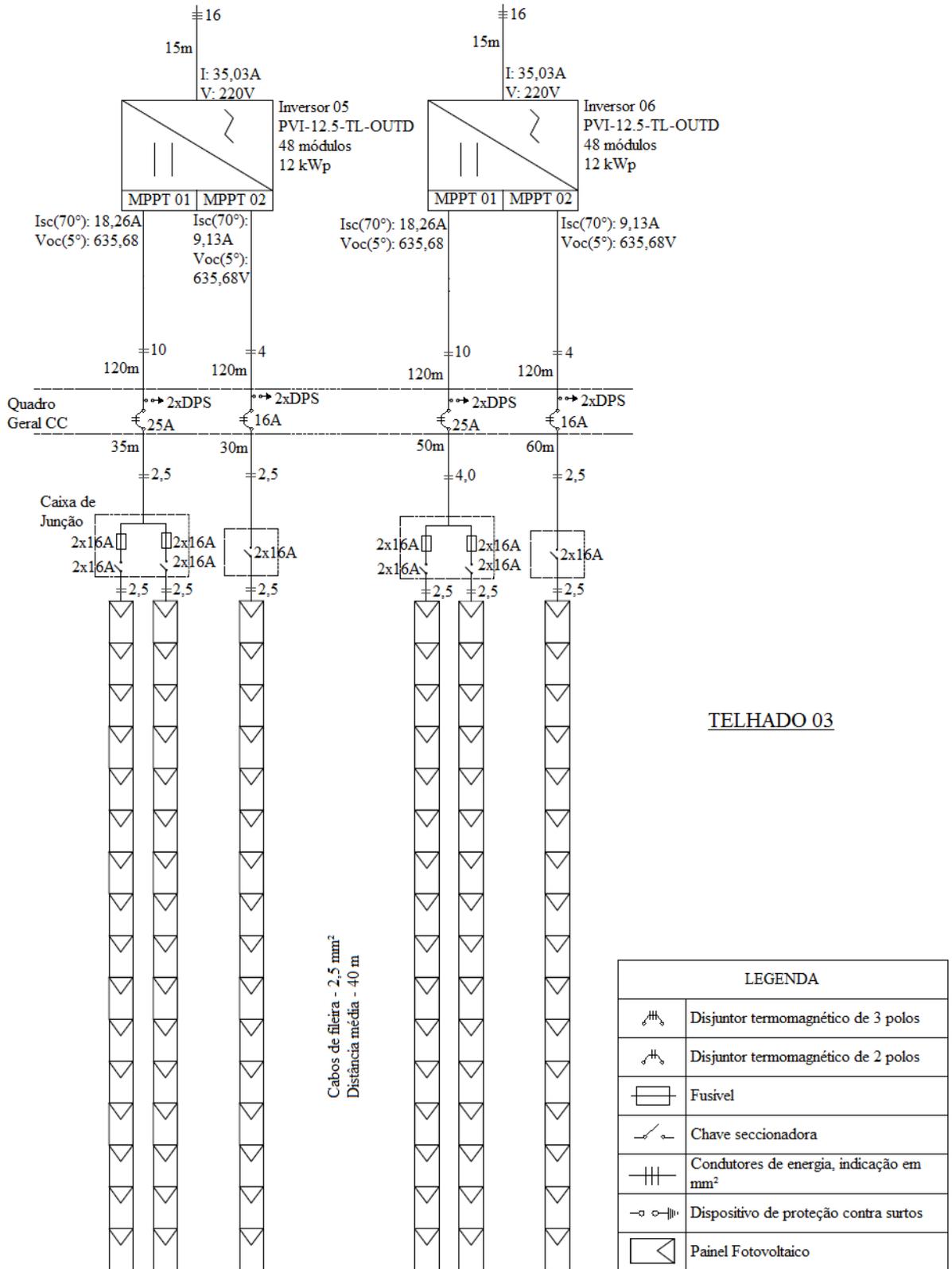


Figura 47. Detalhe do diagrama unifilar do Telhado 03.

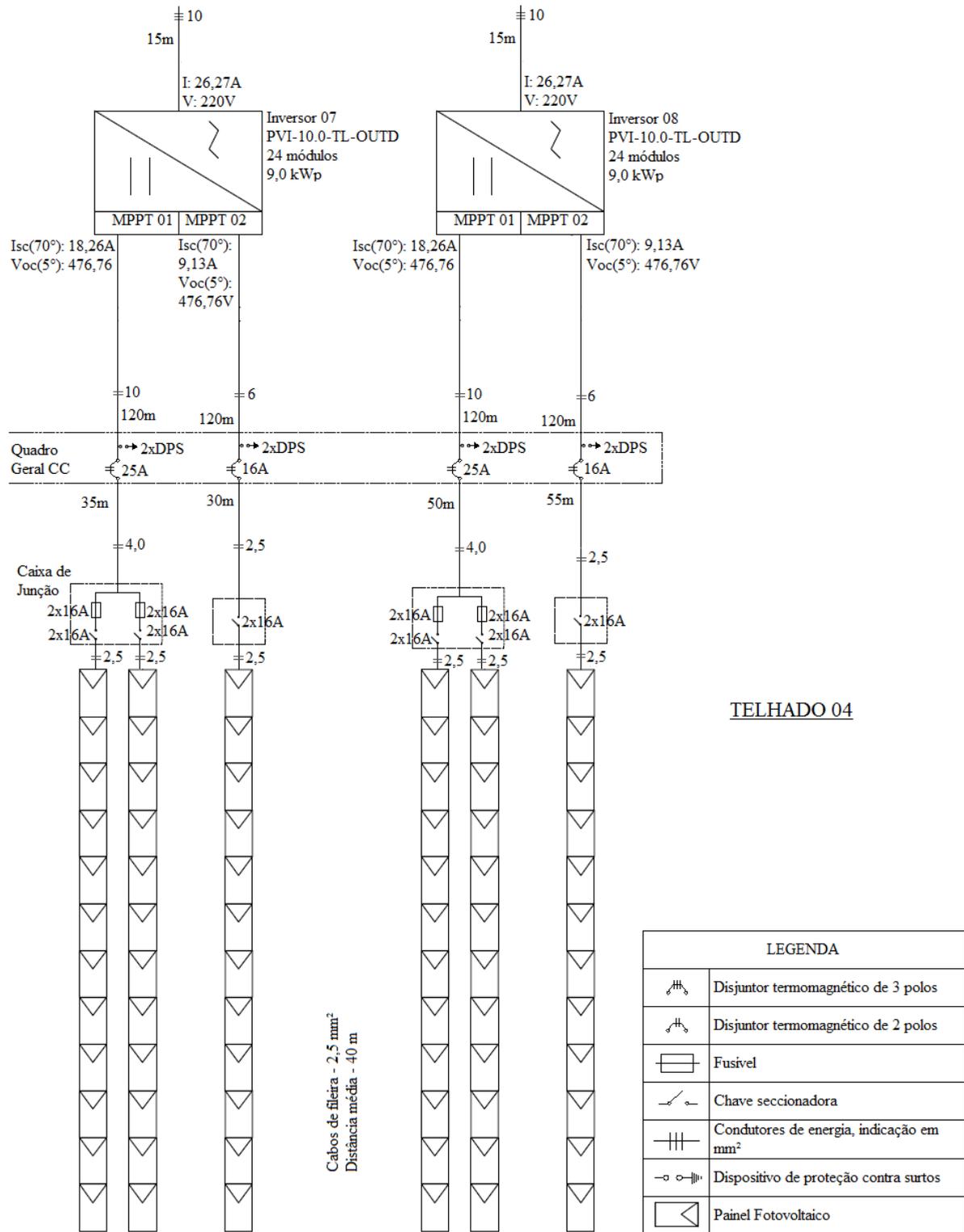


Figura 48. Detalhe do diagrama unifilar do Telhado 04

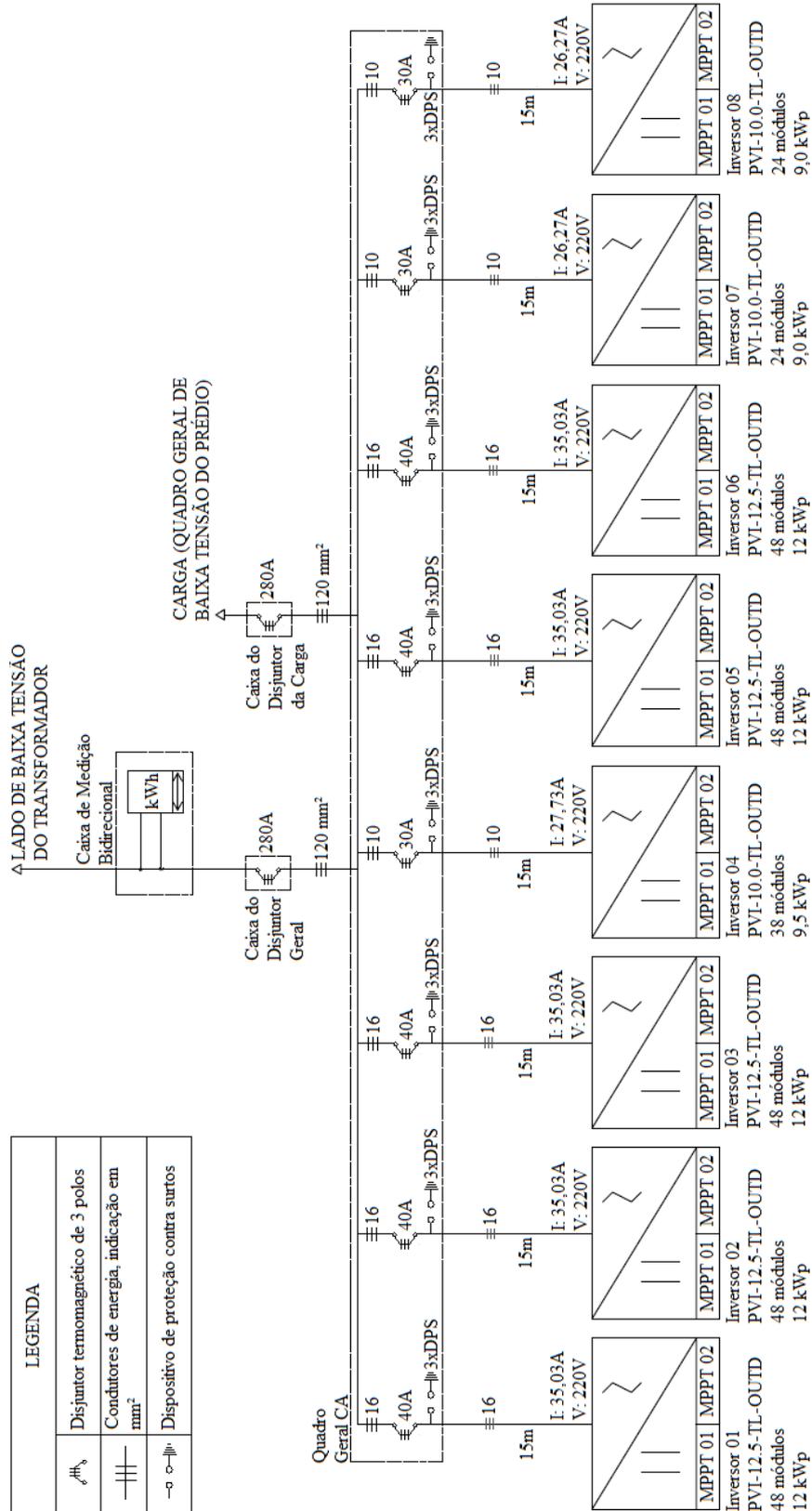


Figura 49. Detalhe do diagrama unifilar: inversores, medição e conexão à rede.

4.1.10 Análise de Recontração da Demanda

No período de luz solar, a geração fotovoltaica irá reduzir a necessidade de demanda de potência ativa a ser disponibilizada pela distribuidora. Caso o pico de demanda do edifício coincida com o período de luz solar, a geração de potência ativa pelo sistema fotovoltaico poderá possibilitar a redução da demanda contratada pelo consumidor. Para fazer esta avaliação, é necessário comparar a curva de consumo horário do prédio com a curva média de geração de energia elétrica fotovoltaica.

A partir de análise da demanda faturada nas contas de energia no período de janeiro de 2014 a abril de 2015, verificou-se que o mês de fevereiro de 2015 apresentou o maior valor registrado no período, o que provavelmente se deve às altas temperaturas que ocorreram neste mês e o consequente aumento no uso de condicionadores de ar. Para fazer o levantamento da curva horária de carga escolheu-se este mês, por representar o período com maior valor de demanda medida. A Figura 50, Figura 51, Figura 52 e Figura 53 apresentam a curva de carga de cada semana do referido mês. Os dados do consumo médio registrados a cada 15 minutos foram obtidos junto à CELG-D, com autorização da administração do prédio.

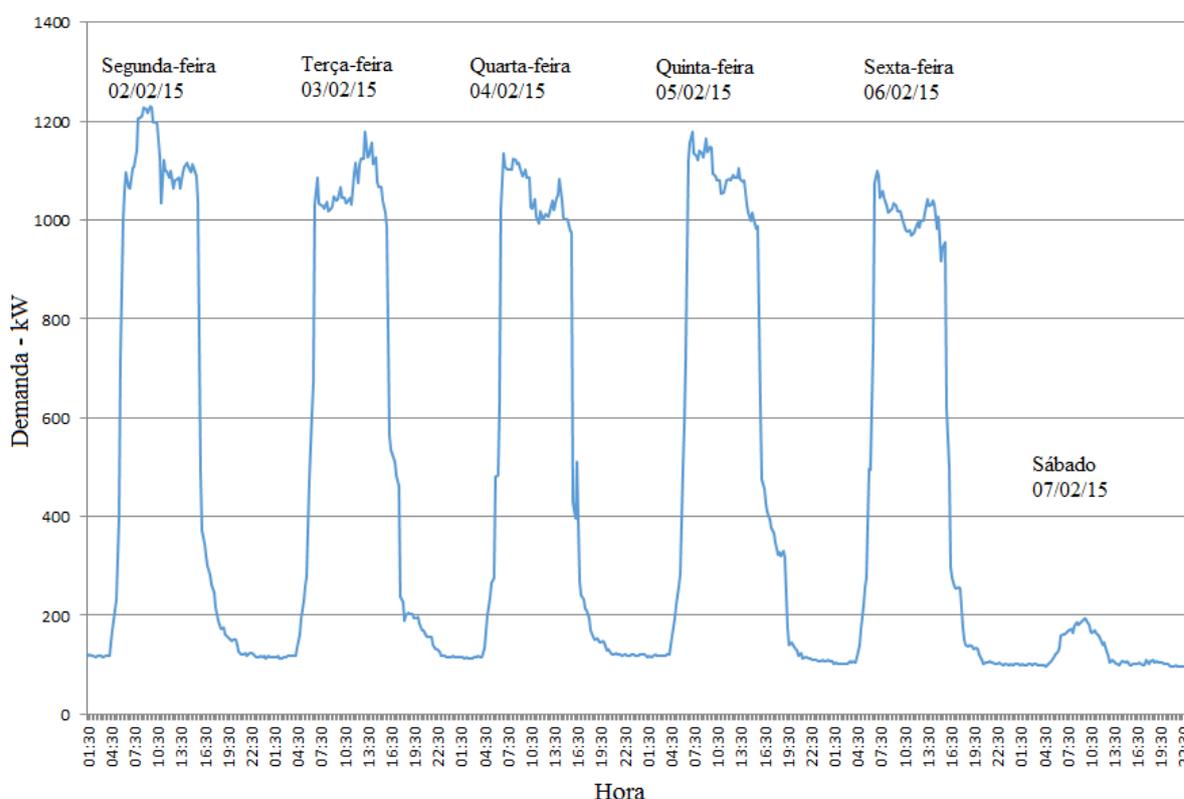


Figura 50. Curva de demanda do Centro Administrativo (02 a 07 de fevereiro de 2015).

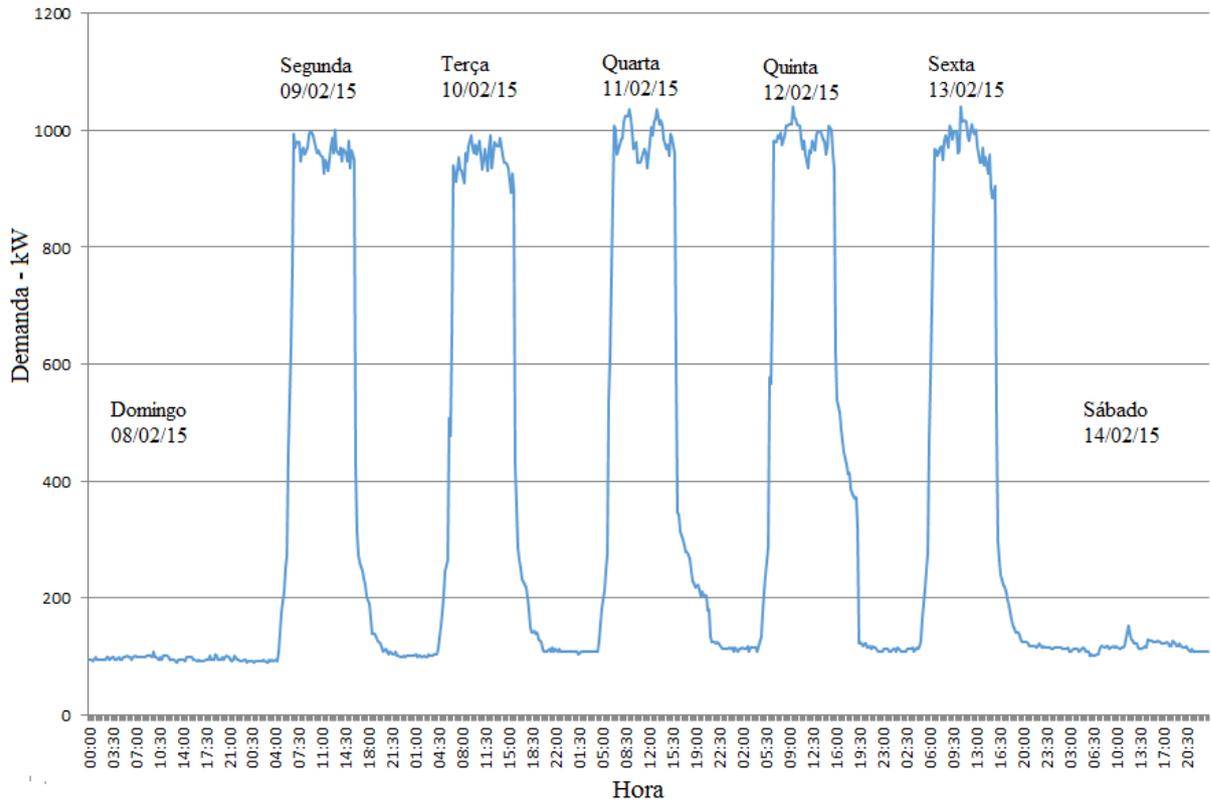


Figura 51. Curva de demanda do Centro Administrativo (08 a 14 de fevereiro de 2105).

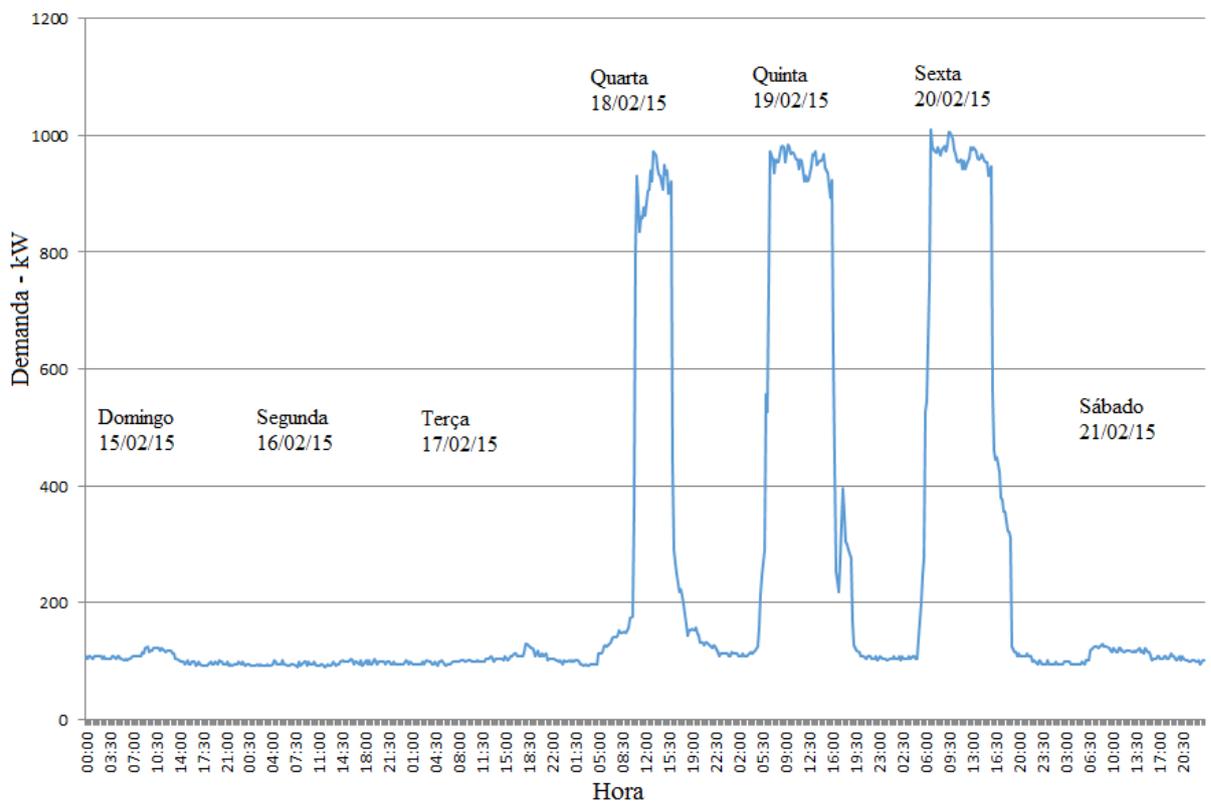


Figura 52. Curva de demanda do Centro Administrativo (15 a 21 de fevereiro de 2105).

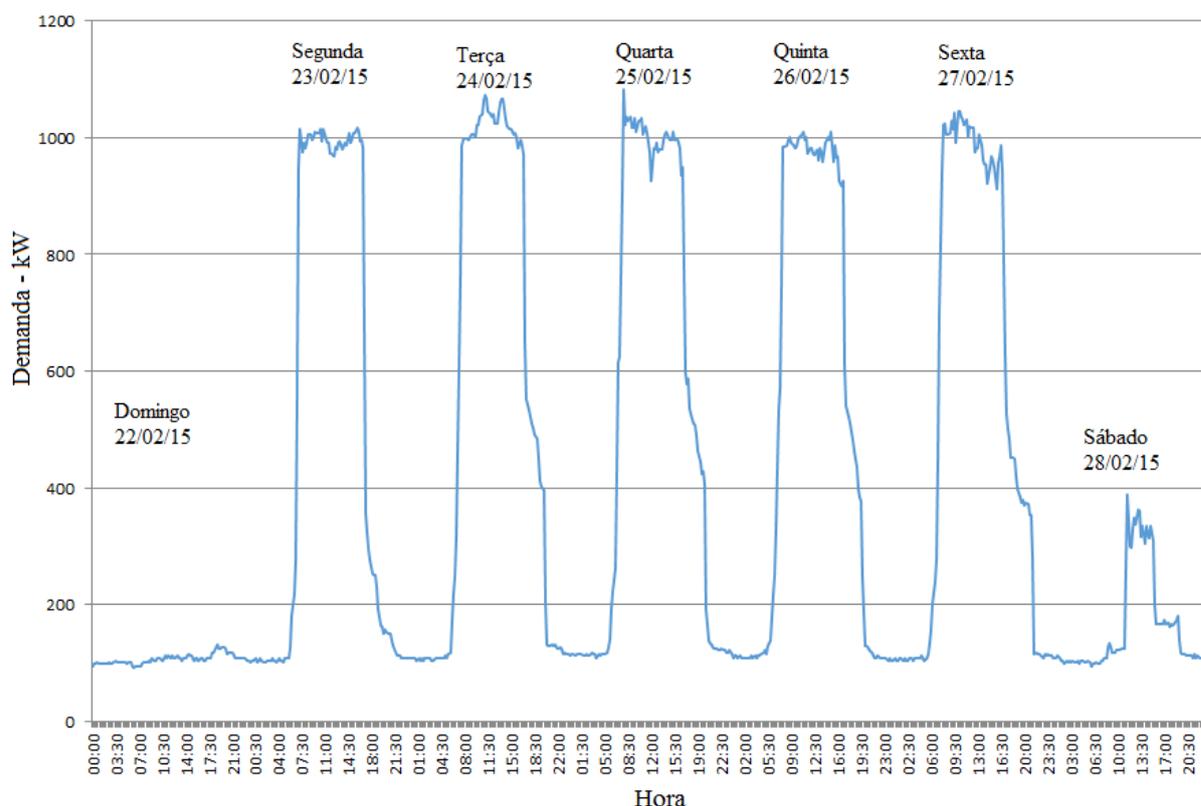


Figura 53. Curva de demanda do Centro Administrativo (22 a 28 de fevereiro de 2015).

A partir da análise dos gráficos, verifica-se que a curva de demanda possui uma característica bem definida, refletindo o uso padronizado dos equipamentos elétricos do prédio. Durante a noite o consumo fica em torno de 100 kW, o que se deve atribuir à carga mínima de iluminação, condicionadores de ar em CPD e sistemas de segurança. Na parte da manhã, em torno de 6:30, a carga se eleva abruptamente, chega a 1000 kW e permanece neste patamar com pequenas oscilações até por volta das 16:00 horas. Este comportamento do consumo diurno indica um acionamento de toda a iluminação e sistemas de condicionadores de ar pelos funcionários que trabalham no prédio. A partir das 16 horas em diante o consumo retorna ao patamar dos 100 kW, um pouco mais suave do que pela manhã, mantendo neste nível até a manhã seguinte.

Observa-se que nos finais de semana e feriados (destacando-se o carnaval nos dias 16 e 17) não ocorre qualquer atividade no prédio, pois o consumo permanece o mesmo do período noturno. Com exceção aos sábados 07 e 28, nos quais se observou uma pequena atividade.

A curva de demanda mostra que a carga maior do prédio ocorre no período de funcionamento dos escritórios, no quais são exercidas as atividades de administração pública. Este período também coincide com as horas de radiação solar, tornando atrativo o uso de geração solar fotovoltaica para compensar o consumo.

O faturamento da demanda considera o maior valor medido no mês. Em fevereiro de 2015, o valor máximo foi registrado no dia 02, às 9:30 horas, alcançando 1230 kW. A Figura 54 apresenta um gráfico comparativo elaborado para demonstrar o impacto da geração fotovoltaica sobre a curva de demanda do prédio neste dia e avaliar a possibilidade de recontração da demanda, que atualmente é de 1100 kVA.

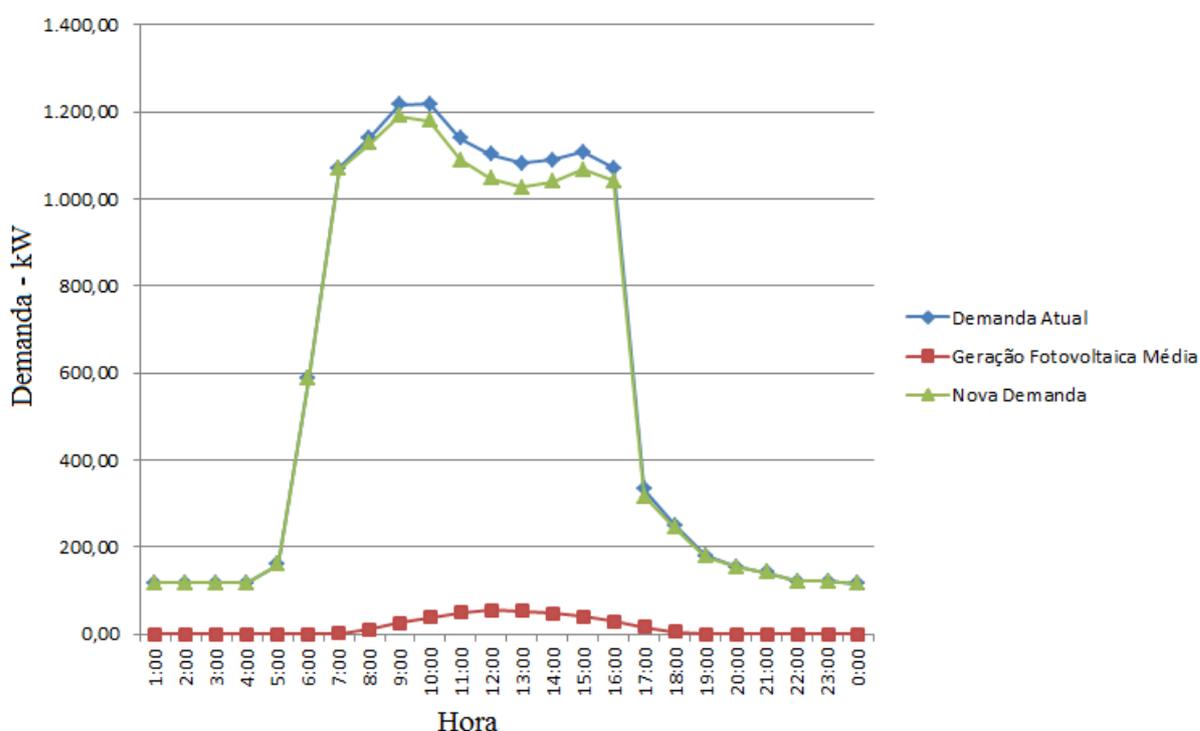


Figura 54. Impacto da geração FV sobre a demanda do prédio em dias úteis (02/02/2015)

Na Figura 54, a curva de geração fotovoltaica média foi obtida através da aplicação da expressão (19), utilizando os valores horários de irradiação global horizontal indicados na Figura 11. A curva de demanda do prédio foi elaborada a partir da média de consumo registrado a cada hora.

Pela análise da Figura 54, verifica-se que, nos dias úteis, não ocorreria redução significativa de consumo no período diurno. Ao meio-dia, pico da geração fotovoltaica, a redução da demanda seria de 5%. No horário de pico da demanda, em torno das 9:30, a redução

seria de 3,22%. Constatou-se, assim, a impossibilidade de recontração da demanda por meio do sistema fotovoltaico proposto.

A Figura 55 apresenta o impacto da geração fotovoltaica sobre a demanda do prédio em um dia não útil, no qual poderia ocorrer reversão de potência para rede, isto é, excedente de geração. Foi escolhido um domingo, dia 08 de fevereiro.

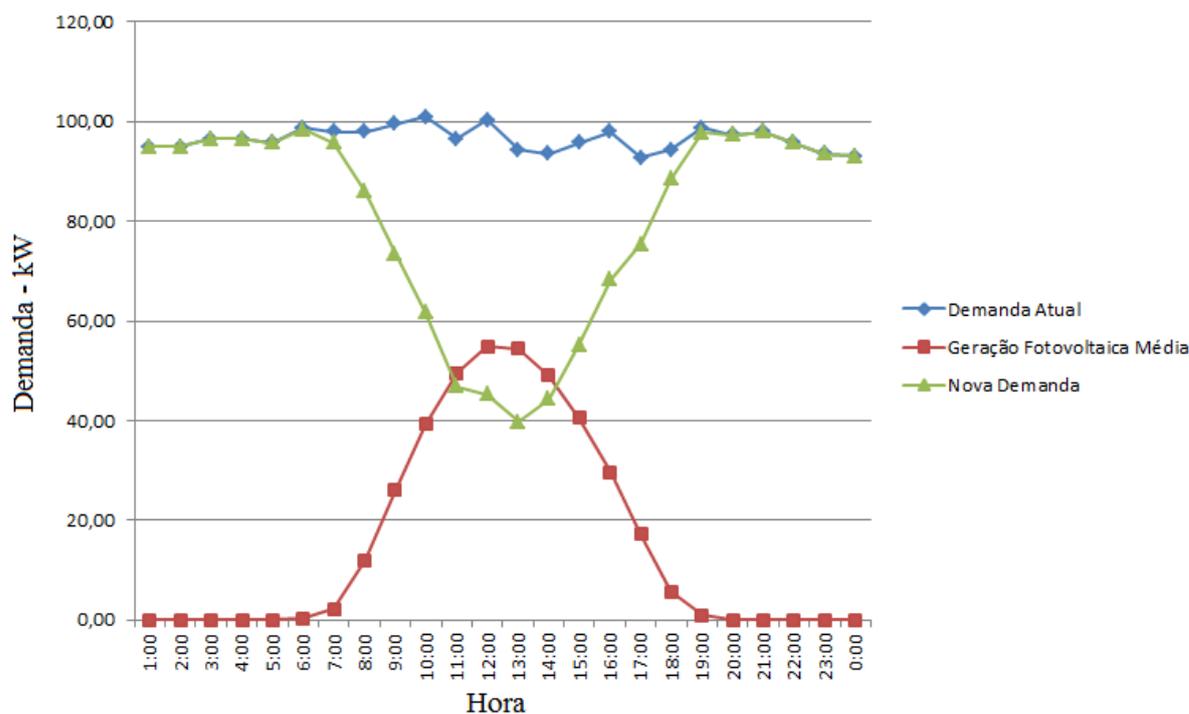


Figura 55. Impacto da geração FV sobre a demanda do prédio em dias não úteis (08/02/2015).

Quanto aos dias não úteis, a redução da demanda é mais significativa, chegando a 54,83% ao meio-dia. No entanto, a geração fotovoltaica não é suficiente para superar o consumo, não ocorrendo reversão de potência para a rede.

Pode-se atribuir a baixa produção de energia do gerador solar, em comparação às necessidades de energia do prédio, à pequena área de telhado disponível para a instalação dos módulos solares, da qual apenas 65,2% poderá ser utilizada de fato, conforme se verifica na Tabela 17. Quanto maior a área para instalação de painéis, maior será o impacto da geração fotovoltaica na demanda de energia, dependendo da característica do consumo de eletricidade da edificação.

4.1.11 Análise do Consumo de Energia e Geração de Créditos sob a Resolução 482

As características do consumo de energia elétrica do edifício em estudo foram levantadas através das faturas emitidas pela CELG-D no período de junho de 2014 a maio de 2015. A Figura 56 apresenta o consumo de energia mensal do prédio neste período, composto pelas parcelas de consumo na ponta, fora da ponta e no horário reservado. Os dados referentes ao valor cobrado foram obtidos para os meses de março, abril e maio de 2015. A Tabela 27 apresenta o faturamento referente a cada parcela da conta de energia destes meses.

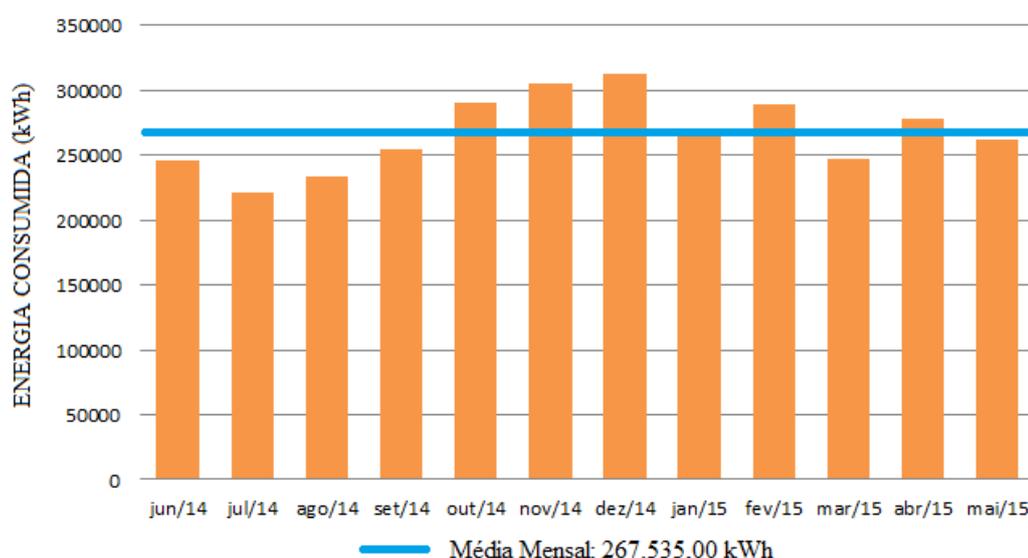


Figura 56. Consumo de energia mensal do Centro Administrativo (kWh).

Tabela 27. Valor cobrado por item da fatura (março, abril e maio de 2015).

DESCRIÇÃO DO ITEM	MARÇO/2015 (R\$)	ABRIL/2015 (R\$)	MAIO/2015 (R\$)
UFER FP	6.737,05	8.423,84	7.535,01
UFER P	690,01	983,22	791,75
DMCR	911,68	680,66	526,01
DEMANDA ULTRAPASSAGEM	2.628,88	-	-
DEMANDA	12.457,19	11.183,34	11.212,09
CONTRIB. DA ILUMIN. PUBLICA - CIP	6,97	7,49	7,85
CONSUMO P	11.704,84	24.500,67	23.383,85
CONSUMO HR	4.689,2	6.020,78	6.381,98
CONSUMO FP	46.939,29	72.249,45	66.221,18
ADIC. BANDEIRA VERMELHA P	366,24	1.240,53	1.183,95
ADIC. BANDEIRA VERMELHA FP	6.984,51	13.756,72	12.608,62
ADIC. BANDEIRA VERMELHA HR	697,74	1.146,39	1.215,14
TOTAL	99.102,65	142.523,41	131.067,43

O Centro Administrativo está enquadrado como unidade consumidora da classe poder público estadual, do grupo A, subgrupo A4, com aplicação da modalidade tarifária horo-sazonal verde.

Para analisar a redução no consumo de energia elétrica fornecida pela concessionária e a consequente economia na conta de energia após a instalação do sistema fotovoltaico foi calculado a média mensal de todas as parcelas da fatura sobre as quais há incidência de tarifas. Também foi calculada a média dos impostos PIS e COFINS aplicados a cada mês. O ICMS é um imposto recolhido para o governo estadual e, como se trata de um consumidor da classe poder público estadual, não ocorre aplicação da alíquota do ICMS sobre as tarifas de energia.

A Tabela 28 apresenta os dados de consumo e impostos obtidos através dos cálculos de média mensal, no período de junho de 2014 a maio de 2015.

Tabela 28. Média mensal de consumo faturado e dos impostos (junho/2014 – maio/2015)

DEMANDA (kW)	ULTRAPASS. DEMANDA (kW)	CONSUMO (kWh)		REATIVO		IMPOSTOS (%)	
		PONTA (P)	FORA DE PONTA (FP)	UFER P + FP (kWh)	DMCR (kW)	PIS	COFINS
1.138,27	33,17	13.981,02	253.554,00	37.240,68	52,69	0,8111%	3,8108%

A partir dos valores médios mensais das alíquotas dos impostos, apresentados na Tabela 28, aplicou-se a expressão (3) sobre as tarifas atualmente utilizadas pela CELG, indicadas nas Figuras 4, 5 e 6, para obter as tarifas efetivas médias. Para a formação das tarifas efetivas, a CELG considera somente até a quinta casa após a vírgula, desprezando os demais números e sem arredondamento. A Tabela 29 apresenta as tarifas efetivas que serão utilizadas nesta análise.

Tabela 29. Tarifas efetivas com aplicação da média dos impostos PIS e COFINS

DEMANDA (R\$/kW)	ULTRAPAS. DEMANDA (R\$/kW)	CONSUMO (R\$/kWh)		REATIVO		BANDEIRA TARIFÁRIA (R\$/kWh)	
		PONTA (P)	FORA DE PONTA (FP)	UFER P / FP (R\$/kWh)	DMCR (R\$/kW)	AMARELA	VERMELHA
10,08617	20,17235	1,13876	0,30282	0,23079	10,08617	0,02621	0,05766

Multiplicando-se os valores das tarifas efetivas dados na Tabela 29 pelos itens do consumo médio dados na Tabela 28, obteve-se o valor médio mensal da fatura de energia, apresentado na Tabela 30, observando a bandeira tarifária vigente. Para esta análise, conside-

rou-se que não haverá multas por atraso de pagamento das faturas e que a taxa de contribuição de iluminação pública será de R\$ 7,43.

Tabela 30. Projeção da média mensal da fatura de energia do edifício sem geração FV.

	Média mensal do consumo faturado	Tarifa efetiva (R\$ por unidade)	Valor Pago (R\$)
Consumo Ponta (P) (kWh)	13.981,02	1,13876	15.921,03
Consumo Fora da Ponta (FP) (kWh)	253.554,00	0,30282	76.781,22
Demanda (kW)	1.138,27	10,08617	11.480,75
Demanda Ultrapassagem (kW)	33,17	20,17235	669,18
UFER P + FP (kWh)	37.240,68	0,23079	8.594,78
DMCR (kW)	52,69	10,08617	531,47
Adicional Bandeira Amarela (Consumo P + FP)	267.535,02	0,02621	7.012,09
Adicional Bandeira Vermelha (Consumo P + FP)	267.535,02	0,05766	15.426,07
Cont. da Iluminação Pública - CIP			7,43
Valor total da conta de energia - Bandeira Verde (R\$)			113.985,87
Valor total da conta de energia - Bandeira Amarela (R\$)			120.997,96
Valor total da conta de energia - Bandeira Vermelha (R\$)			129.411,94

Na Tabela 21 calculou-se que a energia fotovoltaica mensal a ser produzida será de 11.242,20 kWh/mês. O sistema irá operar como microgeração distribuída, sob o sistema de compensação de energia elétrica. Verificou-se na análise de demanda, no item 4.1.10, que em nenhum momento ao longo do ano a geração de energia elétrica fotovoltaica irá superar a necessidade de consumo do prédio. Desta forma, não haverá geração de excedente de energia para ser injetada na rede. O que o medidor bidirecional de energia irá registrar será sempre o resultado do consumo de energia do prédio subtraída a geração fotovoltaica. Esta será a parcela referente ao consumo fora da ponta que será lançada na conta de energia, ocorrendo economia devido à redução no consumo de eletricidade fornecida pela concessionária após a instalação do sistema fotovoltaico. Não serão lançados créditos de geração para abatimento na fatura de energia, nem serão obtidos créditos para posterior compensação.

Na análise de demanda foi demonstrado que não será possível a recontração. No entanto, verificou-se uma redução de 3,22% no maior valor de demanda registrado no mês. Essa redução será aplicada sobre os quantitativos de demanda faturada e ultrapassagem de demanda. A Tabela 31 apresenta como irá ficar a fatura média mensal de energia a partir da entrada em operação da geração fotovoltaica sob o regime da Resolução 482/2012 (ANEEL, 2012b).

Tabela 31. Projeção da média mensal da fatura de energia do edifício com geração FV.

	Média mensal do consumo faturado	Tarifa efetiva (R\$ por unidade)	Valor Pago (R\$)
Consumo Ponta (kWh)	13.981,02	1,13876	15.921,03
Consumo Fora da Ponta (kWh)	242.311,80	0,30282	73.376,86
Demanda (kW)	1.101,61448	10,08617	11.111,07
Demanda Ultrapassagem (kW)	32,1	20,17235	647,64
UFER (kWh)	37.240,68	0,23079	8.594,78
DMCR (kW)	52,69	10,08617	531,47
Adicional Bandeira Amarela (Consumo P + FP)	256.292,82	0,02621	6.717,43
Adicional Bandeira Vermelha (Consumo P + FP)	256.292,82	0,05766	14.777,84
Cont. da Iluminação Pública - CIP			7,43
Valor total da conta de energia - Bandeira Verde (R\$)			110.190,28
Valor total da conta de energia - Bandeira Amarela (R\$)			116.907,71
Valor total da conta de energia - Bandeira Vermelha (R\$)			124.968,12

As operações com créditos de energia no sistema de compensação são limitadas à energia elétrica ativa gerada e consumida, conforme inciso III, art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012, portanto não são contabilizadas as alterações que a geração distribuída possa trazer sobre os demais itens da fatura, como potência reativa, etc.

Para fins da análise econômica, foi calculada a economia anual no consumo de energia elétrica proveniente da concessionária. Para esta análise, assumiu-se que a bandeira vermelha sempre estará vigente nos meses de maio a novembro e a bandeira amarela de dezembro a abril, o que corresponde à temporada de seca e de chuvas, respectivamente, na região onde o prédio se localiza. Isto equivale a sete meses do ano no qual será aplicado o adicional de bandeira vermelha e cinco meses com o adicional de bandeira amarela. Assim:

$$\text{Valor Anual sem FV} = 7(129.411,94) + 5(120.997,96) = \text{R\$ } 1.510.873,40.$$

$$\text{Valor Anual com FV} = 7(124.968,12) + 5(116.907,71) = \text{R\$ } 1.459.315,43.$$

Conforme pode ser verificado na Tabela 32, a instalação do sistema fotovoltaico irá proporcionar uma redução de 3,41% no valor anual a ser pago pela energia elétrica fornecida pela concessionária, considerando os valores médios mensais de consumo e de tarifação.

Tabela 32. Projeção da economia anual de energia com a geração FV.

Projeção do valor anual a ser pago pela energia elétrica sem geração FV	R\$ 1.510.873,40
Projeção do valor anual a ser pago pela energia elétrica com geração FV	R\$ 1.459.315,43
Projeção da economia no primeiro ano devido a geração FV	R\$ 51.557,97
Redução do valor a ser pago	3,41%

4.1.12 Custos de Investimento

No item 2.5.1 foram apresentados os preços obtidos nos estudos de ABINEE (PERLOTTI, 2012) e EPE (2012) e os preços de alguns dos empreendimentos vencedores do Leilão 08/2014 da Aneel.

Com a finalidade de balizar os custos de investimento inicial para a análise de viabilidade econômica, foram enviadas solicitações de cotação de preços dos sistemas fotovoltaicos projetados neste trabalho para diversas empresas do setor no estado de Goiás e no Brasil. Em geral, as empresas relataram dificuldade em formatar um orçamento preciso, o que se deve à oscilação da moeda brasileira frente ao dólar e ao euro, pois os módulos e inversores são equipamentos importados.

A Tabela 33 apresenta o orçamento da Empresa NEOSOLAR ENERGIA, que estimou os custos unitários para cada parcela da instalação do sistema fotovoltaico.

Tabela 33. Custos unitários estimados pela empresa NEOSOLAR ENERGIA.

Descrição do Item	Valor Unitário
Painel Solar Yingli YL250P 29b (250Wp)	R\$ 820,00
Inversor Fronius Symo 20.0-3-M (20kW)	R\$ 23.590,00
Inversor Fronius Symo 20.0-3-M light (20kW)	R\$ 22.890,00
Inversor Fronius Symo 17.5-3-M light (17kW)	R\$ 20.890,00
Suportes de Fixação inclinação 4 graus	1.100,00 R\$/Wp
Mão de Obra de Instalação	1.100,00 R\$/Wp
Material de Instalação	400,00 R\$/Wp
Projeto e Regularização	400,00 R\$/Wp
Custo Unitário Global (R\$) – instalação em telhado 87,5 kWp	7,31 R\$/Wp

A Tabela 34 apresenta os custos de módulos e inversores e custos unitários globais estimados para instalação em solo e em telhado, cotados pela empresa SUSTENERGYN.

Tabela 34. Custos unitários estimados pela empresa SUSTENERGYN.

Descrição do Item	Valor Unitário
Módulo Fotovoltaico Linyang 250 W	R\$ 827,00
Módulo Fotovoltaico Mprime 250 W	R\$ 967,00
Módulo Fotovoltaico Yingli Solar 250 W	R\$ 897,00
Inversor TRIO-5.8-TL-OUTD – 5,8 kW	R\$ 7.357,00
Inversor PVI-10.0-I-OUTD – 10 kW	R\$ 12.279,00
Inversor TRIO-20.0-TL-OUTD – 20 kW	R\$ 17.987,00
Inversor Santerno Mplus 6400 – 6,4 kW	R\$ 8.197,00
Custo Unitário Global (R\$) – instalação no solo 1MWp	5,75 R\$/Wp
Custo Unitário Global (R\$) – instalação em telhado 87,5 kWp	8,10 R\$/Wp

A Tabela 35 apresenta o preço global para os sistemas projetados, segundo cotação da empresa BRS ENERGIA.

Tabela 35. Custos estimados pela empresa BRS ENERGIA.

Sistema Fotovoltaico	Valor Global	Valor Unitário
Sistema 87,5 kWp instalado em telhado	R\$ 534.000,00	6,10 R\$/Wp
Sistema 4,8 MWp instalado em telhado	R\$ 28.500.000,00	5,89 R\$/Wp

A Tabela 36 relaciona os preços levantados com aplicação que mais se aproxima das características do sistema fotovoltaico projetado para o Centro Administrativo (87,5 kWp). Não foram considerados os preços do Leilão 08/2014, por se tratar de sistemas acima de 10 MW.

Tabela 36. Preços de referência para o sistema FV do Centro Administrativo.

FONTE DOS PREÇOS	APLICAÇÃO	CUSTO GLOBAL UNITÁRIO (R\$/Wp)
Estudo ABINEE (PERLOTTI, 2012)	Comercial – 30 kWp	6,27
Estudo EPE (2012)	Comercial – 100 kWp	7,76
Cotação – NEOSOLAR ENERGIA	Instalação em telhado – 87,5kWp	7,31
Cotação - SUSTENERGYN	Instalação em telhado – 87,5kWp	8,10
Cotação – BRS ENERGIA	Instalação em telhado – 87,5kWp	6,10
MÉDIA DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA		7,11

Será admitido como custo global unitário do investimento do sistema fotovoltaico a ser instalado sobre o telhado do Centro Administrativo, para fins de análise de viabilidade econômica, a média dos preços de referência levantados, que é de 7,11 R\$/Wp.

4.1.13 Análise de Viabilidade Econômica

A análise econômica considerou as características de consumo de energia elétrica do prédio público, a economia de energia com o sistema fotovoltaico, o custo de investimento inicial, a definição dos parâmetros de cálculo e a formação do fluxo de caixa.

Para realizar as simulações de fluxo de caixa e obter os indicadores de viabilidade econômica foi necessário definir os parâmetros de análise e os fatores específicos que irão afetar a rentabilidade do investimento ao longo de sua vida útil. Quanto mais completo for o levantamento das variáveis que afetam o projeto, mais próximo da realidade será a análise econômica, trazendo segurança aos decisores responsáveis pelo investimento.

Para a formação do fluxo de caixa, as receitas e despesas foram contabilizadas anualmente. O tempo de vida do projeto foi definido em função da vida útil dos módulos fotovoltaicos, que é de 25 anos, conforme relatado no 2.4.2.1. Portanto, ao final da vida útil, o valor residual do projeto será igual a zero.

Conforme definido no item 4.1.12, o investimento inicial necessário para a implantação do projeto será de R\$ 622.125,00, o que equivale a um custo unitário de 7,11 R\$/Wp.

Diferentemente do setor privado, a administração pública normalmente dispõe dos recursos necessários para a realização de obras de custo elevado. Neste caso, o responsável pela obra seria a administração pública estadual. Portanto, admitiu-se que não serão necessários recursos provenientes de financiamentos bancários, e todo o investimento será realizado por meio de recursos próprios.

A receita auferida pelo projeto será decorrente da economia anual de energia que deixa de ser adquirida junto à CELG devido à geração fotovoltaica. A Tabela 32 indica que no primeiro ano será obtida a economia de R\$ 51.557,97 nas contas de energia. Não foi considerada a aplicação de impostos sobre as receitas do projeto, pois o lucro auferido nada mais é que o fluxo de caixa preservado, que deixou de ser transferido do consumidor para a concessionária.

Foi exposto no item 2.4.2.1 que os painéis apresentam a redução gradativa da eficiência ao longo de sua vida útil, o que irá impactar na geração fotovoltaica, reduzindo a economia de energia e as receitas anuais. Seguindo o entendimento de Pelágio (2014) e os parâmetros definidos no estudo da ABINEE (PERLOTTI, 2012) foi adotada a degradação anual constante de 0,75%.

Considerando a política de revisão tarifária estabelecida pela ANEEL, a qual foi apresentada no 2.3.4 e o procedimento adotado por Rüther et al. (2008), foi considerado que durante período de avaliação do projeto haverá um reajuste anual das tarifas de energia a uma taxa de 4%. Com isso, haverá também um aumento progressivo do valor economizado a cada ano com a geração fotovoltaica, compensando a redução de eficiência dos módulos.

Conforme os parâmetros definidos no estudo da ABINEE (PERLOTTI, 2012), admitiu-se que será dispendido anualmente 1% do custo do investimento inicial com serviços de operação e manutenção, isto é R\$ 6.221,25.

A vida útil dos inversores é de aproximadamente 10 anos (MASTERVOLT, 2015), por isso, considerou-se a troca de todos os inversores no décimo e no vigésimo ano de operação. Segundo o estudo realizado por (EPE, 2012) o custo dos inversores corresponde a aproximadamente 12,57% do investimento inicial, isto é, R\$ 78.201,11.

Existem diversos índices de medição da variação de preços que podem ser utilizados como indicadores da inflação. A partir do dia 30 de junho de 1999, o Conselho Monetário Nacional estabeleceu o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), como índice oficial de inflação do Brasil, para o acompanhamento dos objetivos estabelecidos no sistema de metas de inflação pelo Banco Central do Brasil (IPCA, 2015). Desta forma o IPCA será o índice adotado neste estudo para simular o processo inflacionário. Foi estabelecida a taxa de inflação de 6,41% ao ano, correspondente à variação do IPCA registrada para o ano de 2014 (IBGE, 2015). A aplicação da taxa inflacionária foi efetuada sobre os custos com operação e manutenção e custos de reposição dos inversores. Em relação às receitas provenientes da economia de energia considerou-se que os efeitos da inflação já estão inclusos na taxa de reajuste tarifário.

A Taxa Mínima de Atratividade - TMA foi escolhida com base na taxa média de retorno preconizada pelo BNDES para investimentos em infraestrutura, especialmente empreendimentos energéticos, que é a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). Conforme apresentado na Tabela 13, o último valor da TJLP divulgado para o trimestre de abril a junho de 2015 foi de 6,0%, a qual será adotada como a TMA deste projeto.

Os indicadores de desempenho econômico utilizados para avaliar este projeto foram: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) e Período de Recuperação de Capital (Payback). A TIRM foi utilizada em razão das trocas dos inversores no décimo e no vigésimo ano causarem inversão de sinal do fluxo de caixa. Para calcular a TIRM do projeto foi assumido que a taxa de financiamento para os fluxos de caixa negativos será igual à TJLP, que é de 6,0%. Já os fluxos de caixa positivos serão reinvestidos à taxa do Certificado de Depósito Bancário (CDB), que no acumulado dos últimos 12 meses, em maio de 2015, ficou em 10,24% (VALOR ECONÔMICO, 2015a).

A Tabela 37 apresenta os principais componentes e parâmetros que irão compor ou influenciar a elaboração do fluxo de caixa e o cálculo dos indicadores econômicos.

Tabela 37. Parâmetros para elaboração do fluxo de caixa - Centro Administrativo.

DADOS REFERENTES A DESPESAS	
Investimento inicial	R\$ 622.125,00
Custo unitário inicial	7,11 R\$/Wp
Fonte do Investimento	Recursos Próprios
Custos de operação e manutenção	R\$ 6.221,25 por ano
Tributação sobre lucro	Não há
Troca dos inversores	Décimo e vigésimo ano
Custo dos inversores no ano zero	R\$ 78.201,11
DADOS REFERENTES A RECEITAS	
Economia de energia no primeiro ano	R\$ 51.557,97
Taxa de reajuste tarifário	4% por ano
Perda de eficiência dos módulos	- 0,75% por ano
Redução da demanda	Não há
PARÂMETROS PARA CÁLCULO DOS INDICADORES ECONÔMICOS	
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,0%
Vida útil do projeto	25 anos
Valor residual	zero
Taxa de financiamento (cálculo da TIRM)	6,0%
Taxa de reinvestimento (cálculo da TIRM)	10,24%
Inflação	6,41%

A Figura 57 e a Tabela 38, Tabela 39, Tabela 40 e Tabela 41 apresentam o fluxo caixa do investimento elaborado a partir dos parâmetros e considerações resumidos na Tabela 37.

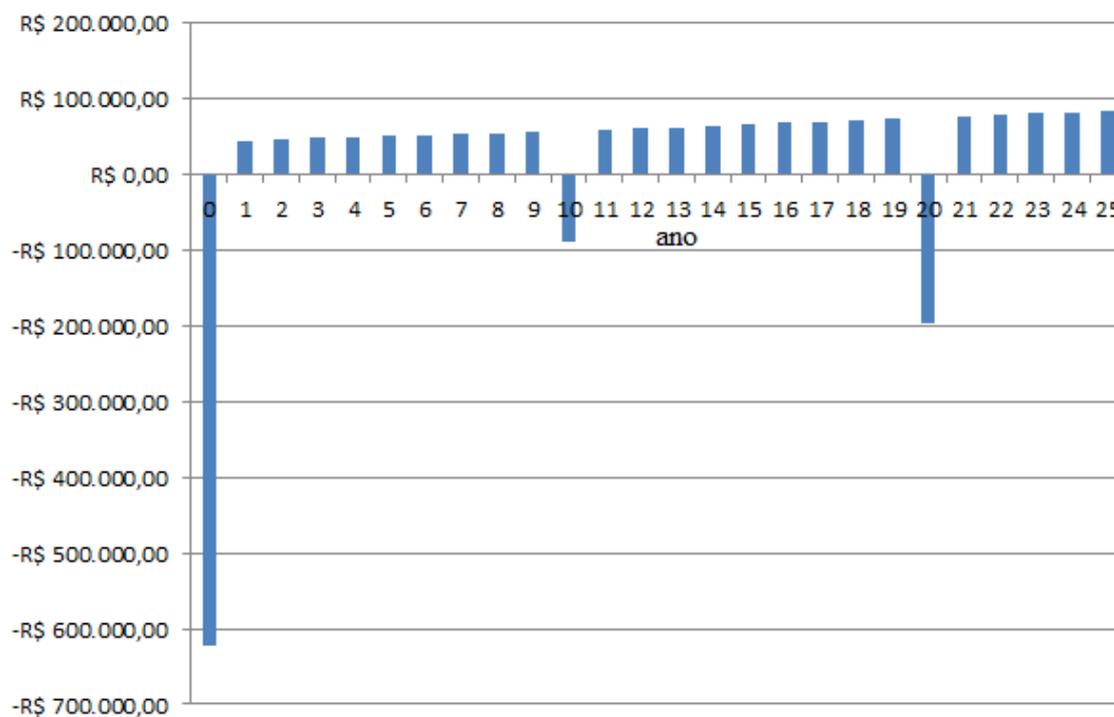


Figura 57. Fluxo de caixa para o sistema FV do Centro Administrativo.

Tabela 38. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV do Centro Administrativo (ano 0 ao 6°).

	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6
ENTRADAS DE CAIXA							
(+) Economia de Energia		51.557,97	53.253,41	55.004,64	56.814,78	58.684,02	60.614,39
SAÍDAS DE CAIXA							
(-) Implantação do Sistema	622.125,00						
(-) Custos com O&M		6.221,25	6.620,03	7.044,38	7.495,92	7.976,41	8.487,70
(-) Troca dos Inversores							
(=) FLUXO DE CAIXA	-622.125,00	45.336,72	46.633,37	47.960,26	49.318,86	50.707,61	52.126,69

Tabela 39. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV do Centro Administrativo (ano 7° ao 13°).

	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13
ENTRADAS DE CAIXA							
(+) Economia de Energia	62.609,35	64.670,25	66.799,14	68.999,07	71.271,92	73.619,57	76.045,36
SAÍDAS DE CAIXA							
(-) Implantação do Sistema							
(-) Custos com O&M	9.031,76	9.610,69	10.226,74	10.882,27	11.579,83	12.322,09	13.111,94
(-) Troca dos Inversores				145.558,43			
(=) FLUXO DE CAIXA	53.577,59	55.059,56	56.572,41	-87.441,63	59.692,09	61.297,48	62.933,42

Tabela 40. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV do Centro Administrativo (ano 14° ao 20°).

	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
ENTRADAS DE CAIXA							
(+) Economia de Energia	78.550,50	81.139,61	83.815,47	86.579,39	89.434,71	92.383,81	95.431,53
SAÍDAS DE CAIXA							
(-) Implantação do Sistema							
(-) Custos com O&M	13.952,42	14.846,77	15.798,44	16.811,12	17.888,72	19.035,38	20.255,55
(-) Troca dos Inversores							270.932,92
(=) FLUXO DE CAIXA	64.598,09	66.292,85	68.017,03	69.768,27	71.546,00	73.348,43	-195.756,94

Tabela 41. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV do Centro Administrativo (ano 21° ao 25°).

	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
ENTRADAS DE CAIXA					
(+) Economia de Energia	98.580,74	101.834,22	105.195,37	108.667,46	112.255,30
SAÍDAS DE CAIXA					
(-) Implantação do Sistema					
(-) Custos com O&M	21.553,93	22.935,54	24.405,71	25.970,11	27.634,80
(-) Troca dos Inversores					
(=) FLUXO DE CAIXA	77.026,80	78.898,68	80.789,66	82.697,35	84.620,50

Na Tabela 42 são apresentados os indicadores de desempenho obtidos para o fluxo de caixa do investimento. Os valores foram calculados conforme definido no tópico 2.5.3.

Tabela 42. Critérios econômicos de decisão.

Método de Análise	Valor Obtido
VPL	-R\$ 34.597,45
TIRM	8,29%
PAYBACK	Não ocorre ao longo da vida útil

O VPL calculado indica um prejuízo de R\$ 34.597,45 ao final da vida útil do sistema fotovoltaico. Considerando que ao final do vigésimo quinto ano o sistema FV irá necessitar de novos investimentos para reforma ou substituição completa, não é possível obter o PAYBACK deste fluxo de caixa, porquanto o capital investido não é recuperado ao longo da vida útil do projeto.

A TIRM calculada (8,29%) é maior que TMA do projeto (6,0%), sendo um indicador favorável. Embora a literatura em geral indique que os métodos da TIRM e do VPL levarão às mesmas decisões de aceitação ou rejeição, alguns autores, como Chenco (2008), admitem que pode ocorrer situações em que haverá conflito entre os resultados do VPL e TIRM. No caso em análise, pode-se atribuir o resultado positivo da TIRM ao alto valor da taxa escolhida para o reinvestimento dos fluxos de caixa positivos, que é quase o dobro da taxa de financiamento para os fluxos de caixa negativos. Ou seja, para o cálculo da TIRM foi suposto que o financiamento dos fluxos de caixa negativos (despesas nos anos 10 e 20) seriam feitos a um juro baixo, enquanto os fluxos de caixa positivos (lucros nos demais anos) seriam investidos a juros altos, resultando numa operação lucrativa para o projeto.

Considerando que uma decisão de investimentos não deve ser tomada baseada apenas em um único indicador financeiro, apesar de a TIRM ser favorável, o VPL e o PAYBACK são desfavoráveis ao projeto, o que deve pesar contra a sua implementação.

Porém, há que se levar em conta que, mesmo sendo negativo, o VPL indica uma recuperação de 95% do investimento inicial. Com isso, outros fatores poderiam influenciar uma decisão favorável ao investimento, como, por exemplo, uma iniciativa do governo para promover a energia fotovoltaica ou a divulgação de uma imagem de sustentabilidade (marketing verde).

4.1.14 Análise Econômica com as Receitas de Créditos de Carbono (RCE)

Adicionalmente à economia obtida na conta de energia, por meio da geração fotovoltaica, este trabalho considerou a possibilidade de uma segunda fonte de receita, que seria obtida a partir da venda de Créditos de Carbono (Reduções Certificadas de Emissões – RCE).

Sistemas Fotovoltaicos reduzem a emissão de gases de efeito estufa na medida em que substituem fontes convencionais poluidoras, como a energia gerada pela queima de combustíveis fósseis. No âmbito do MDL, pode ser obtida a certificação das toneladas de carbono equivalente (CO₂e), gerando as RCE, que podem ser comercializadas no mercado de carbono, trazendo receitas para o projeto.

Diante dessa possibilidade, foi definida quantidade de RCE gerada pelo projeto. Para isto, foi seguido o roteiro estabelecido no item 2.6.1.

O sistema fotovoltaico projetado para o Centro Administrativo será conectado à rede e, portanto, ao SIN. Desta forma, irá promover a redução de emissões a partir daquelas observadas com o uso da energia hidráulica (especialmente referente aos reservatórios das usinas hidroelétricas) e de combustíveis fósseis (queima em usinas termelétricas).

O projeto aqui avaliado é de pequena escala e a análise das metodologias utilizadas indicou que a mais adequada para as condições do projeto é a AMS-I.D (“Geração de energia renovável conectados à rede”). No que se refere às margens de construção (MC) e margem de operação (MO), os cálculos foram feitos a partir dos dados de 2013, pois o MCTI ainda não havia divulgado os dados de 2014 na data deste levantamento. A Tabela 43 apresenta a MC e MO disponibilizada pelo MCTI (MCTI, 2015).

Tabela 43. Dados da MC e MO referente ao ano de 2013 (MCTI, 2015).

Margem de construção - fator de emissão médio anual (tCO₂e/MWh) (MC)											
0,2713											
Margem de operação - Fator de emissão médio mensal (tCO₂e/MWh) (MO)											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0,6079	0,5958	0,5896	0,601	0,583	0,608	0,5777	0,5568	0,591	0,5891	0,6082	0,6102
Média anual da margem de operação = 0,593191667 (tCO ₂ e/MWh) (MO)											

É importante destacar que o fator de emissão é baixo no caso brasileiro, pois, devido ao uso predominante da energia hidroelétrica, a matriz energética é pouco carbonizada e, portanto, o fator é bem menor do que em países onde a fonte principal é termoelétrica.

A partir da expressão (25) e dos valores de ponderação dos respectivos fatores de emissão da MC ($EF_{grid,MC,2013}$) e da MO ($EF_{grid,MO,2013}$), pôde-se obter o fator de emissões do SIN no ano de 2013. A Tabela 44 sintetiza os parâmetros utilizados e o fator de emissão do SIN encontrado.

Tabela 44. Parâmetros e estimativa do fator de emissão do SIN no Cenário 2013.

Cenário 2013	Fatores	Fonte dos Fatores
Margem de construção (tCO ₂ e/MWh) ($EF_{grid,MC,2013}$)	0,2713	Tabela 43
Ponderação do fator de emissão da margem da construção (w_{MC})	0,25	(UNFCCC, 2013)
Margem de operação (tCO ₂ e/MWh) ($EF_{grid,MO,2013}$)	0,593191667	Tabela 43
Ponderação do fator de emissão da margem da operação (w_{MO})	0,75	(UNFCCC, 2013)
Fator de emissão (tCO ₂ e/MWh)	0,512719	expressão (25)

A Tabela 45 apresenta as emissões de linha de base para o projeto fotovoltaico do Centro Administrativo, calculada com os dados da Tabela 44 e Tabela 21, a partir da expressão (24).

Tabela 45. Resultado das emissões evitadas do projeto (87,5 kWp) – Cenário 2013

Energia Elétrica MWh/ano (simulada)	Emissões de linha de base (tCO ₂ e/ano)	Potência MWp	Emissões de linha de base por MWp (tCO ₂ e/MWp)
136,78012	70,13	0,0875	801,48

Vale lembrar que as emissões de linha de base correspondem às emissões evitadas com a energia gerada pelo respectivo projeto (BE_{2013}). Uma vez que não há emissão de projeto e nem emissão fugitiva em sistemas fotovoltaicos, ela é igual à redução das emissões no ano de 2013 (ER_{2013}), de acordo com a expressão (23). Assim, no ano de 2013 o sistema fotovoltaico proposto teria evitado emissão de 70,13 tCO₂e, caso já estivesse em operação, o que corresponde às RCE do projeto.

Para a formação do fluxo de caixa do investimento acrescentando as receitas de vendas anuais de RCE, além dos parâmetros e premissas definidos anteriormente no item 4.1.13, deve-se levar em conta pressupostos a seguir, conforme apresentado no item 2.6.3.

O período de obtenção de créditos será de sete anos, com duas renovações, totalizando o período máximo de 21 anos.

Segundo (CGEE, 2010) o custo mínimo de transação com as atividades do MDL é de US\$ 60 mil. Considerando que se trata de um empreendimento de pequeno porte, adotou-se para os custos de transação envolvidos no ciclo de aprovação e registro o valor de US\$

30.000,00, ou seja, R\$ 91.140,00, divididos em R\$ 68.355,00 para a auditoria de implantação, R\$ 15.190,00 para os ativos de verificação e R\$ 7.595,00 para a auditoria anual de verificação. Para a auditoria de renovação do período de crédito, será considerado o custo de R\$ 22.785,00.

Para as taxas de conversão para Reais foi adotado o valor do Euro comercial igual R\$ 3,453, e o valor do Dólar a R\$ 3,038, conforme cotação em 13/05/2015 (VALOR ECONÔMICO, 2015b).

O preço de comercialização das RCE será de € 0,4158, equivalendo a R\$ 1,4357.

Sobre o lucro da venda de RCE será aplicado a tributação de 9,25%.

Será considerada a incidência da inflação sobre os serviços de auditoria anual de verificação, auditoria de renovação do período de créditos, e sobre as receitas de créditos de carbono. Lembrando que a redução da eficiência dos módulos irá reduzir a energia elétrica fotovoltaica gerada anualmente, causando redução na quantidade de RCE emitida a cada ano, o que será compensado pela aplicação da inflação.

A Tabela 46 apresenta os parâmetros relacionados às receitas de RCE que irão impactar na elaboração do fluxo de caixa.

Tabela 46. Dados para elaboração do fluxo de caixa com receitas de RCE.

RCE disponíveis para venda no primeiro ano	70,13
Preço de comercialização das RCE	R\$ 1,4357
Impostos sobre RCE	9,25%
Auditoria de implantação	R\$ 68.355,00
Ativos instalados para verificação	R\$ 15.190,00
Auditoria anual de verificação	R\$ 7.595,00
Auditoria de renovação do período de crédito	R\$ 22.785,00
Período de obtenção de créditos	7 anos com 2 renovações: 21 anos
Cotação do Euro	€ 1,00 = R\$ 3,453
Cotação do Dólar	US\$ 1,00 = R\$ 3,038
Inflação	6,41%

A Figura 58 e a Tabela 47, Tabela 48, Tabela 49 e Tabela 50 apresentam o fluxo caixa do investimento com a entrada das receitas e despesas provenientes da comercialização de RCE, elaborado a partir dos parâmetros e considerações resumidos na Tabela 46.

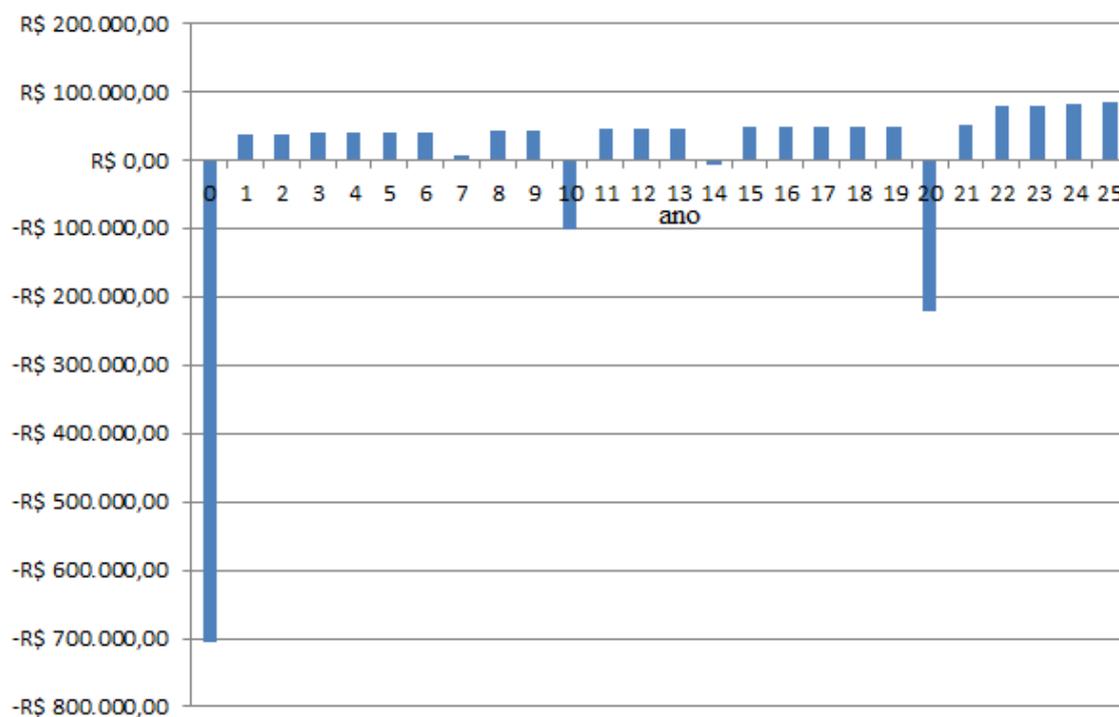


Figura 58. Fluxo de caixa para o sistema FV do Centro Administrativo com venda de RCE

Tabela 47. Fluxo de caixa com venda de RCE (ano 0º ao 5º).

Ano	0	1	2	3	4	5
ENTRADAS DE CAIXA						
(+) Créditos de Geração FV		51.557,97	53.253,41	55.004,64	56.814,78	58.684,02
(+) Receita da venda das RCE		100,69	113,15	119,50	126,21	133,29
SAÍDAS DE CAIXA						
(-) Implantação do Sistema	622.125,00					
(-) Aud. de Implantação (RCE)	68.355,00					
(-) Ativos verificação (RCE)	15.190,00					
(-) Auditoria anual (RCE)		7.595,00	8.081,84	8.599,89	9.151,14	9.737,73
(-) Aud. Renov. de Período (RCE)						
(-) Impostos sobre RCE (9,25%)		9,31	10,47	11,05	11,67	12,33
(-) Custos com O&M		6.221,25	6.620,03	7.044,38	7.495,92	7.976,41
(-) Troca dos Inversores						
(=) FLUXO DE CAIXA	-705.670,00	37.833,09	38.654,22	39.468,83	40.282,26	41.090,85

Tabela 48. Fluxo de caixa com venda de RCE (ano 6° ao 11°).

Ano	6	7	8	9	10	11
ENTRADAS DE CAIXA						
(+) Créditos de Geração FV	60.614,39	62.609,35	64.670,25	66.799,14	68.999,07	71.271,92
(+) Receita da venda das RCE	140,77	148,67	157,01	165,83	175,13	184,96
SAÍDAS DE CAIXA						
(-) Implantação do Sistema						
(-) Aud. de Implantação (RCE)						
(-) Ativos verificação (RCE)						
(-) Auditoria anual (RCE)	10.361,91	11.026,11	11.732,89	12.484,96	13.285,25	14.136,84
(-) Aud. Renov. de Período (RCE)		35.198,66				
(-) Impostos sobre RCE (9,25%)	13,02	13,75	14,52	15,34	16,20	17,11
(-) Custos com O&M	8.487,70	9.031,76	9.610,69	10.226,74	10.882,27	11.579,83
(-) Troca dos Inversores					145.558,43	
(=) FLUXO DE CAIXA	41.892,53	7.487,74	43.469,16	44.237,93	-100.567,95	45.723,11

Tabela 49. Fluxo de caixa com venda de RCE (ano 12° ao 18°).

Ano	12	13	14	15	16	17	18
ENTRADAS DE CAIXA							
(+) Créditos de Geração FV	73.619,57	76.045,36	78.550,50	81.139,61	83.815,47	86.579,39	89.434,71
(+) Receita da venda das RCE	195,34	206,30	217,88	230,11	243,02	256,66	271,06
SAÍDAS DE CAIXA							
(-) Implantação do Sistema							
(-) Aud. de Implantação (RCE)							
(-) Ativos verif. (RCE)							
(-) Auditoria anual (RCE)	15.043,01	16.007,26	17.033,33	18.125,17	19.286,99	20.523,28	21.838,83
(-) Aud. Renov. (RCE)			54.375,50				
(-) Impostos sobre RCE (9,25%)	18,07	19,08	20,15	21,28	22,48	23,74	25,07
(-) Custos com O&M	12.322,09	13.111,94	13.952,42	14.846,77	15.798,44	16.811,12	17.888,72
(-) Troca dos Inversores							
(=) FLUXO DE CAIXA	46.431,74	47.113,38	-6.613,01	48.376,50	48.950,58	49.477,90	49.953,16

Tabela 50. Fluxo de caixa com venda de RCE (ano 19° ao 25°).

Ano	19	20	21	22	23	24	25
ENTRADAS DE CAIXA							
(+) Créditos de Geração FV	92.383,81	95.431,53	98.580,74	101.834,22	105.195,37	108.667,46	112.255,30
(+) Receita da venda das RCE	286,27	302,34	319,31				
SAÍDAS DE CAIXA							
(-) Implantação do Sistema							
(-) Aud. de Implantação (RCE)							
(-) Ativos verifi. (RCE)							
(-) Auditoria anual (RCE)	23.238,70	24.728,30	26.313,38				
(-) Aud. Renov. (RCE)							
(-) Impostos sobre RCE (9,25%)	26,48	27,97	29,54				
(-) Custos com O&M	19.035,38	20.255,55	21.553,93	22.935,54	24.405,71	25.970,11	27.634,80
(-) Troca dos Inversores		270.932,92					
(=) FLUXO DE CAIXA	50.369,52	-220.210,87	51.003,19	78.898,68	80.789,66	82.697,35	84.620,50

Verifica-se que o fluxo de caixa será negativo, além dos anos correspondentes ao investimento inicial e troca de inversores, também no ano 14 em que ocorre auditoria para renovação do período de créditos de RCE por mais sete anos, devido aos custos inerentes ao processo. No ano 7, também devido à auditoria para renovação, o fluxo de caixa reduz, mas não chega a ser negativo. Nos demais anos, o fluxo de caixa é positivo, devido às receitas geradas pela economia mensal nas contas de energias. No entanto, as receitas sofrem redução pois o lucro advindo pela venda dos créditos de carbono é suplantado pelos custos de transação e tributação. No ano 23, devido ao encerramento das atividades do MDL, é nítido o aumento das receitas do fluxo de caixa.

Na Tabela 51 são apresentados os indicadores de desempenho obtidos para o fluxo de caixa investimento considerando as receitas de RCE. Os valores foram calculados conforme definido no tópico 2.5.3.

Tabela 51. Critérios econômicos de decisão – fluxo de caixa com RCE.

Método de Análise	Valor Obtido
VPL	-R\$ 320.182,12
TIRM	6,41%
PAYBACK	Não ocorre ao longo da vida útil

Verifica-se que a certificação das emissões de GEE evitadas pelo sistema FV proposto, para a obtenção e comercialização dos créditos de carbono (RCE), não ajudam a tornar

o investimento viável, ao contrário, piora os indicadores de viabilidade econômica do investimento.

Pode-se atribuir o impacto negativo das receitas de RCE sobre o fluxo de caixa do projeto aos seguintes fatores: em primeiro lugar aos custos de transação envolvidos na preparação de documentação, processos de auditoria e verificação para a emissão das RCE; em segundo lugar ao baixo preço pelo qual os créditos de carbono têm sido comercializados no mercado internacional. Também por se tratar de um empreendimento de pequeno porte, não é gerada uma quantidade significativa de RCE, inviabilizando o processo de comercialização.

4.1.15 Análise de Sensibilidade

Foi realizada uma análise de sensibilidade com o objetivo de avaliar como a variação dos parâmetros que compõem o fluxo de caixa irão afetar os indicadores de desempenho econômico do investimento.

A análise inicial foi determinística, pois considerou que todos os parâmetros definidos inicialmente permanecerão fixos ao longo da vida útil do projeto. No entanto, parâmetros como a taxa de reajuste da energia, o custo inicial de investimento, e a TMA do projeto, estão sujeitos à variação devido a diversos fatores externos como conjuntura econômica, políticas de incentivo, políticas energéticas, subsídios, política fiscal, etc.

Baseado nisto, foram definidos alguns cenários de incerteza onde os parâmetros do investimento foram alterados um de cada vez, enquanto os demais eram mantidos constantes, de forma a verificar o comportamento dos indicadores VPL, TIRM e PAYBACK.

A utilização de RCE foi considerada apenas no último cenário simulado.

4.1.15.1 Variação da taxa anual de reajuste da tarifa de energia

Na análise determinística, considerou-se um reajuste anual das tarifas de energia a uma taxa de 4%, em função da política de revisão tarifária definida pela ANEEL, a qual foi apresentada no item 2.3.4. Fatores como custos operacionais, necessidade de ampliação da infraestrutura e até mesmo variações climáticas podem levar a alterações na política de reajuste tarifária. No primeiro cenário foi realizada a variação do índice de reajuste anual das tarifas de 0 a 16%, verificando-se o impacto sobre os indicadores de viabilidade econômica.

A Figura 59 mostra o impacto da variação deste parâmetro sobre o VPL. Observa-se que uma taxa de reajuste da tarifa em torno de 4,36% iguala o VPL a zero. Portanto, caso o índice de reajuste das tarifas aplicadas pela concessionária durante a vida útil do projeto se mantenha acima de 4,36% ao ano, o projeto será economicamente viável pelo critério do Valor Presente Líquido, porque as receitas obtidas permitirão cobrir os investimentos realizados e ainda gerar lucros financeiros.

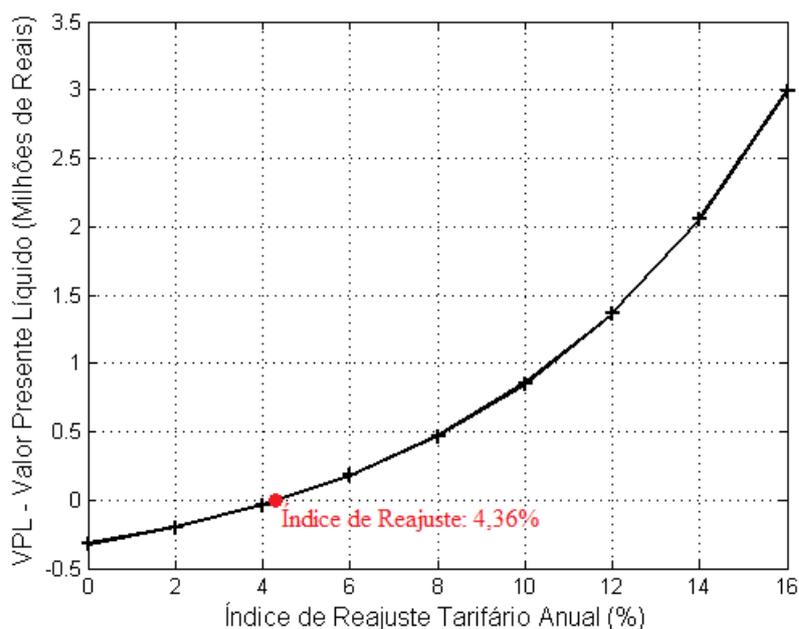


Figura 59. Comportamento do VPL com a variação do índice de reajuste anual da tarifa

Em relação à TIRM, verifica-se pela Figura 60 que mesmo que não ocorram reajustes tarifários a TIRM será superior à TMA fixada para o projeto (6,0%), tornando o investimento viável por este critério de análise.

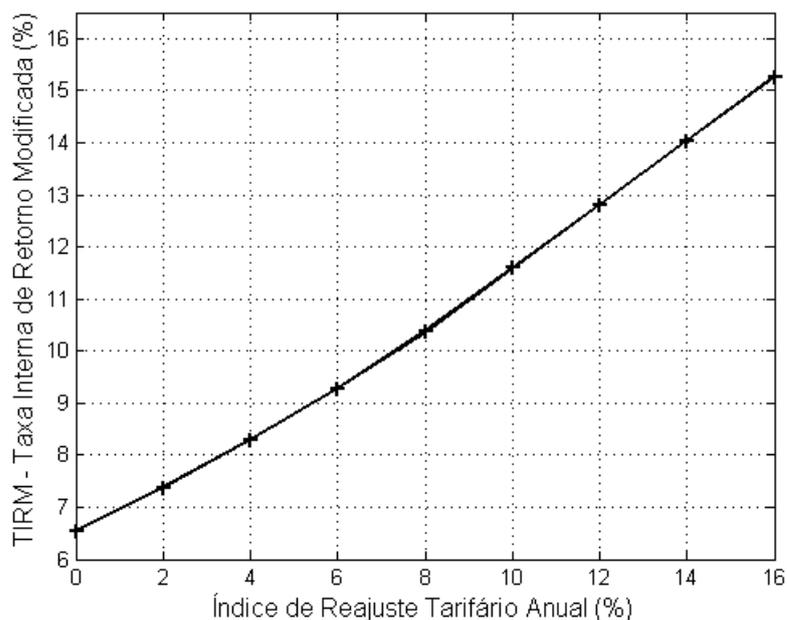


Figura 60. Comportamento da TIRM com a variação do índice de reajuste anual da tarifa.

Verifica-se na Figura 61 que, somente a partir da taxa de reajuste de 4,36% é que poderá se obter uma recuperação do capital investido ocorrendo dentro do tempo de vida do projeto. Quanto maior a taxa de reajuste tarifário, menor será o PAYBACK do investimento.

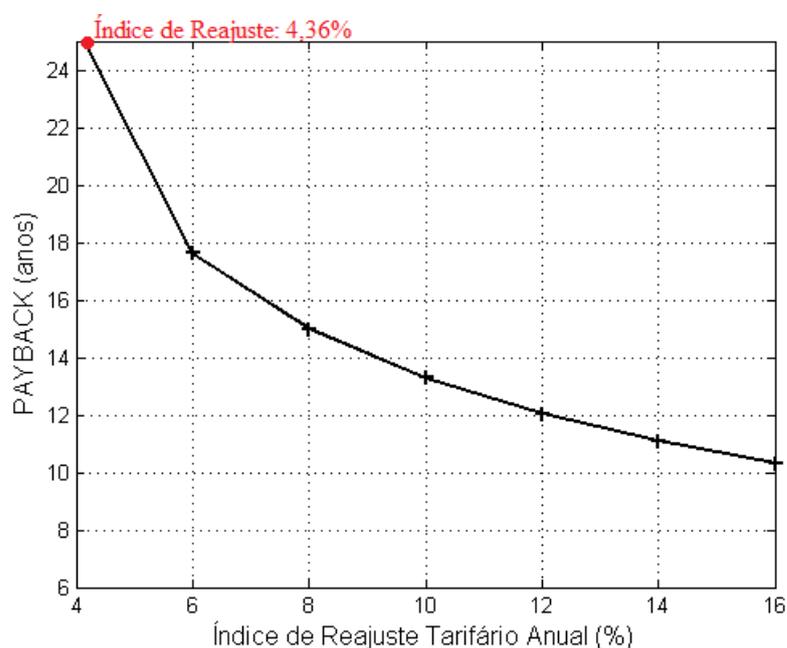


Figura 61. Comportamento do PAYBACK com a variação do índice de reajuste anual da tarifa

Foi visto no item 2.3.4 que, em média, no período de 2013 a 2015, a taxa de reajuste anual foi de 21,06%. No item 2.3.5 foi apresentada a Resolução Normativa nº

626/Aneel, que estabeleceu a aplicação do sistema de bandeiras tarifárias, elevando o custo da energia em períodos de maior sobrecarga do sistema de geração hidrelétrica. Estes fatores indicam a tendência de aumento da energia convencional, proposta nesta análise, a qual deverá favorecer a instalação de projetos fotovoltaicos no Brasil no futuro.

4.1.15.2 Variação do custo global unitário

No item 2.5.1 relatou-se que tem sido observada uma tendência de redução dos custos de sistemas fotovoltaicos. Seguindo essa tendência, foi simulado um segundo cenário no qual se realizou uma variação do custo global unitário de investimento inicial dos sistemas FV, incluindo o fornecimento e instalação de todos os materiais e equipamentos.

A Figura 62 mostra como a variação do custo inicial afetou o critério de análise do VPL. Quando o custo global unitário alcança 6,849 R\$/Wp, correspondendo ao investimento inicial de R\$ 599.266,74, o VPL iguala-se a zero. Isso significa que bastaria uma redução de 3,67% nos custos atuais de fornecimento e instalação de sistemas fotovoltaicos para que o sistema proposto seja considerado viável pelo critério do VPL.

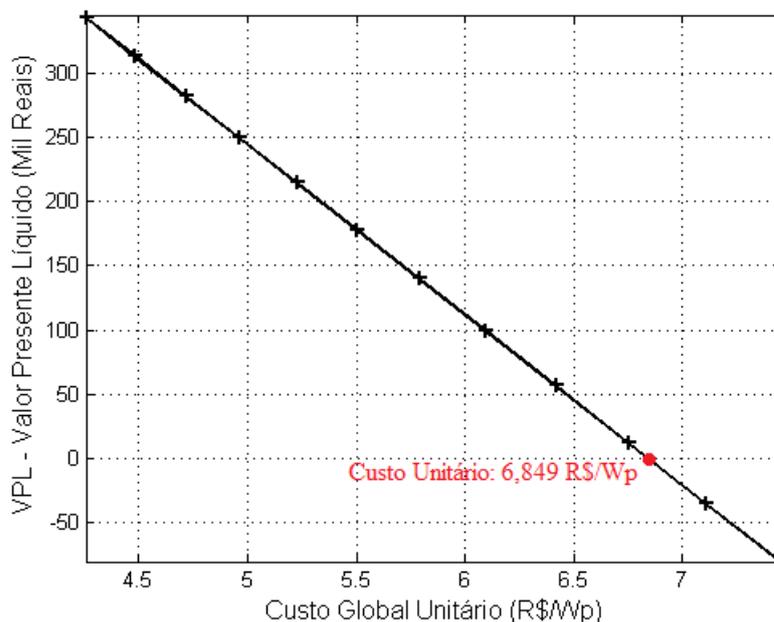


Figura 62. Comportamento do VPL com a variação do custo inicial.

Verifica-se pela Figura 63 que, pelo indicador TIRM, o investimento já é viável para os custos atuais de implantação, se tornando mais rentável à medida que os custos são reduzidos.

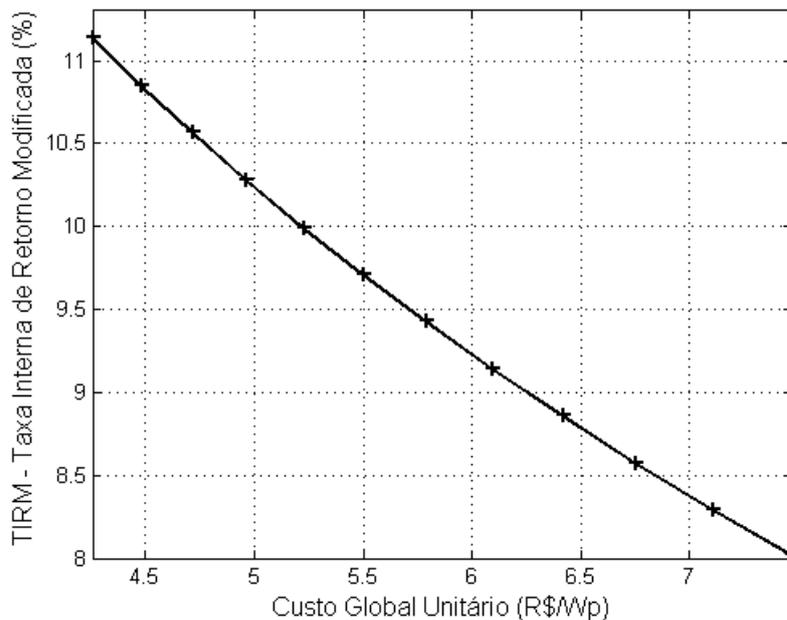


Figura 63. Comportamento da TIRM com a variação do custo inicial.

A partir do custo de 6,849 R\$/Wp, verifica-se pela Figura 64 que o PAYBACK ocorre dentro da vida útil do projeto, sendo que o capital investido é recuperado em um tempo cada vez menor, à medida que os custos diminuem.

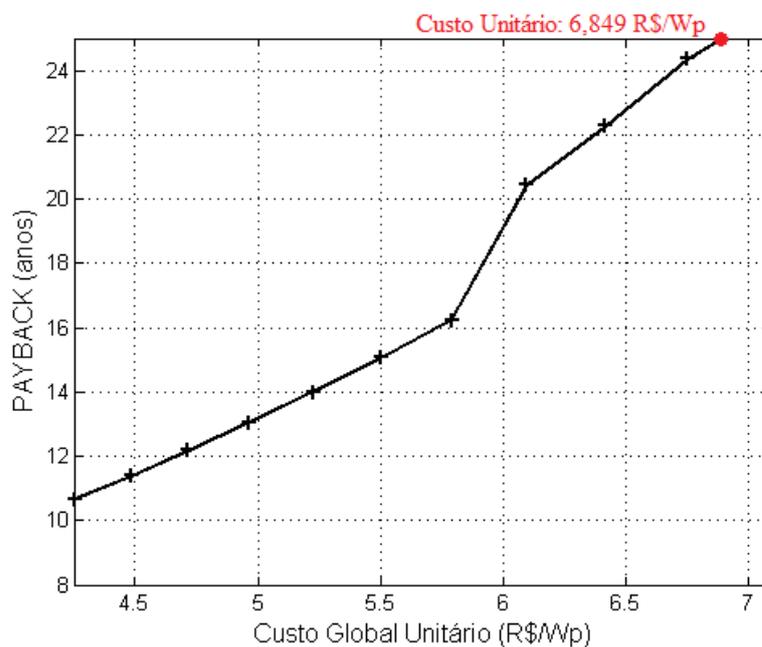


Figura 64. Comportamento do PAYBACK com a variação do custo inicial

4.1.15.3 Variação da Taxa Mínima de Atratividade - TMA

A Taxa Mínima de Atratividade é um índice fixado de acordo com as características específicas do investidor, que leva em consideração diversos parâmetros como as condições de mercado e o risco próprio do seu negócio. Assim, num terceiro cenário procurou-se simular como a variação TMA definida para o projeto irá resultar em alterações nos indicadores de viabilidade do investimento.

A Figura 65 mostra que o VPL foi afetado positivamente com a redução da TMA, sendo necessária uma Taxa Mínima de Atratividade de 5,42% a.a. para que o VPL seja igual a zero.

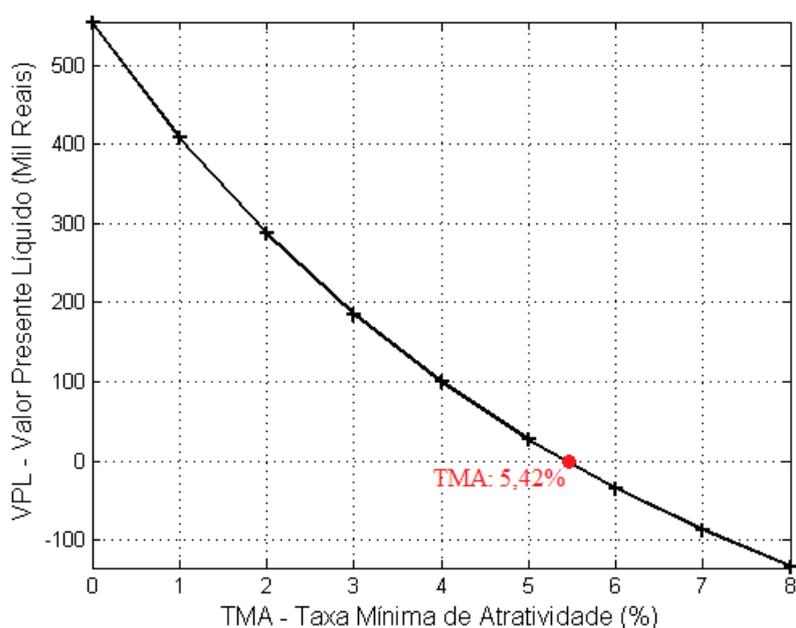


Figura 65. Comportamento do VPL com a redução da TMA

A redução da TMA é interessante em termos de avaliação de viabilidade do projeto pelo critério do VPL. Porém, uma redução da TMA abaixo de certos valores poderia tornar o investimento pouco interessante em termos de lucratividade. A definição da TMA leva em consideração alternativas de investimento de baixo risco, logo uma TMA de 5,42% ao ano seria menos vantajosa do que, por exemplo, a aplicação do dinheiro na poupança, que atualmente rende 6,17% ao ano + TR devido à taxa SELIC estar acima 8,5% ao ano.

A Figura 66 mostra que, semelhantemente ao VPL, o PAYBACK só ocorre dentro da vida útil do sistema FV para uma Taxa de Mínima de Atratividade abaixo de 5,42%.

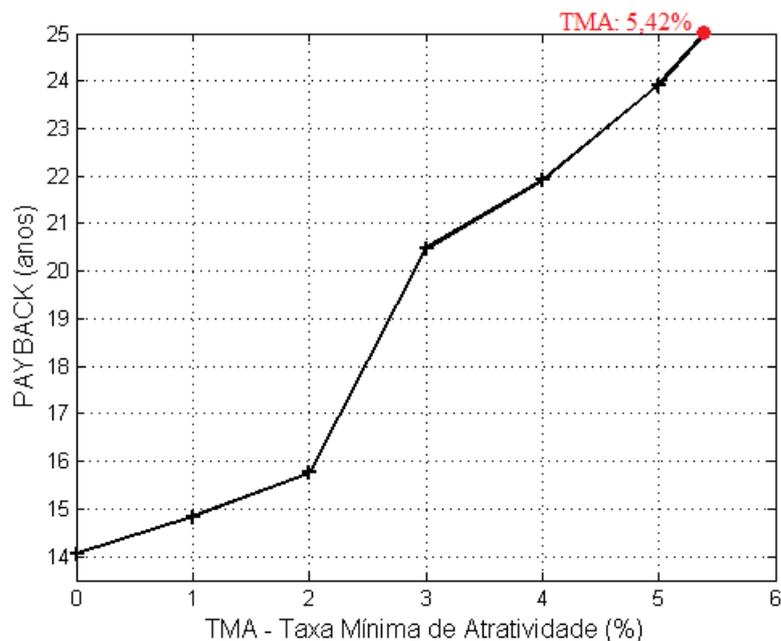


Figura 66. Comportamento do PAYBACK com a redução da TMA.

A redução da TMA não traz alterações sobre o valor da TIRM, pois o fluxo de caixa do investimento, sobre o qual são aplicadas as taxas de financiamento e reinvestimento para cálculo da TIRM, não é alterado.

Dentre os três parâmetros analisados, percebeu-se que o custo inicial de investimento é o fator mais sensível e que causa maior efeito sobre a viabilidade do projeto. Uma redução de 50% no custo atual de investimento provoca uma elevação de 1360% sobre o VPL. A mesma variação (50%) aplicada sobre o índice de reajuste da tarifa, elevando de 4% para 6%, provoca um incremento de 620% sobre o VPL. De fato, o peso dos custos iniciais de instalação representa a maior barreira para disseminação de microgeradores fotovoltaicos no Brasil, atualmente.

4.1.16 Análise de Sensibilidade do preço de RCE

No item 2.6.2 foi relatado que as RCE chegaram a ser negociadas a € 19,2 no segundo leilão realizado pela prefeitura de São Paulo referente aos créditos de carbono obtidos nos Aterros Sanitários Bandeirantes e São João, o que equivaleria hoje a R\$ 66,29, com Euro a R\$ 3,453.

O Conselho Executivo do MDL e diversos países e instituições têm trabalhado para reativar o mercado de créditos carbono. Diante da possibilidade de que o preço das RCE retorne aos patamares atrativos dos anos anteriores, realizou-se a simulação de um cenário de variação do preço de venda das RCE, de forma a verificar o impacto sobre o fluxo de caixa do projeto de sistema FV proposto.

A Figura 67 apresenta que o VPL do empreendimento melhora com o aumento do preço de comercialização das RCE. Porém, mesmo com os créditos de carbono sendo vendidos a R\$ 100,00, ou € 28,96, o Valor Presente Líquido do investimento ainda será inferior ao VPL sem o aproveitamento dos créditos de carbono.

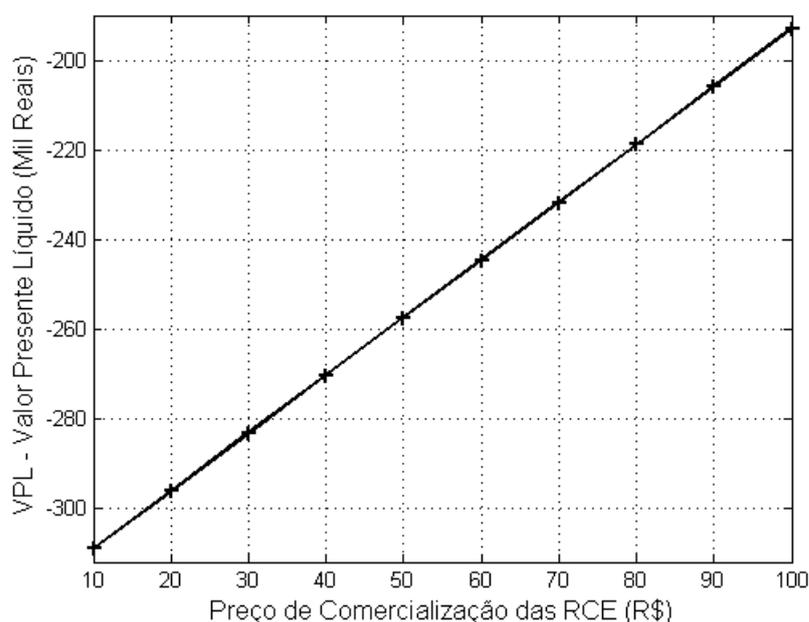


Figura 67. Comportamento do VPL com variação do preço das RCE.

Mesmo que o preço das RCE esteja em alta, os custos de transação continuarão a ser um empecilho à utilização das receitas de comercialização de RCE. Neste sentido, a criação de subsídios governamentais para reduzir os custos de transação poderá contribuir significativamente para a implantação de projetos de MDL. Por outro lado, mesmo que ocorra redução nos custos de transação, os valores atuais para comercialização não tornam atrativa a utilização de créditos de carbono em empreendimentos de pequeno porte.

Para que a implantação de atividades do MDL se torne um meio de viabilizar economicamente os investimentos semelhantes ao do projeto em estudo, será necessário uma combinação dos dois fatores, alta de preços das RCE e subsídios para os custos de transação.

4.1.16.1 Cenário mais provável

Por último, foi simulado um cenário provável de acontecer nos próximos anos. Na realidade, os parâmetros do investimento nunca variam isoladamente e sim de forma conjunta. Desta maneira, foram definidos valores prováveis para o custo inicial, a taxa de reajuste tarifário anual e a TMA, que poderão vir a ocorrer futuramente de acordo com a tendência de variação destes parâmetros. Para o fluxo de caixa sem a utilização de créditos de carbono, foi definida uma redução de 30% no custo inicial dos sistemas FV, uma taxa de reajuste tarifário de 5% a cada ano e uma TMA de 5,0% a.a. A Tabela 52 mostra que neste cenário o sistema fotovoltaico proposto para o prédio público é economicamente viável de acordo com os indicadores de viabilidade econômica VPL, TIRM e PAY-BACK.

Tabela 52. Indicadores econômicos num cenário provável, sem utilização de RCE.

Critérios de Análise Econômica	
VPL	R\$ 440.708,96
TIRM	10,76%
PAY-BACK	11,61 anos

Foi demonstrado que, caso este cenário venha a se concretizar no futuro, a elevação constante dos custos da energia elétrica convencional, a redução dos custos de componentes dos sistemas FV e condições mais seguras de investimento, que podem ser geradas por um mercado fotovoltaico estabelecido, tornarão viáveis economicamente a implantação de geradores fotovoltaicos de energia elétrica em áreas urbanas sobre o telhado de edificações com as características do prédio em estudo.

Considerando a implantação das atividades de MDL, com venda de RCE, foi simulado o mesmo cenário de variação dos parâmetros, acrescentando que o preço de RCE voltará a ser negociado a € 19,2, ou R\$ 66,29. A Tabela 53 indica que neste cenário o sistema fotovoltaico proposto será economicamente viável. Porém, de acordo com os critérios de viabilidade econômica, a utilização dos créditos de carbono será uma opção menos atrativa do que a não utilização, devido aos altos custos de transação envolvidos.

Tabela 53. Indicadores econômicos num cenário provável, com utilização de RCE.

Critérios de Análise Econômica	
VPL	R\$ 225.513,43
TIRM	9,36%
PAY-BACK	16,51 anos

4.2 SEGUNDO ESTUDO DE CASO: PLANTA INDUSTRIAL

4.2.1 Levantamento das características do local da instalação

Foi realizada visita à indústria de alimentos HEINZ Brasil S.A, para levantamento das informações necessárias ao desenvolvimento do estudo. A indústria foi instalada na cidade de Nerópolis, interior de Goiás, Brasil, no ano de 1990. Hoje, transformada em um moderno parque industrial, conta com equipamentos de última geração de grande capacidade produtiva, com tecnologia de ponta para a produção dos seus produtos. A empresa apresenta uma ampla linha de produtos, como: Vegetais, Molhos, Bases, Doces e Sobremesas, Especialidades e Temperos, Condimentos, Matinais e a linha Food Service (QUERO, 2015).

A Figura 68 mostra que fábrica possui um galpão principal com ampla área de telhado e diversos outros blocos menores (QUERO, 2015).



Figura 68. Foto do telhado da fábrica.

A Figura 69 apresenta um desenho em *AUTOCAD* da cobertura da planta industrial. A área total de telhados disponíveis, considerando todos os locais possíveis para instalação de módulos, é de aproximadamente 52.672,49 m².

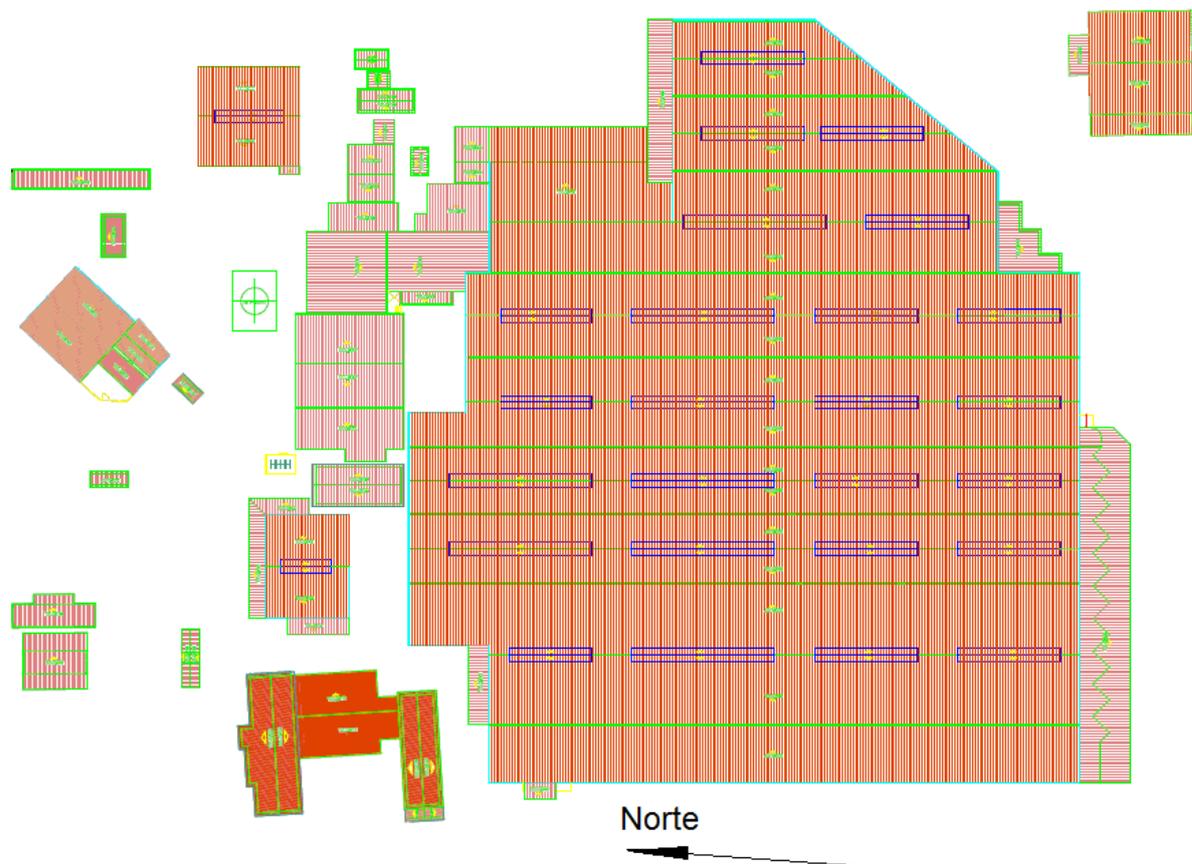


Figura 69. Desenho em *AUTOCAD* da cobertura da fábrica.

4.2.2 Análise de Sombreamento

A fábrica está localizada de modo que não existem estruturas próximas capazes de projetar sombra sobre sua cobertura. No entanto, verificou-se que existem estruturas internas capazes de causar sombra nos telhados, como diversas chaminés e tanques.

A Figura 70 ilustra o modelo tridimensional da fábrica que foi construído utilizando o software *SKETCHUP*, tomando por base os desenhos arquitetônicos fornecidos em *AUTOCAD*. Observou-se que alguns desenhos não estavam atualizados ou não apresentavam todas as informações necessárias para a modelagem. Desta forma, as dimensões, detalhes construtivos e posicionamento de alguns blocos e telhados da fábrica foram estimados por meio de imagens e fotografias obtidas pelos aplicativos *GOOGLE EARTH*, *GOOGLE MAPS* e *GOOGLE STREET*.

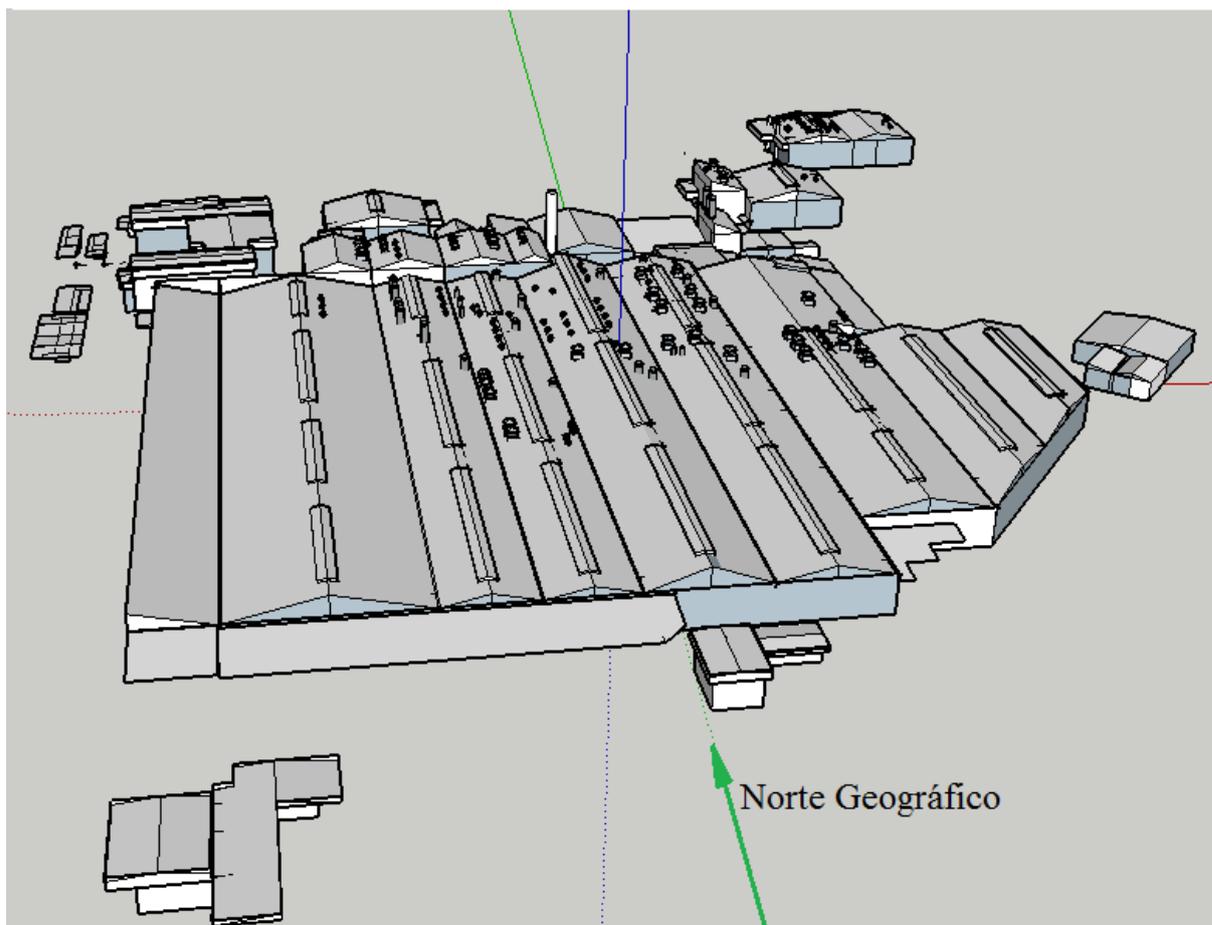


Figura 70. Modelagem em três dimensões da fábrica no SKETCHUP.

Utilizando a ferramenta de georreferenciamento do *SKETCHUP*, obteve-se as coordenadas geográficas da indústria: Latitude: $16^{\circ}24'58.6''S$ e Longitude: $49^{\circ}13'02.7''W$.

Sobrepondo o modelo em construção sobre a imagem real da fábrica obtida no *GOOGLE EARTH*, foi definido através do *SKETCHUP* o norte geográfico da fábrica, o qual está indicado na Figura 71.

Uma vez definido o modelo, utilizou-se a ferramenta de simulação de sombra do *SKETCHUP* para simular a projeção de sombras sobre os telhados da fábrica nos horários de 9:00 e 15:00 horas durante os dias de solstício de verão e inverno no hemisfério sul.

Desta forma, foram delimitados os extremos do caminho percorrido pelas sombras durante todo o ano sobre os telhados da fábrica, nos horários de incidência de irradiação solar mais significativa, entre as 9 horas da manhã e 3 horas da tarde.

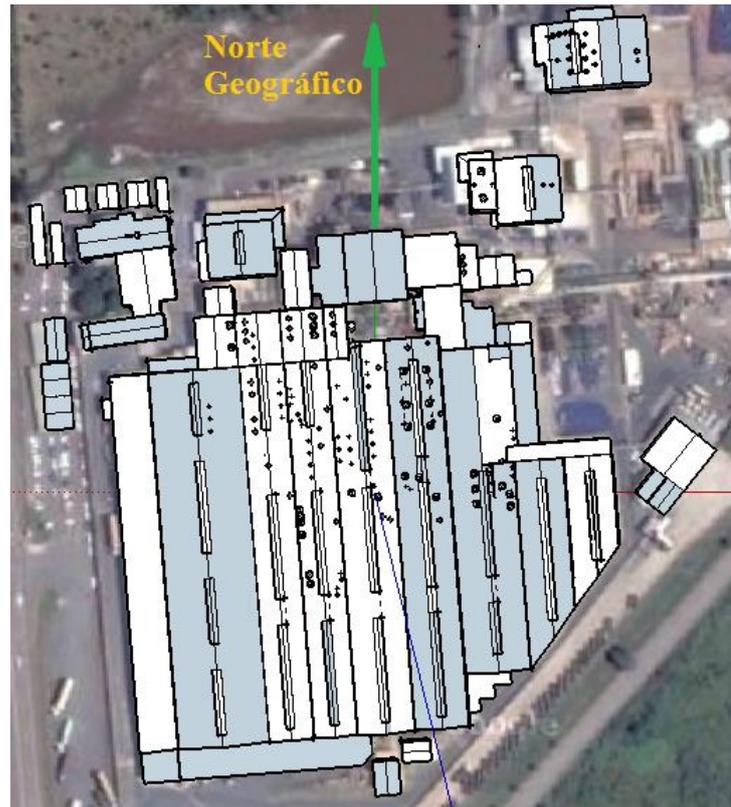


Figura 71. Norte geográfico da fábrica obtido no *SKETCHUP*.

Na Figura 72 está demarcado em vermelho a área resultante da composição das sombras no solstício de inverno e de verão sobre a qual não se recomenda a instalação dos painéis solares.

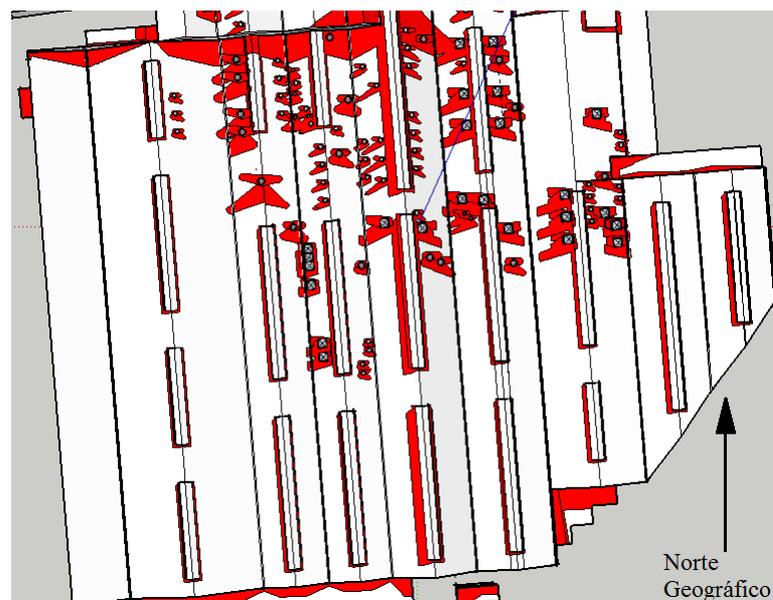


Figura 72. Área máxima sombreada durante o ano sobre galpão principal (9:00 às 15:00 hs)

A Tabela 54 indica a área útil para alocação dos painéis e demonstra a redução de área devido ao sombreamento em relação à área disponível inicialmente.

Tabela 54. Área útil para instalação de painéis

Área Disponível	52.672,49 m ²
Redução de Área	19%
Área Útil	42.656,39 m ²

4.2.3 Seleção do módulo fotovoltaico

Foi escolhido o mesmo módulo fotovoltaico utilizado no primeiro estudo de caso, o Módulo CS6P-250P, cujas características estão indicadas no item 4.1.3 na Tabela 18.

4.2.4 Configuração de Instalações dos Painéis

Verificou-se no primeiro estudo de caso, no item 4.1.4, que a correção do ângulo de inclinação dos painéis para o ângulo de latitude local não proporciona um ganho significativo de aproveitamento da irradiação solar incidente. Portanto, neste estudo de caso não se considerou a alternativa de corrigir o ângulo de inclinação dos painéis.

Foi simulado a instalação dos painéis acompanhando a inclinação dos telhados, com afastamento mínimo de três centímetros entre painéis adjacentes, para facilitar a fixação nas estruturas de suporte. Entre as fileiras de painéis foi estabelecido o afastamento de 60 centímetros, com o objetivo de permitir a circulação para manutenção das instalações.

Utilizou-se a ferramenta *SKELION*, uma extensão do *SKETCHUP*, para alocar os módulos sobre os telhados. A Figura 73 apresenta a distribuição dos painéis sobre a cobertura da fábrica, totalizando 19.347 módulos, o que equivale a potência instalada de 4.836,75 kWp.

4.2.5 Dados de Irradiação Solar

Os desenhos em *AUTOCAD* fornecidos pelo departamento técnico da HEINZ mostram que os telhados apresentam ângulos diversos, sendo que a maioria possui inclinação em torno de 13°. Os ângulos de inclinação dos telhados foram definidos a partir dos detalhes encontrados nos desenhos fornecidos pela fábrica, sendo que para alguns telhados a inclinação foi estimada, devido à ausência de informações. Desta forma, obteve-se 38 grupos de telhados, classificados de acordo com a orientação dos mesmos (inclinação e desvio azimutal).

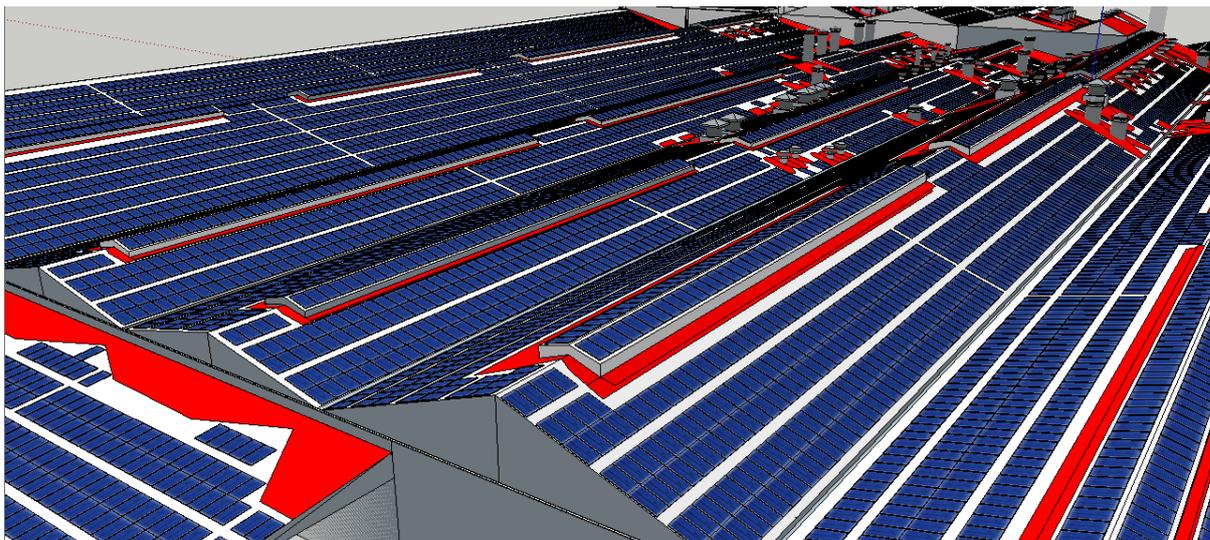


Figura 73. Instalação dos Painéis sobre os telhados (19.347 módulos).

Os índices de irradiação solar no plano dos módulos foram obtidos por meio do software *RADIASOL 2*, a partir dos dados de desvio azimutal e dos ângulos de inclinação dos telhados. O levantamento foi realizado para a localidade de Goiânia, devido à proximidade com a cidade de Nerópolis e devido ao projeto SWERA não fornecer dados de irradiação para o local da instalação. A Tabela 55 apresenta os valores da irradiação média (kWh/m²/dia) em cada grupo de telhados.

4.2.6 Estimativa da Produção de Energia

A estimativa do potencial de geração de energia fotovoltaica foi feita utilizando a expressão (19). Especificamente para este cálculo, considerou-se a eficiência do inversor Santerno, modelo M Plus 3600E, com rendimento de 94,5%. A eficiência do módulo na temperatura de operação foi obtida anteriormente no item 4.1.3, sendo igual a 14,2%. As dimensões do módulo CS6P-250P foram retiradas da Tabela 4. A Tabela 55 apresenta o potencial de produção de energia calculado para cada grupo de telhados.

Tabela 55. Dados de irradiação média em cada grupo de telhado

Grupo de telhados	Inclinação (°)	Azimute (°)	Quantidade de painéis	Irradiação por painel (kWh/m ² /dia)	Produção diária por painel (kWh/dia)	Produção total diária do grupo (kWh)
01	12,88	85,4	6418	4,954	1,0636	6.826,69
02	12,89	-94,6	4696	4,908	1,0538	4.948,83
03	15,74	-94,6	926	4,872	1,0461	968,73
04	15,64	85,4	863	4,926	1,0577	912,86
05	20,05	-94,6	566	4,805	1,0318	584,02
06	20,05	85,4	713	4,883	1,0484	747,56
07	12,15	-94,6	296	4,915	1,0554	312,41
08	12,3	85,4	436	4,952	1,0633	463,61
09	6	-4,6	230	5,110	1,0971	252,34
10	21,8	-94,6	23	4,797	1,0300	23,69
11	6	85,4	259	4,985	1,0704	277,25
12	6	175,4	651	4,837	1,0386	676,15
13	4,41	-4,6	119	5,068	1,0881	129,49
14	5,99	-94,6	307	4,965	1,0660	327,26
15	15,3	-94,6	180	4,895	1,0509	189,18
16	13,84	85,4	244	4,950	1,0627	259,32
17	18,42	85,4	102	4,904	1,0529	107,40
18	16,65	-94,6	68	4,863	1,0441	71,00
19	18,42	-94,6	176	4,845	1,0404	183,11
20	16,7	85,4	260	4,919	1,0561	274,60
21	29,36	-94,6	53	4,650	0,9983	52,91
22	29,36	85,4	40	4,724	1,0142	40,57
23	14,45	-94,6	144	4,898	1,0516	151,44
24	0	0	60	4,970	1,0670	64,02
25	3	-4,6	78	5,049	1,0840	84,56
26	3	175,4	96	4,9075	1,0536	101,15
27	3	-94,6	199	4,971	1,0674	212,42
28	3	85,4	89	4,980	1,0694	95,18
29	6	-8,08	156	5,110	1,0973	171,18
30	6	171,92	163	4,841	1,0395	169,44
31	6	-98,08	122	4,958	1,0645	129,88
32	6	81,92	111	4,993	1,0720	119,00
33	10,65	85,4	164	4,975	1,0681	175,18
34	6	128,28	132	4,893	1,0506	138,68
35	5,93	-51,72	132	5,059	1,0862	143,38
36	11,34	128,34	30	4,791	1,0287	30,86
37	15,77	-52,07	21	5,128	1,1010	23,12
38	14,55	127,93	24	4,700	1,0091	24,22

A Tabela 56 apresenta a capacidade total de produção do sistema.

Tabela 56. Produção de energia calculada para o gerador fotovoltaico HEINZ

Potencial de Geração Diária (kWh)	20.462,73
Potencial de Geração Mensal (kWh)	613.881,85
Potencial de Geração Anual (kWh)	7.468.895,82
Número de Módulos	19.347
Potência Máxima (kWp)	4.836,75

4.2.7 Estruturas de fixação

A cobertura dos blocos e galpões da fábrica é formada por telhas metálicas. É informado em catálogos de fabricantes que a carga suportada por este tipo de telhado depende da quantidade de apoios, distância entre apoios e tipo de carga. A Figura 74 apresenta a carga suportada pela telha *TopSteel 27*, da marca Brasilit (BRASILIT, 2013).

		Tabela de Cargas (kg/m ²)																		
Número de Apoios	Tipo de Carga	Distância entre Apoios																		
		0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00	2,10	2,20	2,30	2,40	2,50	2,60
1	Sobrecarga	305	241	195	161	136	116	100	87	76	67	56	48	41						
	Transitória	406	321	260	215	180	149	119	97	80	67	56	48	41						
2	Sobrecarga	305	241	195	161	136	115	100	87	76	68	60	54	49	44	40				
	Transitória	406	320	260	214	180	154	132	115	101	90	80	72	65	59	54	49	45	42	
3	Sobrecarga	327	258	209	173	145	124	107	93	82	72	65	58	52	47	43	40			
	Transitória	435	344	278	230	193	164	142	124	109	96	86	77	70	63	57	53	48	44	40

Figura 74. Cargas suportadas pela telha metálica - catálogo TopSteel 27 (BRASILIT, 2013).

Para a fixação dos módulos fotovoltaicos sobre os telhados da fábrica da HEINZ, sugere-se a utilização de perfilados metálicos. No entanto, devido à grande quantidade de módulos, os perfilados devem ser apoiados de forma que o peso dos painéis fique sobre as vigas da estrutura do telhado, e não sobre as telhas.

Para melhor determinar a forma de fixação dos painéis sobre os telhados será necessário realizar um estudo detalhado da estrutura dos telhados de forma a avaliar sua resistência e suportabilidade à carga mecânica imposta pelo gerador fotovoltaico e verificar qual é a forma mais adequada de fazer a fixação da estrutura de suporte.

Estas estruturas deverão ser capazes de resistir ao peso dos módulos, caixas de conexão, instalações elétricas e às cargas mecânicas devidas ao vento e à chuva; também devem ser eletricamente aterradas. A Figura 75 ilustra um exemplo de estrutura de fixação possível. A impermeabilização do telhado deve ser mantida, mesmo que furos sejam feitos para afixação da estrutura de suporte.



Figura 75. Exemplo de estrutura de fixação sobre telhas metálicas.

4.2.8 Seleção de Inversores e Configurações de instalação

Para a instalação dos inversores foi proposta a topologia de configuração descentralizada, na qual diversos inversores de pequeno porte serão instalados junto aos grupos de módulos, fazendo a inversão do sinal CC para sinal CA. Através do sistema trifásico, a energia elétrica convertida pelos inversores seria interligada ao ponto de medição e conexão com a rede.

Tendo em vista a grande quantidade de módulos, não foi indicada a localização exata dos conjuntos de painéis por inversor, mas apenas a quantidade de inversores associados a determinado número de módulos.

A Tabela 57 apresenta os principais dados do inversor TRIO-27.6-TL-OUTD, fabricado pela ABB, escolhido para o dimensionamento dos conjuntos de módulos.

Tabela 57. Dados do Inversor TRIO-27.6-TL-OUTD.

PARÂMETROS	DADOS
Tensão máxima de entrada CC	1000 V
Tensão de partida de entrada CC	360 V
Número de entradas independentes MPPT	2
Faixa de tensão das entradas MPPT	$400V \leq V_{MPPT} \leq 800V$
Corrente de curto-circuito máxima de entrada por MPPT	40 A
Potência máxima de entrada CC por MPPT	16000 W
Potência máxima nominal de entrada CC	28600 W
Tipo de conexão à rede CA	Trifásico 3P ou 4P + PE
Potência nominal CA	27600 W

4.2.8.1 Número de módulos em série

A partir dos dados do inversor, podem ser determinados os conjuntos de painéis montados em série e em paralelo a serem conectados às entradas MPPT do inversor.

Conforme indicado no item 2.4.8, o número de painéis que podem ser montados em série é calculado a partir da tensão de circuito aberto dos módulos, e da tensão de entrada máxima e mínima do inversor. Para calcular o número máximo de painéis em série, deve ser calculada a tensão de circuito aberto máxima do módulo, que é obtida para a temperatura mínima de operação. Considerando que a temperatura mínima de operação será de 5°C , a partir dos dados de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e coeficiente de temperatura (K_{Voc}), obtidos na Tabela 18, aplicando a expressão (4) encontra-se a tensão de circuito aberto a 5°C , $V_{oc}(5^{\circ}) = 39,73 \text{ V}$.

O número máximo de módulos em série, dado pela divisão da tensão máxima de entrada CC (dado na Tabela 57) pela tensão $V_{oc}(5^{\circ})$ do módulo, será igual a 25,17. Para cada entrada MPPT não devem ser instalados mais do que 25 módulos.

O número mínimo de painéis em série é calculado a partir da tensão de circuito aberto mínima do módulo, que é obtida para a temperatura máxima de operação. Considerando que a temperatura máxima de operação será de 70°C , aplica-se novamente a expressão (4) para obter $V_{oc}(70^{\circ}) = 31,5 \text{ V}$.

O número mínimo de módulos em série, dado pela divisão da tensão mínima de entrada CC (tensão de partida na Tabela 57) pela tensão $V_{oc}(70^{\circ})$ do módulo, será igual a 11,42. Para cada entrada MPPT não devem ser instalados menos do que 12 módulos.

Há que se considerar ainda que a configuração dos módulos deve gerar uma tensão que permaneça dentro da faixa de tensão em que as entradas MPPT do inversor operam. Para isso, aplica-se a expressão (12) a partir das tensões CC mínima e máxima de operação do MPPT do inversor, obtidas na Tabela 57:

$$15,69 \leq N^{\circ} \text{ de módulos} \leq 24,89$$

O número de módulos em série para atender as faixas de tensão das entradas MPPT deve ser maior que 16 e menor que 24 módulos.

4.2.8.2 Número de fileiras de módulos em paralelo

Conforme indicado no item 2.4.8, o número de fileiras de painéis que podem ser montadas em paralelo é definido a partir da corrente de curto-circuito dos módulos, e da corrente máxima CC por entrada MPPT do inversor. Para calcular o número máximo de fileiras, deve ser calculada a corrente de curto-circuito máxima do módulo, que é obtida para a temperatura máxima de operação. Considerando que a temperatura máxima de operação será de 70°C, a partir dos dados de corrente de curto-circuito (I_{SC}) e coeficiente de temperatura ($K_{I_{SC}}$), obtidos na Tabela 18, aplicando a expressão (5) encontra-se a corrente de curto-circuito, $I_{SC}(70^\circ) = 9,13 \text{ A}$.

O número máximo de fileiras de módulos em paralelo para cada entrada MPPT do inversor, dado pela divisão da corrente de curto-circuito máxima de entrada por MPPT (dado na Tabela 57) pela corrente $I_{SC}(70^\circ)$ do módulo, será igual a 4,38. Portanto, cada grupo de módulos poderá ter no máximo 4 fileiras de painéis em série para cada entrada MPPT do inversor.

4.2.8.3 Conjuntos de módulos e potência do inversor

A expressão (10) estabelece o critério para a potência de cada conjunto de módulos conectados ao inversor. Para realização do dimensionamento, foi escolhido o inversor TRIO-27.6-TL-OUTD, com potência nominal de saída CA igual a 27.600 W indicada na Tabela 57. Assim, a potência total de cada conjunto de módulos P_{FV} deve ser:

$$23.000 \text{ W} \leq P_{FV} \leq 39.428 \text{ W}$$

Para distribuir os módulos entre os inversores propõem-se duas configurações de instalação. Na primeira configuração, cada inversor será ligado a 108 módulos. Nesta configuração serão utilizados 174 inversores. Na segunda configuração, cada inversor será ligado a 111 módulos. Serão utilizados 5 inversores na segunda configuração. Desta forma, o sistema de geração fotovoltaica terá 19.347 módulos distribuídos entre 179 inversores.

A Tabela 58 apresenta os arranjos entre módulos e inversores definidos para o sistema de acordo com os parâmetros calculados.

Tabela 58. Configuração de módulos e inversores.

	CONFIGURAÇÃO 01 - 174 INVERSORES		CONFIGURAÇÃO 02 - 5 INVERSORES	
	1ª MPPT	2ª MPPT	1ª MPPT	2ª MPPT
Nº de Fileiras	3	3	3	3
Painéis em série	18	18	18	19
Nº de Painéis	54	54	54	57
Potência	13500 Wp	13500 Wp	13500 Wp	14250 Wp
Tensão máxima $V_{oc}(5^\circ)$	18 x 39,73 = 715,14 V	18 x 39,73 = 715,14 V	18 x 39,73 = 715,14 V	19 x 39,73 = 754,87 V
Corrente máxima $I_{sc}(70^\circ)$	3 x 9,13 = 27,39 A	3 x 9,13 = 27,39 A	3 x 9,13 = 27,39 A	3 x 9,13 = 27,39 A
Potência de Entrada CC	27 kWp		27,75 kWp	

4.2.9 Instalações elétricas

A Resolução 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012b) contempla os sistemas de geração distribuída com potência instalada menor ou igual a 1 MW. O sistema fotovoltaico projetado para ser instalado sobre os telhados da fábrica da HEINZ terá uma potência máxima de 4,83 MWp e, portanto, não poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica definido pela Resolução 482.

Sistemas maiores que 1 MW são considerados empreendimentos de geração, cujos critérios de conexão à rede e comercialização da energia elétrica devem seguir regulamentação específica (ver itens 2.3.1 e 2.4.9.3.2), podendo vir a fornecer energia no mercado livre ou regulado, dependendo das características do sistema de geração (potência e fonte energética).

No caso em questão, o sistema fotovoltaico poderá ser utilizado para o consumo próprio da energia elétrica produzida, sendo enquadrado como um autoprodutor de energia elétrica (APE), ou para a comercialização desta energia como um produtor independente de energia elétrica (PIE) (BRASIL, 1996).

Será mostrado no item 4.2.11 que a energia elétrica fotovoltaica a ser produzida é menor do que a necessidade de consumo da fábrica. Portanto, para este estudo será admitido a utilização da energia fotovoltaica pelo sistema de autoprodução de energia elétrica (APE).

O dimensionamento das instalações elétricas seguiu as normas e critérios apresentados no item 2.4.9. Considerou-se que os inversores serão instalados próximos dos respectivos conjuntos de módulos fotovoltaicos. Foram estimadas as distâncias médias para cada tre-

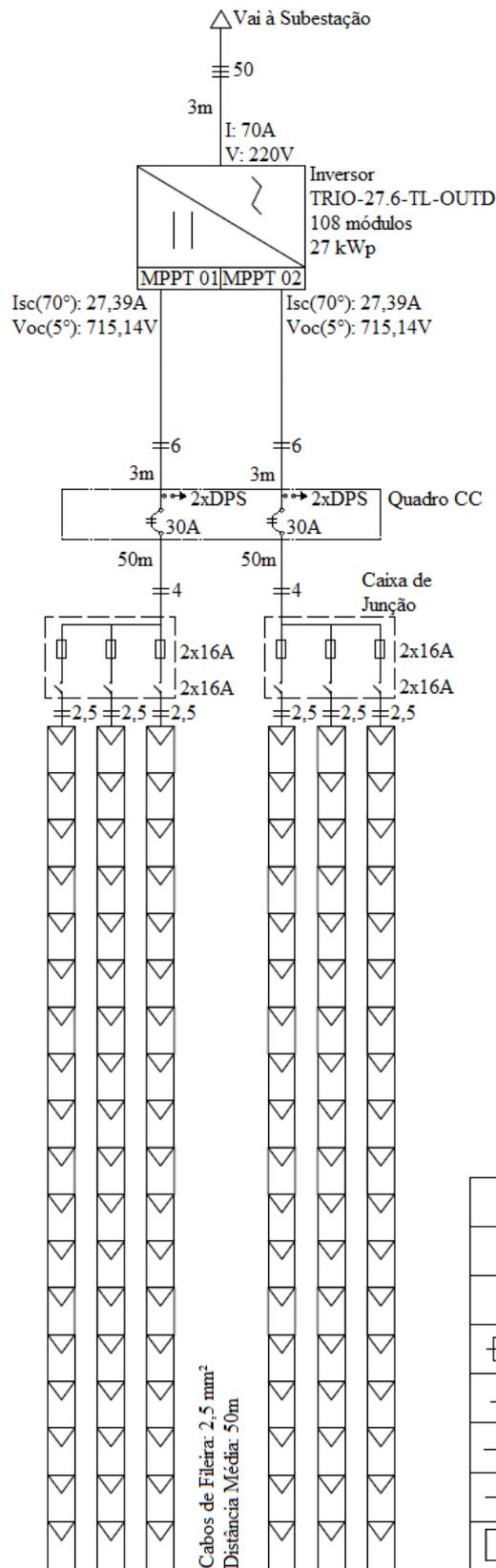
cho dos módulos até os inversores, no lado CC, e dos inversores até o ponto de conexão com a rede.

Como o projeto compreende um grande conjunto de módulos e inversores, o dimensionamento foi feito para um único conjunto de módulos ligados a um inversor, o qual foi adotado para todos os demais.

Foram dimensionados os principais componentes das instalações elétricas: cabos de energia, proteções no lado CC e proteções no lado CA. A Figura 76, Figura 77 e Figura 78 apresentam os diagramas unifilares das instalações que foram elaborados a partir do dimensionamento das instalações elétricas.

Os elementos de conexão e proteções mínimas para acesso à rede de destruição devem ser dimensionados conforme determinado na seção 3.3, item 5 do módulo 3 do PRO-DIST (ANEEL, 2012a).

Deve ser realizado o correto aterramento, equipotencialização e proteção contra descargas atmosféricas das instalações.



CONFIGURAÇÃO 01
174 INVERSORES

LEGENDA	
	Disjuntor termomagnético de 3 polos
	Disjuntor termomagnético de 2 polos
	Fusível
	Chave seccionadora
	Condutores de energia, indicação em mm ²
	Dispositivo de proteção contra surtos
	Painel Fotovoltaico

Figura 76. Diagrama Unifilar - Inversores na Configuração 01.

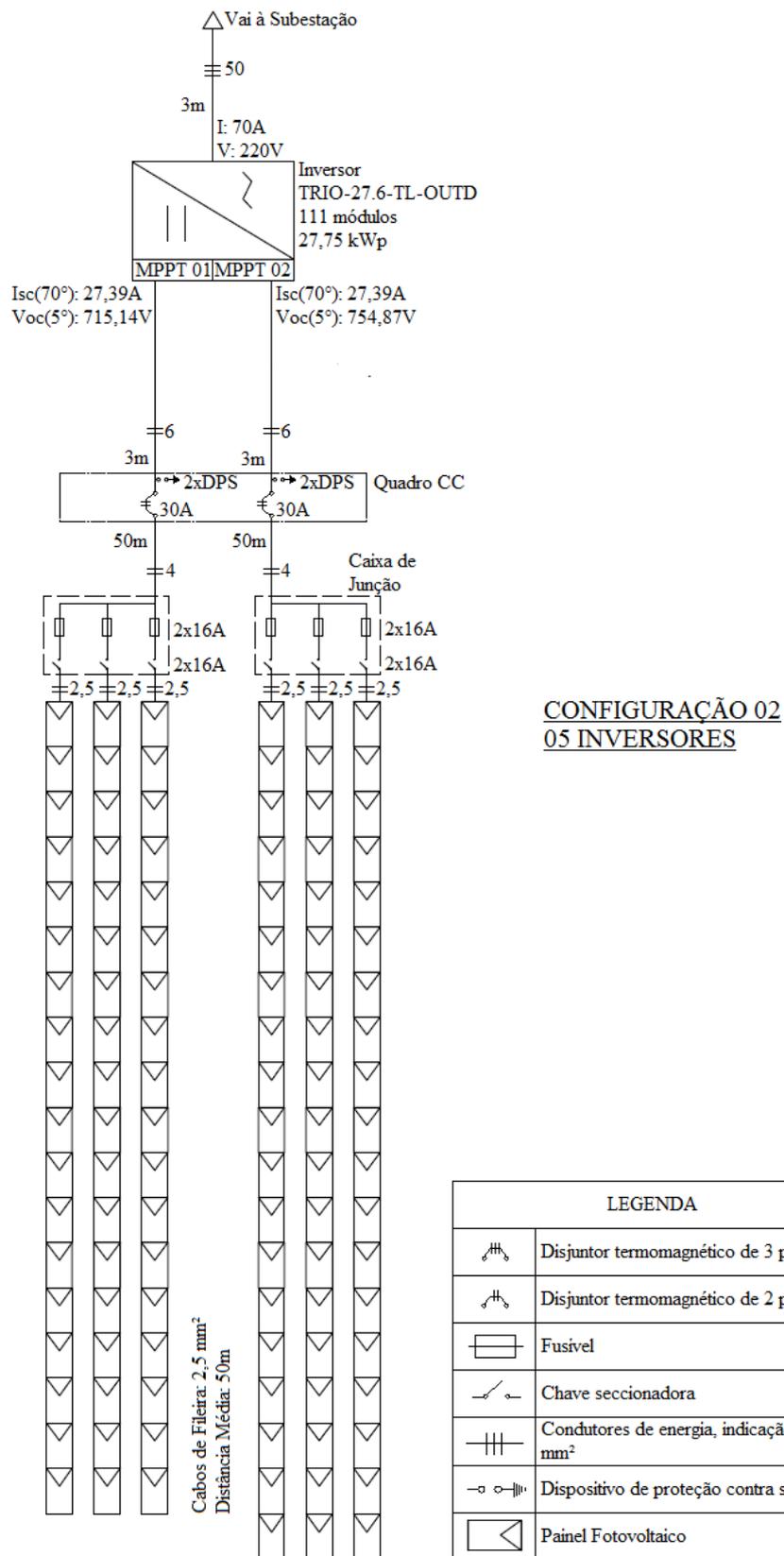


Figura 77. Diagrama Unifilar - Inversores na Configuração 01.

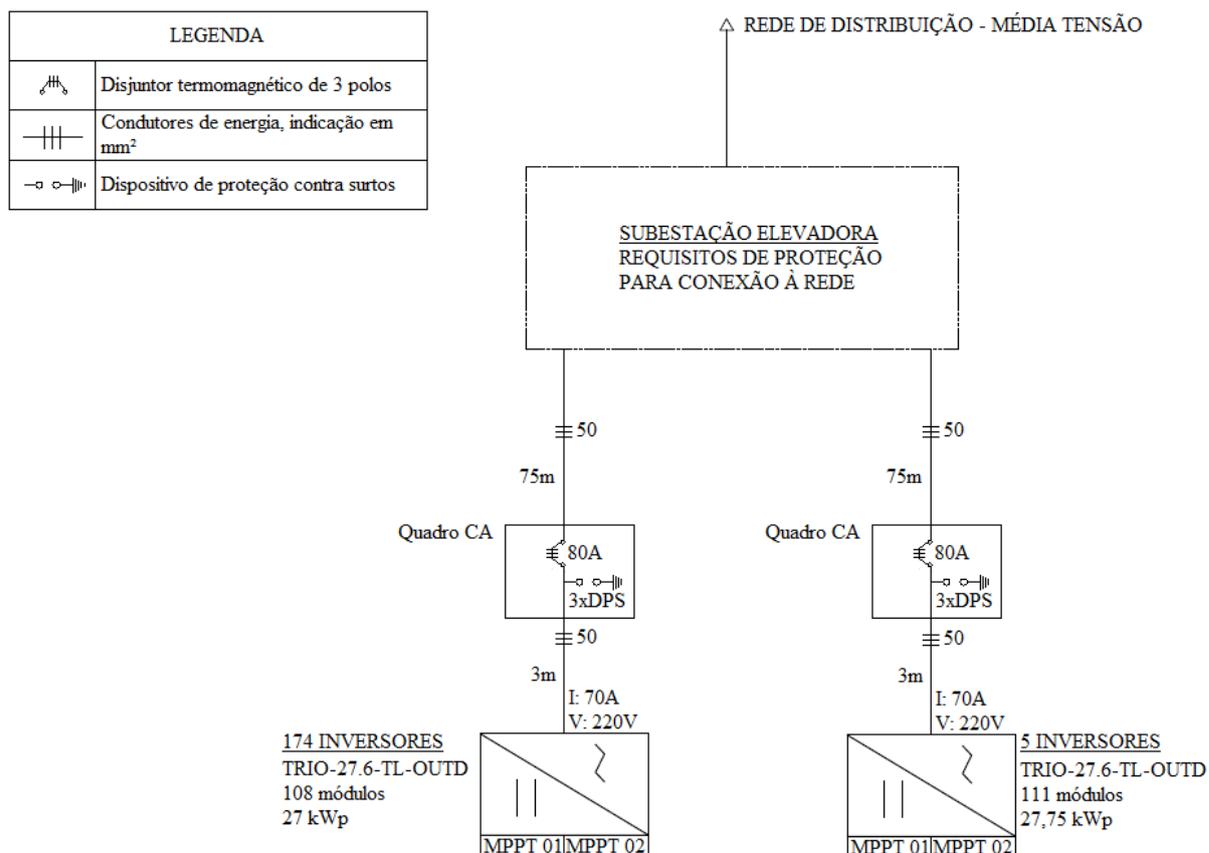


Figura 78. Diagrama Unifilar - Lado CA

A ELEKTRO, uma concessionária de energia elétrica que atua na região de Campinas-SP, emitiu em 2012 a norma ND.65, que estabelece critérios para conexão de geradores em paralelo com o sistema de distribuição de média tensão (ELEKTRO, 2012). De acordo com esta norma, o gerador fotovoltaico projetado para a HEINZ pode ser enquadrado como um autoprodutor com paralelismo contínuo, sem venda de excedente de energia elétrica. São caracterizados como tal, consumidores que já possuem ou pretendem instalar geração própria com operação contínua e em paralelo com o sistema da ELEKTRO; e que não possuam energia excedente para vender. A Figura 79 apresenta o diagrama unifilar definido pela ND.65 para a conexão de autoprodutor com paralelismo contínuo á rede de média tensão (ELEKTRO, 2012). Sugere-se a adaptação deste diagrama para ser utilizado na conexão do gerador fotovoltaico à rede de média tensão da CELG, observando o correto dimensionamento e coordenação dos dispositivos de proteção.

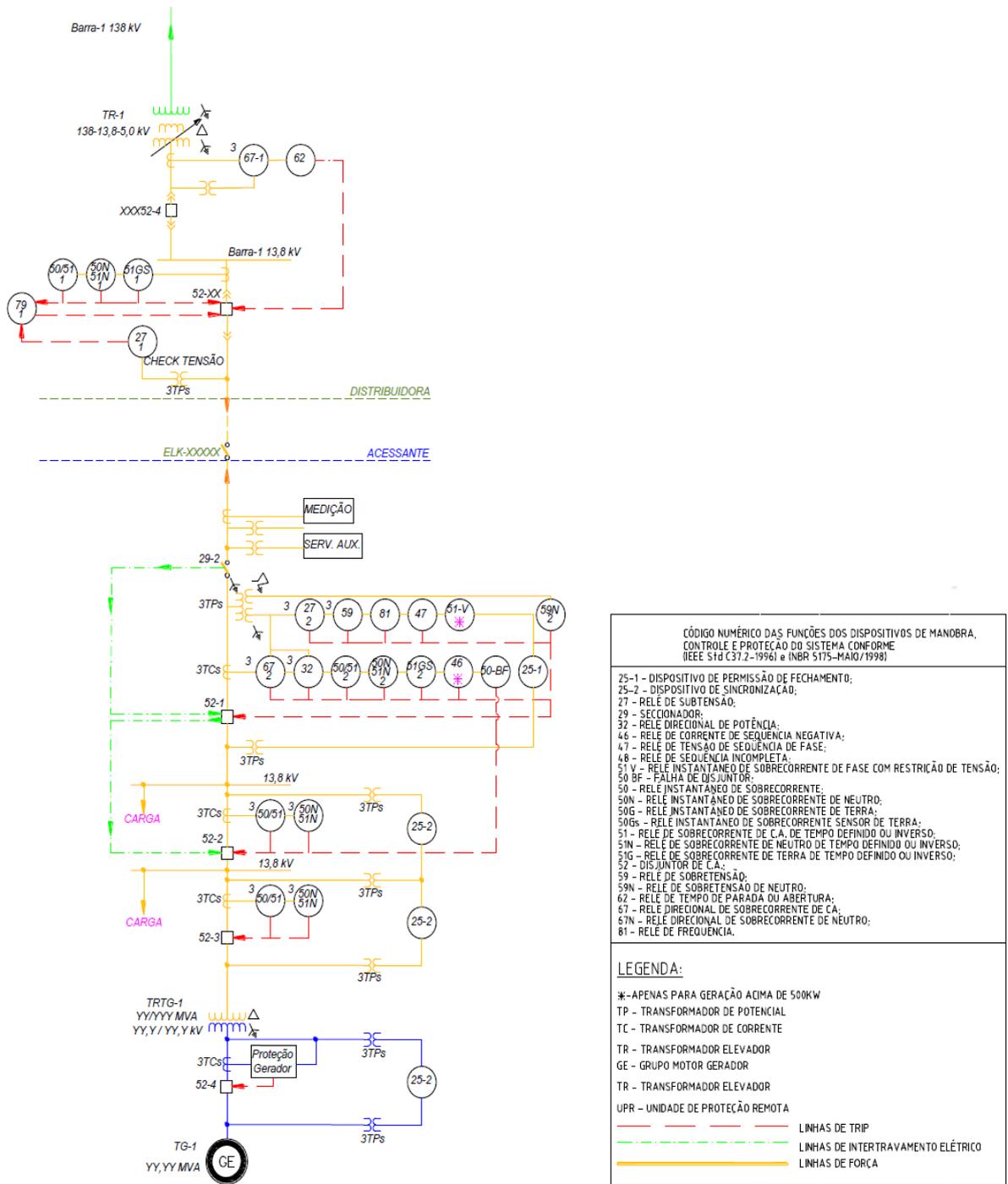


Figura 79. Diagrama Unifilar - Conexão à rede de média tensão.

4.2.10 Análise de Recontração da Demanda

No período de luz solar, a geração fotovoltaica irá reduzir a necessidade de demanda de potência ativa a ser disponibilizada pela distribuidora. Caso o pico de demanda da fábrica coincida com o período de luz solar, a geração de potência ativa pelo sistema fotovoltaico poderá possibilitar a redução da demanda contratada pelo consumidor.

Para fazer esta avaliação, é necessário comparar a curva de carga horária da indústria com a curva média de geração de energia elétrica fotovoltaica.

A Figura 80 apresenta o gráfico comparativo elaborado para demonstrar o impacto da geração fotovoltaica sobre a curva horária de demanda da fábrica, no período de 24 horas.

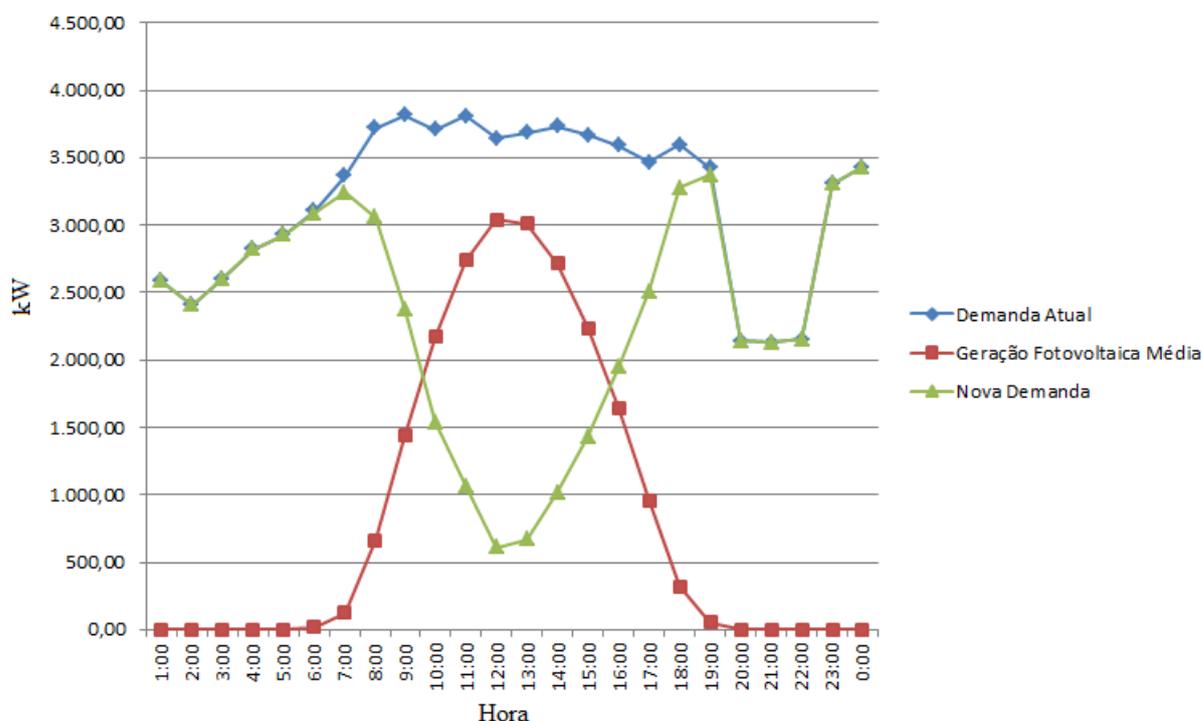


Figura 80. Impacto da geração fotovoltaica sobre a curva de demanda da fábrica.

Na Figura 80, a curva de geração média do sistema fotovoltaico foi obtida através da aplicação da expressão (19) aos valores horários de irradiação global horizontal apresentados na Figura 11. A curva horária de demanda atual foi elaborada a partir de dados de consumo fornecidos pela fábrica referente ao dia 15 de dezembro de 2014.

O pico de demanda da fábrica para este dia específico foi de 3.814,56 kW e ocorreu às 9 horas da manhã. Com a instalação do sistema fotovoltaico, ocorreria uma redução

significativa da demanda no período diurno, chegando a 607,54 kW ao meio dia, uma redução de 84,07% em relação ao pico. No entanto, mesmo com a planta fotovoltaica em operação, o pico da nova demanda ocorreria à meia noite, com 3.431,50 kW.

No caso da fábrica da HEINZ, a operação da planta industrial é 24 horas por dia. Desta forma, mesmo que haja redução da necessidade de demanda durante o dia, devido à geração fotovoltaica, a demanda no período noturno continuará a mesma, não havendo margem para recontração da demanda.

Atualmente, a demanda contratada da fábrica é de 6200 kW em todos os meses do ano, mesmo ocorrendo períodos de maior ou menor consumo energético devido aos períodos de safra e entressafra. Para entender o motivo da demanda contratada oferecer uma margem de 2.385,40 kW em relação ao pico registrado no dia 15 de dezembro de 2014, seria necessário analisar a curva de carga da fábrica em todos os dias do ano, de forma a avaliar plenamente sua necessidade energética. No entanto, para fins de análise de recontração da demanda, a análise deste único dia demonstra que isso não será possível apenas com a implantação do sistema fotovoltaico.

4.2.11 Redução no Consumo de Energia Elétrica proveniente da Concessionária

Segundo informações do departamento técnico o fornecimento de energia elétrica para atender à necessidade da fábrica tem sido um problema de difícil solução. A maior parte da energia utilizada provém da CELG. Porém a capacidade de fornecimento da concessionária é limitada e não tem suprido completamente o consumo. A outra parte da energia é fornecida por grupos moto-geradores.

As características do consumo de energia elétrica da indústria em estudo foram levantadas através das faturas emitidas pela CELG no período de janeiro de 2014 a fevereiro de 2015. A Figura 81 apresenta o consumo de energia mensal da fábrica neste período, composto pelas parcelas de consumo na ponta, fora da ponta e no horário reservado. A Figura 82 apresenta o valor global cobrado por cada fatura no período.

A fábrica está enquadrada como unidade consumidora da classe industrial do grupo A, subgrupo A4, com aplicação da modalidade tarifária horária verde.

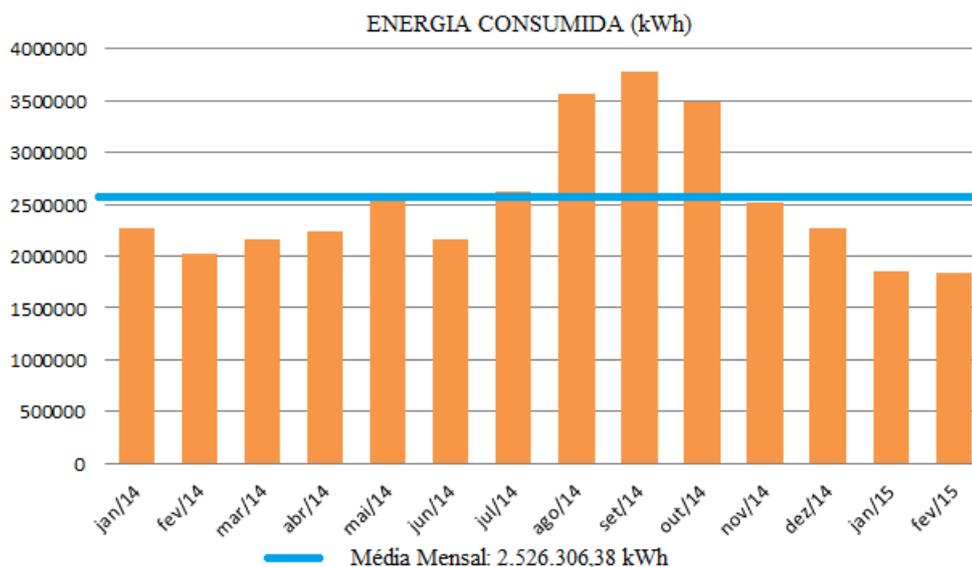


Figura 81. Consumo de energia mensal da HEINZ (kWh).

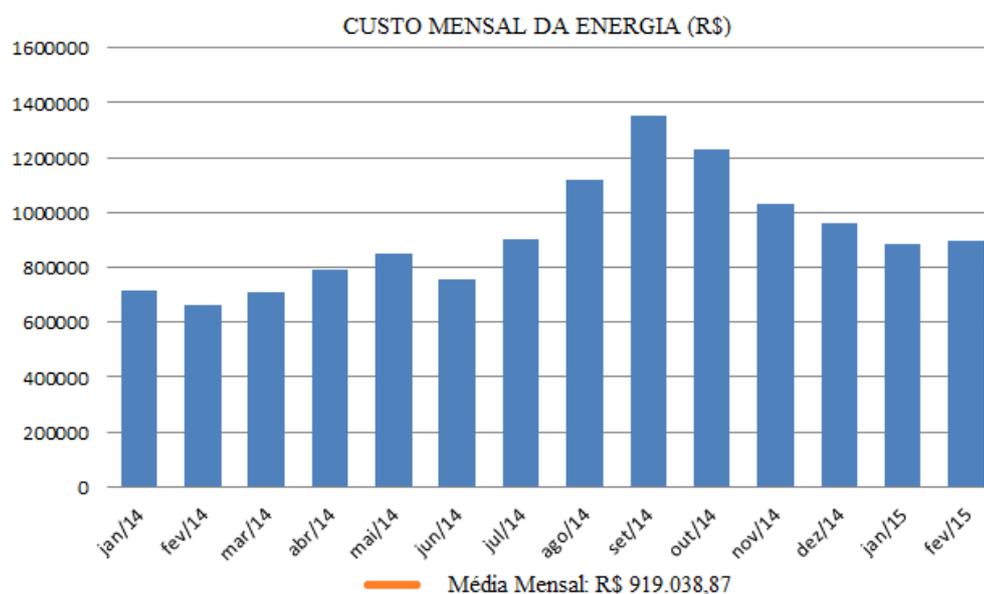


Figura 82. Valor cobrado por fatura (R\$)

Para analisar a redução no consumo de energia elétrica fornecida pela concessionária e a consequente economia na conta de energia após a instalação do sistema fotovoltaico foi calculado a média mensal de todas as parcelas da fatura sobre as quais há incidência de tarifas, bem como dos impostos aplicados a cada mês. A Tabela 59 apresenta os dados de consumo e impostos obtidos através dos cálculos de média mensal, no período de janeiro de 2014 a fevereiro de 2015.

Tabela 59. Média mensal de consumo faturado e dos impostos (janeiro/2014 – fevereiro/2015).

DEMANDA (kW)	CONSUMO (kWh)		REATIVO		IMPOSTOS (%)		
	PONTA (P)	FORA DE PONTA (FP)	UFER (kWh)	DMCR (kW)	ICMS	PIS	COFINS
6.210,38	132.820,66	2.393.485,71	18.533,43	86,75	29,00	0,8482	3,9707

A partir dos valores médios mensais das alíquotas dos impostos, apresentados na Tabela 59, aplicou-se a expressão (3) sobre as tarifas atualmente utilizadas pela CELG, indicadas nas Figuras 4, 5 e 6, para obter as tarifas efetivas médias. Para a formação das tarifas efetivas, a CELG considera somente até a quinta casa após a vírgula, desprezando os demais números e sem arredondamento. A Tabela 60 apresenta as tarifas efetivas que serão utilizadas nesta análise.

Tabela 60. Tarifas efetivas com aplicação dos impostos médios.

DEMANDA (R\$/kW)	CONSUMO (R\$/kWh)		REATIVO		BANDEIRA TARIFÁRIA	
	PONTA (P)	FORA DE PONTA (FP)	UFER (R\$/kWh)	DMCR (R\$/kW)	AMARELA (R\$/kWh)	VERMELHA (R\$/kWh)
14,53587	1,64114	0,43642	0,33261	14,53587	0,03777	0,08310

Multiplicando-se os valores das tarifas efetivas dados na Tabela 60 pelos itens do consumo médio dados na Tabela 59, obteve-se o valor médio mensal da fatura de energia, apresentado na Tabela 61, observando a bandeira tarifária vigente.

Tabela 61. Projeção da média mensal da fatura de energia sem geração FV.

	Média Mensal	Tarifa Efetiva (R\$ por unidade)	Valor Pago (R\$)
Consumo Ponta (kWh)	132.820,66	1,64114	217.977,30
Consumo Fora da Ponta (kWh)	2.393.485,71	0,43642	1.044.565,03
Demanda (kW)	6.210,38	14,53587	90.273,28
UFER (kWh)	18.533,43	0,33261	6.164,40
DMCR (kW)	86,75	14,53587	1.260,99
Adicional Bandeira Amarela (Consumo P+ FP)	2.526.306,37	0,03777	95.418,59
Adicional Bandeira Vermelha (Consumo P+ FP)	2.526.306,37	0,08310	209.936,06
Valor total da conta de energia - Bandeira Verde (R\$)			1.360.241,00
Valor total da conta de energia - Bandeira Amarela (R\$)			1.455.659,59
Valor total da conta de energia - Bandeira Vermelha (R\$)			1.570.177,06

Na Tabela 56 foi calculado que o sistema fotovoltaico teria um potencial de geração de energia elétrica de 613.881,85 kWh por mês. Esta produção fotovoltaica sempre se dará durante o dia, portanto irá reduzir o consumo Fora da Ponta. A Tabela 62 apresenta como

irá ficar a fatura média mensal de energia a partir da entrada em operação da geração fotovoltaica.

Tabela 62. Projeção da média mensal da fatura de energia com geração FV.

	Média Mensal	Tarifa Efetiva (R\$ por unidade)	Valor Pago (R\$)
Consumo Ponta (kWh)	132.820,66	1,64114	217.977,30
Consumo Fora da Ponta (kWh)	1.779.603,86	0,43642	776.654,72
Demanda (kW)	6.210,38	14,53587	90.273,28
UFER (kWh)	18.533,43	0,33261	6.164,40
DMCR (kW)	86,75	14,53587	1.260,99
Adicional Bandeira Amarela (Consumo P+ FP)	1.912.424,52	0,03777	72.232,27
Adicional Bandeira Vermelha (Consumo P+ FP)	1.912.424,52	0,08310	158.922,48
Valor total da conta de energia - Bandeira Verde (R\$)			1.092.330,68
Valor total da conta de energia - Bandeira Amarela (R\$)			1.164.562,96
Valor total da conta de energia - Bandeira Vermelha (R\$)			1.251.253,16

Pode-se observar que a produção de energia elétrica fotovoltaica sempre será menor do que a necessidade de consumo da fábrica. Portanto, a utilização da energia fotovoltaica deve ser realizada pelo sistema de autoprodução de energia elétrica, sem a venda de excedente de energia.

Para fins da análise econômica, foi calculada a economia anual devido à redução do consumo de energia elétrica proveniente da concessionária. Para esta análise, assumiu-se que a bandeira vermelha sempre estará vigente nos meses de maio a novembro e a bandeira amarela de dezembro a abril, o que corresponde à temporada de seca e de chuvas, respectivamente, na região onde a fábrica se localiza. Isto equivale a 7 meses do ano no qual será aplicado o adicional de bandeira vermelha e 5 meses com o adicional de bandeira amarela.

A Tabela 63 mostra que instalação do sistema fotovoltaico irá proporcionar uma redução de 20,19% no valor anual a ser pago pela energia elétrica fornecida pela concessionária, considerando os valores médios mensais de consumo e de tarifação.

Tabela 63. Projeção da economia anual com a geração FV.

Projeção do valor anual a ser pago pela energia elétrica sem geração FV	R\$ 18.269.537,36
Projeção do valor anual a ser pago pela energia elétrica com geração FV	R\$ 14.581.586,89
Projeção da economia anual devido a geração FV	R\$ 3.687.950,46
Redução do valor a ser pago	20,19%

4.2.12 Custos de Investimento

No item 2.5.1 foram apresentados os preços obtidos nos estudos de ABINEE (PERLOTTI, 2012) e EPE (2012) e os preços de alguns dos empreendimentos vencedores do Leilão 08/2014 da Aneel.

Com a finalidade de balizar os custos de investimento inicial utilizados na análise de viabilidade econômica, foram enviadas solicitações de cotação de preços dos sistemas fotovoltaicos projetados neste trabalho para diversas empresas do setor no estado de Goiás e no Brasil. No item 4.1.12 foram apresentadas as cotações de mercado obtidas neste levantamento de preços.

A Tabela 64 relaciona dentre os preços levantados as aplicações que mais se aproximam das características do sistema fotovoltaico projetado para a HEINZ (4,8 MWp).

Tabela 64. Levantamento de custos de investimento para o sistema FV da HEINZ.

Fonte	Aplicação	Custo R\$/Wp
ABINEE (PERLOTTI, 2012)	Usina de 30 MW	5,37
EPE (2012)	Industrial \geq 1.000 kWp	6,84
Leilão 08/2014 - Aneel	UFV FCR III Itapuranga – 10 MW	5,291
Cotação – SUSTENERGYN	Instalação em solo – 1 MW	5,75
Cotação - BRS ENERGIA	Instalação em telhado – 4,8 MW	5,89
MÉDIA DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA		5,83

Será admitido como custo de investimento do sistema fotovoltaico a ser instalado sobre o telhado da fábrica da HEINZ, a média dos preços de referência levantados, que é de 5,83 R\$/Wp, para fins de análise de viabilidade econômica.

4.2.13 Análise de Viabilidade Econômica

A análise econômica considerou as características de consumo de energia elétrica da indústria, a economia de energia com o sistema fotovoltaico, o custo de investimento inicial, a definição dos parâmetros de cálculo e a formação do fluxo de caixa.

Para realizar as simulações de fluxo de caixa e obter os indicadores de viabilidade econômica é necessário definir os parâmetros de análise e os fatores específicos que irão afetar a rentabilidade do investimento ao longo de sua vida útil. Quanto mais completo for o levantamento das variáveis que afetam o projeto, mais próximo da realidade será a análise econômica, trazendo segurança aos decisores responsáveis pelo investimento.

Para a formação do fluxo de caixa, as receitas e despesas foram contabilizadas anualmente. O tempo de vida do projeto foi definido em função da vida útil dos módulos fotovoltaicos, que é de 25 anos, conforme relatado no item 2.4.2.1. Portanto, ao final da vida útil, o valor do projeto será igual a zero.

Conforme definido no item 4.2.12, o investimento inicial necessário para a implantação do projeto será de R\$ 28.198.252,50, o que equivale a um custo unitário de 5,83 R\$/Wp para uma instalação de 4.836,75 kWp.

Como os custos iniciais são altos, torna-se necessário conseguir financiamentos para a realização do investimento, pois empresas privadas, como a HEINZ, dificilmente utilizam somente recursos próprios para investimentos desta escala. Foi definido que será realizado financiamento de 70% do investimento junto ao banco BNDES, utilizando a linha de financiamento de empreendimentos de energia (FINEM). Conforme item 2.5.2 foi considerado para o financiamento a taxa de juros de 8,5% ao ano (6% da TJLP + 1,2% de remuneração do BNDES + 1,3% de taxa de risco de crédito), com prazo de amortização de 20 anos. Foi utilizado o Sistema de Amortização Constante (SAC), por se tratar de um financiamento de longo prazo.

A receita gerada pelo projeto é decorrente da economia anual de energia elétrica que deixa de ser comprada da CELG-D devido à geração fotovoltaica, cujo valor indicado na Tabela 63 é de R\$ 3.687.950,46.

Foi exposto no item 2.4.2.1 que os painéis apresentam a redução gradativa da eficiência ao longo de sua vida útil, o que irá impactar na geração fotovoltaica, reduzindo a economia de energia e as receitas anuais. Seguindo o entendimento de Pelágio (2014) e os parâmetros definidos no estudo da ABINEE (PERLOTTI, 2012), foi adotada a degradação anual constante de 0,75%.

Considerando a política de revisão tarifária definida pela ANEEL, a qual foi apresentada no item 2.3.4, e o procedimento adotado por Rüther et al. (2008), foi considerado que durante período de avaliação do projeto haverá um reajuste anual das tarifas de energia a uma taxa de 4%. Com isso, haverá também um aumento progressivo do valor economizado a cada ano com a geração fotovoltaica, afetando as receitas do fluxo de caixa.

Conforme os parâmetros definidos no estudo da ABINEE (PERLOTTI, 2012), foi adotado que será dispendido anualmente 1% do custo de investimento inicial com serviços de operação e manutenção, isto é R\$ 281.982,53.

A vida útil dos inversores é de aproximadamente 10 anos (MASTERVOLT, 2015), por isso, considerou-se a troca de todos os inversores no décimo e no vigésimo ano de operação. Segundo o estudo realizado por (EPE, 2012) o custo dos inversores corresponde a aproximadamente 12,57% do investimento inicial, isto é, R\$ 3.544.520,34. Esta troca dos inversores será por meio de recursos próprios.

A energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico será utilizada para consumo próprio, como autoprodutor sem venda de excedentes. Assim, não cabe a incidência de impostos, pois o lucro auferido nada mais é que o fluxo de caixa preservado, que deixou de ser transferido da fábrica para a concessionária. O valor gerado não se trata de circulação de mercadoria passível de cobrança financeira e não poderá ser convertido em moeda corrente, impedido assim sua tributação.

O IPCA será o índice adotado neste estudo para simular o processo inflacionário. Foi estabelecida a taxa de inflação de 6,41% ao ano, correspondente à variação do IPCA registrada para o ano de 2014 (IBGE, 2015). A aplicação da taxa inflacionária foi efetuada sobre os custos com operação e manutenção e custos de reposição dos inversores. Em relação às receitas provenientes da economia da energia considerou-se que efeitos da inflação já estão inclusos na taxa de reajuste tarifário.

A Taxa Mínima de Atratividade foi escolhida baseada na taxa média de retorno preconizada pelo BNDES para investimentos em infraestrutura, especialmente empreendimentos energéticos, que é a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). Conforme apresentado na Tabela 13, o último valor da TJLP divulgado para o trimestre de abril a junho de 2015 foi de 6,0%, a qual será adotada com a TMA deste projeto.

Os indicadores de desempenho econômico utilizados para avaliar este projeto foram: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM) e Período de Recuperação de Capital (Payback). A TIRM foi utilizada em razão das trocas dos inversores no décimo e no vigésimo ano causarem inversão de sinal do fluxo de caixa.

Para calcular a TIRM do projeto foi assumido que a taxa de financiamento para os fluxos de caixa negativos será igual à TJLP, que é de 6,0%. Já os fluxos de caixa positivos

serão reinvestidos à taxa do Certificado de Depósito Bancário (CDB), que no acumulado dos últimos 12 meses, em maio de 2015, ficou em 10,24% (VALOR ECONÔMICO, 2015a).

A Tabela 65 apresenta os principais componentes e parâmetros que irão compor ou influenciar a elaboração do fluxo de caixa e o cálculo dos indicadores econômicos.

Tabela 65. Parâmetros e premissas para elaboração do fluxo de caixa - HEINZ.

DADOS REFERENTES A DESPESAS	
Investimento inicial	R\$ 28.198.252,50
Custo unitário inicial	5,83 R\$/Wp
Recursos Próprios	R\$ 8.459.475,75
Custos de operação e manutenção	R\$ 281.982,53 por ano
Tributação sobre lucro	Não há
Troca dos inversores	Décimo e vigésimo ano
Custo da troca dos inversores no ano zero	R\$ 3.544.520,34
DADOS REFERENTES A RECEITAS	
Economia no 1º ano	R\$ 3.687.950,46
Taxa de reajuste tarifário	4% por ano
Perda de eficiência dos módulos	- 0,75% por ano
Redução da demanda	Não há
FINANCIAMENTO DO BNDES	
Porcentagem financiada	70%
Montante financiado	R\$ 19.738.776,75
Taxa de juros	8,5% a.a.
Prazo de amortização	20 anos
Período de carência	zero
Sistema de amortização	SAC
PARÂMETROS PARA CÁLCULO DOS INDICADORES ECONÔMICOS	
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	6,0%
Vida útil do projeto	25 anos
Valor residual	zero
Taxa de financiamento (cálculo da TIRM)	6,0%
Taxa de reinvestimento (cálculo da TIRM)	10,24%
Inflação	6,41%

A Figura 83 e a Tabela 66, Tabela 67, Tabela 68, Tabela 69 e Tabela 70 apresentam o fluxo caixa do investimento elaborado a partir dos parâmetros e considerações resumidos na Tabela 65.

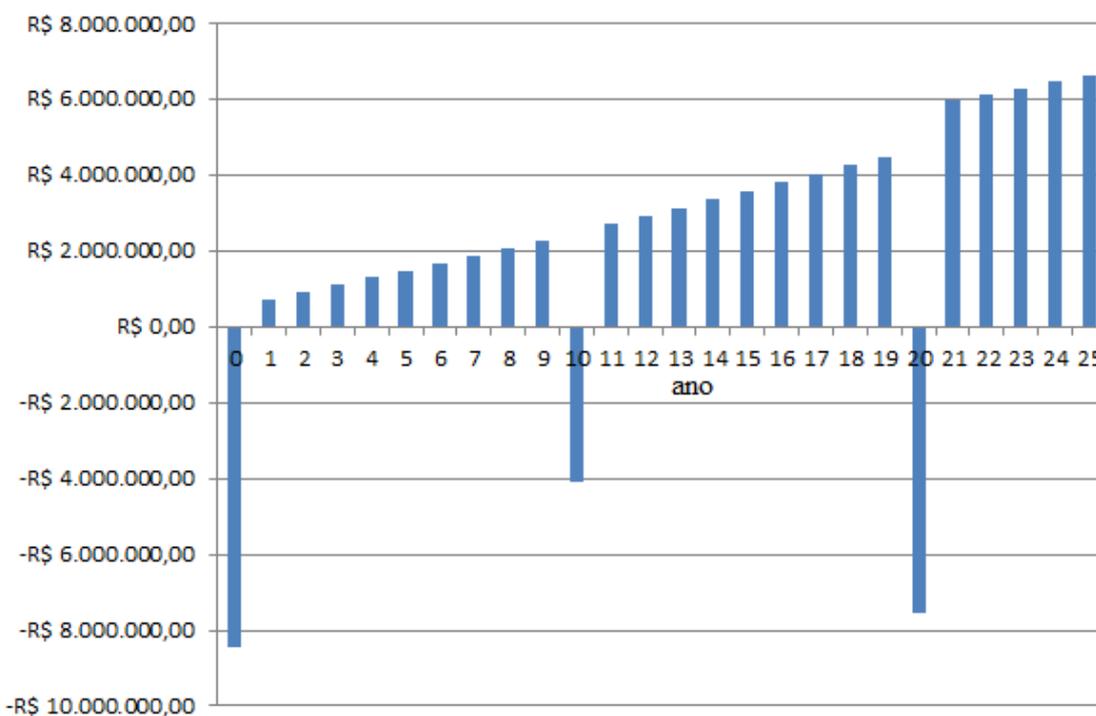


Figura 83. Fluxo de caixa para o sistema FV da HEINZ.

Tabela 66. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 0 ao 5°).

	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
ENTRADAS DE CAIXA						
(+) Economia de energia		3.687.950,46	3.806.633,25	3.929.139,60	4.055.619,97	4.186.105,61
(+) Financiamento (70%)	19.738.776,75					
SAÍDAS DE CAIXA						
(-) Implantação do Sistema	28.198.252,50					
(-) Custos com O&M		281.982,53	300.057,60	319.291,30	339.757,87	361.536,35
(-) Troca dos Inversores						
(-) Juros do Financiamento		1.677.796,02	1.593.906,22	1.510.016,42	1.426.126,62	1.342.236,82
(-) Amortização do Financ.		986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84
FLUXO DE CAIXA	-8.459.475,75	741.233,08	925.730,59	1.112.893,05	1.302.796,64	1.495.393,61

Tabela 67. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 6º ao 11º).

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11
ENTRADAS DE CAIXA						
(+) Economia de energia	4.320.838,15	4.459.880,18	4.603.418,91	4.751.616,86	4.904.509,46	5.062.345,62
(+) Financiamento (70%)						
SAÍDAS DE CAIXA						
(-) Implantação do Sistema						
(-) Custos com O&M	384.710,83	409.370,79	435.611,46	463.534,16	493.246,69	524.863,81
(-) Troca dos Inversores					6.597.538,07	
(-) Juros do Financiamento	1.258.347,02	1.174.457,22	1.090.567,42	1.006.677,61	922.787,81	838.898,01
(-) Amortização do Financ.	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84
FLUXO DE CAIXA	1.690.841,46	1.889.113,34	2.090.301,19	2.294.466,25	-4.096.001,95	2.711.644,96

Tabela 68. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 12º ao 17º).

	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17
ENTRADAS DE CAIXA						
(+) Economia de energia	5.225.257,54	5.393.478,08	5.567.058,56	5.746.284,26	5.931.259,78	6.122.187,78
(+) Financiamento (70%)						
SAÍDAS DE CAIXA						
(-) Implantação do Sistema						
(-) Custos com O&M	558.507,58	594.307,91	632.403,05	672.940,09	716.075,55	761.975,99
(-) Troca dos Inversores						
(-) Juros do Financiamento	755.008,21	671.118,41	587.228,61	503.338,81	419.449,01	335.559,20
(-) Amortização do Financ.	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84
FLUXO DE CAIXA	2.924.802,91	3.141.112,91	3.360.488,06	3.583.066,52	3.808.796,39	4.037.713,75

Tabela 69. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 18º ao 22º).

	Ano 18	Ano 19	Ano 20	Ano 21	Ano 22
ENTRADAS DE CAIXA					
(+) Economia de energia	6.319.289,60	6.522.686,46	6.732.610,55	6.949.332,17	7.173.037,56
(+) Financiamento (70%)					
SAÍDAS DE CAIXA					
(-) Implantação do Sistema					
(-) Custos com O&M	810.818,65	862.792,13	918.097,10	976.947,12	1.039.569,44
(-) Troca dos Inversores			12.280.225,35		
(-) Juros do Financiamento	251.669,40	167.779,60	83.889,80		
(-) Amortização do Financ.	986.938,84	986.938,84	986.938,84		
FLUXO DE CAIXA	4.269.862,71	4.505.175,89	-7.536.540,55	5.972.385,04	6.133.468,13

Tabela 70. Fluxo de caixa estratificado para o sistema FV da HEINZ (ano 23° ao 25°).

	Ano 23	Ano 24	Ano 25
ENTRADAS DE CAIXA			
(+) Economia de energia	7.403.941,12	7.642.310,03	7.888.303,25
(+) Financiamento (70%)			
SAÍDAS DE CAIXA			
(-) Implantação do Sistema			
(-) Custos com O&M	1.106.205,84	1.177.113,63	1.252.566,61
(-) Troca dos Inversores			
(-) Juros do Financiamento			
(-) Amortização do Financ.			
FLUXO DE CAIXA	6.297.735,29	6.465.196,40	6.635.736,64

O fluxo de caixa é negativo no ano zero, devido ao investimento para implantação do sistema FV, e nos anos 10 e 20, devido à troca dos inversores, cujo valor futuro está corrigido pela inflação aplicada ao valor presente.

Nos demais anos, o fluxo de caixa é positivo, devido às receitas geradas pela economia obtida mensalmente nas contas de energias. O valor das receitas aumenta a cada ano devido à previsão de reajuste tarifário anual de 4%, compensando a perda de eficiência gradativa dos módulos. Pela visualização do fluxo de caixa na Figura 83 nota-se que as receitas geradas são significativas em comparação aos investimentos necessários, revelando a tendência de viabilidade do projeto.

Na Tabela 71 são apresentados os indicadores de desempenho obtidos para o fluxo de caixa do investimento. Os valores foram calculados conforme definido no tópico 2.5.3.

Tabela 71. Critérios econômicos de decisão.

Método de Análise	Valor Obtido
VPL	R\$ 18.198.608,96
TIRM	11,81%
PAYBACK	10,72

O VPL calculado indica um lucro de R\$ 18.198.608,96 ao final da vida útil do sistema fotovoltaico. A TIRM calculada (11,81%) é maior que TMA do projeto (6,0%), sendo um indicador favorável. O PAYBACK indica que o capital investido é recuperado antes de 11 anos de operação da planta solar. Assim, verificou-se que os indicadores financeiros calculados VPL, TIRM e PAYBACK, são favoráveis a uma decisão de implantação do sistema fotovoltaico proposto.

Em relação ao sistema proposto no primeiro estudo de caso, no qual os indicadores financeiros foram negativos, pode-se concluir que o segundo estudo de caso teve um desempenho econômico superior devido aos seguintes fatores: economia de escala, pois quanto maior o sistema, menores os custos unitários; a grande área disponível para a instalação dos módulos e a grande necessidade energética para a operação da planta industrial, que amplia as receitas devido à economia de energia.

4.2.14 Análise Econômica com as Receitas de Créditos de Carbono (RCE)

Além da economia de energia elétrica fornecida pela concessionária, este trabalho considerou uma segunda fonte de receita a partir da venda de Créditos de Carbono (Reduções Certificadas de Emissões – RCE).

Primeiramente foi necessário definir qual a quantidade de RCE gerada pelo projeto. Para isto, foi seguido o roteiro estabelecido no item 2.6.1.

O sistema fotovoltaico projetado para a Heinz será conectado à rede e, portanto, ao SIN. Desta forma, irá promover a redução de emissões a partir daquelas observadas com o uso da energia hidráulica (especialmente referente aos reservatórios das usinas hidroelétricas) e de combustíveis fósseis (queima em usinas termelétricas).

O projeto aqui avaliado é de pequena escala e a análise das metodologias utilizadas indicou que a mais adequada para as condições do projeto é a AMS-I.D (“Geração de energia renovável conectados à rede”). No que se refere às margens de construção (MC) e margem de operação (MO), os cálculos foram feitos a partir dos dados de 2013, pois o MCTI ainda não havia divulgado os dados de 2014 na data deste levantamento. Na Tabela 72 pode-se ver a MC e MO disponibilizada pelo MCTI (MCTI, 2015).

Tabela 72. Dados da MC e MO do ano de 2013 (MCTI, 2015).

Margem de construção - fator de emissão médio anual (tCO ₂ e/MWh) (MC)											
0,2713											
Margem de operação - Fator de emissão médio mensal (tCO ₂ e/MWh) (MO)											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0,6079	0,5958	0,5896	0,601	0,583	0,608	0,5777	0,5568	0,591	0,5891	0,6082	0,6102
Média anual da margem de operação = 0,593191667 (tCO ₂ e/MWh) (MO)											

A partir da expressão (25) e dos valores de ponderação dos respectivos fatores de emissão da MC ($EF_{grid,MC,2013}$) e da MO ($EF_{grid,MO,2013}$), pode-se obter o fator de emissões do

SIN no ano de 2013. A Tabela 73 sintetiza os parâmetros utilizados e o fator de emissão do SIN encontrado.

Tabela 73. Parâmetros e estimativa do fator de emissão do SIN no Cenário 2013.

Cenário 2013	Fatores	Fonte dos Fatores
Margem de construção (tCO ₂ e/MWh) ($EF_{grid,MC,2013}$)	0,2713	Tabela 72
Ponderação do fator de emissão da margem da construção (w_{MC})	0,25	(UNFCCC, 2013)
Margem de operação (tCO ₂ e/MWh) ($EF_{grid,MO,2013}$)	0,593191667	Tabela 72
Ponderação do fator de emissão da margem da operação (w_{MO})	0,75	(UNFCCC, 2013)
Fator de emissão (tCO ₂ e/MWh)	0,512719	expressão (25)

A Tabela 74 apresenta as emissões de linha de base para o projeto fotovoltaico da HEINZ, calculada com os dados da Tabela 73 e Tabela 56, a partir da expressão (24).

Tabela 74. Resultado das emissões evitadas do projeto – Cenário 2013.

Energia Elétrica MWh/ano (simulada)	Emissões de linha de base (tCO ₂ e/ano)	Potência (MWp)	Emissões de linha de base por MWp (tCO ₂ e/MWp)
7.468,90	3.829,44	4,836	791,74

Vale lembrar que as emissões de linha de base correspondem às emissões evitadas com a energia gerada pelo respectivo projeto (BE_{2013}). Uma vez que não há emissão de projeto e nem emissão fugitiva em sistemas fotovoltaicos, ela é igual à redução das emissões no ano de 2013 (ER_{2013}), de acordo com a expressão (23). Assim, no ano de 2013 o sistema fotovoltaico teria evitado emissão de 3.829,44 tCO₂e, caso já estivesse em operação, o que corresponde as RCE do projeto.

Para a formação do fluxo de caixa do investimento acrescentando as receitas de vendas anuais de RCE, além dos parâmetros e premissas definidos anteriormente no item 4.2.13, deve-se levar em conta pressupostos a seguir, conforme apresentado no item 2.6.3.

O período de obtenção de créditos será de sete anos, com duas renovações, totalizando o período máximo de 21 anos.

Considerando a utilização de uma metodologia já existente, para os custos de transação envolvidos no ciclo de aprovação e registro considerou-se o valor de US\$ 60.000,00, ou seja, R\$ 182.280,00, divididos em R\$ 136.710,00 para a auditoria de implantação, R\$ 30.380 para os ativos de verificação e R\$ 15.190,00 para a auditoria anual de verificação. Para a auditoria de renovação do período de crédito, será considerado o custo de R\$ 45.570,00.

Para as taxas de conversão para Reais será adotado o valor do Euro comercial igual R\$ 3,453, e o valor do Dólar a R\$ 3,038, conforme cotação em 13/05/2015 (VALOR ECONÔMICO, 2015b).

O preço de comercialização das RCE será de € 0,4158, equivalendo a R\$ 1,4357.

Sobre o lucro da venda de RCE será aplicado a alíquota de 9,25%.

Será considerada a incidência da inflação sobre os serviços de auditoria anual de verificação, auditoria de renovação do período de créditos, e sobre as receitas de créditos de carbono. Lembrando que a redução da eficiência dos módulos irá reduzir a energia elétrica fotovoltaica gerada anualmente, causando redução na quantidade de RCE emitida a cada ano, o que será compensado pela aplicação da inflação.

A Tabela 75 apresenta os parâmetros relacionados à receita de RCE que irão impactar na elaboração do fluxo de caixa.

Tabela 75. Dados para elaboração do fluxo de caixa com receitas de RCE.

RCE disponíveis para venda anualmente	3.829,44
Preço de comercialização das RCE	R\$ 1,4357
Impostos sobre RCE	9,25%
Auditoria de implantação	R\$ 136.710,00
Ativos instalados para verificação	R\$ 30.380
Auditoria anual de verificação	R\$ 15.190,00
Auditoria de renovação do período de crédito	R\$ 45.570,00
Período de obtenção de créditos	7 anos com 2 renovações: 21 anos
Cotação do Euro	€ 1,00 = R\$ 3,453
Cotação do Dólar	US\$ 1,00 = R\$ 3,038
Inflação	6,41%

A Figura 84 e a Tabela 76, Tabela 77, Tabela 78, Tabela 79 e Tabela 80 apresentam o fluxo caixa do investimento elaborado com a entrada das receitas e despesas provenientes da comercialização de RCE, a partir dos parâmetros e considerações resumidos na Tabela 75.

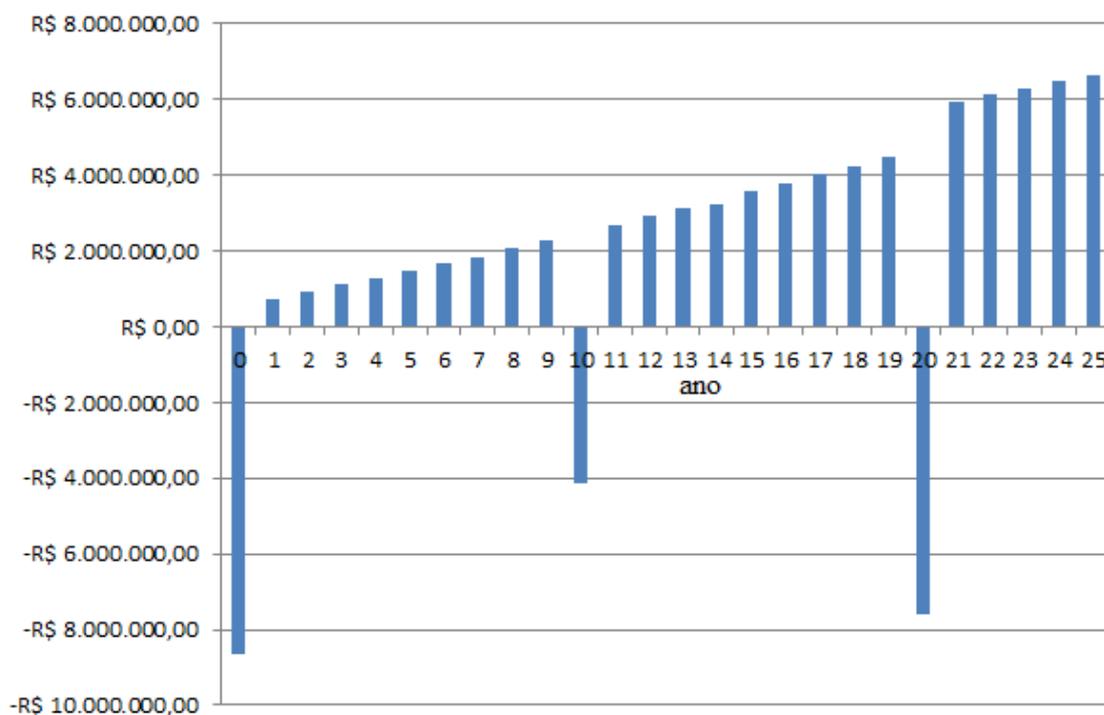


Figura 84. Fluxo de caixa para o sistema FV HEINZ com a venda de RCE

Tabela 76. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 0 ao 5º) – HEINZ.

Ano	0	1	2	3	4	5
ENTRADAS DE CAIXA						
(+) Economia de energia		3.687.950,46	3.806.633,25	3.929.139,60	4.055.619,97	4.186.105,61
Receita de venda das RCE		5.497,93	6.178,67	6.525,41	6.891,61	7.278,36
(+) Financiamento (70%)	19.738.776,75					
SAÍDAS DE CAIXA						
(-) Implantação do Sistema	28.198.252,50					
(-) Implantação (RCE)	136.710,00					
(-) Ativos verificação (RCE)	30.380,00					
(-) Auditoria anual (RCE)		15.190,00	16.163,68	17.199,77	18.302,28	19.475,45
(-) Renovação anos (RCE)						
(-) Impostos RCE (9,25%)		508,56	571,53	603,60	637,47	673,25
(-) Custos com O&M		281.982,53	300.057,60	319.291,30	339.757,87	361.536,35
(-) Troca dos Inversores						
(-) Juros Financiamento		1.677.796,02	1.593.906,22	1.510.016,42	1.426.126,62	1.342.236,82
(-) Amortização Financ.		986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84
FLUXO DE CAIXA	-8.626.565,75	731.032,45	915.174,05	1.101.615,08	1.290.748,50	1.482.523,27

Tabela 77. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 6º ao 11º) – HEINZ.

Ano	6	7	8	9	10	11
ENTRADAS DE CAIXA						
(+) Economia de energia	4.320.838,15	4.459.880,18	4.603.418,91	4.751.616,86	4.904.509,46	5.062.345,62
Receita de venda das RCE	7.686,82	8.118,20	8.573,79	9.054,94	9.563,10	10.099,77
(+) Financiamento (70%)						
SAÍDAS DE CAIXA						
(-) Implantação do Sistema						
(-) Implantação (RCE)						
(-) Ativos verificação (RCE)						
(-) Auditoria anual (RCE)	20.723,83	22.052,23	23.465,77	24.969,93	26.570,50	28.273,67
(-) Renovação anos (RCE)		70.397,32				
(-) Impostos RCE (9,25%)	711,03	750,93	793,08	837,58	884,59	934,23
(-) Custos com O&M	384.710,83	409.370,79	435.611,46	463.534,16	493.246,69	524.863,81
(-) Troca dos Inversores					6.597.538,07	
(-) Juros Financiamento	1.258.347,02	1.174.457,22	1.090.567,42	1.006.677,61	922.787,81	838.898,01
(-) Amortização Financ.	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84
FLUXO DE CAIXA	1.677.093,43	1.804.031,05	2.074.616,13	2.277.713,68	-4.113.893,94	2.692.536,83

Tabela 78. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 12º ao 17º) – HEINZ.

Ano	12	13	14	15	16	17
ENTRADAS DE CAIXA						
(+) Economia de energia	5.225.257,54	5.393.478,08	5.567.058,56	5.746.284,26	5.931.259,78	6.122.187,78
Receita de venda das RCE	10.666,56	11.265,16	11.897,35	12.565,03	13.270,17	14.014,88
(+) Financiamento (70%)						
SAÍDAS DE CAIXA						
(-) Implantação do Sistema						
(-) Implantação (RCE)						
(-) Ativos verificação (RCE)						
(-) Auditoria anual (RCE)	30.086,01	32.014,53	34.066,66	36.250,33	38.573,98	41.046,57
(-) Renovação anos (RCE)			108.750,99			
(-) Impostos RCE (9,25%)	986,66	1.042,03	1.100,51	1.162,26	1.227,49	1.296,38
(-) Custos com O&M	558.507,58	594.307,91	632.403,05	672.940,09	716.075,55	761.975,99
(-) Troca dos Inversores						
(-) Juros Financiamento	755.008,21	671.118,41	587.228,61	503.338,81	419.449,01	335.559,20
(-) Amortização Financ.	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84	986.938,84
FLUXO DE CAIXA	2.904.396,80	3.119.321,52	3.228.467,26	3.558.218,95	3.782.265,08	4.009.385,68

Tabela 79. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 18 ao 21º) – HEINZ.

Ano	18	19	20	21
ENTRADAS DE CAIXA				
(+) Economia de energia	6.319.289,60	6.522.686,46	6.732.610,55	6.949.332,17
Receita de venda das RCE	14.801,38	15.632,02	16.509,28	17.435,77
(+) Financiamento (70%)				
SAÍDAS DE CAIXA				
(-) Implantação do Sistema				
(-) Implantação (RCE)				
(-) Ativos verificação (RCE)				
(-) Auditoria anual (RCE)	43.677,65	46.477,39	49.456,59	52.626,76
(-) Renovação anos (RCE)				
(-) Impostos RCE (9,25%)	1.369,13	1.445,96	1.527,11	1.612,81
(-) Custos com O&M	810.818,65	862.792,13	918.097,10	976.947,12
(-) Troca dos Inversores			12.280.225,35	
(-) Juros Financiamento	251.669,40	167.779,60	83.889,80	
(-) Amortização Financ.	986.938,84	986.938,84	986.938,84	
FLUXO DE CAIXA	4.239.617,31	4.472.884,56	-7.571.014,97	5.935.581,25

Tabela 80. Fluxo de Caixa com venda de RCE (ano 22º ao 25º) – HEINZ.

Ano	22	23	24	25
ENTRADAS DE CAIXA				
(+) Economia de energia	7.173.037,56	7.403.941,12	7.642.310,03	7.888.303,25
Receita de venda das RCE				
(+) Financiamento (70%)				
SAÍDAS DE CAIXA				
(-) Implantação do Sistema				
(-) Implantação (RCE)				
(-) Ativos verificação (RCE)				
(-) Auditoria anual (RCE)				
(-) Renovação anos (RCE)				
(-) Impostos RCE (9,25%)				
(-) Custos com O&M	1.039.569,44	1.106.205,84	1.177.113,63	1.252.566,614
(-) Troca dos Inversores				
(-) Juros Financiamento				
(-) Amortização Financi.				
FLUXO DE CAIXA	6.133.468,13	6.297.735,29	6.465.196,40	6.635.736,64

Não se observa uma alteração significativa do fluxo de caixa sem as receitas de RCE, Figura 83, para o fluxo de caixa após a utilização dos créditos de carbono, Figura 84.

Isso porque as despesas e receitas da venda de RCE são pequenas se comparadas às demais parcelas do fluxo de caixa. Na Tabela 81 são apresentados os indicadores de desempenho obtidos para o fluxo de caixa do investimento considerando as receitas de RCE.

Tabela 81. Critérios econômicos de decisão com venda de RCE, projeto HEINZ.

Método de Análise	Valor Obtido
VPL	R\$ 17.724.853,48
TIRM	11,70%
PAYBACK	10,94

Em comparação com os indicadores calculados para o fluxo de caixa sem os créditos de carbono, apresentado na Tabela 71, verifica-se que após o processo de certificação e venda de RCE os indicadores de viabilidade são afetados negativamente. Pode-se atribuir o impacto negativo das receitas de RCE sobre o fluxo de caixa do projeto aos seguintes fatores: em primeiro lugar aos custos de transação envolvidos na preparação de documentação, processos de auditoria e verificação para a emissão das RCE; em segundo lugar ao baixo preço pelo qual os créditos de carbono têm sido comercializados no mercado internacional.

4.2.15 Análise de Sensibilidade

Foi realizada análise de sensibilidade com o objetivo de avaliar como a variação dos parâmetros que compõem o fluxo de caixa irão afetar os indicadores de desempenho econômico do investimento. A análise inicial foi determinística, considerando que todos os parâmetros definidos inicialmente permanecerão fixos ao longo da vida útil do projeto. No entanto, parâmetros como a taxa de reajuste da energia, o custo inicial de investimento e condições de financiamento, estão sujeitos à variação devido a diversos fatores externos como conjuntura econômica, políticas de incentivo, políticas energéticas, subsídios, política fiscal, etc.

Foram definidos alguns cenários de simulação onde os parâmetros do investimento foram alterados um de cada vez, enquanto os demais eram mantidos constantes, de forma a verificar o comportamento dos indicadores VPL, TIRM e PAYBACK. A utilização de RCE foi considerada apenas no último cenário simulado.

Como na análise determinística os indicadores econômicos foram positivos, deve-se verificar como o investimento será afetado caso haja uma variação desfavorável destes parâmetros.

4.2.15.1 Variação da taxa anual de reajuste da tarifa de energia

Na análise determinística, considerou-se um reajuste anual das tarifas de energia a uma taxa de 4%, em função da política de revisão tarifária definida pela ANEEL, a qual foi apresentada no item 2.3.4. No entanto, fatores como custos operacionais, necessidade de ampliação da infraestrutura e até mesmo variações climáticas podem levar a alterações na política de reajuste tarifária.

No primeiro cenário foi realizada a variação do índice de reajuste anual das tarifas de 0 a 10%, verificando-se o impacto sobre os indicadores de viabilidade econômica.

A Figura 85 mostra o impacto da variação deste parâmetro sobre o VPL. Observa-se que uma taxa de reajuste da tarifa em torno de 0,53% iguala o VPL a zero. Caso o índice de reajuste das tarifas de energia aplicadas pela concessionária durante a vida útil do projeto se mantenha abaixo de 0,53% a cada ano, o projeto deixará de ser economicamente viável pelo critério do Valor Presente Líquido. Caso o índice se mantenha acima de 0,53% as receitas obtidas permitirão cobrir os investimentos realizados e ainda gerar lucros financeiros.

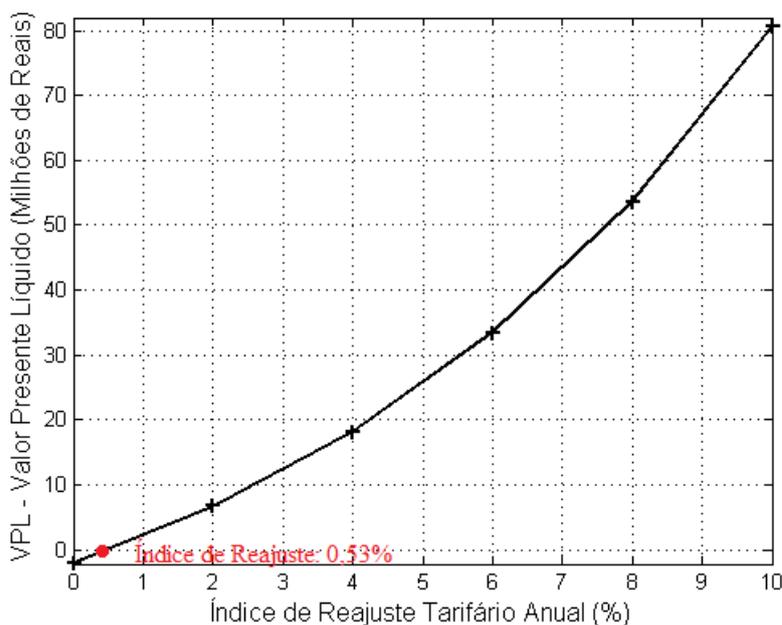


Figura 85. Comportamento do VPL com a variação do índice de reajuste anual da tarifa – HEINZ.

Verifica-se pela Figura 86 que, mesmo que não ocorram reajustes de tarifas durante os anos de operação da planta fotovoltaica, a TIRM será superior à TMA fixada para o projeto (6,0%), mantendo o investimento viável por este critério de análise.

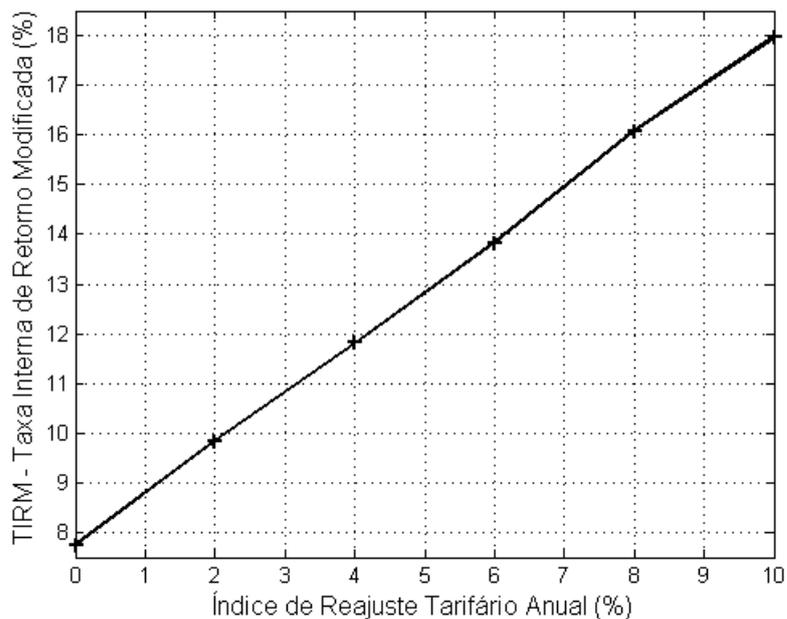


Figura 86. Comportamento da TIRM com a variação do índice de reajuste anual da tarifa – HEINZ.

Quanto ao PAYBACK verifica-se pela Figura 87 o mesmo observado para o VPL, somente para um índice de reajuste abaixo de 0,53% é que deixará de ocorrer a recuperação do capital investido dentro do tempo de vida do projeto. Quanto maior a taxa de reajuste tarifário, menor será o PAYBACK, reduzindo o risco do investimento.



Figura 87. Comportamento do PAYBACK com a variação do índice de reajuste anual da tarifa – HEINZ.

4.2.15.2 Variação do custo global unitário

No item 2.5.1 foi relatado que tem sido observada uma tendência mundial de redução dos custos de fornecimento e instalação de sistemas fotovoltaicos. Verificou-se, porém, que o custo de sistemas FV no Brasil está atrelado a moedas estrangeiras devido à necessidade de importação dos módulos, oscilando em função da cotação do dólar e do euro. Com o objetivo de avaliar o impacto dos custos sobre a viabilidade econômica do projeto, foi simulado um segundo cenário no qual se realizou uma variação do custo global unitário de investimento inicial dos sistemas FV.

A Figura 88 mostra como a variação do custo inicial afetou o critério de análise do VPL. Pode-se observar que o sistema fotovoltaico irá manter a sua viabilidade, pelo critério do VPL, desde que o custo global unitário seja inferior a 8,127 R\$/Wp, o que corresponde ao investimento inicial de R\$ 39.308.773,32. Isso significa que, para o sistema se tornar inviável, seria necessário um aumento de 39,4% em relação ao custo inicial definido para o projeto.

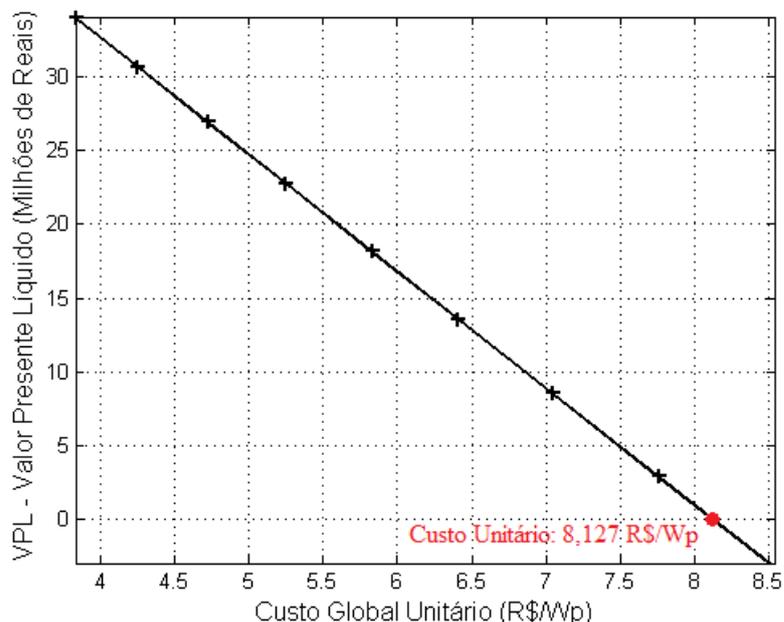


Figura 88. Comportamento do VPL com a variação do custo inicial – HEINZ.

A Figura 89 apresenta que, mesmo que o custo do investimento chegue a 8,54 R\$/Wp, a TIRM (6,71%) se mantém superior à TMA fixada para o projeto (6,0%), garantindo a rentabilidade do investimento.

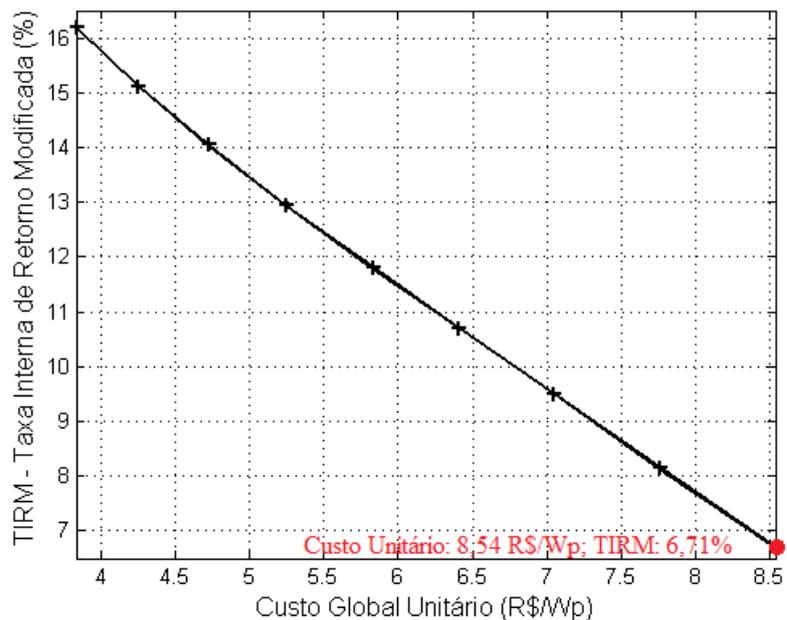


Figura 89. Comportamento da TIRM com a variação do custo inicial - HEINZ.

De acordo com a Figura 90, o PAYBACK do investimento irá ocorrer dentro do tempo de vida do projeto desde que o custo global unitário seja inferior a 8,127 R\$/Wp. Quanto menor o custo inicial do investimento, mais rápida será a recuperação do capital investido.

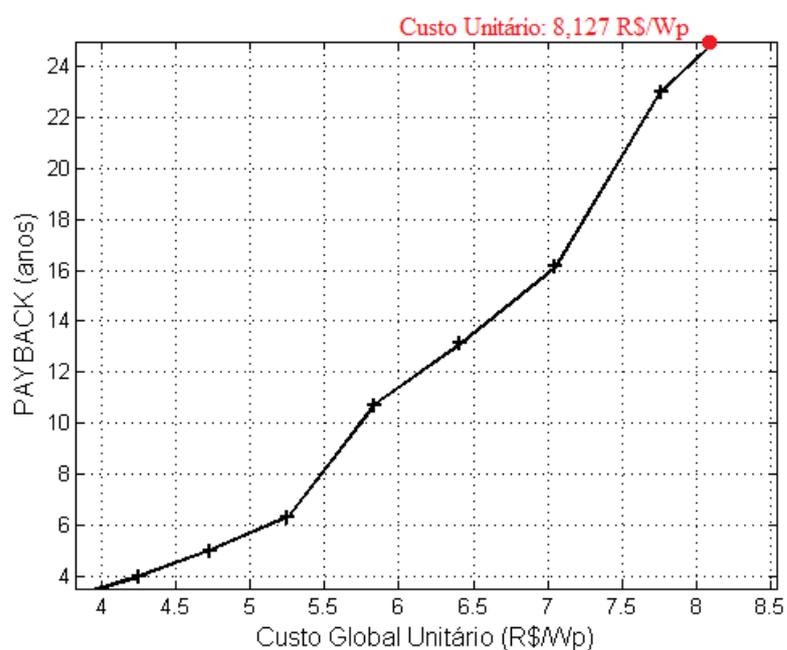


Figura 90. Comportamento do PAYBACK com a variação do custo inicial - HEINZ.

No Brasil, a expectativa geral é de que as instalações de sistemas fotovoltaicos venham a se expandir nos próximos anos. Além disso, espera-se por uma revisão das normas reguladoras da geração distribuída, bem como o estabelecimento de uma política de incentivos para as energias alternativas. São fatores que, caso se realizem, tornarão os custos dos sistemas fotovoltaicos cada vez menores, viabilizando os investimentos no setor.

4.2.15.3 Variação da taxa de juros do financiamento

Para o sistema em estudo foi definido que 70% do investimento inicial será obtido por meio de financiamento junto ao banco BNDES, que é o principal financiador de obras de infraestrutura no Brasil. A redução da taxa de juros de financiamentos por este banco público tem sido utilizada como estratégia pelo governo brasileiro para promover os investimentos em determinados setores da economia. No entanto, em momento de crise econômica o governo tende a elevar a taxa de juros. Diante disso, foi simulado um cenário para avaliar como a variação da taxa de juros irá impactar no investimento do sistema FV da HEINZ.

A Figura 91 apresenta que uma taxa de juros de financiamento acima de 21,47% a.a. tornaria o empreendimento inviável pelo critério do VPL.

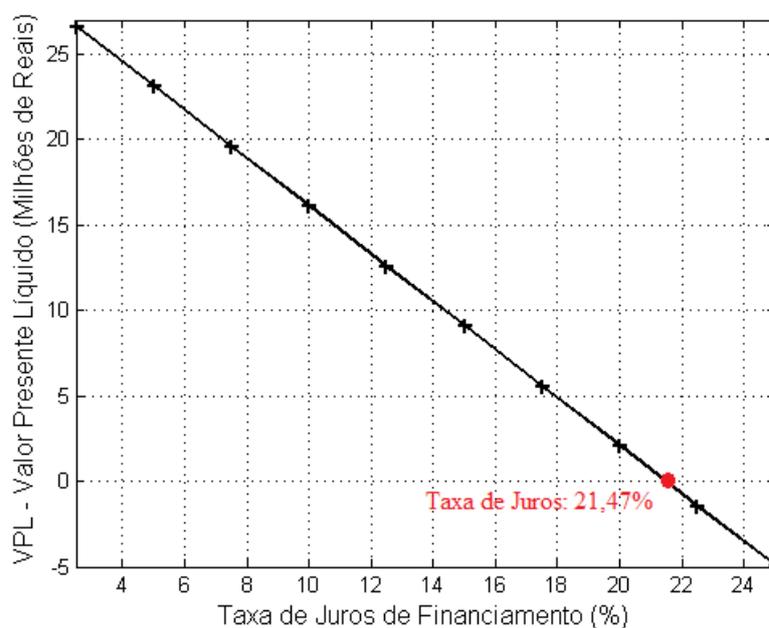


Figura 91. Comportamento do VPL com a variação da taxa de juros de financiamento – HEINZ

A Figura 92 apresenta que a TIRM se manterá acima da TMA do projeto mesmo que a taxa de juros chegue a 25% a.a.

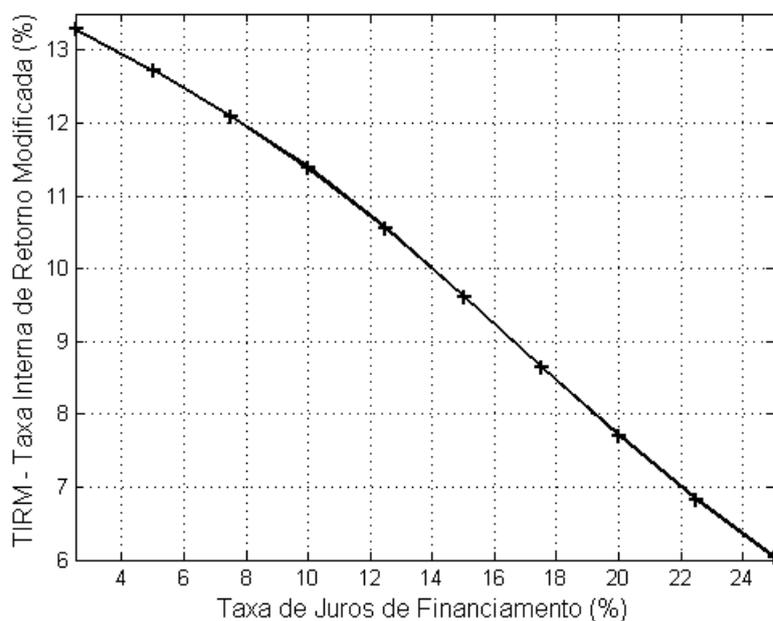


Figura 92. Comportamento da TIRM com a variação da taxa de juros de financiamento – HEINZ

Quanto ao PAYBACK, a Figura 93 mostra que será possível recuperar o capital investido durante a vida útil do sistema FV, desde que a taxa de financiamento seja inferior a 21,47%.

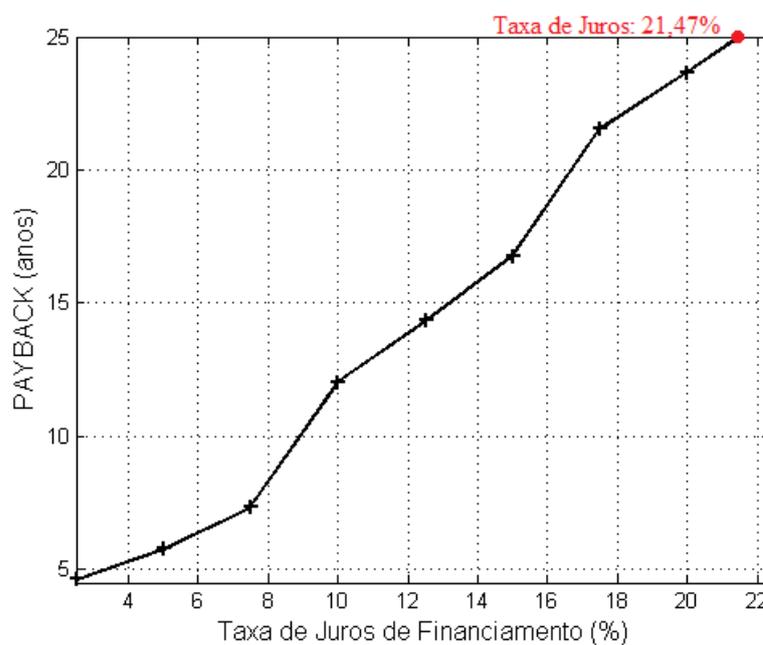


Figura 93. Comportamento do PAYBACK com a variação da taxa de juros de financiamento – HEINZ

É pouco provável que o BNDES fixe uma taxa de juros de 21,47% para financiamentos de empreendimento de geração de energia. No entanto, verifica-se na Figura 91, Figura 92 e Figura 93 que a redução da taxa de juros atual melhora o desempenho dos indicadores VPL, TIRM e PAYBACK, tornando o investimento mais atrativo.

4.2.16 Análise de Sensibilidade sobre o preço de RCE

No item 2.6.2 foi relatado que as RCE chegaram a ser negociadas a € 19,2 no segundo leilão realizado pela prefeitura de São Paulo referente aos créditos de carbono obtidos nos Aterros Sanitários Bandeirantes e São João, o que equivaleria hoje a R\$ 66,29, com Euro a R\$ 3,453.

O Conselho Executivo do MDL e diversos países e instituições têm trabalhado para reativar o mercado de créditos carbono. Diante da possibilidade de que o preço das RCE retorne aos patamares atrativos dos anos anteriores, realizou-se a simulação de um cenário de variação do preço de venda das RCE, de forma a verificar o impacto sobre o fluxo de caixa do projeto fotovoltaico proposto.

A Figura 94 apresenta o comportamento VPL do empreendimento em função da variação do preço de comercialização das RCE.

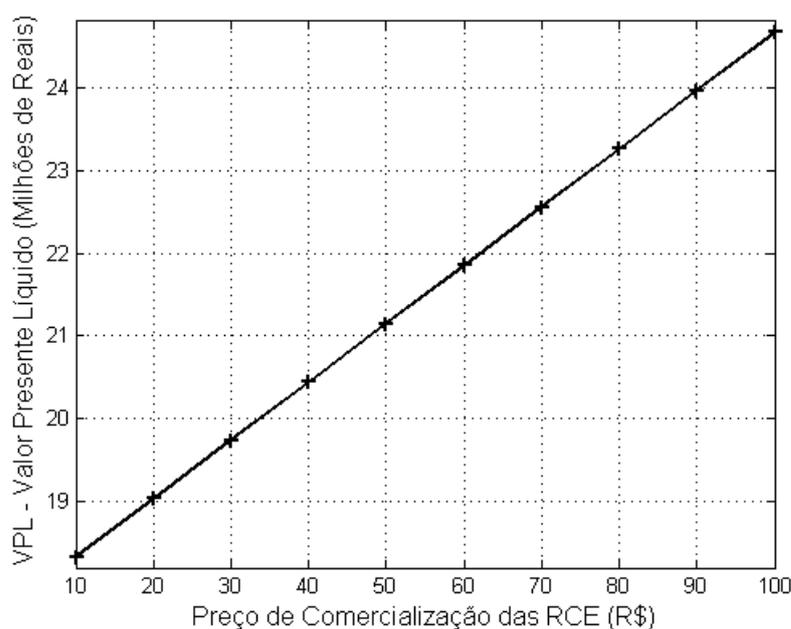


Figura 94. VPL com a variação do preço das RCE no sistema FV da HEINZ.

O VPL é afetado positivamente com a elevação dos preços de comercialização de créditos de carbono. Mas, proporcionalmente, esta variação do VPL não é significativa. A variação do preço da RCE de R\$ 1,4357 para R\$ 100, um aumento de 6.865,24%, leva ao incremento de apenas 39,17% do VPL.

Isto indica que será necessário acontecer uma grande recuperação no mercado de carbono para que seja atrativa a implementação de projetos de MDL em empreendimentos como o sistema de geração fotovoltaica proposto para a HEINZ.

4.2.16.1 Cenário mais provável

Considerando que os parâmetros do investimento nunca variam isoladamente, mas sim de forma conjunta, foram definidos valores prováveis para o custo inicial, a taxa de reajuste tarifário anual e taxa de juros de financiamento, de forma a simular um cenário real que tenha possibilidade de ocorrer nos próximos anos.

Foi definida uma redução de 15% no custo inicial dos sistemas FV, uma taxa de reajuste tarifário de 5% a cada ano e uma taxa de juros de 7,0% a.a. para o financiamento.

A Tabela 82 mostra que neste cenário o sistema fotovoltaico proposto para a fábrica da HEINZ é economicamente viável de acordo com os indicadores de viabilidade econômica VPL, TIRM e PAY-BACK.

Tabela 82. Indicadores econômicos num cenário provável – HEINZ, sem utilização de RCE.

Critérios de Análise Econômica	
VPL	R\$ 33.977.225,11
TIRM	14,80%
PAY-BACK	4,72 anos

Em relação aos indicadores obtidos para as condições atuais, dados na Tabela 71, neste cenário provável o VPL aumentará 86,7% e o PAYBACK irá reduzir de 10,72 para 4,72 anos, isto é 55,97%. A TIRM também terá melhora no desempenho, indo de 11,81% para 14,8%, um acréscimo de 25,31%.

Considerando a implantação das atividades de MDL, com venda de RCE, foi simulado o mesmo cenário de variação dos parâmetros, acrescentando que o preço de RCE voltará a ser negociado a € 19,2, ou R\$ 66,29.

A Tabela 83 indica que neste provável cenário a utilização dos créditos de carbono se tornará uma opção atrativa, pois os critérios de viabilidade econômica apresentam melhora no desempenho em relação à simulação do investimento sem a venda de RCE, apresentado na Tabela 82. O VPL terá o incremento de 12,04%, e o PAYBACK irá reduzir 9,3% e a TIRM terá um acréscimo de 3,7%.

Tabela 83. Indicadores econômicos num cenário provável, com utilização de RCE.

Critérios de Análise Econômica	
VPL	R\$ 38.071.207,89
TIRM	15,35%
PAY-BACK	4,28 anos

5 CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir dos resultados obtidos nos estudos de viabilidade técnica e econômica para a instalação de sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica sobre os telhados do edifício sede do governo do Estado de Goiás (Centro Administrativo), em Goiânia-GO, e da fábrica da HEINZ, em Nerópolis-GO, faz-se as considerações a seguir.

Nos dois estudos de caso foram levantados dados importantes, como características dos locais de instalação, dados de irradiação solar, potencial de geração fotovoltaica, consumo de energia elétrica e curva de demanda. Foram levantados dados gerais como custos unitários de fornecimento e instalação de sistemas fotovoltaicos e dados técnicos de componentes.

Verificou-se a utilidade de ferramentas computacionais para geração de dados como a modelagem tridimensional de edificações e estudo de sombreamento, com o software *SKETCHUP*, e os dados de irradiação solar, por meio do *RADIASOL 2*.

A revisão bibliográfica permitiu aprofundar o tema, fornecendo uma sólida base teórica para o desenvolvimento dos estudos realizados.

Os sistemas fotovoltaicos projetados para o Centro Administrativo e para a HEINZ se mostraram viáveis do ponto de vista técnico. O primeiro sistema FV alcançou a potência de 87,5 kWp, sendo classificado como microgeração distribuída e enquadrado no sistema de compensação da Resolução 482/2012 da ANEEL. O segundo sistema FV apresentou capacidade de 4.836,75 kWp, sendo enquadrado como empreendimento de geração, o qual poderá operar como um autoprodutor de energia, consumindo toda a energia gerada.

Foi realizada uma análise de demanda com o levantamento da curva de carga e a verificação do perfil de consumo em ambos os casos. Foi aplicada a curva horária de irradiação para traçar a curva diária de geração de cada sistema fotovoltaico, a qual foi comparada com as curvas de demanda. Verificou-se que no Centro Administrativo não ocorria reversão de potência para a rede, não sendo possível o registro de excedentes de geração no medidor de energia e não permitindo a recontração da demanda. O sistema fotovoltaico da HEINZ causará um impacto significativo sobre a curva de demanda da fábrica, mas sem permitir a recontração da demanda devido à operação 24 horas por dia da planta industrial.

Foi realizado um estudo detalhado das tarifas aplicadas pela CELG sobre as parcelas do consumo de energia verificado mensalmente em cada unidade consumidora, considerando a aplicação de impostos e o regime de bandeiras tarifárias. Com a projeção da operação das plantas fotovoltaicas verificou-se que a redução anual do valor a ser pago pela energia elétrica será de 3,41% no Centro Administrativo e 20,19% na Heinz.

A análise de viabilidade econômica procurou levantar os parâmetros que afetam o fluxo de caixa de cada investimento, de forma a produzir indicadores econômicos confiáveis e trazer maior credibilidade para a tomada de decisão baseada neste estudo.

A análise determinística do sistema FV proposto para o Centro Administrativo apresentou indicadores econômicos negativos para as condições atuais (VPL = -R\$ 34.597,45), o que foi atribuído ao pequeno porte da planta solar projetada.

A análise determinística do sistema FV projetado para a fábrica da HEINZ apresentou indicadores econômicos positivos para as condições atuais (VPL = +R\$ 18.198.608,96), o que foi atribuído ao grande porte da planta instalada sobre uma extensa área de telhados.

Tanto no Centro Administrativo como para a HEINZ, verificou-se que a utilização de créditos de carbono devido à redução de emissões de GEE dos sistemas fotovoltaicos afetam negativamente os indicadores de viabilidade econômica. Tal fato foi atribuído ao baixo preço atual de comercialização de RCE e aos custos de transação dos projetos de MDL.

A análise de sensibilidade do sistema proposto para o Centro Administrativo mostrou que uma pequena variação nos custos de investimentos, índice de reajuste tarifário anual e na TMA do projeto tornarão o sistema viável pelos critérios de VPL, TIRM e PAYBACK. Na simulação de um cenário provável de ocorrer nos próximos anos, em os parâmetros foram fixados favoravelmente, verificou-se que o investimento será viável, mas não deverá utilizar os créditos de carbono.

Através da análise de sensibilidade do sistema proposto para a HEINZ verificou-se a variação dos custos de investimentos, do índice de reajuste tarifário anual e da taxa de juros de financiamento, permitindo avaliar o ponto em que estes parâmetros inviabilizam o investimento. Na simulação do cenário provável, em os parâmetros foram fixados favoravelmente, verificou-se que o investimento será viável, sendo que a utilização dos créditos de carbono apresenta melhores resultados do que a não utilização.

Foi apresentada uma metodologia de análise que poderá ser utilizada como ferramenta de tomada de decisão para outros consumidores comerciais ou industriais, conforme as características de suas instalações.

A instalação de energia solar em prédios públicos pode ser uma iniciativa interessante para promover a tecnologia, considerando que o governo possui recursos para investir em obras de custos elevados e que tais empreendimentos estão de acordo com as diretrizes nacionais para o desenvolvimento sustentável.

Em indústrias, o investimento em geração fotovoltaica mostrou ser uma alternativa viável que proporciona lucros efetivos, além de solucionar parte do problema da alta demanda energética. Grande parte das fábricas possuem galpões com ampla área de telhados, que poderiam ser utilizados para a instalação de painéis solares.

Quanto mais plantas solares forem instaladas no Brasil, seja de porte residencial, comercial, industrial ou de usinas solares, maior será a economia de escala, estimulando a cadeia produtiva e de serviços, reduzindo os custos e consolidando o mercado fotovoltaico no país.

Pode-se concluir que os sistemas fotovoltaicos caminham para um amplo crescimento no Brasil. No entanto, em se tratando da inserção dos sistemas fotovoltaicos na matriz energética nacional, a experiência dos países desenvolvidos mostra que o incentivo governamental é essencial para a sua concretização.

Diante do aumento dos custos técnicos, econômicos e ambientais das fontes tradicionais de energia elétrica e um cenário de incertezas e insegurança energética cada vez maior num futuro próximo, é fundamental que o poder público brasileiro se encarregue de promover as fontes alternativas de energia.

5.1 PUBLICAÇÕES OBTIDAS

Em decorrência da realização deste trabalho, foram submetidos e aceitos dois artigos para apresentação em congressos internacionais, sendo um na forma de pôster, na *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'15)*, com publicação no periódico *Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ)*; e outro na forma oral, na *15th International Conference on Environmental and Electrical Engineering (IEEE*

EEEIC 2015), com publicação na base de dados do IEEE, entre outros. Seguem abaixo as referências dos trabalhos completos:

- RODRIGUES, J. M. et al. A Technical and Economical Study of a Photovoltaic System Installed on the Rooftop of a Public Building. In: International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2015, La Coruña. Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ-13), 2015, v. 3, n. 332.
- RODRIGUES, J. M. et al. A Photovoltaic System Installed on the Rooftop of a Industry: a Technical and Economical Study. In: International Conference on Environmental and Electrical Engineering, 2015, Rome.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

De forma a dar seguimento às pesquisas realizadas neste trabalho, ampliando e aprofundando o tema, sugere-se a realização dos seguintes trabalhos:

- a) Elaboração de projetos executivos, execução dos sistemas fotovoltaicos propostos, monitoramento da produção de energia fotovoltaica e comparação com os dados de desempenho técnico e econômico obtidos de forma teórica neste trabalho;
- b) Estudar as diversas possibilidades de arranjos comerciais para a inserção da geração distribuída FV no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro;
- c) Análise da planta fotovoltaica da HEINZ como Produtor Independente de Energia, com projeto da subestação de conexão à rede, e comercialização da energia por meio de leilões no mercado Regulado ou no Ambiente de Comercialização Livre;
- d) Utilização de métodos de análise de risco e análise de incerteza para avaliação da viabilidade econômica dos sistemas propostos;
- e) Realizar estudo de instalação de micro ou minigerador fotovoltaico em unidade consumidora em que ocorra reversão de potência para a rede e geração de créditos, de forma a analisar todas as possibilidades do sistema de compensação da Resolução 482/2012;

- f) Análise do impacto da instalação de geradores fotovoltaicos na rede de energia da concessionária;
- g) Para a fábrica da HEINZ, propor sistema híbrido com utilização do biogás para compor juntamente com a energia fotovoltaica uma planta de energias renováveis;
- h) Para o Centro Administrativo, propor estudo de eficiência energética para reduzir o consumo do prédio, juntamente com a geração fotovoltaica;
- i) Estudo para definição do valor de tarifa prêmio como sugestão para aplicação em políticas públicas de incentivo aos sistemas fotovoltaicos.

Referências

ABNT, ABNT NBR. 5410: 2004-Instalações elétricas de baixa tensão. 2004.

ALTOUNIAN, C. S. **Obras públicas: licitação, contratação, fiscalização e utilização**. 3. ed. Belo Horizonte: Fórum, 2012. 415 p.

ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008.

_____. Conheça as Tarifas da Classe de Consumo Residencial de uma Concessionária. In: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Base de dados Aneel**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm>. Acesso em: 08 de maio de 2015.

_____. Leilão de energia de reserva: Leilão nº 08/2014. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014a.

_____. Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. Resolução Normativa nº 367/2009 de 02 de Junho de 2009. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009.

_____. Novos empreendimentos (implantações e ampliações) decorrentes de leilões de geração (2005 a 2014). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Resultado_Leiloes_2005a2012_10jan13.xlsx. Acesso em: 17 de maio de 2015.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012a.

_____. Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010.

_____. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012b.

_____. Resolução Normativa nº 481, de 17 de abril de 2012. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012c.

_____. Resolução Normativa nº 626, de 30 de setembro de 2014. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014b.

ARAÚJO, P. S. **Viabilidade econômica da utilização do bagaço da cana-de-açúcar para obter créditos de carbono**: um estudo de caso. 2011. 67 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Departamento de Economia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011.

BLANK, L.; TARQUIN, A. **Engenharia econômica**. 6. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 2008, 756 p.

BM&FBOVESPA. BM&FBOVESPA anuncia resultado do leilão de créditos de carbono realizado nesta terça-feira, 12/06. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/noticias/2012/BMFBOVESPA-anuncia-resultado-do-leilao-de-creditos-de-carbono-2012-06-12.aspx?tipoNoticia=1&idioma=pt-br>. Acesso em: 12 de maio de 2015.

BNDES. Energia - Geração de vapor e energia renovável. Banco Nacional do Desenvolvimento. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_geracao_vapor_renovavel.html. Acesso em: 21 de maio de 2015.

BNDES. Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP. Banco Nacional do Desenvolvimento. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html. Acesso em: 21 de maio de 2015.

BRASIL. Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993. Brasília, 1993.

_____. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Brasília, 1996.

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Brasília, 2004.

BRASILIT. **Telhas TopSteel**: catálogo. São Paulo, 2013.

BRUNDTLAND, Gro Harlem. **Report of the World Commission on environment and development: "our common future."**. United Nations, 1987.

BSW-Solar. **Photovoltaik-Preismonitor Deutschland**. Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft, 2013.

CANADIAN SOLAR. CS6--250|255|260P. PV Module Product Datasheet I V4.13C5_EN: 2014.

CARVALHO, K. J. S. **Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos e Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos**. 2012. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

CCEE. Comercialização. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao. Acesso em: 21 de maio de 2015.

CELG. NTC-71 - Requisitos para conexão de microgeradores e minigeradores ao sistema de distribuição da CELG D. Goiânia: CELG D, 2014.

CELG. Boletim de Tarifa Convencional nº 01/2015. Goiânia: CELG D, 2015.

CGEE. Manual de Capacitação: mudança climática e projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo. Ed. rev. e atual. Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2010.

CHENCO, E. C. **Fundamentos em finanças**. 1. ed. Ebook: IESDE BRASIL, 2008, 352 p.

COLLE, Sérgio; PEREIRA, E. B. Atlas de irradiação solar do Brasil. Brasília, LABSOLAR/INMET, UFSC, 1998.

COSTA, Márcio José Apolinário. **A minigeração fotovoltaica em edifícios escolares** - Um caso de estudo. 2013. 155 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energias) - Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, Vila Real, 2013.

CPFL. Bandeiras Tarifárias. CPFL Energia. Disponível em <http://www.cpfl.com.br/atendimento-a-consumidores/bandeira-tarifaria/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 21 de maio de 2015.

ELEKTRO. Norma ND.65 - Conexão de geradores em paralelo com o sistema de distribuição de média tensão Elektro. Campinas: Elektro Eletricidade e Serviços S/A, 2012.

ENERGY TEAM. Sistemas de montagem: catálogo. Lauro de Freitas, 2015.

EPE. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira: nota técnica EPE. Rio de Janeiro: Empresa Brasileira de Pesquisa Energética, 2012.

FILHO, R. D. **Estudo sobre o mercado de energia elétrica focando a geração distribuída**. Agência de Cooperação Técnica Alemã – GIZ, Programa Energia Brasileiro-Alemão, 2011.

FILHO, A. C. S. S. **Taxa interna de retorno modificada**: proposta de implementação automatizada para cálculo em projetos não-periódicos, não necessariamente convencionais. 2008. 163 f. Dissertação (Mestrado Profissionalizante em Administração) – Faculdade de Economia e Finanças IBMEC, Rio de Janeiro, 2008.

FREIRE, R. N. **Análise de viabilidade de projectos de minigeração fotovoltaica**. 2011. 76 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.

FREITAS, C. L. **Estudo do fomento às energias renováveis no Amazonas via mercado voluntário de carbono**. 2012. 194 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2012.

FRONDIZI, I. M. R. L. **O mecanismo de desenvolvimento limpo**: guia de orientação - 2009. Rio de Janeiro: Imperial Novo Milênio Gráfica e Editora LTDA, 2009.

GAZOLI, J. R. **Microinversor monofásico para sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2011. 236 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

GEDRA, R. L. **Análise de viabilidade financeira para obtenção de créditos de carbono em projetos de eficiência energética**. 2009. 114 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

GREENPRO, Altener Programa Comunitário. **Energia Fotovoltaica**: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. Portugal: Comissão Europeia, 2004.

IBGE. Índices de Preços ao Consumidor - IPCA e INPC. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/ipca-inpc_201504_1.shtm. Acesso em: 9 de maio de 2015.

IPCA. Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Portal Brasileiro de Dados Abertos. Disponível em: <http://dados.gov.br/dataset/indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo-ipca>. Acesso em: 11 de junho de 2015.

KOSSOY, A. et al. State and Trends of Carbon Pricing. Wasington DC: World Bank, 2014.

KRENZINGER, Arno; BUGS, R. C. Software para sintetizar dados de radiação solar. In: **IV Conferencia Latinoamericana de Energía Solar (IV ISES CLA) y XVII Simpósio Peruano de Energia Solar (XVII - SPES)**. 2010.

LABSOL-UFRGS. Laboratório de energia solar - LABSOL. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/#radiasol>. Acesso em: 10 de janeiro de 2015

LANDIS+GYR. E750: catálogo. São Paulo, 2015.

LINDEMEYER, R. M. **Análise da viabilidade econômico-financeira do uso do biogás como fonte de energia elétrica**. 2008. 105 f. Trabalho de Conclusão de Estágio (requisito par-

cial para obtenção de grau de Bacharel em Administração) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

LOPES, D. G. **Análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**: estudo de caso dos projetos da chamada estratégica nº 13 da ANEEL. 2013. 216 f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

MAEHLUM, M. A. The real lifespan of solar panels. Energy Informative: the homeowner's guide to solar panels. Disponível em: <http://energyinformative.org/lifespan-solar-panels/>. Acesso em: 07 de maio de 2015.

MARINOSKI, D. L.; SALAMONI, I. T.; RÜTHER, Ricardo. Pré-dimensionamento de sistema solar fotovoltaico: estudo de caso do edifício sede do CREA-SC. In: **Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável; X Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído**. São Paulo, Brasil. 2004.

MASTERVOLT. Lifespan of Solar inverters. MASTERVOLT. Disponível em: <http://www.mastervolt.com/news/lifespan-of-solar-inverters/>. Acesso em: 12 de maio de 2015.

MCTI. Documento de Concepção de Projeto: Usina Solar de Sete Lagoas. 2012. Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/344113/Geracao_de_eletricidade_a_partir_de_fontes_renovaveis_conectada_a_rede_eletrica_Usina_Solar_de_Sete_Lagoas.html. Acesso em: 21 de maio de 2015.

MCTI. Arquivos do Fatores de Emissão. Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/354444.html#ancora>. Acesso em: 13 de maio de 2015.

MELO, E. G. **Geração solar fotovoltaica**: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações. 2012. 130 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

MELO, F. D. **Estudo de um sistema fotovoltaico integrado à construção e ligado à rede elétrica em uma edificação comercial**. 2010. 105 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

MIAN, H. M. **Análise regulatória da participação da energia solar fotovoltaica e estudo do melhor mecanismo de suporte para inseri-la na matriz elétrica brasileira**. 2015. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2015.

MIRANDA, R. F. **Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro**. 2013. 309 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

MPOG. Instrução Normativa nº 1 de 19 de janeiro de 2010. Brasília: Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, 2010.

PAMPLONA, E. O.; MONTEVECHI, J. A. Engenharia Econômica II. 2005. Disponível em <http://www.iepg.unifei.edu.br/edson/download.htm#EE>. Acesso em: 12 janeiro de de 2015.

PAMPLONA, E. O.; MONTEVECHI, J. A. Engenharia Econômica I. 2006. Disponível em <http://www.iepg.unifei.edu.br/edson/download.htm#EE>. Acesso em: 12 janeiro de de 2015.

PELÁGIO, P. R. F. S. Estudo de viabilidade técnico-econômica para implantação de sistema de painéis fotovoltaicos no Câmpus Goiânia do IFG. 2014. 123 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Goiânia 2014.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2006.

PERLOTTI, E. et al. Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira: Estudo do grupo setorial de sistemas fotovoltaicos da ABINEE. 2012.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

QUANDL. ICE CER Emissions Futures (CER). Disponível em: <https://www.quandl.com/collections/futures/ice-cer-emissions-futures>. Acesso em: 09 de junho de 2015.

QUERO. Quem somos. QUERO. Disponível em: <http://www.quero.com.br/quemsomos.htm>. Acesso em: 15 de janeiro de 2015.

RODRIGUES, A. F. **Análise da viabilidade de alternativas de suprimento descentralizado de energia elétrica a comunidades rurais de baixa renda com base em seu perfil de demanda**. 2006. 156 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

ROQUE, Thiago Teixeira. Thiago Teixeira Roque: depoimento [mai. 2015]. Entrevistador: J. M. Rodrigues. São Paulo: Banco Sumitomo Mitsui Brasileiro S/A. Entrevista via email.

RUTHER, R. et al. Programa de telhados solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica pública no Brasil. **XII ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO**, v. 12, Fortaleza, 2008.

SALAMONI, I. T. **Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte**. 2004. 155 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SILVA, F. G. R. **Análise e levantamento da composição tarifária brasileira**. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Programa Solar PV, 2013.

SOUZA, R. P. Aquecimento global e créditos de carbono: aspectos jurídicos e técnicos. São Paulo: Quartier Latin, 2007.

SPADUTO, R. R. et al. Projeto de um sistema fotovoltaico de 2,16 kWp conectado à rede elétrica. **XI CEEL - ISSN 2178-8308**. Uberlândia: 2013.

SUBIDA, Antônio. Manual de energia Solar Fotovoltaica. ADIV - Associação para o Desenvolvimento e Investigação de Viseu. Disponível em: http://www.ebah.com.br/content/A_BAAAEiccAE/energia-solar-fotovoltaica?part=3. Acesso em: 24 de março de 2015.

THEICE. CER Futures. THEICE - Intercontinental Exchange. Disponível em: www.theice.com/products/814666/CER-Futures. Acesso em: 11 de abril de 2015

TIBA, Chigueru. **Atlas solarimétrico do Brasil**: banco de dados terrestres. Recife: Universitária da UFPE, 2000.

TORRES, O. F. **Fundamentos da engenharia econômica e da análise econômica de projetos**. São Paulo: Thomsom Learning, 2006

TORRES, R. C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. 2012. 164 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

UNFCCC, U. N. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. 2013. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools>. Acesso em: 11 de maio de 2015.

VALOR ECONÔMICO. Indicadores de Mercado. Disponível em <http://www.valor.com.br/valor-data/indices-financeiros/indicadores-de-mercado#evolucao-das-aplicacoes-financeiras>. Acesso em: 08 de maio de 2015. 2105a.

VALOR ECONÔMICO. Moedas. Disponível em: <http://www.valor.com.br/valor-data/moedas>. Acesso em: 13 de maio de 2015. 2015b.

VANNI, S. R. **Estudo de viabilidade econômica de fontes alternativas de energia de uma comunidade típica da região nordeste do Brasil**. 2008. 164 f. Dissertação (Mestrado em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear – Reatores) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2008.

VIEIRA JR, J. C. M.. Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. **Revista Eletrônica de Energia**, v. 1, n. 1, p. 3-14, 2011.

VILLALVA, M. A.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Editora Érica. 2012.

VOLTIMUM. Solução Schneider Electric em energia solar fotovoltaica para qualquer tipo de instalação. Disponível em: <http://www.voltimum.com.br/>. Acesso em: 04.11.2013.

YINGLI. YGE 72 Cell NH series: product datasheet, 2014.