



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

André Mendes Martins

REDUÇÃO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE DEMANDA DE POTÊNCIA ATIVA E DA ORIENTAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:

Estudo de caso no IFG Campus Goiânia.

Goiânia, 2019.

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

André Mendes Martins

**REDUÇÃO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA OTIMIZAÇÃO
DA CONTRATAÇÃO DE DEMANDA DE POTÊNCIA ATIVA E DA ORIENTAÇÃO
DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:**

Estudo de caso no IFG Campus Goiânia.

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. José Luis Domingos

Coorientador: Prof. Dr. Raphael de Aquino Gomes

Goiânia, 2019.

M3668r Martins, André Mendes.

Redução da fatura de energia elétrica através da otimização da contratação de demanda de potência ativa e da orientação de módulos fotovoltaicos: estudo de caso no IFG campus Goiânia / André Mendes Martins. – Goiânia: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia, 2019.
190 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. José Luis Domingos.

Coorientador: Prof. Dr. Raphael de Aquino Gomes.

Dissertação (Mestrado) – Mestrado em Tecnologia de Processos Sustentáveis, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Goiânia.

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Energia solar. 3. Energia elétrica. I. Domingos, José Luis (orientador). II. Gomes, Raphael de Aquino (coorientador). III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Goiânia. IV. Título.

CDD 621.47

Ficha catalográfica elaborada pela Bibliotecária Karol Almeida da Silva Abreu CRB1/ 2.740
Biblioteca Professor Jorge Félix de Souza,
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia.

**TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO
NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG**

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Tese | <input type="checkbox"/> Artigo Científico |
| <input checked="" type="checkbox"/> Dissertação | <input type="checkbox"/> Capítulo de Livro |
| <input type="checkbox"/> Monografia - Especialização | <input type="checkbox"/> Livro |
| <input type="checkbox"/> TCC - Graduação | <input type="checkbox"/> Trabalho Apresentado em Evento |
| <input type="checkbox"/> Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do(a) Autor(a): **ANDRÉ MENDES MARTINS**

Matrícula: **20162011140033**

Título do Trabalho: **REDUÇÃO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE DEMANDA DE POTÊNCIA ATIVA E DA ORIENTAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: Estudo de Caso no IFG Campus Goiânia**

Restrições de Acesso ao Documento

Documento confidencial: Não Sim, justifique: _____

Informe a data que poderá ser disponibilizado no ReDi/IFG: 01 / 07 / 2019

O documento está sujeito a registro de patente? Sim Não

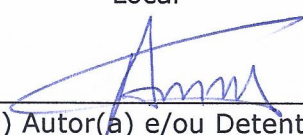
O documento pode vir a ser publicado como livro? Sim Não

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Goiânia, 07 / 06 / 2019
Local Data


Assinatura do(a) Autor(a) e/ou Detentor dos Direitos Autorais



INSTITUTO FEDERAL
Goiás
Câmpus Goiânia

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

André Mendes Martins

**“REDUÇÃO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA
OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE DEMANDA DE POTÊNCIA
ATIVA E DA ORIENTAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:**

Estudo de Caso no IFG Campus Goiânia”

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(a). Dr(a). JOSÉ LUIS DOMINGOS (presidente e orientador – PPGTPS IFG)

Assinatura _____

Prof(a). Dr(a). RAPHAEL DE AQUINO GOMES (coorientador – PPGTPS IFG)

Assinatura _____

Prof(a). Dr(a). FERNANDO NUNES BELCHIOR (avaliador externo – UFG)

Assinatura _____

Prof(a). Dr(a). CARLOS AUGUSTO GUIMARÃES MEDEIROS (avaliador externo – PUC GOIÁS)

Assinatura _____

Prof(a). Dr(a). WESLEY PACHECO CALIXTO (avaliador – PPGTPS IFG)

Assinatura _____

Aprovado em: 02/05/2019

Dedico este trabalho a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para sua realização.

AGRADECIMENTOS

À minha namorada e praticamente esposa Rafaella Cecílio Gomes, pelo apoio incondicional e por ajudar a superar as dificuldades enfrentadas durante essa etapa de nossas vidas.

Aos meus familiares e amigos que conseguiram entender as ausências e as abdições necessárias para que esse trabalho pudesse ser realizado. Em especial, às minhas avós materna e paterna, Luzia Mendes e Raquel Martins, pelo cuidado, carinho e atenção providos a mim.

Ao professor e amigo Carlos A. G. Medeiros pela prestimosidade e as valorosas contribuições concedidas, não somente a este trabalho, mas desde a graduação, quando foi meu orientador de trabalho de conclusão de curso e nos diversos artigos nos quais já trabalhamos juntos.

Ao meu orientador José Luis Domingos e ao coorientador Raphael de Aquino Gomes pela oportunidade e orientações despendidas.

Ao professor e amigo Márcio R. Reis e ao professor Wesley C. Pacheco por suas devidas contribuições a este trabalho.

Aos professores e funcionários do programa de Mestrado Profissional Strictu Senso em Tecnologia de Processos Sustentáveis do Instituto Federal de Goiás do Campus Goiânia.

Aos colegas de turma pela convivência dentro e fora da sala de aula e pelas profundas e duras discussões políticas.

Aos Koxinhas, Luiz Guilherme G. B. Ferreira, Marcus Vinícius M. P. da Costa, Eduardo C. Soares e Wellington de S. Borges pelas conversas fiadas, intrigas causadas, cervejas compartilhadas e a amizade desenvolvida.

Ao meu sócio Gustavo F. Gonçalves e aos nossos colaboradores, em especial à Karoline Machado e ao Guilherme Sores, que mantiveram a empresa funcionando nas minhas ausências.

Seria mais fácil fazer como todo mundo faz. O caminho mais curto, produto que rende mais. [...] Mas nós vibramos em outra frequência, sabemos que não é bem assim. Se fosse fácil achar o caminho das pedras, tantas pedras no caminho, não seria ruim.

(Humberto Gessinger)

Título: Redução da fatura de energia elétrica através da otimização da contratação de demanda de potência ativa e da orientação de módulos fotovoltaicos: Estudo de caso no IFG Campus Goiânia.

Autor: André Mendes Martins

Orientador: Dr. José Luis Domingos

Coorientador: Dr. Raphael de Aquino Gomes

RESUMO

A energia elétrica é um insumo cada vez mais caro, principalmente no Brasil, que possui uma das tarifas mais caras do mundo. Com isso, muitos consumidores têm aderido à geração própria, por meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), como forma de reduzir parte destes custos. Os SFCR, além de diminuir o consumo de energia elétrica advindo da concessionária, são capazes de diminuir, também, a demanda de potência ativa solicitada pela unidade consumidora (que é uma das componentes faturáveis e seu montante deve ser previamente definido no contrato de fornecimento de energia elétrica), principalmente, se a curva de geração coincidir com a de carga. Ou seja, os módulos fotovoltaicos podem ser orientados para reduzir a demanda faturável, e conseqüentemente, o montante a ser contratado, mas sem prejudicar a produção de energia fotovoltaica ao longo do ano, reduzindo assim a fatura de energia elétrica. Neste contexto, este trabalho tem por objetivo realizar estudo para reduzir os custos com a fatura de energia elétrica de consumidores enquadrados no Grupo A de tarifação, após a instalação de SFCR, através da otimização da contratação de demanda de potência ativa e da orientação dos módulos fotovoltaicos. O estudo é realizado de forma quantitativa por meio de estudo de caso no Instituto Federal de Goiás - Campus Goiânia, levando em consideração os efeitos da estrutura tarifária brasileira, as condições climáticas locais e o perfil da curva de carga da unidade consumidora. Os resultados mostram que é possível reduzir os custos com energia elétrica em mais de 12%, apenas alterando-se a orientação dos módulos fotovoltaicos e revisando-se o contrato de fornecimento de energia elétrica. Conclui-se que para se obter maior benefício econômico da instalação de um SFCR é preciso levar em consideração todos os parâmetros que influem na geração de energia elétrica fotovoltaica ao longo do ano, como o as condições climáticas locais, o perfil da curva de carga do consumidor e a estrutura tarifária ao qual a unidade consumidora está enquadrada.

PALAVRAS-CHAVE: SFCR, OTIMIZAÇÃO, ÂNGULO DE INCLINAÇÃO, ÂNGULO AZIMUTAL, CONTRATAÇÃO DE DEMANDA.

Title: Reduction of the electricity bill by optimizing the contracting of active power demand and the orientation of photovoltaic panels: Case study at IFG Campus Goiânia.

Author: André Mendes Martins

Adviser: Dr. José Luis Domingos

Co-adviser: Dr. Raphael de Aquino Gomes

ABSTRACT

Electricity is an increasingly expensive commodity, mainly in Brazil, which has one of the most expensive tariffs in the world. As a result, many consumers have joined the own generation, through grid-connected photovoltaic (PV) systems, in order to reduce some of these costs. PV systems, in addition to reducing electricity consumption from the utility, are also capable of reducing the demand for active power demanded by the consumer unit (which is one of the billable components and its amount must be previously defined in the electricity supply contract), mainly if the generation curve coincides with the load curve. That is, photovoltaic modules can be oriented to reduce the billable demand, and consequently, the amount to be contracted, but without harming the production of photovoltaic energy throughout the year, thus reducing the electricity bill. In this context, this work has the objective of carrying out a study to reduce costs with the billing of electric energy of consumers within Group A charging, after the installation of PV systems, by optimizing the contracting of active power demand and the orientation of the modules photovoltaic. The study is carried out quantitatively by means of a case study at the Goiás Federal Institute, taking into account the effects of the Brazilian tariff structure, the local climatic conditions and the load curve profile of the consumer unit. The results show that it is possible to reduce electricity costs by more than 12% by simply changing the orientation of the photovoltaic modules and revising the electricity supply contract. It is concluded that in order to obtain greater economic benefit from the installation of a PV system, it is necessary to take into account all the parameters that influence the generation of photovoltaic energy throughout the year, such as the local climatic conditions, the load curve profile of the consumer and the tariff structure to which the consumer unit is included.

KEYWORDS: GRID-CONNECTED PV SYSTEM, OPTIMIZATION, TILT ANGLE, AZIMUTH ANGLE, CONTRACTING DEMAND

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Variação da irradiância solar extraterrestre em uma superfície normal à propagação dos raios do Sol ao longo do ano.....	32
Figura 1.2 – Curva de interação entre geração fotovoltaica e rede de energia elétrica.	32
Figura 2.1 – Modalidades tarifárias e suas características.....	44
Figura 3.1 – Movimento de translação da Terra ao redor do Sol.	50
Figura 3.2 – Representação do plano eclíptico e a esfera celestia.....	51
Figura 3.3 – Declinação solar em determinadas épocas do ano.	51
Figura 3.4 – Variação da declinação solar ao longo do ano.	52
Figura 3.5 – Trajetória aparente do sol, observada a partir da Terra, no hemisfério sul, ao longo do ano.	53
Figura 3.6 – Esfera celeste mostrando o Sol e suas relações trigonométricas com determinada superfície na Terra.	54
Figura 3.7 – Representação dos ângulos: azimutal solar, zenital, horário e altitude solar.	55
Figura 3.8 – Carta solar para a cidade de Goiânia (16,70° S).	56
Figura 3.9 – Relações trigonométricas entre uma superfície inclinada e orientada em alguma direção e o Sol.	58
Figura 3.10 – Representação do paralelismo entre os ângulos de incidência θ_0 e θ_z	59
Figura 3.11 – Relação entre a irradiância solar extraterrestre normal e a irradiância horizontal (em relação a uma superfície horizontal).	61
Figura 3.12 – Irradiância incidente no plano inclinado e ângulo azimutal nulo.	63
Figura 3.13 – Componentes da radiação solar incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (direta, difusa e de albedo).....	65
Figura 3.14 – Trajetória oblíqua da radiação solar direta através da atmosfera.....	66
Figura 3.15 – Correlação entre a fração difusa da radiação global e o índice de claridade.	69
Figura 3.16 – Irradiância extraterrestre em uma superfície horizontal (a) e uma inclinada (b).	70
Figura 3.17 – Hemisfério celeste considerando a radiação difusa de forma isotrópica.	71
Figura 3.18 – Hemisfério celeste considerando a radiação difusa de forma anisotrópica.....	72

Figura 3.19 – Hemisfério celeste com as componentes da radiação difusa de acordo com o modelo de Perez.....	73
Figura 4.1 – Classificação dos modelos.	75
Figura 4.2 - Representação genérica de um modelo de simulação.....	76
Figura 4.3 – Diagrama esquemático de um SFCR e parâmetros utilizados.	77
Figura 4.4 – Relação linear entre a irradiância solar e a diferença de temperatura entre o módulo e o ambiente.....	78
Figura 4.5 – Influência da temperatura da célula na curva característica I-V de um módulo fotovoltaico.	79
Figura 4.6 – Influência da radiação solar na curva característica P-V de um módulo fotovoltaico.	80
Figura 4.7 – Representação genérica de um modelo de simulação e otimização.....	84
Figura 4.8 – Mecanismo de busca do PSO.....	86
Figura 4.9 – Fluxograma do PSO.	88
Figura 5.1 – Síntese dos procedimentos metodológicos da pesquisa.....	91
Figura 5.2 – Diagrama de ligação do arranjo fotovoltaico com cada um dos inversores.....	93
Figura 6.1 – Curva de carga do ano de 2013.....	100
Figura 6.2 – Curvas de cargas diárias dos dias que atingiram os maiores picos de demanda em cada mês – 2013.	101
Figura 6.3 – Curva de carga do ano de 2014.....	104
Figura 6.4 – Curvas de cargas diárias dos dias que atingiram os maiores picos de demanda em cada mês – 2014.	105
Figura 6.5 – Curva de carga do ano de 2015.....	107
Figura 6.6 – Curvas de cargas diárias dos dias que atingiram os maiores picos de demanda em cada mês - 2015.....	108
Figura 6.7 – Curva de carga do ano de 2016.....	109
Figura 6.8 – Curvas de cargas diárias dos dias que atingiram os maiores picos de demanda em cada mês - 2015.....	110
Figura 6.9 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2013.....	113

Figura 6.10 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2014.....	114
Figura 6.11 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2015.....	115
Figura 6.12 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2016.....	116
Figura 6.13 - Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal ao longo do ano – 2013.	117
Figura 6.14 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal ao longo do ano – 2014.	117
Figura 6.15 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal ao longo do ano – 2015.	118
Figura 6.16 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal ao longo do ano – 2016.	118
Figura 6.17 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2013.	120
Figura 6.18 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2014.	121
Figura 6.19 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2015.	122
Figura 6.20 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2016.	123
Figura 6.21 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, e suas diferenças ao longo do ano – 2013.	124
Figura 6.22 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, e suas diferenças ao longo do ano – 2014.	124
Figura 6.23 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, e suas diferenças ao longo do ano – 2015.	125
Figura 6.24 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, e suas diferenças ao longo do ano – 2016.	125

Figura 6.25 – Temperatura do ar registrada ao longo do ano e as máximas e médias diárias – 2013.....	126
Figura 6.26 – Temperatura do ar registrada ao longo do ano e as máximas e médias diárias – 2014.....	126
Figura 6.27 – Temperatura do ar registrada ao longo do ano e as máximas e médias diárias – 2015.....	127
Figura 6.28 – Temperatura do ar registrada ao longo do ano e as máximas e médias diárias – 2016.....	127
Figura 6.29 – Curva de eficiência do inversor em função do carregamento.....	129
Figura 6.30 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2013.....	130
Figura 6.31 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2014.....	131
Figura 6.32 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2015.....	132
Figura 6.33 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2016.....	133
Figura 6.34 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, ao longo do ano de 2013.....	134
Figura 6.35 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, ao longo do ano de 2014.....	134
Figura 6.36 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, ao longo do ano de 2015.....	135
Figura 6.37 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, ao longo do ano de 2016.....	135
Figura 6.38 – Curva de demanda resultante da interação entre a demanda das cargas e a geração fotovoltaica, ao longo do ano de 2013.....	137

Figura 6.39 – Curvas de demanda de potência ativa e de geração fotovoltaica, dos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2013.....	138
Figura 6.40 – Curva de demanda resultante da interação entre a demanda das cargas e a geração fotovoltaica, ao longo do ano de 2014.....	139
Figura 6.41 – Curvas de demanda de potência ativa e de geração fotovoltaica, dos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2014.....	140
Figura 6.42 – Curvas de demanda de potência ativa e de geração fotovoltaica, dos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2015.....	141
Figura 6.43 – Curva de demanda resultante da interação entre a demanda das cargas e a geração fotovoltaica, ao longo do ano de 2015.....	142
Figura 6.44 – Curvas de demanda de potência ativa e de geração fotovoltaica, dos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2016.....	143
Figura 6.45 – Curva de demanda resultante da interação entre a demanda das cargas e a geração fotovoltaica, ao longo do ano de 2016.....	144
Figura 6.46 – Picos de demanda mensais em cada ano, para o período analisado (2013 a 2016), antes e após a inserção do SFCR.....	145
Figura 6.47 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, em função da demanda contratada – 2013.	147
Figura 6.48 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração – 2013.	148
Figura 6.49 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, em função da demanda contratada na ponta e fora de ponta – 2013.....	149
Figura 6.50 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração - 2013.	150
Figura 6.51 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, em função da demanda contratada – 2014.	152
Figura 6.52 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração - 2014.	152
Figura 6.53 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, em função da demanda contratada na ponta e fora de ponta – 2014.....	153

Figura 6.54 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração - 2014.	154
Figura 6.55 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, em função da demanda contratada – 2015.	156
Figura 6.56 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração - 2015.	156
Figura 6.57 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, em função da demanda contratada na ponta e fora de ponta – 2015.	157
Figura 6.58 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração - 2015.	158
Figura 6.59 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, em função da demanda contratada – 2016.	160
Figura 6.60 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração - 2016.	160
Figura 6.61 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, em função da demanda contratada na ponta e fora de ponta – 2016.	161
Figura 6.62 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração - 2016.	162
Figura 6.63 – Evolução da fatura total de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração do processo de otimização (2013-2016).	164
Figura 6.64 – Evolução da fatura total de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração do processo de otimização (2013-2016).	165
Figura 6.65 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês – 2013.	169
Figura 6.66 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2013.	170
Figura 6.67 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2013.	170
Figura 6.68 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês – 2014.	170
Figura 6.69 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2014.	171
Figura 6.70 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2014.	171

Figura 6.71 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês – 2015.....	171
Figura 6.72 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2015.	172
Figura 6.73 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2015.	172
Figura 6.74 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês – 2016.....	172
Figura 6.75 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2016.	173
Figura 6.76 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2016.	173
Figura 6.77 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês ao longo do período analisado (2013 – 2016).	173
Figura 6.78 – Parcelas da fatura total de energia elétrica (2013-2016).....	174
Figura 6.79 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o período analisado (2013-2016).	174
Figura 6.80 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês – 2013.....	176
Figura 6.81 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2013.	176
Figura 6.82 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2013.	177
Figura 6.83 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês – 2014.....	177
Figura 6.84 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2014.	177
Figura 6.85 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2014.	178
Figura 6.86 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês – 2015.....	178
Figura 6.87 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2015.	178
Figura 6.88 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2015.	179
Figura 6.89 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês – 2016.....	179
Figura 6.90 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2016.	179
Figura 6.91 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2016.	180

Figura 6.92 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês ao longo do período analisado (2013 – 2016).	180
Figura 6.93 – Parcelas da fatura total de energia elétrica (2013-2016).....	180
Figura 6.94 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o período analisado (2013-2016).	181

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Grupo A – Subgrupos por nível de tensão de fornecimento.....	41
Tabela 2.2 – Grupo B – Subgrupos por tipo de atividade do consumidor.	41
Tabela 2.3 – Classes e subclasses tarifárias conforme a atividade e a finalidade de utilização da energia elétrica do consumidor.....	42
Tabela 3.1 – Coeficientes de Perez para irradiação.....	74
Tabela 6.1 – Características técnicas do gerador fotovoltaico.	128
Tabela 6.2 – Características técnicas do inversor.....	128
Tabela 6.3 – Picos de demanda mensais antes e após a inserção do SFCR e a diferença de potência (kW) para o ano de 2013.....	137
Tabela 6.4 – Picos de demanda mensais antes e após a inserção do SFCR e a diferença de potência (kW) para o ano de 2014.....	139
Tabela 6.5 – Picos de demanda mensais antes e após a inserção do SFCR e a diferença de potência (kW) para o ano de 2015.....	142
Tabela 6.6 – Picos de demanda mensais antes e após a inserção do SFCR e a diferença de potência (kW) para o ano de 2016.....	144
Tabela 6.7 – Parâmetros utilizados para implementar o PSO.	146
Tabela 6.8 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, para a tarifação horária verde – 2013.	148
Tabela 6.9 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, para a tarifação horária azul – 2013.	150
Tabela 6.10 – Valores de fatura anual em 2013, antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.....	151
Tabela 6.11 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária verde – 2014.	152
Tabela 6.12 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária azul – 2014.	154
Tabela 6.13 – Valores de fatura anual em 2014, antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.....	155

Tabela 6.14 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária verde – 2015	156
Tabela 6.15 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária azul – 2015	158
Tabela 6.16 – Valores de fatura anual em 2015, antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.....	159
Tabela 6.17 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária verde – 2016	160
Tabela 6.18 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária azul – 2016	162
Tabela 6.19 – Valores de fatura anual em 2016, antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.....	163
Tabela 6.20 – Valores de fatura total em função dos cenários definidos, na tarifação horária verde (todos os anos).	164
Tabela 6.21 – Valores de fatura total em função dos cenários definidos, na tarifação horária azul (todos os anos).	165
Tabela 6.22 – Valores de fatura total no período analisado (2013-2016), antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.	166
Tabela 6.23 – Valores de fatura anual em cada ano, após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.	166

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

AM	<i>Air mass</i> (Massa de Ar)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
c.c.	Corrente contínua
c.a.	Corrente alternada
$CE_{fp(i)}$	Parcela da fatura referente ao consumo de energia elétrica ativa no período fora de ponta, no mês “ <i>i</i> ” (R\$)
$CE_{p(i)}$	Parcela da fatura referente ao consumo de energia elétrica ativa no período ponta, no mês “ <i>i</i> ” (R\$)
$D_{(i)}$	Parcela da fatura referente à demanda de potência ativa faturável mais as penalidades cabíveis, no mês “ <i>i</i> ” (R\$)
$D_{fp(i)}$	Parcela da fatura referente à demanda de potência ativa faturável mais as penalidades cabíveis, para o período fora de ponta, no mês “ <i>i</i> ” (R\$)
$D_{p(i)}$	Parcela da fatura referente à demanda de potência ativa faturável mais as penalidades cabíveis, para o período de ponta, no mês “ <i>i</i> ” (R\$)
DC	Demanda de potência ativa contratada (kW)
DC_{fp}	Demanda de potência ativa contratada, para o posto tarifário fora de ponta (kW)
DC_p	Demanda de potência ativa contratada, para o posto tarifário ponta (kW)
$DF_{(i)}$	Demanda faturável (maior valor entre a demanda medida e a contratada), no mês “ <i>i</i> ” (kW)
$DF_{fp(i)}$	Demanda faturável (maior valor entre a demanda medida e a contratada), para o período fora de ponta, no mês “ <i>i</i> ” (kW)
$DF_{p(i)}$	Demanda faturável (maior valor entre a demanda medida e a contratada), para o período de ponta, no mês “ <i>i</i> ” (kW)
$DM_{(i)}$	Demanda de potência ativa medida, no mês “ <i>i</i> ” (kW)
$DM_{fp(i)}$	Demanda de potência ativa medida, no posto tarifário fora de ponta, no mês “ <i>i</i> ” (kW)

$DM_{p(i)}$	Demanda de potência ativa medida, no posto tarifário ponta, no mês “ i ” (kW)
$EEAM$	Energia elétrica ativa medida no período faturável (kWh)
$EEAM_{fp}$	Energia elétrica ativa medida no período fora de ponta, no mês “ i ” (kWh)
$EEAM_p$	Energia elétrica ativa medida no período ponta, no mês “ i ” (kWh)
EEC	Energia elétrica consumida no ano (ou total)
EUA	Estados Unidos da América
F_{CB}	Fatura mensal de energia elétrica na modalidade convencional binômia
F_{HA}	Fatura mensal de energia elétrica na modalidade horária azul
F_{HV}	Fatura mensal de energia elétrica na modalidade horária verde
GEFV	Geração de energia elétrica fotovoltaica
$GEFV_{fp}$	Geração de energia elétrica fotovoltaica, no período fora de ponta, no mês “ i ” (kWh)
$GEFV_p$	Geração de energia elétrica fotovoltaica, no período ponta, no mês “ i ” (kWh)
HSA	Hora solar aparente
HOL	Hora oficial local
IFG	Instituto Federal de Goiás
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MME	Ministério de Minas e Energia
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> (Temperatura Nominal de Operação da Célula)
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições-padrão de ensaio)
TD	Tarifa de demanda de potência ativa
TD_{fp}	Tarifa de demanda de potência ativa, para o posto tarifário fora de ponta
TD_p	Tarifa de demanda de potência ativa, para o posto tarifário ponta

TE	Tarifa de energia elétrica ativa
$TE_{(fp)}$	Tarifa de energia elétrica, para o posto tarifário fora de ponta
$TE_{(p)}$	Tarifa de energia elétrica, para o posto tarifário ponta
UA	Unidade Astronômica
VR_{DULT}	Valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência
$VR_{DULT(fp)}$	Valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência, para o posto tarifário fora de ponta
$VR_{DULT(p)}$	Valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência, para o posto tarifário ponta
TD_{fp}	Tarifa de demanda de potência ativa, para o período fora de ponta (R\$/kW)
TD_p	Tarifa de demanda de potência ativa, para o período de ponta (R\$/kW)
$y_{(i)}$	Variável auxiliar, binária, no mês “ i ”
$y_{fp(i)}$	Variável auxiliar, binária, para o posto tarifário fora de ponta
$y_{p(i)}$	Variável auxiliar, binária, para o posto tarifário ponta, no mês “ i ”

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ρ	Albedo de superfície
H	Altitude do local
α	Altitude solar ou elevação solar
γ	Ângulo azimutal da superfície
θ_z	Ângulo de incidência em superfície horizontal ou ângulo zenital
θ	Ângulo de incidência em superfície inclinada e ângulo azimutal diferente de zero
θ_0	Ângulo de incidência em superfície inclinada e ângulo azimutal nulo
Γ	Ângulo do dia
ω	Ângulo horário
ω_i	Ângulo horário na metade do intervalo de tempo (uma hora)
F_b^k	Aptidão da melhor partícula b , na iteração k , na função objetivo
F_{b1}^{k+1}	Aptidão da melhor partícula $b1$, na iteração $k + 1$, na função objetivo
F_i^k	Aptidão da partícula, na iteração k , na função objetivo
F_i^{k+1}	Aptidão da partícula, na iteração $k + 1$, na função objetivo
ψ	Azimute solar
c_1	Coefficiente de aceleração (ou taxa de aprendizagem cognitiva) individual
c_2	Coefficiente de aceleração (ou taxa de aprendizagem cognitiva) social
F_1	Coefficiente de brilho circunsolar
F_2	Coefficiente de brilho horizontal
γ_{mp}	Coefficiente de temperatura do ponto de máxima potência
F_{ij}	Coefficientes de Perez
G_{sc}	Constante solar
I	Corrente elétrica
I_{mp}	Corrente elétrica no ponto de máxima potência

\cos	Cosseno
δ	Declinação solar
d_c	Demanda de potência ativa contratada
$d_{f(i)}$	Demanda faturável no mês “ i ”
$d_{m(i)}$	Demanda medida no mês “ i ”
d_n	Dia do ano (conforme calendário juliano)
r_0	Distância média Sol-Terra
r	Distância Sol-Terra
η_{inv}	Eficiência de conversão c.c./c.a. do inversor
η_{SPMP}	Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência
η_{inv10}	Eficiência instantânea de operação do inversor a 10% da potência nominal
η_{inv100}	Eficiência instantânea de operação do inversor a 100% da potência nominal
η_{inv50}	Eficiência instantânea de operação do inversor a 50% da potência nominal
E_t	Equação do tempo
E_0	Fator de correção de excentricidade da órbita terrestre
w	Fator de ponderação
w_{min}	Fator de ponderação final
w_{max}	Fator de ponderação inicial
k_1	Fator que representa as perdas por carregamento do inversor, que variam linearmente com a potência de saída
k_2	Fator que representa as perdas por carregamento do inversor, que variam quadraticamente com a potência de saída
k_0	Fator que representa o autoconsumo do inversor
$^{\circ}\text{C}$	Grau Celsius
h	hora
β	Inclinação de uma superfície (em relação ao plano horizontal)

Δ	Índice de brilho do céu
k_t	Índice de claridade
ϵ	Índice de claridade do céu
I_h	Irradiação solar global, horária, incidente no plano horizontal
I_{bh}	Irradiação solar direta, horária, incidente no plano horizontal
I_{dh}	Irradiação solar difusa, horária, incidente no plano horizontal
I_{0h}	Irradiação solar extraterrestre, horária, incidente no plano horizontal
$I_{0\beta}$	Irradiação solar extraterrestre, horária, incidente no plano inclinado e ângulo azimutal nulo
$I_{0\beta\gamma}$	Irradiação solar extraterrestre, horária, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção
G_{ref}	Irradiância solar das condições-padrão de ensaio (<i>Standard Test Conditions</i>)
G_n	Irradiância solar direta, normal à propagação dos raios solares
G_h	Irradiância solar global, incidente no plano horizontal
G_{dh}	Irradiância solar difusa, incidente no plano horizontal
G_{bh}	Irradiância solar direta, incidente no plano horizontal
$G_{\beta\gamma}$	Irradiância solar global, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção
$G_{d\beta\gamma}$	Irradiância solar difusa, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção
$G_{b\beta\gamma}$	Irradiância solar direta, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção
$G_{r\beta\gamma}$	Irradiância solar de albedo, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção
G_{0n}	Irradiância solar extraterrestre, incidente em uma superfície normal à propagação dos raios solares
$G_{0\beta}$	Irradiância solar extraterrestre, incidente no plano inclinado e ângulo azimutal nulo

$G_{0\beta\gamma}$	Irradiância solar extraterrestre, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção
ϕ	Latitude geográfica
L_e	Longitude local
L_s	Longitude padrão (da hora oficial)
G_{best}	Melhor posição conhecida pelo grupo (experiência geral)
G_{best}^k	Melhor posição de alguma das partículas do grupo encontrada até a iteração k
G_{best}^{k+1}	Melhor posição de alguma das partículas do grupo encontrada até a iteração $k+1$
P_{best}	Melhor posição individual da partícula (experiência pessoal)
$P_{best_i}^k$	Melhor posição partícula i encontrada até a iteração k
$P_{best_{b1}}^{k+1}$	Melhor posição da melhor partícula $b1$ encontrada até a iteração $k + 1$
m	metro
m ²	metros quadrados
r_1	Número aleatório entre 0 e 1
r_2	Número aleatório entre 0 e 1
$iter$	Número da iteração corrente
$iter_{m\acute{a}x}$	Número máximo de iterações
P_{perdas}	Perdas de conversão do inversor
P_{mp}	Ponto de máxima potência fornecida pelo módulo
x,y	Posição atual da partícula
X_i^{k+1}	Posição da partícula i após a k -ésima iteração
X_i^k	Posição da partícula i na iteração k
X_b^k	Posição da melhor partícula do grupo, na iteração k
$P_{saída}$	Potência de saída do inversor
$p_{saída}$	Potência de saída do inversor normalizada em relação à potência nominal do inversor
P	Potência elétrica

P_{FV}	Potência entregue ao inversor pelo arranjo fotovoltaico
p_{FV}	Potência entregue ao inversor pelo arranjo fotovoltaico em relação à potência nominal do inversor
$P_{inv}^{máx}$	Potência máxima fornecida pelo inversor, em corrente alternada
P_{FV}^0	Potência nominal do arranjo fotovoltaico
P_{inv}^0	Potência nominal do inversor
kJ	quilo joule
km	quilômetro
rad.	Radianos
k_d	Relação entre a radiação difusa e a global, horária, no plano horizontal
sin	Seno
tan	Tangente
T_a	Temperatura ambiente
$T_{c,ref}$	Temperatura equivalente de operação do módulo fotovoltaico sob as condições-padrão de ensaio (<i>Standard Test Conditions</i>)
T_c	Temperatura equivalente de operação do módulo fotovoltaico
t	Tempo
V	Tensão elétrica
V_{mp}	Tensão elétrica no ponto de máxima potência
$y_{(i)}$	Variável auxiliar binária no mês “ i ”
v	Velocidade atual da partícula
V_i^{k+1}	Velocidade da partícula i após a k -ésima iteração
V_i^k	Velocidade da partícula i na iteração k
W _p	Watt pico
W	Watts

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	30
1.1	OBJETIVO GERAL	37
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	38
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	38
2	FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	40
2.1	TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	40
2.1.1	<i>Grupos tarifários.....</i>	<i>40</i>
2.1.2	<i>Classes tarifárias</i>	<i>41</i>
2.1.3	<i>Postos tarifários.....</i>	<i>42</i>
2.1.4	<i>Modalidades tarifárias.....</i>	<i>43</i>
2.1.5	<i>Enquadramento nas modalidades tarifárias.....</i>	<i>43</i>
2.2	FATURAMENTO DAS UNIDADES CONSUMIDORAS	45
2.2.1	<i>Modalidade convencional binômia.....</i>	<i>45</i>
2.2.2	<i>Modalidade horária verde</i>	<i>46</i>
2.2.3	<i>Modalidade horária azul</i>	<i>47</i>
2.3	SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	48
3	RADIAÇÃO SOLAR	49
3.1	RELAÇÕES ASTRONÔMICAS ENTRE A TERRA E O SOL	49
3.2	RELAÇÕES TRIGONOMÉTRICAS ENTRE A POSIÇÃO DO SOL NO CÉU E UMA SUPERFÍCIE NA TERRA	54
3.2.1	<i>Ângulo de incidência em superfícies horizontais.....</i>	<i>57</i>
3.2.2	<i>Ângulo de incidência em superfícies inclinadas</i>	<i>57</i>
3.3	RADIAÇÃO SOLAR EXTRATERRESTRE	59
3.3.1	<i>Constante Solar</i>	<i>60</i>
3.3.2	<i>Variações da Radiação Solar Extraterrestre.....</i>	<i>60</i>
3.3.3	<i>Radiação solar extraterrestre no plano horizontal.....</i>	<i>61</i>
3.3.4	<i>Radiação solar extraterrestre no plano inclinado e ângulo azimutal nulo</i>	<i>62</i>
3.3.5	<i>Radiação solar extraterrestre no plano inclinado e orientado em qualquer direção</i>	<i>63</i>
3.4	RADIAÇÃO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE.....	64
3.4.1	<i>Recurso solar disponível.....</i>	<i>67</i>
3.4.2	<i>Estimativa da radiação direta e difusa incidente no plano horizontal a partir da radiação solar global medida no plano horizontal.....</i>	<i>68</i>
3.4.3	<i>Estimativa da radiação direta e difusa incidente no plano inclinado a partir da radiação solar global medida no plano horizontal.....</i>	<i>70</i>
4	SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO	75
4.1	SISTEMAS E MODELOS	75
4.2	MODELO DE SIMULAÇÃO	76
4.2.1	<i>Modelagem de sistemas fotovoltaicos.....</i>	<i>77</i>
4.3	MÉTODOS DE SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO	83
4.3.1	<i>Métodos heurísticos</i>	<i>84</i>
5	MATERIAL E MÉTODOS	90
5.1	ABORDAGEM METODOLÓGICA E PROCEDIMENTOS TÉCNICOS.....	90
5.2	LEVANTAMENTO DE DADOS	92

5.2.1	<i>Curva de carga</i>	92
5.2.2	<i>Radiação solar e temperatura do ar</i>	92
5.3	GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	93
5.4	CURVAS DE CARGA RESULTANTES.....	94
5.5	OTIMIZAÇÃO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA	94
5.5.1	<i>Definição das funções objetivo e suas restrições</i>	95
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	99
6.1	LEVANTAMENTO DE DADOS	99
6.1.1	<i>Curvas de carga</i>	99
6.1.2	<i>Radiação solar</i>	112
6.1.3	<i>Temperatura do ar</i>	126
6.2	GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	127
6.2.1	<i>Geração de energia solar fotovoltaica</i>	129
6.3	CURVAS DE CARGA RESULTANTES.....	136
6.3.1	<i>Curva de carga resultante 2013</i>	136
6.3.2	<i>Curva de carga resultante 2014</i>	138
6.3.3	<i>Curva de carga resultante 2015</i>	140
6.3.4	<i>Curva de carga resultante 2016</i>	142
6.3.5	<i>Análise dos picos de demanda, antes e após o SFCR, para todos os anos</i>	144
6.4	OTIMIZAÇÃO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA	145
6.4.1	<i>Implementação do PSO</i>	146
6.4.2	<i>Otimização para o ano de 2013</i>	147
6.4.3	<i>Otimização para o ano de 2014</i>	151
6.4.4	<i>Otimização para o ano de 2015</i>	155
6.4.5	<i>Otimização para o ano de 2016</i>	159
6.4.6	<i>Otimização para todos os anos (2013 - 2016)</i>	163
6.4.7	<i>Discussão dos resultados da otimização</i>	167
7	CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	182
7.1	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	183
7.2	PUBLICAÇÕES	184
8	BIBLIOGRAFIA	185

1 INTRODUÇÃO

O custo com energia elétrica constitui uma parcela importante das despesas dos consumidores brasileiros, principalmente dos grandes consumidores. Por isso, é um recurso que requer atenção especial em sua utilização e em sua contratação.

Tratando-se primeiramente do contrato de fornecimento de energia elétrica, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é a entidade responsável por regular esse setor no Brasil, o consumidor interessado no suprimento de energia elétrica deve, obrigatoriamente e previamente, celebrar os contratos pertinentes, em consonância com a Resolução Normativa nº 414 que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica a serem observadas por distribuidoras e consumidores (ANEEL, 2010). As exigências dos contratos de adesão, constantes na resolução supracitada, variam em função do grupo tarifário ao qual o consumidor está enquadrado. As unidades consumidoras são divididas em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B. Os grupos tarifários são divididos em função da tensão de fornecimento, que por sua vez é definida em função da potência instalada na unidade consumidora.

As unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou atendidas por redes elétricas subterrâneas (em tensão secundária de distribuição) são classificadas como Grupo A, e caracterizam-se pela tarifa binômia, ou seja, a fatura de energia elétrica é dada por duas parcelas, uma referente à demanda faturável e outra ao consumo de energia elétrica. Já as unidades atendidas com tensão inferior a 2,3 kV são classificadas como Grupo B, caracterizam-se pela tarifa monômia, e cobrança apenas pelo consumo de energia elétrica. O contrato de adesão para os consumidores do Grupo B é bem simples e a própria resolução supracitada fornece um modelo com todas as cláusulas pertinentes.

Para os consumidores do Grupo A, a contratação é um pouco mais complexa, e há uma série de exigências contratuais, tais como: data de início e prazo de vigência do contrato; modalidade tarifária e critérios de faturamento; horário dos postos tarifários; demanda de potência ativa contratada por posto tarifário, dentre outras. Esses termos são tratados de forma mais profunda no Capítulo 2.

Abordando-se, por ora, apenas a demanda contratada, a ANEEL a define como a demanda de potência ativa (kW) que deve, obrigatória e continuamente, ser disponibilizada para o consumidor, conforme valor e período de vigência estabelecidos em contrato. Ela deve ser única por posto tarifário, sendo que o valor mínimo a ser contratado, em pelo menos um dos postos, é de 30 kW. O valor contratado deve ser integralmente pago, sendo utilizado ou não,

durante o período de faturamento (geralmente 30 dias). Caso o valor de demanda medido seja extrapolado em 5% do valor contratado, ao menos uma única vez durante o período de faturamento, a unidade consumidora é penalizada por meio de cobrança pela ultrapassagem. A demanda contratada pode ser aumentada, por meio de aditivo contratual e as distribuidoras devem atender à essas solicitações em até 30 dias. Já para reduzir, além de solicitar com antecedência mínima de 180 dias (para alguns consumidores a solicitação pode ser realizada com antecedência de 90 dias), não é permitido mais de uma redução em um período de 12 meses (ANEEL, 2010).

Diante dessas exigências, o consumidor enfrenta o seguinte dilema: caso contrate um valor muito baixo, pode estar sujeito a multas por ultrapassagem e, por outro lado, se contratar um valor muito alto poderá pagar por montantes que não serão utilizados. Por esse motivo é muito importante que a quantidade a ser contratada seja ajustada ou otimizada para atender a todo o período de vigência do contrato de modo a minimizar a fatura anual de energia elétrica.

No entanto, essa otimização não é um processo fácil, devido às variabilidades e incertezas ao longo do ano quanto à potência demandada pelo consumidor. Para agravar o problema, muitos consumidores têm aderido à geração distribuída¹ (mais especificamente mini e micro-geração) como forma de reduzir o consumo de energia elétrica da concessionária.

Nesse contexto, uma das fontes de geração de energia elétrica mais implementadas é a solar fotovoltaica, por meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) (ANEEL, 2018). Os SFCR convertem a luz do Sol diretamente em energia elétrica e permitem trabalhar em paralelo com a rede da concessionária de energia elétrica, de forma a suprir as cargas do consumidor e/ou injetar seu excedente na rede elétrica.

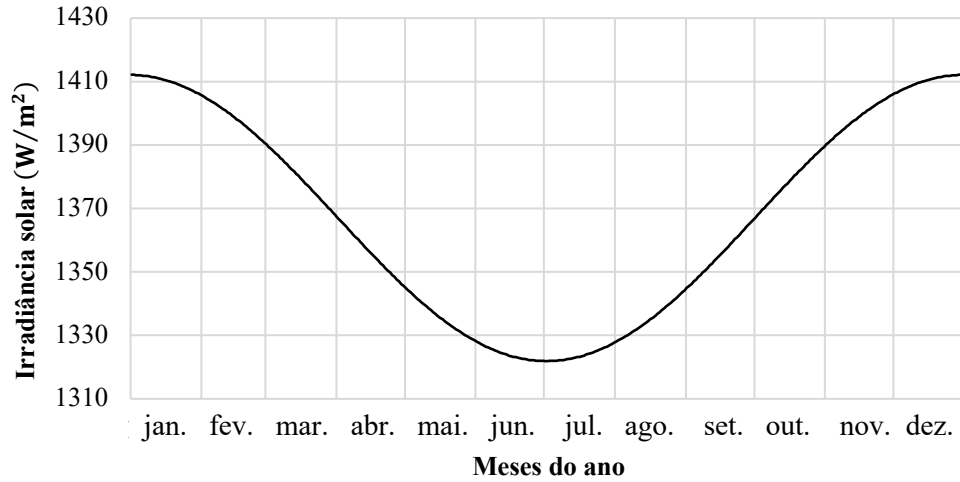
A potência elétrica produzida por meio da conversão fotovoltaica é fortemente influenciada, basicamente, pela radiação solar incidente e a temperatura de operação dos geradores fotovoltaicos. Dentre essas variáveis, a radiação solar é a mais relevante, e sua intensidade, na superfície terrestre, está sujeita a fatores astronômicos (distância Terra-Sol ao longo do ano) e a atenuações devido à atmosfera terrestre.

No tocante aos fatores astronômicos, a intensidade da radiação solar que atinge a Terra, em uma superfície perpendicular aos raios do Sol, oscila em função da distância Terra-Sol ao longo do ano (ciclo anual), como mostra a Figura 1.1 (radiação solar extraterrestre, sem os

¹ A geração distribuída é caracterizada pela geração de energia elétrica, por meio de cogeração qualificada ou fontes renováveis, conectada à rede de distribuição através das instalações elétricas do próprio consumidor (ANEEL, 2012).

efeitos da atmosfera), e em função das horas do dia (ciclo diário).

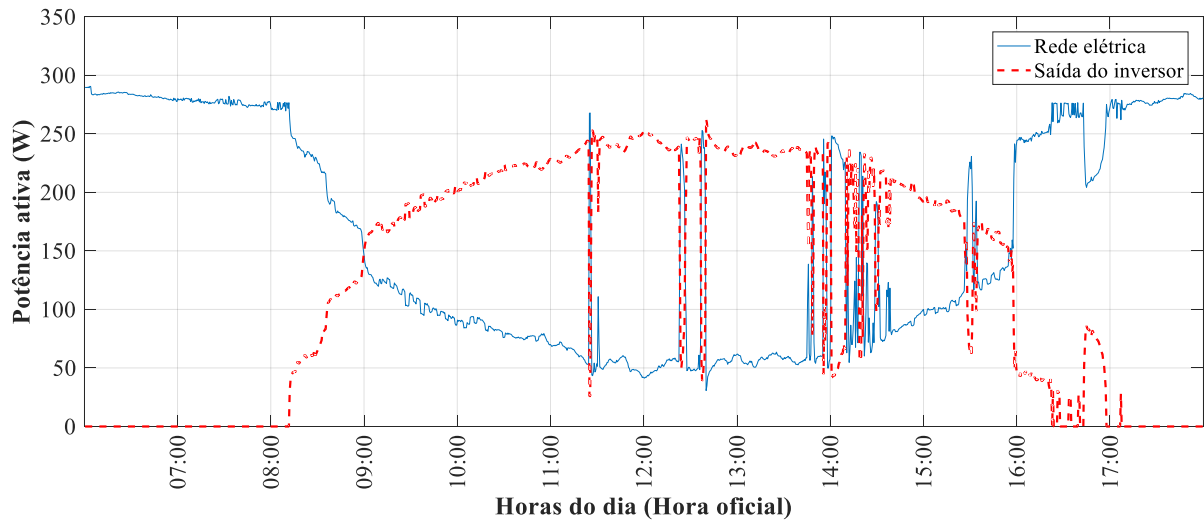
Figura 1.1 – Variação da irradiância solar extraterrestre em uma superfície normal à propagação dos raios do Sol ao longo do ano.



Fonte: Autoria própria.

Em relação à atmosfera terrestre, a presença de nuvens e demais materiais particulados presentes no ar, podem fazer os níveis de radiação solar variarem consideravelmente em pequenos intervalos de tempo. Conseqüentemente, a potência elétrica gerada pelo sistema varia na mesma intensidade (respeitando-se as não-linearidades do sistema). Tal situação pode ser vista na Figura 1.2 que mostra a interação entre a potência elétrica fornecida pela concessionária de energia e o SFCR atendendo a determinada carga.

Figura 1.2 – Curva de interação entre geração fotovoltaica e rede de energia elétrica.



Fonte: Martins et al. (2011).

Pela figura é possível observar que antes da geração fotovoltaica iniciar, toda a carga é

suprida pela rede elétrica. À medida que a geração fotovoltaica se inicia a quantidade de energia solicitada da rede, para atender à carga, diminui. Quanto maior a geração fotovoltaica, menor a quantidade de energia proveniente da rede elétrica. Porém, os montantes de radiação solar podem oscilar bastante, e uma queda brusca nos níveis de radiação solar fazem com que a rede elétrica precise suprir essa demanda.

Devido a essa variabilidade nos níveis de radiação solar que chegam à superfície terrestre ao longo do dia e do ano, vários estudos recomendam que geradores fotovoltaicos fixos sejam instalados voltados para o equador e inclinados no mesmo ângulo da latitude do local, para maximizar a produção anual de energia, considerando condições de céu limpo (DUFFIE e BECKMAN, 2013; ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012; CEPEL - CRESESB, 2014; VILLALVA e GAZOLI, 2012).

Esse método não é consenso geral já que muitos fatores climáticos locais como temperatura, ventos, poeira e regime de chuvas influenciam na orientação ótima e vários estudos têm sido realizados para se obter o melhor desempenho dos sistemas fotovoltaicos levando em consideração esses parâmetros (GHAZI e IP, 2014; KALDELLIS e ZAFIRAKIS, 2012; KHOO, NOBRE, *et al.*, 2014). Há ainda estudos que indicam que além destes fatores podem ser levados em consideração a estrutura tarifária e/ou a curva de carga da unidade consumidora de modo se obter o máximo benefício financeiro da instalação do SFCR (ALSHAHRANI, BOAIT e ALSHAHRANI, 2017; BLUMSACK, BROWNSON e RAYL, 2010; HAYSOM, HINZER e WRIGHT, 2015).

Duffie e Beckman (2013) recomendam que a orientação para aproveitamento da energia solar pode ser realizada levando em consideração a dependência temporal das demandas energéticas, ou seja, a orientação pode ser concebida objetivando a máxima produção de energia ou a máxima potência de energia em determinado instante.

Alshahrani, Boait e Alshahrani (2017) propõem otimizar a orientação dos módulos fotovoltaicos para atender ao perfil de demanda do sistema elétrico, de modo a contribuir com o aumento de sua capacidade para determinado período (como um dia, um mês ou uma temporada). O estudo é baseado em estudo de caso na cidade de Riade, na Arábia Saudita. O problema de otimização é solucionado por meio de método determinístico, mais especificamente, o algoritmo de otimização não-linear, não-restrito. O estudo conclui que os picos de demanda do sistema elétrico saudita ocorrem nos meses de verão, entre as 12:00 e 17:00 h, devido à utilização de condicionadores de ar em residências, e que para atender a essa demanda os módulos devem ser orientados para o polo norte com inclinação de $1,1^\circ$, porém a escolha do ângulo precisa

levar em consideração os efeitos da poeira na eficiência dos módulos.

Blumsack, Brownson e Rayl (2010) estudaram orientar os geradores fotovoltaicos para atender os picos de demanda da unidade consumidora ou para injetar a energia excedente na rede, quando os preços de mercado são mais altos. A metodologia utilizada analisa a orientação dos módulos sob estrutura tarifária do tipo *time-of-use* (tarifas por período de uso), com dados de demanda e preço da eletricidade horários (atualizados de hora-em-hora pela concessionária). São propostos dois SFCR: um com metade dos módulos orientados para oeste e a outra metade para o leste e outro com todos os módulos voltados para o equador. Eles concluem que a orientação leste-oeste pode incrementar significativamente a potência gerada no início da manhã e no final da tarde e que é preciso considerar, ao orientar os módulos, os preços praticados pela eletricidade e não somente a demanda energética do consumidor.

Haysom, Hinzer e Wright (2015) sugerem otimizar a orientação dos geradores fotovoltaicos para maximizar a receita da unidade consumidora, em função da estrutura tarifária. Para determinar a geração de energia fotovoltaica eles utilizam um modelo de estimativa de radiação solar de céu limpo para evitar as influências das condições climáticas locais (ou seja, não levaram em consideração os efeitos da nebulosidade) e o modelo de sistema fotovoltaico descrito em Masters (2004). Esse modelo não inclui perdas por autoconsumo e limitação e os efeitos da temperatura e considera sua eficiência constante. Os resultados mostram que a estrutura tarifária afeta significativamente a orientação dos módulos fotovoltaicos e, comparados à orientação convencional, é possível economizar de 4% a 19% os custos com energia elétrica.

Isso mostra que otimizar a contratação de demanda de potência ativa se torna uma tarefa necessária e complexa, já que o SFCR além de reduzir a energia consumida da rede pode ser orientado para que seu pico de geração coincida com os picos de demanda (desde que sejam diurnos) da unidade consumidora, reduzindo a demanda faturável, e conseqüentemente, a demanda a ser contratada e a fatura de energia elétrica como um todo. Estudos anteriores como o de Pelágio (2014) e o de Faria (2016), que analisaram a viabilidade técnica e econômica da implantação de SFCR no Instituto Federal de Goiás (IFG) – Campus Goiânia, sugeriram que a demanda de potência ativa fosse recontratada após a sua instalação.

Pelágio (2014, p. 112) estudou a viabilidade técnico-econômica de algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos para implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no IFG – Campus Goiânia e, além de comprovar a viabilidade técnico-econômica do sistema de geração proposto, sugeriu como trabalho futuro “*realizar uma minuciosa análise por meio de dados*

de demanda máxima com e sem o sistema fotovoltaico, no intuito de sugerir uma nova e diminuída demanda contratada”.

Já no estudo de Faria (2016), além da geração própria, por meio de SFCR, é proposto a aplicação de medidas de eficiência energética no mesmo Campus do IFG e a viabilidade técnico econômica é analisada através da metodologia de Relação Custo-Benefício (RCB) descrito no Programa de Eficiência Energética da ANEEL. Faria (2016, p. 134), assim como Pelágio, recomenda como trabalho futuro “*quantificar a demanda ótima de contratação após as Ações de Eficiência Energética propostas*”.

Além dos estudos sugerindo a recontração da demanda após a instalação de SFCR, vários autores já propuseram os mais diversos métodos de otimização da demanda a ser contratada e da orientação dos geradores fotovoltaicos (separadamente).

Quanto à otimização da contratação de demanda, alguns autores não levaram em consideração os efeitos dos SFCR, como Oliveira, Castro e Domingues (2006), Júnior (2008), Lee e Chen (2007a) e Chen e Liao (2011) e outros levaram em consideração consumidores com geração própria (não necessariamente SFCR) como Yang e Peng (2012) e Lee e Chen (2007b).

Oliveira e outros utilizam a moderna teoria financeira para encontrar o valor ótimo de demanda a ser contratada, fazendo um comparativo com um derivativo financeiro chamado de *Lookback Put Option*. A metodologia aplicada requer a utilização de dados históricos de longo prazo da demanda da unidade consumidora e a eficiência do método é afetada pela variação das demandas registradas.

Para resolver o problema de otimização da demanda a ser contratada, Júnior (2008) faz utilização de duas técnicas distintas. A primeira é a utilização do aplicativo Lingo (*Language for Interactive General Optimizer*), que é capaz de encontrar a solução exata de problemas de otimização de programação linear e não linear, inteira e binária por meio do método *branch and bound*. A segunda é por meio de heurística clássica, desenvolvida para o trabalho e denominada de Heurística de Busca em Espaço Reduzido. Ao comparar os métodos, por meio de estudo de caso, Júnior (2008) conclui que as duas metodologias apresentam os mesmos resultados, porém o método heurístico é mais rápido para encontrar a solução.

A otimização por enxame de partículas, (do inglês *Particle Swarm Optimization* (PSO)) é um algoritmo evolucionário, baseado na interação social de animais gregários, adotada em diversos trabalhos de otimização de contratos de demanda (no inglês *contract capacity*) (LEE e CHEN, 2007a; HWANG, CHEN, *et al.*, 2009; CHEN, HWANG, *et al.*, 2009; CHUANG, WEN e CHANG, 2011; YANG e PENG, 2012).

Lee e Chen (2007a) utilizam o PSO para resolver o problema da contratação de demanda de consumidores industriais e incorporam ao algoritmo original um novo termo, chamado de Melhor Iteração (do inglês *Iteration Best*), que melhora a qualidade da solução e a eficiência computacional.

Yang e Peng (2012) utilizam o que chamam de Método Taguchi Aperfeiçoado (do inglês *Improved Taguchi Method*), que é a integração do Método Taguchi tradicional com o PSO, para otimizar o contrato de demanda de consumidores que possuem geração própria. Os resultados mostraram que o método proposto é mais efetivo, em termo de convergência e qualidade da solução do que os métodos tradicionais existentes como algoritmo genético, programação linear inteira mista e o método Taguchi tradicional.

Hwang e outros (2009) comparam o *Cat Swarm Optimization* (CSO) e o PSO na obtenção do valor ótimo de contratação da demanda. Os resultados que obtiveram mostram que o CSO tem melhor performance ao encontrar a melhor solução global, porém leva mais tempo para finalizar, com o mesmo número de iterações, do que o PSO.

Chen e outros (2009) e Chuang e outros (2011) utilizam o PSO, em sua forma original, para otimizar a contratação de demanda de consumidores comerciais e industriais Taiwaneses, devido à sua facilidade de implementação, com poucos parâmetros para ajustar e por convergir mais rápido do que outros métodos baseados em populações como o algoritmo genético.

Chen e Liao (2011) recorrem à programação linear (PL), para realizar a otimização da demanda. Como a função que representa os custos não é linear, são introduzidas variáveis de modo a torná-la linear e, por conseguinte, solucionável por meio de PL. Eles concluem que o método proposto é computacionalmente mais eficiente do que outros métodos utilizados na literatura, do que as meta-heurísticas, como algoritmo genético e otimização por enxame de partículas, e podem ser resolvidos por programas computacionais de baixo custo como LINDO e Microsoft Excel.

Quanto à orientação dos geradores fotovoltaicos, as mais diversas técnicas de otimização têm sido utilizadas para a obtenção dos ângulos otimizados de inclinação e orientação azimutal, como Redes Neurais Artificiais (*Artificial Neural Network* (ANN)), Algoritmo Genético (*Genetic Algorithm* (GA)), Recozimento Simulado (Simulated Annealing (SA)) e também o PSO (HAFEZ, SOLIMAN, *et al.*, 2017).

Chang (2010) encontrou a inclinação otimizada de módulos fotovoltaicos fixos, voltados para o equador, para sete cidades taiwanesas, com o intuito de maximizar a geração de energia elétrica anual, usando o método PSO com evolução não linear variante no tempo (PSO-

NTVE).

Kornelakis e Marinakis (2010) utilizam o PSO para otimizar projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, com o objetivo de determinar diversos parâmetros otimizados, tais como, o número e o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, o local (dentro dos espaços disponíveis para sua instalação) e a distribuição dos módulos para cada inversor, para maximizar o benefício econômico durante a período de vida útil dos equipamentos.

De modo geral boa parte dos estudos abordados, tanto para otimização da contratação de demanda quanto para orientação dos geradores fotovoltaicos, têm feito a utilização de métodos heurísticos, em particular a Otimização por Enxame de Partículas (PSO) nas suas mais variadas formas, devido à sua facilidade de implementação e boa convergência.

O estado da arte mostra que para se maximizar o benefício econômico da instalação de SFCR é preciso otimizar a orientação dos geradores fotovoltaicos em função das condições climáticas locais e da estrutura tarifária ao qual o consumidor está submetido. De modo geral boa parte dos estudos têm feito a utilização dos métodos heurísticos no processo de otimização. Por isso, a proposta desse trabalho é utilizar um modelo de geração fotovoltaica preciso e prático, mas que leve em consideração as condições climáticas locais e as eficiências no processo de geração e conversão da energia fotovoltaica. No que tange à radiação solar disponível, para também abranger as condições de nebulosidade local, pretende-se trabalhar com dados de radiação solar global, horários, medidos em estações solarimétricas próximas ao local de onde é realizado o estudo de caso (para não trabalhar com médias diárias ou mensais ou ano meteorológico típico (Typical Meteorological Year), comuns em muitos trabalhos).

Diante da problemática exposta, formula-se a hipótese principal deste trabalho: se é possível simular o faturamento anual de energia elétrica em função das modalidades tarifárias, da demanda contratada e da orientação dos módulos fotovoltaicos (sujeitos à condições climáticas locais), logo é factível encontrar valores otimizados para a demanda a ser contratada e para a orientação dos geradores fotovoltaicos, que minimize a fatura, bem como avaliar a modalidade tarifária mais benéfica financeiramente.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral do trabalho é desenvolver um modelo de otimização, baseado em métodos heurísticos, em função das modalidades tarifárias brasileiras, para otimizar os ângulos de inclinação e orientação azimutal dos geradores fotovoltaicos e a demanda de potência ativa a ser contratada, após a instalação de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de modo a

minimizar a fatura anual de energia elétrica. Para tanto, é realizado estudo de caso no Instituto Federal de Goiás Campus Goiânia.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Analisar as curvas de demanda de cargas do IFG Campus Goiânia e verificar se o sistema fotovoltaico proposto, é capaz de reduzir os picos diários de demanda de potência ativa e, conseqüentemente, contribuir para reduzir o valor da fatura de energia elétrica da unidade consumidora;
- b) Desenvolver modelo de otimização (função objetivo, variáveis de decisão e restrições), a partir das regras de tarifação de energia elétrica brasileiras, que seja útil a todas as unidades consumidoras do grupo A que instalem SFCR e desejarem otimizar a contratação de demanda e os ângulos de inclinação e orientação azimutal dos geradores fotovoltaicos;
- c) Verificar qual modalidade tarifária é mais vantajosa após a instalação do SFCR;
- d) Sugerir ao gestor de contratos do IFG que realize a revisão dos contratos de fornecimento de energia elétrica, baseado nos resultados, recontratando a demanda de potência ativa e aderindo à modalidade tarifária mais rentável.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho está organizado da seguinte forma: O Capítulo 2, explana sobre a estrutura tarifária brasileira, as formas de faturamento e de compensação de energia elétrica dos consumidores com micro e minigeração distribuída. O Capítulo 3, apresenta fundamentação teórica a respeito da radiação solar, em especial, aborda os fatores que influenciam nos montantes disponíveis para aproveitamento como as relações astronômicas existentes entre o Sol e a Terra e as trigonométricas entre a posição do Sol no céu e a superfície de incidência (horizontal ou inclinada). No Capítulo 4 são abordados os conceitos de sistemas e modelos, com ênfase nos modelos de simulação. Descreve, ainda, o modelo de sistema fotovoltaico conectado à rede a ser utilizado para simular a produção de energia solar fotovoltaica. Por último, apresenta os fundamentos de métodos de simulação e otimização, em particular, aborda um método heurístico denominado de Otimização por Enxame de Partículas (PSO), para otimizar os parâmetros propostos. O Capítulo 5 descreve os procedimentos técnicos e metodológicos utilizados no tra-

balho, contemplando o levantamento e tratamento dos dados necessários (radiação solar, temperatura do ar e memória de massa dos medidores de energia elétrica), a produção de energia solar fotovoltaica, as curvas de cargas resultantes e a otimização da fatura de energia elétrica (definição das funções objetivo e suas restrições). O Capítulo 6 apresenta e discute os resultados da otimização dos parâmetros propostos. São apresentadas as curvas de carga obtidas, as curvas de geração fotovoltaica e a resultante da interação entre ambas e os parâmetros otimizados de demanda a ser contratada e de orientação dos módulos fotovoltaicos. O Capítulo 7 descreve as conclusões obtidas com os resultados e recomendada trabalhos futuros.

2 FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A ANEEL é uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), criada a partir da Lei nº 9.427 de 1996 e do Decreto nº 2.335 de 1997, e tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica em consonância com as políticas governamentais. Dentre algumas de suas competências destacam-se: a de regular os serviços, a de definir e controlar os preços e tarifas e a de estabelecer as formas de tarifação e faturamento de energia elétrica.

A seguir são abordadas algumas definições quanto às formas de tarifação e faturamento de energia elétrica de unidades consumidoras com base na resolução normativa nº 414 de 2010 da ANEEL (ANEEL, 2010) e o sistema de compensação de energia elétrica para consumidores com micro e minigeração distribuída conforme resolução nº 482 de 2012 e nº 687 de 2015, ambas da ANEEL (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015).

2.1 TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com a resolução normativa citada na seção anterior, “tarifa” é o valor monetário fixado em Reais (R\$) por unidade de energia elétrica ativa ou de demanda de potência ativa, que serve de base para a definição do preço a ser pago pelo consumidor. As tarifas devem ser aplicadas de acordo com o tipo de usuário, o grupo e subgrupo, classe e subclasse e a modalidade tarifária a que estiver enquadrada a unidade consumidora.

2.1.1 Grupos tarifários

Os grupos tarifários são definidos segundo a tensão de fornecimento e da potência instalada na unidade consumidora, e são divididos em: grupo A e grupo B. Compete às distribuidoras informar aos consumidores qual a tensão de fornecimento, em observância aos critérios estabelecidos pela ANEEL. De modo geral, as tensões de fornecimento são definidas em função da carga instalada e da demanda a ser contratada na unidade consumidora.

O Grupo A é dividido em subgrupos de acordo com a tensão de fornecimento, a potência instalada e a demanda contratada, como apresentado na Tabela 2.1. Unidades consumidoras com carga instalada superior a 75 kW e demanda contratada igual ou inferior a 2,5 MW são atendidas em tensão primária de distribuição igual ou inferior a 69 kV, conseqüentemente, po-

dem ser enquadradas em algum dos seguintes subgrupos: A3, A3a ou A4. Se a demanda contratada pela unidade consumidora é superior a 2,5 MW, então devem ser atendidas em tensão primária de distribuição superior a 69 kV, por conseguinte, podem ser enquadradas nos subgrupos A1 ou A2. O enquadramento no subgrupo AS fica a critério da concessionária conforme seus padrões de atendimento.

Tabela 2.1 – Grupo A – Subgrupos por nível de tensão de fornecimento.

GRUPO A		
Subgrupo	Nível de tensão	Pot. instalada ou dem. contratada
A1	≥ 230 kV	Dem. contratada $> 2,5$ MW
A2	88 a 138 kV	
A3	69 kV	Pot. inst. > 75 kW
A3a	30 a 44 kV	Dem. contratada $\leq 2,5$ MW
A4	2,3 a 25 kV	
AS	$< 2,3$ kV, sistema subterrâneo	A critério da concessionária

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010).

Quando a carga instalada na unidade consumidora é igual ou inferior a 75 kW, são atendidas por rede aérea em tensão secundária de distribuição (inferior a 2,3 kV) e, consequentemente, são enquadradas no Grupo B. O Grupo B, também é dividido em subgrupos, porém, não em função do nível de tensão, mas de acordo com o tipo de atividade do consumidor, como apresentado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Grupo B – Subgrupos por tipo de atividade do consumidor.

GRUPO B	
Subgrupo	Tipo de atividade
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010).

2.1.2 Classes tarifárias

As unidades consumidoras são classificadas de acordo com a atividade exercida e a finalidade de utilização da energia elétrica, podendo enquadrar-se em uma das seguintes classes

e subclasses tarifárias conforme Tabela 2.3 (ANEEL, 2010).

Tabela 2.3 – Classes e subclasses tarifárias conforme a atividade e a finalidade de utilização da energia elétrica do consumidor.

CLASSES TARIFÁRIAS	
Classe	Subclasse
Residencial	Residencial; Residencial baixa renda; Residencial baixa renda indígena; Residencial baixa renda quilombola; Residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social; Residencial baixa renda multifamiliar
Industrial	Não se aplica
Comercial	Comercial; Serviços de transporte (exceto tração elétrica); Serviços de comunicações e telecomunicações; Associação e entidades filantrópicas; Templos religiosos; Administração condominial (iluminação e instalações de uso comum); Iluminação em vias; Semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito; Outros serviços e outras atividades
Rural	Agropecuária rural; Agropecuária urbana; Residencial rural; Cooperativa de eletrificação rural; Agroindustrial; Serviço público de irrigação rural; Escola agrotécnica; Aquicultura
Poder público	Poder público federal; Poder público estadual ou distrital; Poder público municipal
Iluminação pública	Vias públicas (ruas, avenidas, túneis etc.); Bens públicos (praças, parques, jardins etc.)
Serviço público	Tração elétrica; Água, esgoto e saneamento
Consumo próprio	Não se aplica

Fonte: Adaptado de ANEEL (2010).

2.1.3 Postos tarifários

Postos tarifários são períodos em horas nos quais são aplicados diferentes valores de tarifas ao longo do dia. São divididos em (ANEEL, 2010):

Posto tarifário ponta: período do dia estabelecido pela concessionária em função da curva de carga de seu sistema elétrico, formado por 3 horas consecutivas, com exceção dos finais de semana e alguns feriados nacionais;

Posto tarifário intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto tarifário ponta, aplicado somente ao Grupo B;

Posto tarifário fora de ponta: período formado pelas horas consecutivas e complementares às que foram estabelecidas para os postos tarifários ponta, e para o Grupo B,

intermediário.

2.1.4 Modalidades tarifárias

Modalidade tarifária é o conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, considerando as seguintes modalidades (ANEEL, 2010):

Convencional monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;

Convencional binômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

Horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (dividida em três postos tarifários: ponta, intermediário e fora de ponta);

Horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (dividida em dois postos tarifários: ponta e fora de ponta), e uma única tarifa de demanda de potência (independente do posto tarifário);

Horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (dividida em dois postos tarifários: ponta e fora de ponta).

A Figura 2.1 apresenta um esquemático com as modalidades tarifárias e suas características.

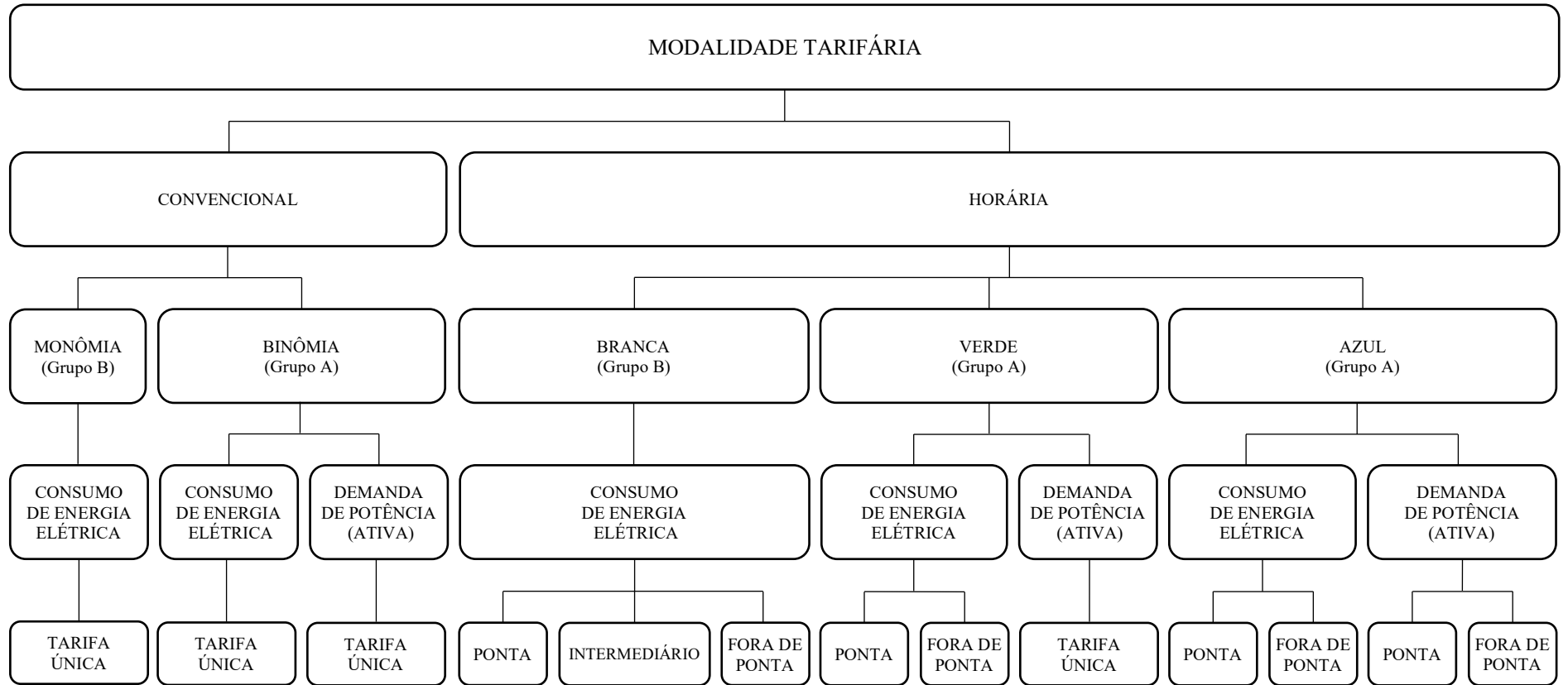
2.1.5 Enquadramento nas modalidades tarifárias

O enquadramento das unidades consumidoras nas modalidades tarifárias deve obedecer a alguns critérios, em função do grupo tarifário a que pertencem.

Se pertencentes ao Grupo A, podem ser enquadradas nas seguintes modalidades tarifárias:

Horária azul: se a tensão de fornecimento for igual ou superior a 69 kV;

Figura 2.1 – Modalidades tarifárias e suas características.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2010).

Horária azul ou verde: o consumidor pode optar entre essas modalidades se a tensão de fornecimento for inferior a 69 kV e a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW;

Convencional binômia, horária azul ou verde: o consumidor pode optar entre essas modalidades se a tensão de fornecimento for inferior a 69 kV e a demanda contratada for inferior a 300 kW;

Se pertencentes ao Grupo B, podem ser enquadradas nas seguintes modalidades tarifárias:

Convencional monômia: todas as unidades consumidoras são enquadradas de forma automática e compulsória nessa modalidade;

Horária branca: o consumidor pode optar por essa modalidade.

2.2 FATURAMENTO DAS UNIDADES CONSUMIDORAS

O faturamento das unidades consumidoras depende do grupo e da modalidade tarifária ao qual pertencem. Nesse trabalho é abordado apenas o faturamento das unidades consumidoras enquadradas em modalidades tarifárias binômias, já que uma das características dessas modalidades é o faturamento da demanda de potência de ativa.

A seguir são apresentadas as formas de faturamento em função da tarifação binômia e suas respectivas características. Essas regras de faturamento fornecem a base para o modelo de otimização a ser implementado com o intuito de minimizar a fatura anual de energia elétrica por meio da contratação ótima de demanda de potência ativa.

Nesse trabalho não são abordadas as penalidades relativas aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativa excedentes e as bandeiras tarifárias, pois não interferem na contratação da demanda de potência ativa.

2.2.1 Modalidade convencional binômia

Na modalidade convencional binômia não há postos tarifários, sendo assim, a fatura de energia elétrica é dada por uma parcela referente à demanda faturável e outra referente ao consumo de energia elétrica. Cabe ainda, quando a demanda de potência ativa medida ultrapassar a contratada em mais de 5%, uma cobrança pela ultrapassagem. Com isso, o equacionamento para faturamento na modalidade tarifária convencional binômia é dado por (ANEEL, 2010):

$$F_{CB} = EEAM \cdot TE + DF \cdot TD + \max(DM - DC, 0) \cdot 2 \cdot VR_{DULT}, \quad (2.1)$$

onde

F_{CB} é a fatura mensal de energia elétrica na modalidade convencional binômia (R\$);

$EEAM$ é a energia elétrica ativa medida no período faturável (kWh);

TE é a tarifa de energia elétrica ativa (R\$/kWh);

DF é a demanda faturável (maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida) (kW);

TD é a tarifa de demanda de potência ativa (R\$/kW);

DM é a demanda de potência ativa medida (kW);

DC é a demanda de potência ativa contratada (kW);

VR_{DULT} é o valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência (R\$/kW) ($VR_{DULT} \equiv TD$).

2.2.2 Modalidade horária verde

Na modalidade tarifária horária verde há uma parcela referente à demanda faturável, sem a incidência de postos tarifários, e outra referente ao consumo de energia elétrica ativa, porém com a incidência dos postos tarifários ponta e fora de ponta. Assim como a tarifação convencional binômia, cabe também, a parcela por ultrapassagem de demanda contratada. Sendo assim, o equacionamento para faturamento na modalidade tarifária horária verde é dado por (ANEEL, 2010):

$$F_{HV} = EEAM_{(fp)} \cdot TE_{(fp)} + EEAM_{(p)} \cdot TE_{(p)} + DF \cdot TD + \max(DM - DC, 0) \cdot 2 \cdot VR_{DULT}, \quad (2.2)$$

onde

F_{HV} é a fatura mensal de energia elétrica na modalidade horária verde (R\$);

$EEAM_{(fp)}$ é a energia elétrica ativa medida no período faturável, no posto tarifário fora de ponta (kWh);

$EEAM_{(p)}$ é a energia elétrica ativa medida no período faturável, no posto tarifário ponta (kWh);

$TE_{(fp)}$ é a tarifa de energia elétrica ativa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kWh);

$TE_{(p)}$ é a tarifa de energia elétrica ativa para o posto tarifário ponta (R\$/kWh);

2.2.3 Modalidade horária azul

Na modalidade tarifária horária azul há a incidência de postos tarifários tanto para a parcela referente à demanda faturável quanto para a parcela referente ao consumo de energia elétrica ativa. Cabe também, a parcela por ultrapassagem de demanda contratada. Sendo assim, o equacionamento para faturamento na modalidade tarifária horária azul é dado por (ANEEL, 2010):

$$\begin{aligned}
 F_{HA} = & EEAM_{(fp)} \cdot TE_{(fp)} + EEAM_{(p)} \cdot TE_{(p)} + DF_{(fp)} \cdot TD_{(fp)} + DF_{(p)} \cdot TD_{(p)} \\
 & + \text{máx}(DM_{(fp)} - DC_{(fp)}, 0) \cdot 2 \cdot VR_{DULT(fp)} \\
 & + \text{máx}(DM_{(p)} - DC_{(p)}, 0) \cdot 2 \cdot VR_{DULT(p)},
 \end{aligned} \tag{2.3}$$

onde

F_{HA} é a fatura mensal de energia elétrica na modalidade horária azul;

$DF_{(fp)}$ é a demanda faturável no período tarifário fora de ponta (maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida);

$DF_{(p)}$ é a demanda faturável no período tarifário ponta (maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida);

$TD_{(fp)}$ é a tarifa de demanda de potência ativa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kW);

$TD_{(p)}$ é a tarifa de demanda de potência ativa para o posto tarifário ponta (R\$/kW);

$DM_{(fp)}$ é a demanda de potência ativa medida no posto tarifário fora de ponta (kW);

$DC_{(fp)}$ é a demanda de potência ativa contratada para o posto tarifário fora de ponta (kW);

$DM_{(p)}$ é a demanda de potência ativa medida no posto tarifário ponta (kW);

$DC_{(p)}$ é a demanda de potência ativa contratada para o posto tarifário ponta (kW);

$VR_{DULT(fp)}$ é o valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kW) ($VR_{DULT(fp)} \equiv TD_{(fp)}$);

$VR_{DULT(p)}$ é o valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência para o posto tarifário ponta (R\$/kW) ($VR_{DULT(p)} \equiv TD_{(p)}$).

2.3 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A publicação da resolução normativa nº 482 de 2012 pela ANEEL regulamentou o acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema elétrico nacional, desde que sejam utilizadas fontes renováveis de energia, conectadas à rede por meio das instalações elétricas de unidades consumidoras e estabeleceu as condições para compensação da energia elétrica (posteriormente alterada pela resolução normativa nº 687 de 2015), permitindo que o excedente produzido seja injetado na rede da concessionária.

O sistema de compensação adotado no Brasil, é o chamado *net metering*, ou medição da energia líquida. Nesse sistema o consumidor é faturado pela diferença entre a energia que consumiu e a que gerou. Caso o consumidor gere mais energia elétrica do que consome, durante o período de faturamento, os montantes excedentes são acumulados em forma de créditos que podem ser usados em até 60 meses.

O faturamento de unidades consumidoras integrantes do sistema de compensação, deve considerar a energia consumida, deduzidos a injetada e o crédito acumulado em ciclos de faturamento anteriores. Para consumidores do grupo A, a compensação deve acontecer primeiro no posto tarifário que ocorre a geração e, caso ainda sobre créditos, estes podem ser usados nos demais postos tarifários, observando-se a proporção das tarifas de energia em cada posto.

Quando a quantidade de créditos acumulados é maior do que a energia consumida, os custos com a parcela referente ao consumo de energia elétrica, para esse ciclo de faturamento, são quitados. Ressalta-se que, os consumidores do grupo B, devem pagar os valores referentes ao custo de disponibilidade, e os consumidores do grupo A, os custos com a demanda contratada, e a contribuição para o custeio da iluminação pública (aplicável a ambos os grupos).

3 RADIAÇÃO SOLAR

Este capítulo apresenta as relações astronômicas e trigonométricas existentes entre a Terra e Sol e a posição do Sol no céu (observado da Terra), em determinado instante e uma superfície terrestre, e os fatores que influenciam a disponibilidade de radiação solar na superfície terrestre. Apresenta ainda um modelo matemático para estimativa das parcelas de radiação solar difusa e direta a partir de dados medidos de radiação solar global, no plano horizontal, e outro modelo que estima a radiação solar incidente em um plano inclinado a partir dos dados estimados ou medidos de radiação solar difusa, no plano horizontal.

3.1 RELAÇÕES ASTRONÔMICAS ENTRE A TERRA E O SOL

O Sol é uma estrela anã gasosa, constituída principalmente de hidrogênio e hélio. Possui diâmetro de $1,39 \cdot 10^9$ m, temperatura de aproximadamente 5.500 °C na superfície e de $15 \cdot 10^6$ °C em seu núcleo. Essa temperatura no núcleo mantém a fusão termonuclear, processo no qual átomos de hidrogênio se fundem, formando átomos maiores, neste caso o hélio, liberando grande quantidade de energia, na forma de luz e calor, chamada de radiação solar. É o centro do Sistema Solar e a estrela mais próxima da Terra (NASA, 2018).

Para se determinar a quantidade de radiação solar que chega à Terra e, conseqüentemente, melhorar seu aproveitamento, é de suma importância entender as relações trigonométricas existentes entre a Terra e o Sol.

Observado da Terra, o caminho aparente que o Sol descreve no céu varia ao longo do ano. Essa variação ocorre devido aos movimentos rotação e translação da Terra, que ao girar em torno do Sol descreve uma trajetória elíptica (o plano formado por esse movimento é chamado de *plano eclíptico*), com certa excentricidade (o Sol em um dos focos da elipse), por isso, a distância Sol-Terra varia durante o ano (um ciclo completo em torno do Sol).

A *distância média Sol-Terra* (r_0) é denominada de Unidade Astronômica (UA) e tem o valor aproximado de $1,49 \cdot 10^8$ km ($1 \text{ UA} = 1,495978 \cdot 10^8$ km). A menor distância Sol-Terra é da ordem de $0,983$ UA e a maior é de $1,017$ UA, como mostra a Figura 3.1 (IQBAL, 1983). Para se determinar a *distância Sol-Terra para qualquer dia do ano* (r), foi desenvolvido por Spencer (1971), através de série de Fourier, um *fator de correção de excentricidade da órbita terrestre* (E_0), com erro máximo na ordem de $0,01\%$, a seguinte expressão:

$$E_0 = (r_0/r)^2 = 1,000110 + 0,034221 \cdot \cos \Gamma + 0,001280 \cdot \sin \Gamma + 0,000719 \cdot \cos 2\Gamma + 0,000077 \cdot \sin 2\Gamma. \quad (3.1)$$

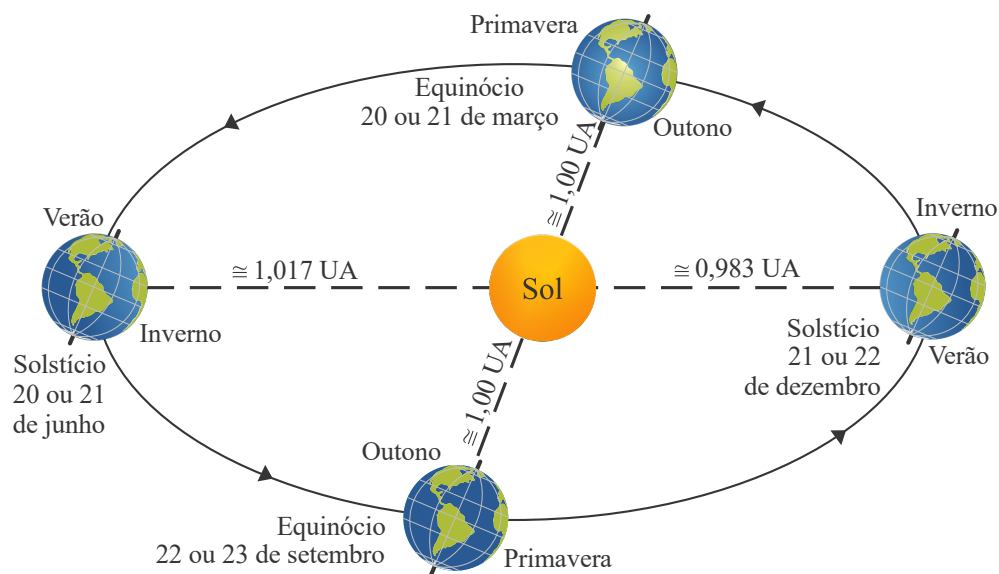
Γ é dado por:

$$\Gamma = 2\pi \cdot (d_n - 1)/365, \quad (3.2)$$

onde

d_n é o dia do ano, conforme o calendário juliano, sendo 1 para 1° de janeiro e 365 para 31 de dezembro. Assume-se que fevereiro sempre tem 28 dias.

Figura 3.1 – Movimento de translação da Terra ao redor do Sol.

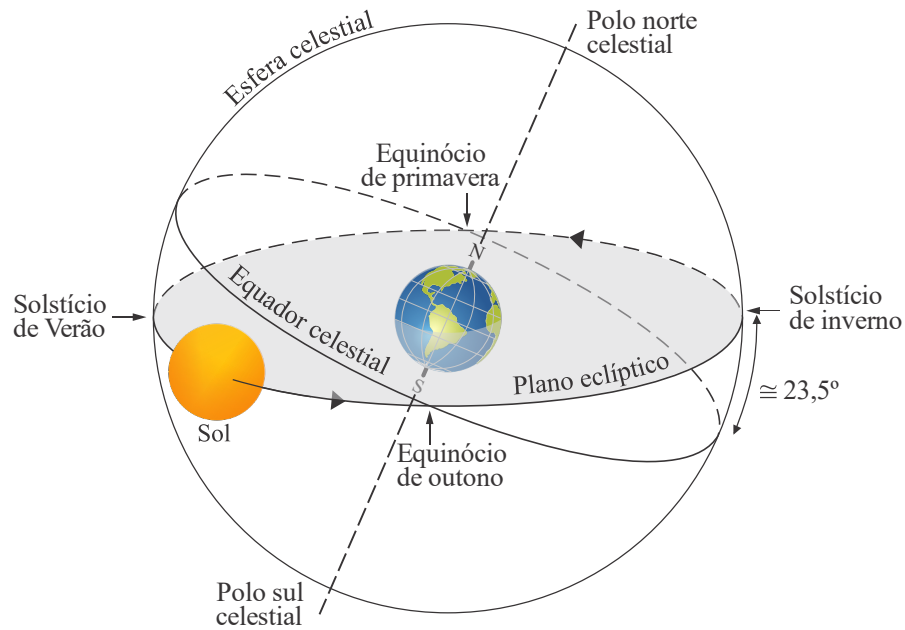


Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

Em seu movimento de rotação, a Terra gira em torno de seu eixo polar, que tem inclinação de aproximadamente $23,5^\circ$ em relação à reta normal ao plano eclíptico. A inclinação do eixo da Terra faz com que o ângulo formado entre a linha que liga o centro da Terra e do Sol, e o plano equatorial da Terra, mude a todo instante. Esse ângulo é chamado de *declinação solar* (δ).

Uma outra forma de descrever a declinação solar é imaginar a Terra contida em uma esfera, denominada de *esfera celestia*, e que o Sol gira em torno da Terra, em seu plano eclíptico. Ao se projetar o equador terrestre na esfera celestia tem-se o *equador celeste ou celestia*. Estendendo-se os eixos polares da Terra até a esfera celeste, tem-se os polos norte e sul celestia, como mostra a Figura 3.2. O ângulo formado entre o plano do equador terrestre e o plano eclíptico forma um ângulo de aproximadamente $23,5^\circ$, ou seja, descreve o ângulo de declinação solar.

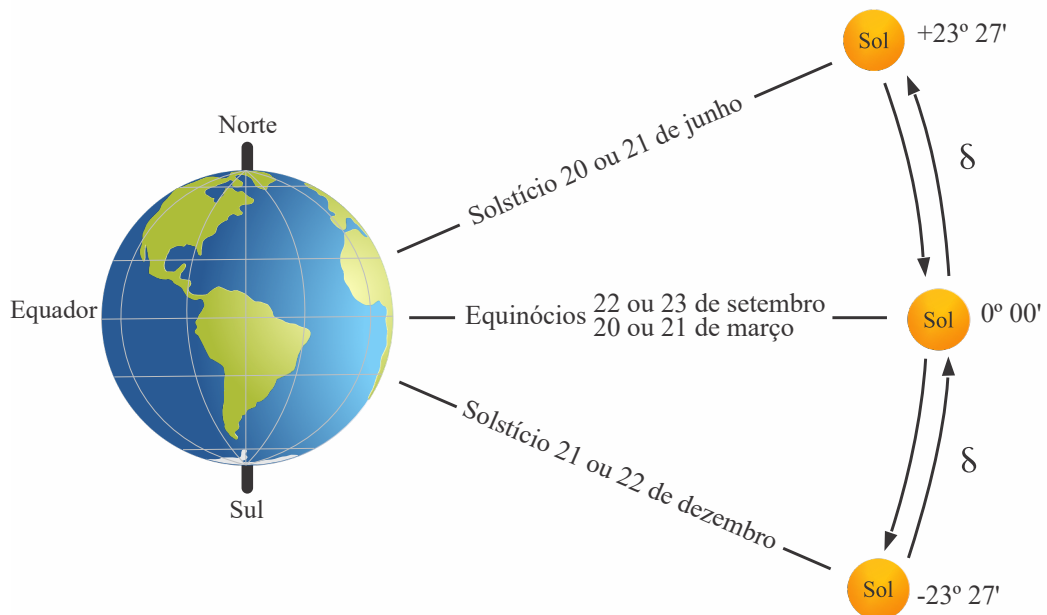
Figura 3.2 – Representação do plano eclíptico e a esfera celestia.



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

Por convenção, quando a incidência dos raios solares (paralelos à reta que une os centros do Sol e da Terra) está ao norte do equador a declinação solar é positiva e quando está ao sul é negativa. Para o hemisfério sul, este ângulo varia ao longo do ano entre $-23,45^\circ$ (solstício de verão) e $+23,45^\circ$ (solstício de inverno), como ilustra a Figura 3.3.

Figura 3.3 – Declinação solar em determinadas épocas do ano.



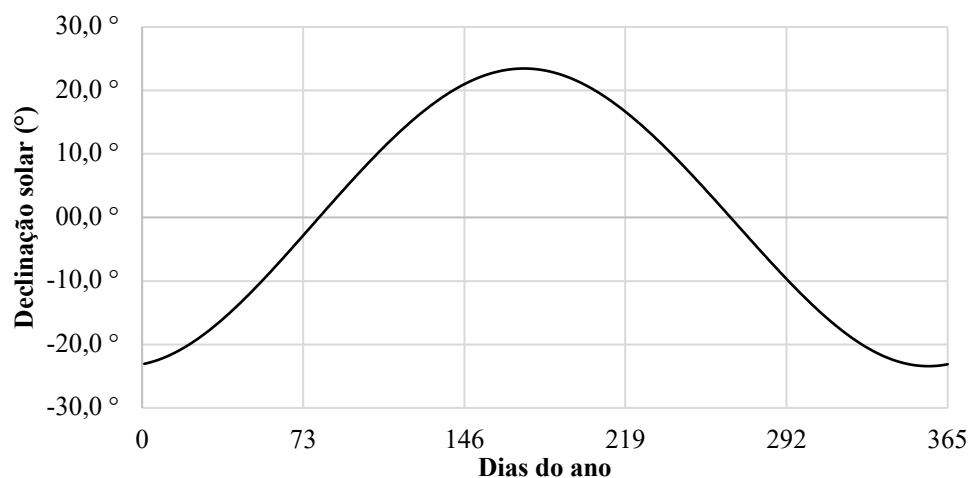
Fonte: Adaptado de Pereira, Martins, *et al* (2017).

O valor da declinação solar, em cada dia do ano, pode ser obtido, com muita precisão (erro máximo de 0,0006 rad ou menor que 3') por meio da seguinte expressão (SPENCER, 1971):

$$\delta = (0,006918 - 0,399912 \cdot \cos \Gamma + 0,070257 \cdot \sin \Gamma - 0,006758 \cdot \cos 2\Gamma + 0,000907 \cdot \sin 2\Gamma - 0,002697 \cdot \cos 3\Gamma + 0,00148 \cdot \sin 3\Gamma) \cdot (180/\pi). \quad (3.3)$$

A Figura 3.4 mostra a variação da declinação solar ao longo do ano calculada conforme a Expressão (3.3).

Figura 3.4 – Variação da declinação solar ao longo do ano.



Fonte: Autoria própria.

Como consequência dessa variação da declinação solar, quando observada da Terra, a trajetória aparente que o Sol descreve na esfera celeste muda ao longo dos dias do ano, como mostra a Figura 3.5.

O movimento orbital da Terra ao redor do Sol e as revoluções em torno de seu eixo polar inclinado além de influenciarem nas variações climáticas e na quantidade de radiação solar também provocam pequenas variações temporais. Por isso, as aplicações de energia solar são baseadas na hora solar aparente (que é a hora baseada na posição do Sol na esfera celeste) e não na hora oficial marcada pelo relógio. Como a hora oficial local não coincide com a hora solar é preciso fazer as correções necessárias por meio de dois ajustes (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

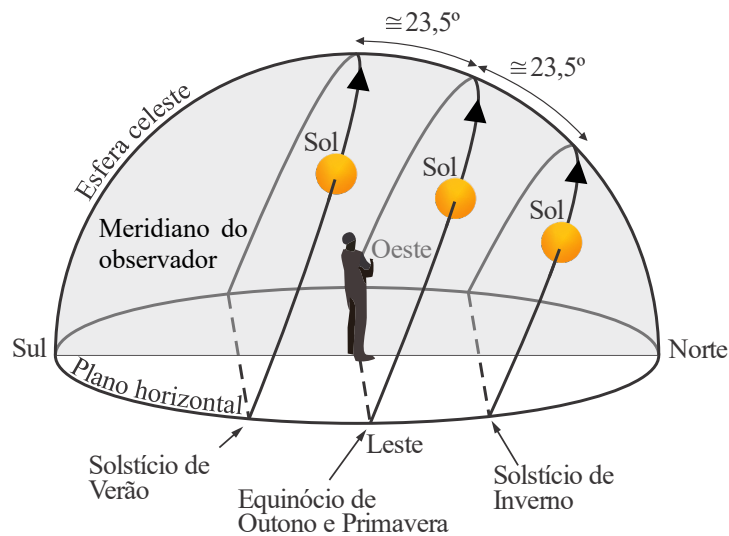
O primeiro ajuste está relacionado com as variações na velocidade orbital da Terra que modifica o tempo que o Sol leva para atravessar o meridiano do observador. A diferença entre

a hora solar aparente e a hora solar média² é chamada de *equação do tempo* (E_t) e pode ser calculada, com erro máximo de 0,0025 rad, pela seguinte expressão (SPENCER, 1971):

$$E_t = (0,000075 + 0,001868 \cdot \cos \Gamma - 0,032077 \cdot \sin \Gamma - 0,014615 \cdot \cos 2\Gamma - 0,04089 \cdot \sin 2\Gamma) \cdot (229,18). \quad (3.4)$$

Na Expressão (3.4) o multiplicador 229,18 converte o resultado para minutos (unidade de tempo).

Figura 3.5 – Trajetória aparente do sol, observada a partir da Terra, no hemisfério sul, ao longo do ano.



Fonte: Adaptado de Pereira, Martins, *et al* (2017).

O segundo ajuste refere-se à diferença de longitude entre o meridiano do observador³ e o meridiano no qual está baseado a hora local. A hora solar aparente pode ser determinada para determinada localidade por:

$$HSA = HOL + 4 \cdot (L_s - L_e) + E_t, \quad (3.5)$$

onde,

HSA é a hora sola aparente;

HOL é a hora oficial local;

L_s é a longitude padrão (do fuso horário oficial do local);

L_e é a longitude local.

² Hora solar média – O movimento do Sol na eclíptica não tem velocidade angular constante, consequentemente, em determinadas épocas do ano o Sol cruza o meridiano local mais cedo e em outras mais tarde. A hora solar média considera a velocidade angular constante, e com isso os dias solares médios são iguais de modo que o ano solar médio é igual ao ano solar verdadeiro.

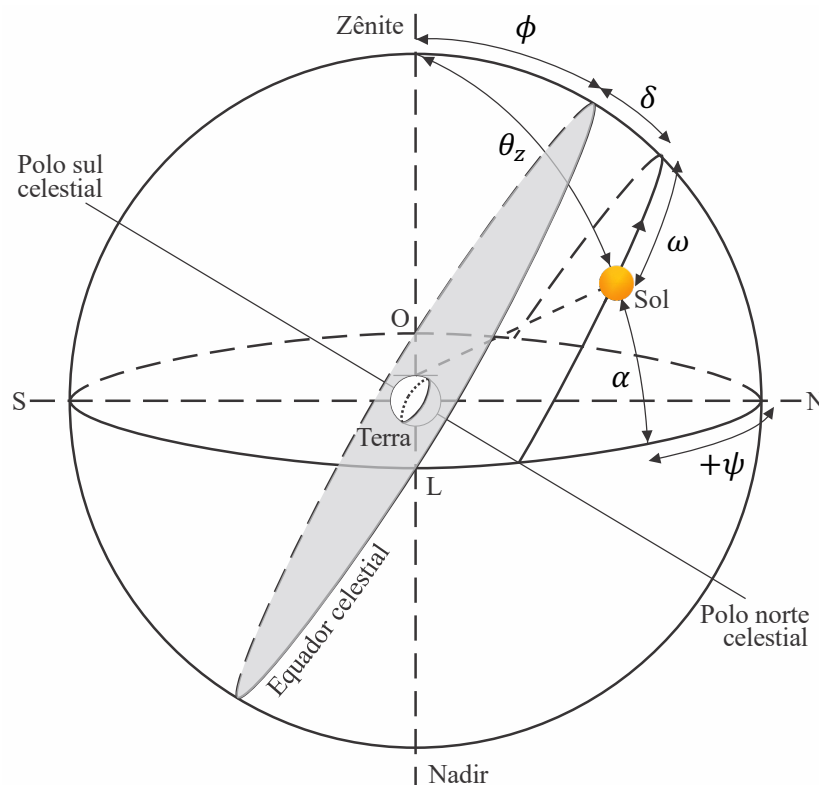
³ Meridiano do observador (ou de uma superfície) é um plano vertical que passa pelo zênite (é definido na subseção seguinte) do observador e pelos polos da esfera celeste.

A longitude local é positiva se o meridiano local está a leste do meridiano padrão (meridiano no qual está baseado a hora oficial local) e negativa se estiver a oeste.

3.2 RELAÇÕES TRIGONOMÉTRICAS ENTRE A POSIÇÃO DO SOL NO CÉU E UMA SUPERFÍCIE NA TERRA

A estimativa da radiação solar que atinge uma superfície na Terra depende das relações trigonométricas existentes entre a posição do Sol no céu, em determinado momento, e a posição da superfície em questão. Utilizando-se da esfera celeste, anteriormente definida, é possível determinar essas relações trigonométricas, como mostra a Figura 3.6. Primeiro é preciso estabelecer que qualquer superfície terrestre tem uma posição correspondente na esfera celestial. A reta normal a essa superfície, que intercepta a esfera celeste, é chamada de *zênite* e o ponto oposto é denominado *nadir*.

Figura 3.6 – Esfera celeste mostrando o Sol e suas relações trigonométricas com determinada superfície na Terra.



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

O ângulo formado entre o zênite de uma superfície na Terra e o plano do equador terrestre ou do celeste é a *latitude geográfica* (ϕ).

Traçando-se uma linha entre a posição do Sol em determinado momento, e o zênite de uma superfície horizontal na Terra têm-se o *ângulo zenital* (θ_z), com variação entre 0° e 90° . O ângulo complementar ao zenital é chamado de *altitude solar ou elevação solar* (α), sendo delimitado pelo horizonte celestial e a elevação do Sol sobre a superfície horizontal.

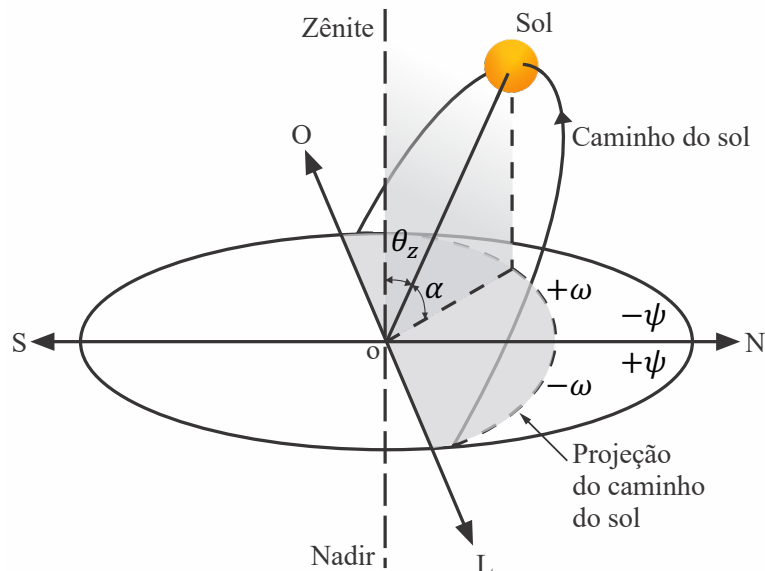
Outro ângulo a ser estabelecido é o *ângulo horário* (ω), que é a diferença angular entre o meridiano de uma superfície, sentido norte-sul, e o meridiano do Sol. Por convenção, ao meio dia é 0° , e aumenta 15° a cada hora, sendo negativo pela manhã e positivo pela tarde, como mostra a Figura 3.7. Este ângulo pode ser obtido a partir da hora solar aparente (HSA) pela seguinte expressão:

$$\omega = (HSA - 12) \cdot 15. \quad (3.6)$$

A diferença angular entre o plano do meridiano de uma superfície, originado entre as orientações norte e sul, e o plano formado pela projeção da incidência solar sobre uma superfície horizontal é chamada de *azimute solar ou ângulo azimutal do Sol* (ψ). Varia entre 0° e $\pm 180^\circ$, sendo positivo a leste e negativo a oeste, como mostra a Figura 3.7. O ângulo azimutal solar é dado por (IQBAL, 1983):

$$\cos \psi = (\sin \alpha \cdot \sin \phi - \sin \delta) / (\cos \alpha \cdot \cos \phi). \quad (3.7)$$

Figura 3.7 – Representação dos ângulos: azimutal solar, zenital, horário e altitude solar.

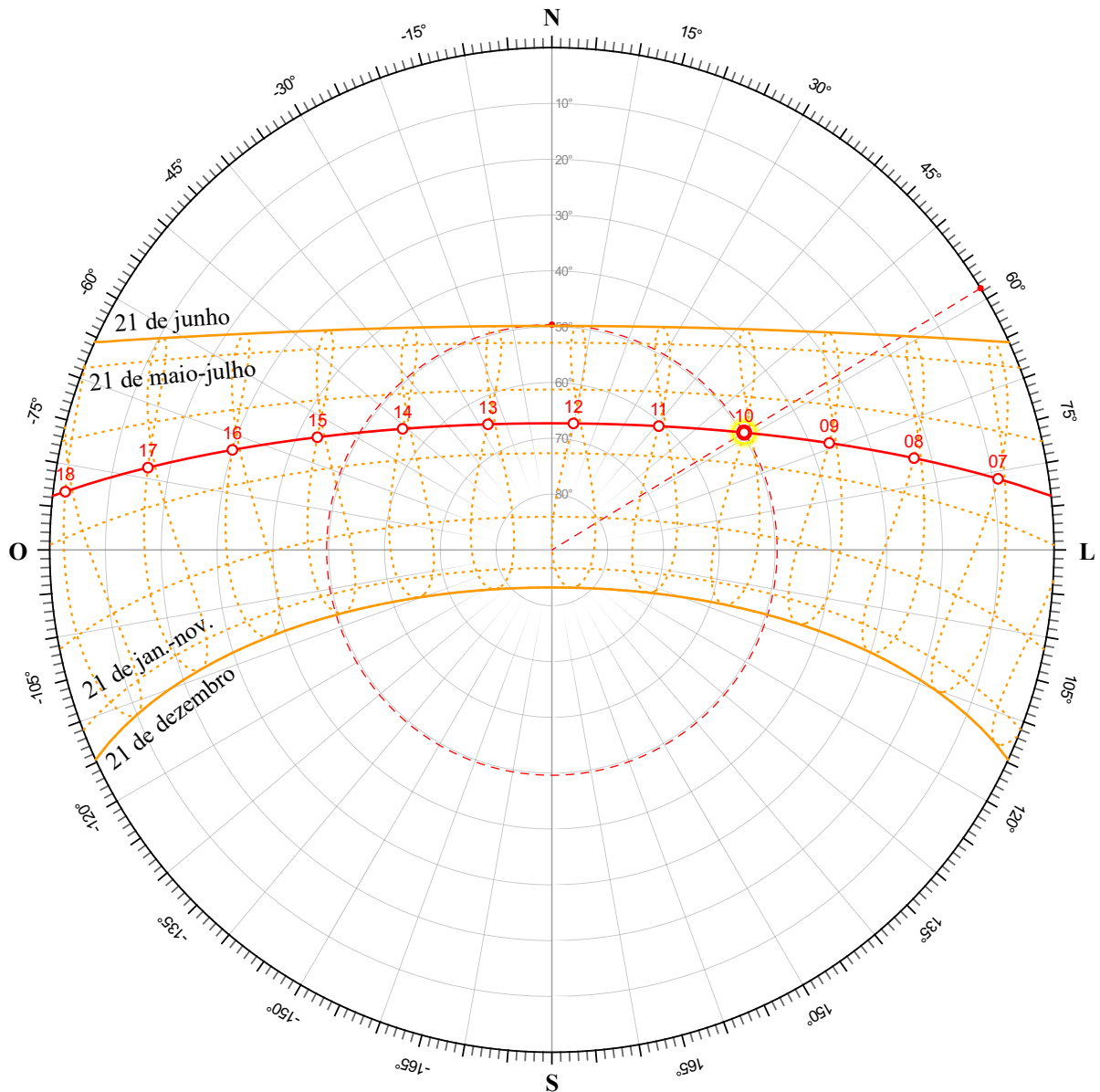


Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

Uma forma de visualizar alguns desses ângulos, muito utilizada por engenheiros e arquitetos, é a carta solar ou diagrama polar solar. A carta solar é uma ferramenta que representa a projeção da trajetória do Sol na abóbada celeste em diferentes períodos do ano e horas do dia.

Por meio dela é possível obter o azimute e altitude solar e a hora do dia (hora oficial conforme o fuso horário) do nascer e pôr-do-sol em função da época do ano. Um exemplo de carta solar, para a cidade de Goiânia ($16,6869^\circ$ S, $49,2648^\circ$ O), Goiás, é apresentado na Figura 3.8.

Figura 3.8 – Carta solar para a cidade de Goiânia ($16,70^\circ$ S).



Fonte: Adaptado de Marsh (2014).

A circunferência externa representa o horizonte do observador e o centro o zênite. As circunferências intermediárias, equidistantes, representam a altitude solar. Essa forma de representação, com linhas equidistantes, não demonstra a real projeção do Sol sobre uma superfície horizontal, mas permite melhor visualização dos dados. Uma representação do tipo esférica seria mais apropriada para tal fidelidade.

As linhas radiais, divididas a cada 10° , representam o azimute solar. As linhas que cruzam o diagrama representam o caminho do sol a cada hora para uma determinada época/estação do ano. A linha superior é o caminho do sol no dia 21 de junho, solstício de inverno no hemisfério sul. Já a inferior é a do dia 21 de dezembro, solstício de verão. A linha em destaque é a do dia 7 de setembro. Às 10:00h AM (hora oficial) a altitude solar é de aproximadamente 50° e o azimute solar é de quase 59° .

Além das relações trigonométricas supracitadas, a quantidade de radiação solar incidente em uma superfície na Terra, depende do ângulo de incidência, que é o ângulo formado entre os raios solares e a reta normal a essa superfície. Esse ângulo varia em função da posição do Sol no céu, da inclinação da superfície de incidência (em relação ao plano horizontal), e de sua orientação em relação ao meridiano local (ângulo azimutal da superfície, que é abordado mais adiante). Quanto menor o ângulo de incidência maior o nível de radiação solar que atinge a superfície. Ou seja, obtém-se o máximo de aproveitamento da radiação solar incidente quando este ângulo é zero, pois assim os raios solares são perpendiculares à superfície.

3.2.1 Ângulo de incidência em superfícies horizontais

O ângulo de incidência dos raios solares no plano horizontal, em determinado instante, para determinada localidade, desprezando-se a refração da atmosfera, é definido como o próprio *ângulo zenital* (θ_z), e pode ser obtido pela seguinte expressão (IQBAL, 1983):

$$\cos \theta_z = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega = \sin \alpha. \quad (3.8)$$

Pela Expressão (3.8) também é possível obter o ângulo complementar ao ângulo zenital, a *altitude solar* (α).

3.2.2 Ângulo de incidência em superfícies inclinadas

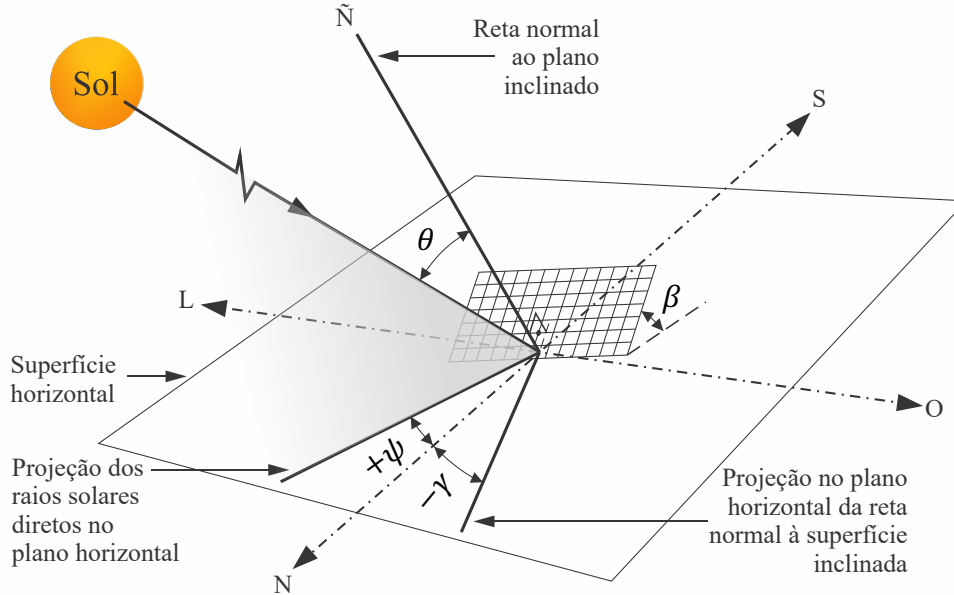
Superfícies inclinadas descrevem ângulos em relação ao plano horizontal e ao meridiano local, por isso a definição do ângulo de incidência para essas superfícies tem uma tratativa mais complexa. Para tanto, é preciso definir as relações trigonométricas existentes entre essas superfícies e a posição do Sol no céu, como mostra a Figura 3.9.

Dentre as relações apresentadas na supracitada que ainda não foram previamente definidas estão:

β é a *inclinação da superfície* em relação ao plano horizontal, em graus, com variação de 0° a 90° . Por convenção, ao ser utilizado para obtenção do ângulo de incidência, é positivo

no hemisfério norte e negativo no hemisfério sul. Para utilização nos modelos de estimativa como o de Erbs e outros e de Perez e outros é sempre positivo;

Figura 3.9 – Relações trigonométricas entre uma superfície inclinada e orientada em alguma direção e o Sol.



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

γ é o *ângulo azimutal da superfície*, que é a diferença angular entre a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal e o meridiano do local (norte geográfico), em graus, com variação de -180° a $+180^\circ$, sendo 0° no norte geográfico. Por convenção é positivo a leste e negativo a oeste;

O ângulo de incidência nessas superfícies, analisando primeiro as superfícies inclinadas e orientadas em direção ao norte geográfico (ângulo azimutal de superfície nulo), pode ser obtido a partir da seguinte avaliação.

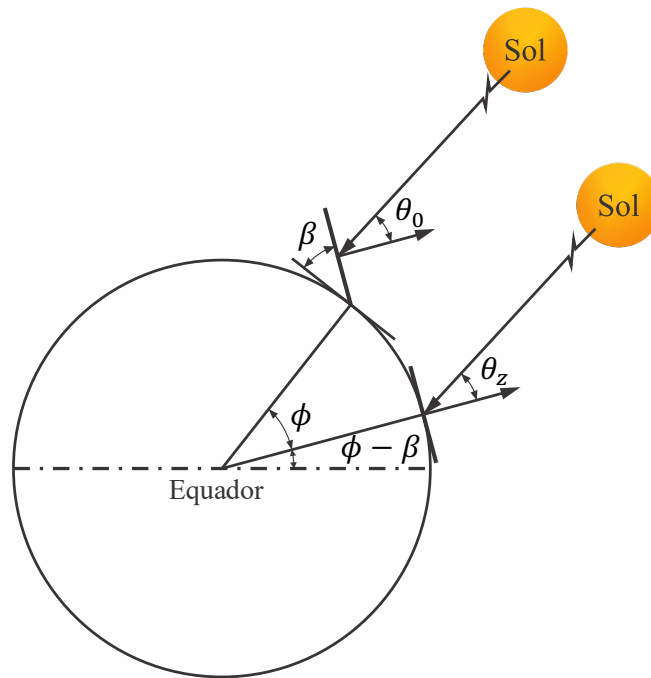
Ao se considerar duas superfícies, uma com inclinação β e outra na horizontal, em diferentes latitudes, uma na latitude ϕ e outra na latitude $\phi - \beta$, respectivamente, é possível verificar que o ângulo de incidência na superfície inclinada é igual ao ângulo de incidência na superfície horizontal, como mostra a

Figura 3.10. Ou seja, uma superfície com inclinação β na latitude ϕ é paralela a uma superfície na horizontal na latitude $\phi - \beta$.

Baseado nessa premissa, e substituindo-se na Expressão (3.8) a latitude ϕ (referente ao plano inclinado) por $\phi - \beta$ (referente ao plano horizontal), é possível obter uma nova expressão para o *ângulo de incidência em superfície inclinada e ângulo azimutal nulo* (θ_0):

$$\cos \theta_0 = \sin \delta \cdot \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos \omega. \quad (3.9)$$

Figura 3.10 – Representação do paralelismo entre os ângulos de incidência θ_0 e θ_z .



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

Superfícies inclinadas, mas orientadas em qualquer direção ($\gamma \neq 0$) tem uma tratativa ainda mais complexa, pois precisam levar em consideração o ângulo azimutal de superfície. Diversos autores têm desenvolvido formas de se calcular o *ângulo de incidência em superfícies inclinadas e orientadas em qualquer direção* (θ). Nesse trabalho é abordada a expressão apresentada em Iqbal (1983):

$$\cos \theta = (\sin \phi \cdot \cos \beta - \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma) \cdot \sin \delta + (\cos \phi \cdot \cos \beta + \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega. \quad (3.10)$$

3.3 RADIAÇÃO SOLAR EXTRATERRESTRE

O termo “radiação solar”, é utilizado de forma genérica. Quando se trata da potência que incide em uma superfície por unidade de área dá-se o nome de *irradiância*, e a unidade de medida no Sistema Internacional de Unidades (SI) é o W/m^2 . Já a energia solar que incide sobre uma superfície em determinado intervalo de tempo é chamada de *irradiação* e a unidade adotada no SI, é $kJ/m^2/h$, quando a base temporal é horária e $kJ/m^2/dia$, quando a base temporal é diária.

Nesse trabalho o símbolo G (e seus respectivos subscritos) é usado para representar a irradiância solar global, e o símbolo I (e seus respectivos subscritos) é usado para representar a

irradiação solar global. Baseando-se nessas definições é possível estabelecer equações matemáticas para se determinar a irradiância e a irradiação solar extraterrestre, com base horária ou diária, no plano horizontal e/ou inclinada como é apresentado a seguir.

3.3.1 Constante Solar

A *constante solar* (G_{sc}) é a taxa de energia solar total, fora da atmosfera terrestre, incidente em uma unidade de área, de uma superfície perpendicular à direção de propagação da radiação (superfície normal aos raios do Sol), à distância média Terra-Sol (1 UA).

A determinação do valor da constante solar tem sido estudada desde o início do século XIX. Os primeiros estudos foram feitos baseados em medições realizadas ao nível do solo, extrapolados para o topo da atmosfera, levando em consideração as atenuações devido aos vários elementos presentes na atmosfera. No entanto, estas aproximações estavam sujeitas a grandes erros devido às incertezas sobre os elementos constituintes da atmosfera.

A evolução tecnológica possibilitou, com o uso de aeronaves, balões e sondas espaciais, realizar medidas em altas altitudes com o mínimo de influência da atmosfera terrestre. Desde a década de 1970 diversas medidas, em grandes altitudes, da constante solar têm sido realizadas, com registros de valores entre 1338 e 1368 W/m².

Medidas recentes, realizadas com instrumentos mais modernos, permitiram a criação de uma base comum para todas as medidas meteorológicas, chamada de referência radiométrica mundial. Baseado nessa referência, estudos efetuados revisaram e recomendaram o valor de $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$, com um desvio padrão de 1,6 W/m² e desvio máximo de $\pm 7 \text{ W/m}^2$ (IQBAL, 1983).

3.3.2 Variações da Radiação Solar Extraterrestre

A radiação solar extraterrestre pode variar por dois motivos: variação da radiação emitida pelo Sol e variações na distância Sol-Terra. Não há estudos conclusivos sobre o índice de variação da radiação emitida pelo Sol, por isso, para aplicações em engenharia, pode-se considerar que a energia emitida é constante.

Já as variações na distância Sol-Terra, devido à órbita elíptica da Terra em torno do Sol (Figura 3.1), podem levar a variações na radiação extraterrestre na ordem de $\pm 3\%$, e são dependentes da época do ano, como pode ser visto na Figura 1.1.

Relacionando-se a *constante solar* (G_{sc}) e o *fator de correção excentricidade da órbita*

terrestre (E_0) obtém-se a irradiância solar extraterrestre, incidente em uma superfície normal à propagação dos raios solares (G_{0n})⁴ ao longo do ano:

$$G_{0n} = G_{sc} \cdot E_0. \quad (3.11)$$

3.3.3 Radiação solar extraterrestre no plano horizontal

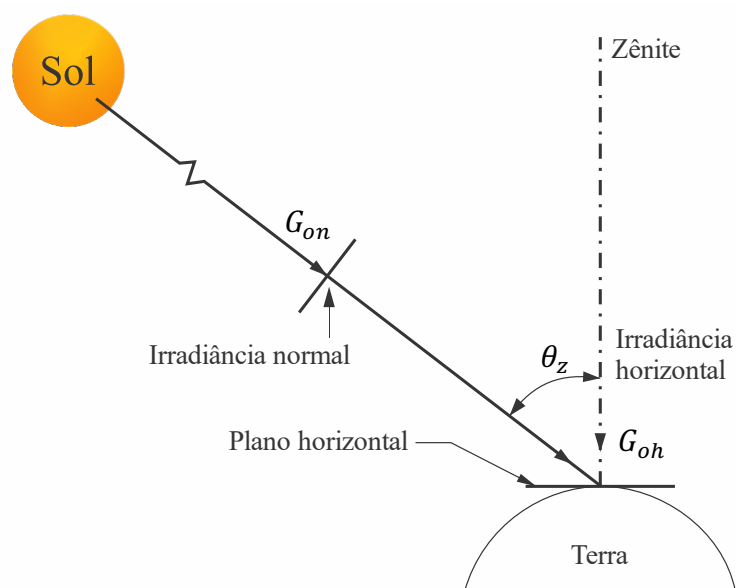
Observando a Figura 3.11 é possível estabelecer que a irradiância solar extraterrestre, no plano horizontal (G_{0h}) pode ser obtida por meio da seguinte expressão:

$$G_{0h} = G_{0n} \cdot \cos \theta_z. \quad (3.12)$$

A Expressão (3.12) pode ser reescrita, fazendo-se as devidas substituições com as Equações (3.8) e (3.11), da seguinte forma:

$$G_{0h} = G_{sc} \cdot E_0 \cdot (\sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega). \quad (3.13)$$

Figura 3.11 – Relação entre a irradiância solar extraterrestre normal e a irradiância horizontal (em relação a uma superfície horizontal).



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

A partir das formulações matemáticas para a irradiância é possível obter a irradiação solar extraterrestre para a mesma superfície analisada. Reescrevendo a Expressão (3.12) com outra notação e considerando agora que o tempo é em horas e a constante solar é em unidade

⁴ O subscrito “n”, quando se tratar de radiação solar, sempre indicará, ao longo do texto, que a variável é mensurada em relação à reta normal à superfície de incidência (superfície perpendicular aos raios do Sol). Já o subscrito “0”, sempre indicará que a variável se refere à radiação extraterrestre. Por último, o subscrito “h” sempre indicará que a variável se refere à incidência dos raios solares no plano horizontal.

de energia (kJ/m²/h) tem-se:

$$dI_{0h} = I_{sc} \cdot E_0 \cdot \cos \theta_z \cdot dt. \quad (3.14)$$

Como a Expressão (3.8) contém o ângulo horário solar, o tempo, que está em horas, precisa ser convertido em ângulo horário. Uma rotação completa da Terra, em radianos, é igual a $2 \cdot \pi$, em horas são 24 h. Assim, a velocidade de rotação da Terra pode ser dada por:

$$\Omega = \frac{2 \cdot \pi \text{ rad}}{24 \text{ h}} = \frac{d\omega}{dt}, \quad (3.15)$$

ou

$$dt = (12/\pi) \cdot d\omega. \quad (3.16)$$

Fazendo-se as devidas substituições na Expressão (3.14) obtém-se:

$$dI_{0h} = (12/\pi) \cdot I_{sc} \cdot E_0 \cdot (\sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega) \cdot d\omega. \quad (3.17)$$

Até aqui considerou-se a irradiação para um curto período. Integrando a Expressão (3.17) é possível obter a irradiação para períodos de 1 h ou mais. Para tanto, considerando a i -ésima hora a partir do meio-dia solar e ω_i o ângulo horário na metade desta hora, tem-se:

$$I_{0h} = \frac{12}{\pi} \cdot I_{sc} \cdot E_0 \int_{\omega_i - \pi/24}^{\omega_i + \pi/24} (\sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega) \cdot d\omega. \quad (3.18)$$

Resolvendo a integral da Expressão (3.18), tem-se:

$$I_{0h} = I_{sc} \cdot E_0 \cdot (\sin \delta \cdot \sin \phi + (24/\pi) \cdot \sin(\pi/24) \cdot \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega_i) \cdot d\omega. \quad (3.19)$$

Uma vez que

$$(24/\pi) \cdot \sin(\pi/24) = 0,9972 \approx 1 \quad (3.20)$$

então a Expressão (3.19) se resume a

$$I_{0h} = I_{sc} \cdot E_0 \cdot (\sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega_i). \quad (3.21)$$

Pela Expressão (3.21) obtém-se a irradiação solar extraterrestre, no plano horizontal, para o intervalo de uma hora, centrado em torno do ângulo horário ω_i (IQBAL, 1983).

3.3.4 Radiação solar extraterrestre no plano inclinado e ângulo azimutal nulo

Considerando uma superfície inclinada ($\beta \neq 0$) e ângulo azimutal nulo, como mostrado na Figura 3.12 é possível obter a *irradiância solar extraterrestre, no plano inclinado e ângulo*

azimutal nulo ($G_{0\beta}$)⁵, associando-se as Equações (3.9) e (3.11) como mostra a seguinte expressão:

$$G_{0\beta} = G_{sc} \cdot E_0 \cdot \cos \theta_0. \quad (3.22)$$

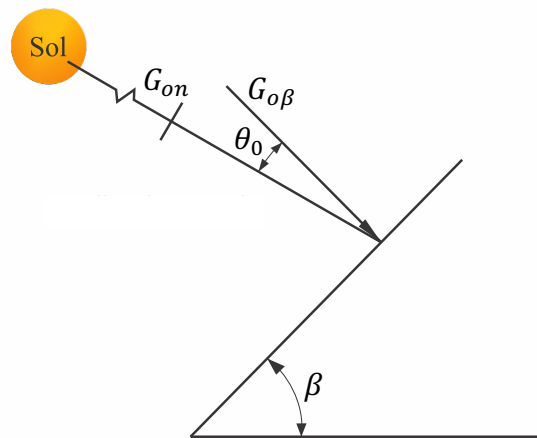
A partir da Expressão (3.22), realizando os mesmos procedimentos para a obtenção da Expressão (3.21) (para irradiação solar extraterrestre no plano horizontal para o intervalo de uma hora) é possível estimar a *irradiação solar extraterrestre, horária, no plano inclinado* ($I_{0\beta}$), para determinada hora em particular. Sendo ω_i o ângulo horário na metade desta hora, tem-se:

$$I_{0\beta} = I_{sc} \cdot E_0 \cdot [\sin \delta \cdot \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos \omega_i]. \quad (3.23)$$

A partir da Expressão (3.22), realizando os mesmos procedimentos para a obtenção da Expressão (3.21) (para irradiação solar extraterrestre no plano horizontal para o intervalo de uma hora) é possível estimar a *irradiação solar extraterrestre, horária, incidente no plano inclinado* ($I_{0\beta}$), para determinada hora em particular. Sendo ω_i o ângulo horário na metade desta hora, tem-se:

$$I_{0\beta} = I_{sc} \cdot E_0 \cdot [\sin \delta \cdot \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos \omega_i]. \quad (3.24)$$

Figura 3.12 – Irradiância incidente no plano inclinado e ângulo azimutal nulo.



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

3.3.5 Radiação solar extraterrestre no plano inclinado e orientado em qualquer direção

Tendo como base o mesmo processo realizado na seção 3.3.4, é possível obter a *irradi-*

⁵ O subscrito “ β ”, quando se tratar de radiação solar, sempre indicará, ao longo do texto, que a variável é mensurada em relação a uma superfície inclinada.

ância solar extraterrestre, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (ângulo azimutal de superfície diferente de zero) ($G_{0\beta\gamma}$)⁶, associando-se as Equações (3.10) e (3.11) como mostra a seguinte expressão:

$$G_{0\beta\gamma} = G_{sc} \cdot E_0 \cdot \cos \theta. \quad (3.25)$$

Já a irradiação solar extraterrestre, horária, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção ($I_{0\beta\gamma}$), seguindo o mesmo processo realizado na seção 3.3.3, é dada por:

$$I_{0\beta\gamma} = I_{sc} \cdot E_0 \cdot [(\sin \phi \cdot \cos \beta - \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma) \cdot \sin \delta + (\cos \phi \cdot \cos \beta + \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega_i]. \quad (3.26)$$

3.4 RADIAÇÃO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE

A radiação solar disponível na superfície terrestre está sujeita a variabilidade devido a fatores astronômicos (distância Sol-Terra) e à atmosfera terrestre. Ao adentrar na atmosfera terrestre a energia proveniente do sol interage com os constituintes atmosféricos e é atenuada. Essa atenuação pode ocorrer de duas formas: por espalhamento (devido às moléculas dos gases atmosféricos e partículas em suspensão (aerossóis)) e por absorção (devido ao ozônio (O₃), água (H₂O) e dióxido de carbono (CO₂)).

A parcela da radiação solar que sofre espalhamento é chamada de radiação difusa. Já a parcela que chega até uma superfície terrestre sem ser atenuada é chamada de radiação direta. A potência de radiação solar total incidente em uma superfície horizontal é chamada de *irradiância solar global* (G_h) e é composta pelas componentes de *irradiância solar direta* (G_{bh}) e *difusa* (G_{dh})⁷ incidente no plano horizontal, como mostra a Expressão (3.27):

$$G_h = G_{bh} + G_{dh}. \quad (3.27)$$

Para superfícies inclinadas, e orientadas em qualquer direção, há uma terceira componente incidente, que é a radiação refletida pelo ambiente ao redor (terreno, vegetação, construções etc.), denominada de radiação de albedo ou radiação refletida do terreno (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017). Todas essas componentes podem ser vistas na Figura 3.13. Sendo assim a Expressão (3.27) pode ser reescrita da seguinte forma:

⁶ O subscrito “ $\beta\gamma$ ”, quando se tratar de radiação solar, sempre indicará, ao longo do texto, que a variável é mensurada em relação a uma superfície inclinada e orientada em qualquer direção.

⁷ Os subscritos “b” e “d”, quando se tratar de radiação solar, sempre indicará, ao longo do texto, que a variável se refere, respectivamente, às parcelas direta e difusa.

$$G_{\beta\gamma} = G_{b\beta\gamma} + G_{d\beta\gamma} + G_{r\beta\gamma}, \quad (3.28)$$

onde

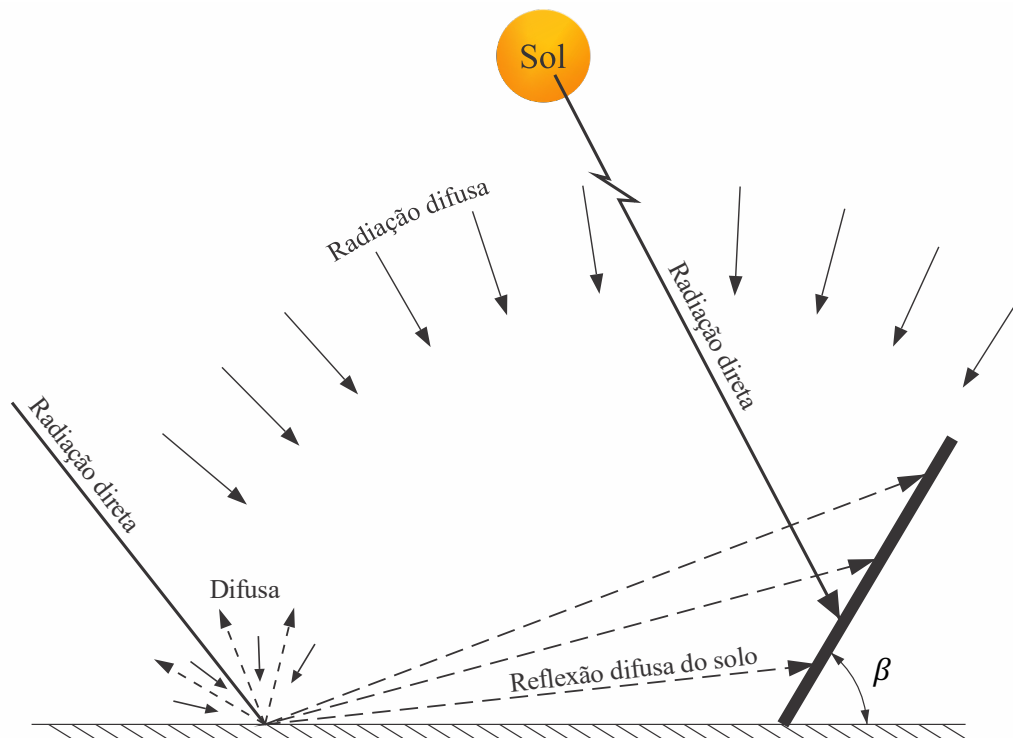
$G_{\beta\gamma}$ é a irradiância solar global, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (W/m^2);

$G_{b\beta\gamma}$ é a irradiância solar direta, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (W/m^2);

$G_{d\beta\gamma}$ é a irradiância solar difusa, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (W/m^2);

$G_{r\beta\gamma}$ é a irradiância solar de albedo, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (W/m^2).

Figura 3.13 – Componentes da radiação solar incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (direta, difusa e de albedo).



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

A irradiância global, horária, incidente em uma superfície horizontal (I_h) (assim como suas parcelas direta e difusa) é obtida pela integração da Expressão (3.27) no período de 1 h:

$$I_h = \int_0^{1h} G \cdot dt \quad (3.29)$$

Após a integração, a Expressão (3.29), pode ser reescrita da seguinte forma:

$$I_h = I_{bh} + I_{dh}. \quad (3.30)$$

Pelo mesmo processo de integração, mas utilizando a Expressão (3.28), é possível obter, a irradiação global, horária, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção. A expressão resultante é dada por:

$$I_{\beta\gamma} = I_{b\beta\gamma} + I_{a\beta\gamma} + I_{r\beta\gamma}, \quad (3.31)$$

onde

$I_{\beta\gamma}$ é a irradiação solar global, horária, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (kJ/m²/h);

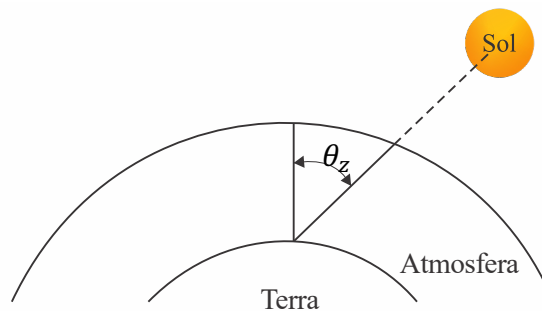
$I_{b\beta\gamma}$ é a irradiação solar direta, horária, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (kJ/m²/h);

$I_{a\beta\gamma}$ é a irradiação solar difusa, horária, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (kJ/m²/h);

$I_{r\beta\gamma}$ é a irradiação solar de albedo, horária, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (kJ/m²/h).

A intensidade da radiação solar que atinge o solo, além da composição atmosférica, também depende da massa de ar que a radiação direta precisa atravessar. Por definição, massa de ar (do inglês *Air Mass* – AM) é a relação entre a trajetória vertical ($\theta_z = 0^\circ$) e a oblíqua ($\theta_z \neq 0^\circ$) da radiação solar direta, como mostra a Figura 3.14.

Figura 3.14 – Trajetória oblíqua da radiação solar direta através da atmosfera.



Fonte: Adaptado de Kalogirou (2009) .

Kasten e Young (1989) publicaram tabelas com valores para a massa de ar, em função do ângulo zenital e da altitude do local, levando em consideração os efeitos da curvatura da Terra, e com a necessária precisão (até para ângulos zenitais próximos de 90°). Através da Expressão (3.32) é possível se aproximar desses valores (DUFFIE e BECKMAN, 2013):

$$AM = \frac{e^{(-0,0001184 \cdot H)}}{\cos(\theta_z) + 0,5057 \cdot (96,08 - \theta_z)^{-1,634}}, \quad (3.32)$$

onde

AM é a massa de ar (do inglês *air mass*);

H é a altitude do local (m);

3.4.1 Recurso solar disponível

Em aproveitamentos de energia solar, conhecer o recurso solar disponível é de suma importância, pois propicia o dimensionamento eficiente e viabiliza economicamente o projeto, principalmente em sistemas fotovoltaicos que têm alto custo de implantação.

Para se obter o recurso solar disponível em determinado local é necessário estimar por meio de modelos matemáticos ou mensurar através de instrumentos em superfície ou de modelos de estimativa por satélite.

O Brasil possui bases de dados de radiação solar provenientes de estações solarimétricas e de modelos de estimativa por satélite. Dados obtidos em estações terrestres, quando a estação não está localizada a grande distância do local de aproveitamento de energia solar, são mais confiáveis do que os obtidos por estimativas de satélite (CEPEL - CRESESB, 2014). Por isso, para esse trabalho são abordados apenas os dados advindos de estações solarimétricas terrenas.

No Brasil, o órgão governamental responsável por prover informações meteorológicas é o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O INMET opera uma rede nacional de estações meteorológicas automáticas que disponibilizam diversos dados climatológicos, entre eles os dados de irradiação solar. As estações meteorológicas mensuram a irradiância solar a cada minuto e integram os valores para fornecer a irradiação solar horária. Devido ao alto custo de implantação dessas estações, a maioria delas dispõe apenas dos dados de radiação solar global em uma superfície horizontal.

Entretanto, em geral, os aproveitamentos de energia solar são instalados em superfícies inclinadas, havendo então a necessidade de estimar, por exemplo, por meio de modelos estocásticos, a radiação incidente nessas superfícies a partir da radiação medida no plano horizontal.

Os modelos desenvolvidos não estimam a radiação global incidente no plano inclinado, diretamente, a partir da global horizontal. Para isso, é necessário conhecer a magnitude das componentes direta e difusa incidentes no plano inclinado (a radiação de albedo tem outra tratativa e é abordada mais adiante).

3.4.2 Estimativa da radiação direta e difusa incidente no plano horizontal a partir da radiação solar global medida no plano horizontal

A partir da década de 60, com o aumento da necessidade de aproveitar melhor a energia solar, aparecem na literatura diversos modelos para estimar as componentes difusa e direta a partir da radiação global medida no plano horizontal, tais como Liu e Jordan (1960), Orgill e Hollands (1977), Erbs e outros (1982), Reindl e outros (1990) e Ridley e outros (2010).

Esses modelos são baseados em funções lineares por parte ou funções não-lineares, derivados de um conjunto específico de dados. Conseqüentemente, o desempenho, quando aplicado a outras localidades, está intimamente ligado às características do(s) local(is) que fornece(m) os dados para desenvolvimento do modelo.

Dervishi e Mahdavi (2012) compararam oito modelos de estimativa da fração difusa a partir da radiação solar global horizontal e sugerem que os modelos de Erbs e outros, Orgill e Hollands e o de Reindl e outros são os que apresentam melhor desempenho quando comparados com os demais modelos. Por isso, nesse trabalho, é abordado o modelo de Erbs e outros, por ser um modelo amplamente utilizado na literatura e ser de fácil aplicação.

3.4.2.1 Radiação difusa incidente no plano horizontal

O modelo de Erbs e outros, baseia-se em estudos anteriores como o de Liu e Jordan (1960) e o de Orgill e Hollands (1977), e foi desenvolvido para estimar a fração difusa da radiação global média, horária, diária e mensal, a partir de dados de radiação solar registrados em 5 cidades de diferentes regiões dos Estados Unidos da América (EUA), com latitudes entre 31° e 42°.

Como visto na seção 3.3, a intensidade da radiação solar extraterrestre que incide em uma superfície qualquer está sujeita às variações na distância Sol-Terra (r) e do ângulo de incidência. Já a radiação global incidente em uma superfície terrestre está sujeita às interações com a atmosfera, podendo ser utilizada como um indicador de nebulosidade e, conseqüentemente, da magnitude da radiação difusa. A relação entre radiação solar global incidente em uma superfície terrestre e a extraterrestre é chamada de *índice de claridade* (k_t) e é definida por:

$$k_t = \frac{I_h}{I_{0h}}, \quad (3.33)$$

onde

I_h é a irradiação solar global, horária, incidente em uma superfície horizontal (kJ/m²/h);

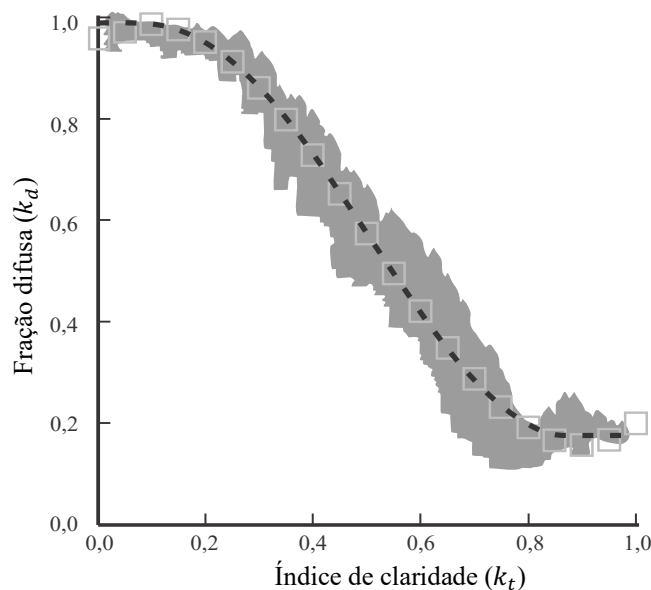
I_{0h} é a irradiação solar extraterrestre, horária, incidente em uma superfície horizontal.

Correspondentemente, a relação entre a radiação difusa e a global, horária, incidentes no plano horizontal é dada por:

$$k_d = \frac{I_{dh}}{I_h}. \quad (3.34)$$

A fração difusa da radiação global (k_d) tem forte correlação com o índice de claridade (k_t), como pode ser visto na Figura 3.15. A linha pontilhada representa a curva ajustada aos dados. Os quadrados representam as médias móveis dos dados para cada intervalo de 0,04 em k_t . Em um dia nublado, a radiação global é composta praticamente por radiação difusa e o índice de claridade tende a zero ($k_t \rightarrow 0$). O inverso não é verdadeiro, já que, mesmo em um dia limpo (sem nuvens) ($k_t > 0,7$) cerca de 20% da radiação global é composta por radiação difusa.

Figura 3.15 – Correlação entre a fração difusa da radiação global e o índice de claridade.



Fonte: Adaptado de Jacovides, Tymvios *et al* (2006).

A correlação, mostrada na Figura 3.15, pode ser obtida, de acordo com Erbs e outros (1982), pelas seguintes expressões:

$$\begin{aligned} k_d &= 1,0 - 0,09 \cdot k_t, & \text{para } k_t \leq 0,22; \\ k_d &= 0,9511 - 0,1604 \cdot k_t + 4,388 \cdot k_t^2 - 16,638 \cdot k_t^3 + 12,336 \cdot k_t^4, & \text{para } 0,22 < k_t \leq 0,80; \\ k_d &= 0,165, & \text{para } k_t > 0,80. \end{aligned} \quad (3.35)$$

Por essa correlação, juntamente com a Expressão (3.34), obtém-se a *irradiação solar difusa, horária, incidente no plano horizontal* (I_{ah}). Para obter a *irradiação solar direta, horária, incidente no plano horizontal* (I_{bh}) basta utilizar a Expressão (3.27).

3.4.3 Estimativa da radiação direta e difusa incidente no plano inclinado a partir da radiação solar global medida no plano horizontal

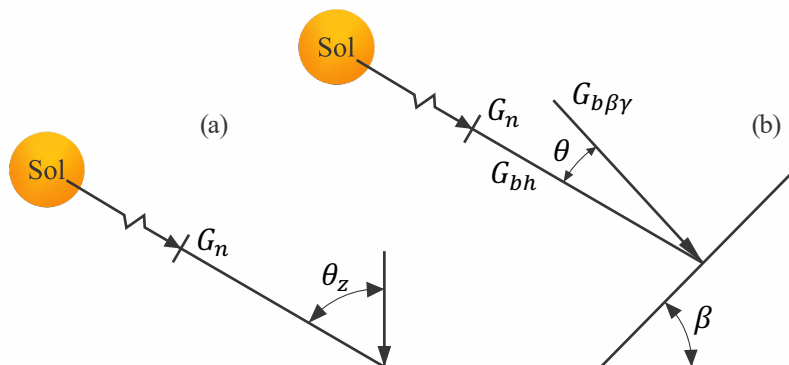
Conhecendo-se os valores de radiação direta e difusa incidentes no plano horizontal, medidas ou estimadas, é possível transpor esses valores para o plano inclinado por meio de modelos matemáticos e formulações empíricas.

Ao se considerar que a superfície incidente está inclinada e voltada para o Sol (ou seja, a radiação direta não atinge a parte de trás da superfície) a irradiância global incidente possui as três componentes: direta ($G_{b\beta\gamma}$), difusa ($G_{d\beta\gamma}$) e de albedo ($G_{r\beta\gamma}$), como mostrado na Figura 3.13.

3.4.3.1 Radiação direta incidente no plano inclinado

A Figura 3.16 mostra as relações entre a irradiância solar direta, incidente em uma superfície horizontal (G_{bh}) e uma inclinada e orientada em qualquer direção ($G_{b\beta\gamma}$) na Terra. Por esta figura é possível perceber que a componente direta pode ser transposta em função da *irradiância solar direta normal* (G_n). Pela figura percebe-se que não é necessário conhecer a componente direta normal e que sua intensidade é a mesma em ambos os casos, já que ela é mensurada em relação à reta normal ao plano de incidência.

Figura 3.16 – Irradiância extraterrestre em uma superfície horizontal (a) e uma inclinada (b).



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

A irradiância solar direta, incidente em uma superfície horizontal, é calculada através

da seguinte expressão:

$$G_{bh} = G_n \cdot \cos \theta_z. \quad (3.36)$$

Já a irradiância solar direta, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção, é dada por:

$$G_{b\beta\gamma} = G_n \cdot \cos \theta. \quad (3.37)$$

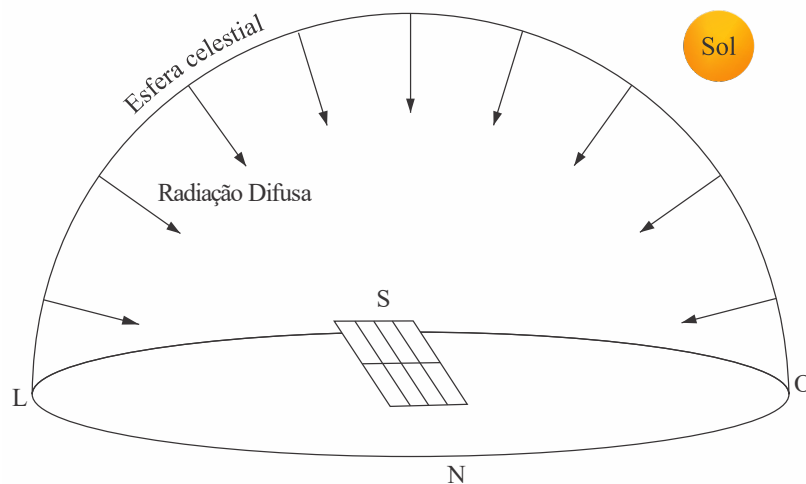
Sendo assim, relacionando-se as duas equações, obtém-se a irradiância solar direta, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção ($G_{b\beta\gamma}$):

$$G_{b\beta\gamma} = G_{bh} \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}. \quad (3.38)$$

3.4.3.2 Radiação de albedo incidente no plano inclinado

As componentes difusa e de albedo tem um tratamento mais complexo em função das condições do céu, que pode ser caracterizado em três categorias: limpo, nublado e parcialmente nublado. Quando o céu está completamente nublado, a radiação difusa é distribuída uniformemente no céu, e recebe o nome de isotrópica, como mostra a Figura 3.17.

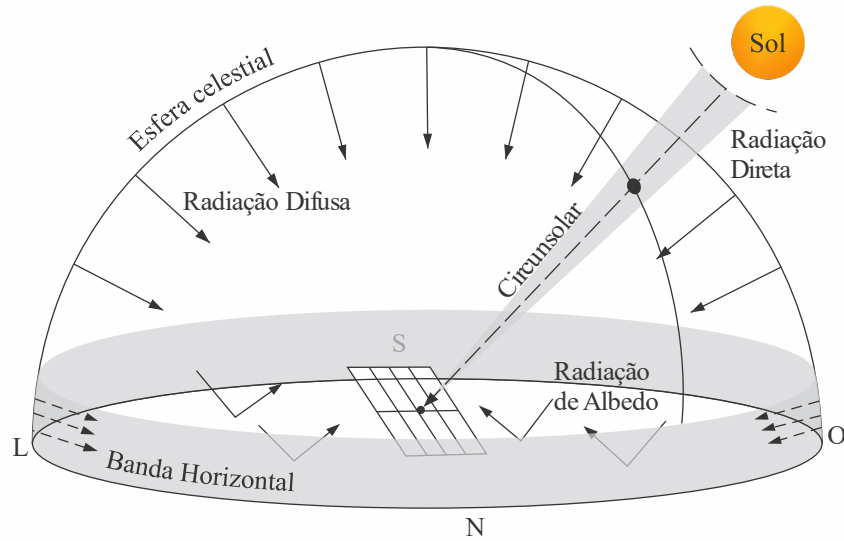
Figura 3.17 – Hemisfério celeste considerando a radiação difusa de forma isotrópica.



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

Se o céu está limpo ou parcialmente nublado, a radiação difusa não se distribui uniformemente no céu, e é composta por três parcelas: isotrópica, circumsolar e banda horizontal. Essa tratativa da radiação difusa recebe o nome de anisotrópica, e pode ser mais bem compreendida pela Figura 3.18.

Figura 3.18 – Hemisfério celeste considerando a radiação difusa de forma anisotrópica.



Fonte: Adaptado de Sameti e Jokar (2016).

A radiação de albedo tem uma tratativa muito complexa devido à dificuldade de modelar o terreno em volta da superfície em questão. Além disso, a magnitude da radiação de albedo em relação à radiação global é ínfima, mas não a ponto de ser desconsiderada. Por isso, para esse trabalho ela é tratada supondo-se isotrópica.

Sob essas condições a *irradiação solar de albedo, horária, incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção* ($I_{r\beta\gamma}$) é dada pela seguinte expressão (IQBAL, 1983):

$$I_{r\beta\gamma} = \frac{1}{2} \cdot I_h \cdot \rho \cdot (1 - \cos \beta), \quad (3.39)$$

onde

ρ é o albedo da superfície (adimensional) (obtido de forma empírica)⁸;

3.4.3.3 Radiação difusa incidente no plano inclinado

Assim como os demais modelos de estimativa anteriormente apresentados, diversos modelos para se estimar a radiação difusa incidente no plano inclinado e orientado em qualquer direção (a partir da radiação global horizontal) têm sido propostos. Dentre os modelos desenvolvidos o que apresenta os melhores desempenhos (avaliado sob o conjunto de dados de dife-

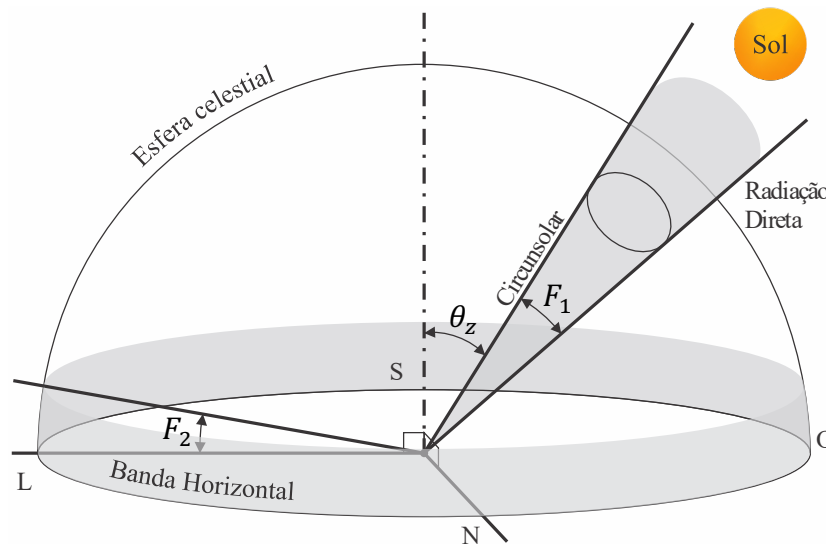
⁸ Para esse trabalho é considerado o valor de 0,35 referente ao ferro galvanizado, material da cobertura onde são instalados os painéis fotovoltaicos (IQBAL, 1983).

rentes localidades) é o de Perez e outros, também conhecido como modelo de Perez (UTRILLAS e MARTINEZ-LOZANO, 1994).

O modelo trata a radiação difusa de forma anisotrópica. Seu desempenho superior se dá por ser mais complexo do que os demais e, conseqüentemente, tem um número maior de parâmetros. É dividido em duas partes: uma geométrica, que trata das diferentes zonas de anisotropia da radiação difusa e outra empírica, que estabelece alguns coeficientes em função das condições de insolação local.

A parte geométrica consiste em uma descrição detalhada do hemisfério celeste como mostra a Figura 3.19. A radiação difusa é dividida em três componentes: isotrópica, circunsolar e horizontal.

Figura 3.19 – Hemisfério celeste com as componentes da radiação difusa de acordo com o modelo de Perez.



Fonte: Adaptado de Perez, Ineichen, *et al* (1990).

Fazendo-se as relações geométricas pertinentes, a irradiação solar difusa, horária, no incidente no plano inclinado ($I_{a\beta\gamma}$) em função dos valores na horizontal (I_{ah}) é obtida pela seguinte expressão (PEREZ, INEICHEN, *et al.*, 1990):

$$I_{a\beta\gamma} = I_{ah} \cdot [0,5 \cdot (1 + \cos \beta) \cdot (1 - F_1) + F_1 \cdot (a/b) + F_2 \cdot \sin \beta]. \quad (3.40)$$

As variáveis a e b são dadas por:

$$a = \max(0, \cos \theta) \text{ e } b = \max(\cos 85^\circ, \cos \theta_z). \quad (3.41)$$

Os coeficientes F_1 e F_2 representam as variações da irradiância circunsolar e da banda horizontal, respectivamente, em função das condições de insolação. São obtidos empiricamente, considerando três variáveis: a posição do Sol, o índice de claridade (ϵ) e o de brilho (Δ).

São formulados como:

$$\begin{aligned} F_1 &= F_{11}(\epsilon) + F_{12}(\epsilon)\Delta + F_{13}(\epsilon)\theta_z, \\ F_2 &= F_{21}(\epsilon) + F_{22}(\epsilon)\Delta + F_{23}(\epsilon)\theta_z, \end{aligned} \quad (3.42)$$

onde os coeficientes F_{ij} , também chamados de coeficientes de Perez, são obtidos pelo Método dos Mínimos Quadrados a partir de dados medidos de irradiação solar, horária, incidente no plano inclinado.

Os índices de claridade (ϵ) e brilho (Δ) do céu são definidos por:

$$\epsilon = \frac{(I_{dh} + I_n)/I_{dh} + 1,041 \cdot \theta_z^3}{1 + 1,041 \cdot \theta_z^3} \quad (3.43)$$

e

$$\Delta = \frac{I_{dh} \cdot AM}{I_{0h}}. \quad (3.44)$$

Os valores dos coeficientes de Perez utilizados neste trabalho, apresentados na Tabela 3.1, foram obtidos por meio de dados radiação solar de 10 cidades norte-americanas e 3 europeias, e é considerado por muitos autores mais universal do que outros conjuntos usados (UTRILLAS e MARTINEZ-LOZANO, 1994).

Tabela 3.1 – Coeficientes de Perez para irradiação.

Categorias de céu (intervalos de ϵ)			F ₁₁	F ₁₂	F ₁₃	F ₂₁	F ₂₂	F ₂₃
1	Nublado	1,000 - 1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,600	0,072	-0,022
2	-	1,065 - 1,230	0,130	0,683	-0,151	-0,190	0,066	-0,029
3	-	1,230 - 1,500	0,330	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
4	-	1,500 - 1,950	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
5	-	1,950 - 2,800	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
6	-	2,800 - 4,500	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
7	-	4,500 - 6,200	1,060	-1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
8	Limpo	6,200 - ∞	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

Fonte: Perez, Ineichen, *et al* (1990).

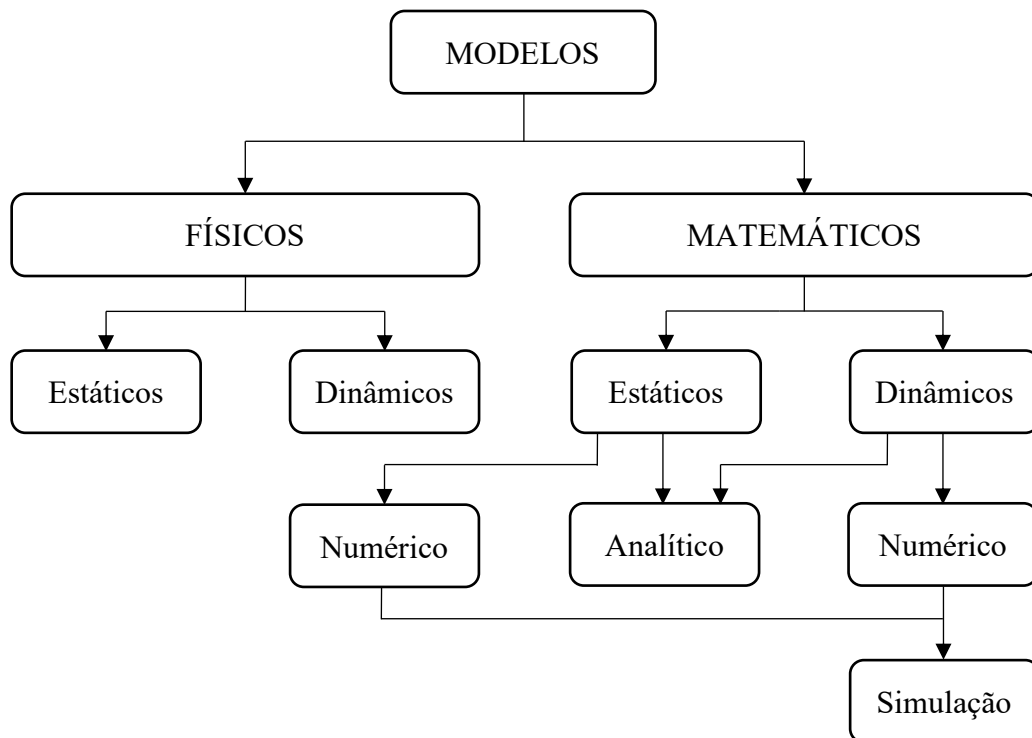
4 SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO

Este capítulo apresenta as definições de sistemas e modelos, e aborda o conceito geral de modelo de simulação e um modelo específico, o de sistema fotovoltaico conectado à rede. Aborda ainda os métodos de simulação e otimização, com ênfase nos métodos heurísticos modernos, como o método de Otimização por Enxame de Partículas (PSO).

4.1 SISTEMAS E MODELOS

Um modelo é uma representação simplificada de um sistema real que pode ser usado para entender melhor determinadas circunstâncias do sistema modelado ou auxiliar na tomada de decisões. Os modelos podem ser classificados, basicamente, em duas categorias: físicos e matemáticos, como pode ser visto na Figura 4.1 (LAW e KELTON, 1991).

Figura 4.1 – Classificação dos modelos.



Fonte: Adaptado de Singh (2009).

Os modelos físicos, também chamados de icônicos, são uma representação do sistema real em escala (protótipo), podendo, ainda, serem estáticos ou dinâmicos. Os modelos físicos estáticos são aqueles que não mudam em função do tempo. Pode ser um projeto arquitetônico, um desenho esquemático ou uma maquete. Os modelos físicos dinâmicos, pelo contrário, se

alteram em função do tempo, como, por exemplo, os túneis de vento e os simuladores de sombreamento em sistemas fotovoltaicos.

Já os modelos matemáticos representam o sistema real por meio de fórmulas e equações matemáticas, podendo ser estáticos ou dinâmicos, analíticos ou numéricos (e conseqüentemente são de simulação). Nesse trabalho é abordado o modelo matemático dinâmico numérico, ou apenas, modelo de simulação.

4.2 MODELO DE SIMULAÇÃO

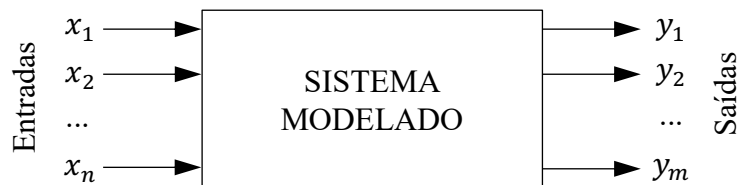
Os sistemas reais possuem grande complexidade devido à sua natureza dinâmica e aleatória. Modelos de simulação representam sistemas reais, com a devida precisão, de modo a proporcionar maior entendimento e avaliar seu comportamento sob determinadas circunstâncias.

Os modelos de simulação podem ser classificados, basicamente, em função de três critérios (LAW e KELTON, 1991):

- Do estado do sistema variando ou não em função do tempo (dinâmico ou estático);
- Da aleatoriedade ou não das variáveis (estocástico ou determinístico);
- Da forma como as variáveis de interesse se modificam ao longo do tempo (contínuo ou discreto).

De forma genérica, um modelo de simulação pode ser representado como mostra a Figura 4.2. O comportamento do sistema é avaliado em função das n variáveis de entrada (x_1, x_2, \dots, x_n), observando-se as alterações nas m variáveis de saída (y_1, y_2, \dots, y_m).

Figura 4.2 - Representação genérica de um modelo de simulação.



Fonte: Adaptado de Carson e Maria (1997).

Modelo de simulação é uma ferramenta avaliadora de soluções, utilizado para responder a perguntas do tipo “*O que acontece se...*”, porém, não é capaz de fornecer a melhor solução (CHWIF e MEDINA, 2015). Para se encontrar a melhor solução, dentro de um conjunto de

soluções fornecido pelo sistema modelado, utiliza-se técnicas ou métodos de otimização.

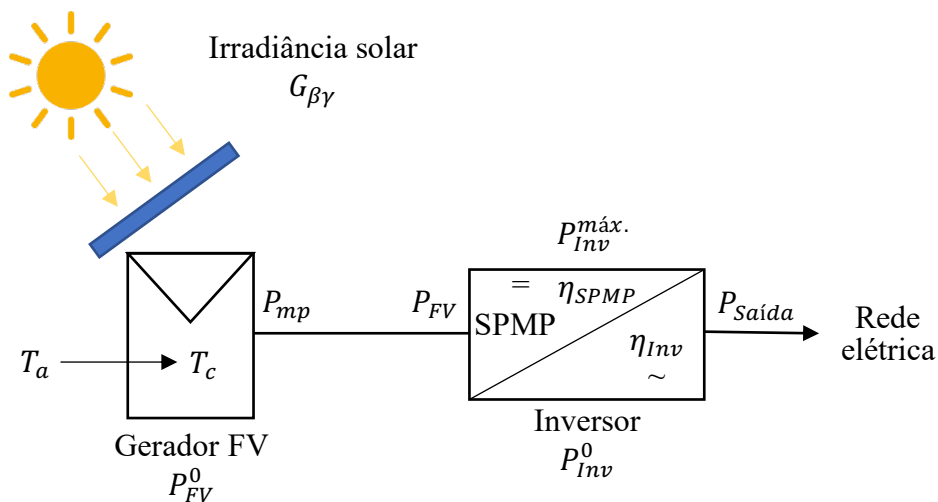
4.2.1 Modelagem de sistemas fotovoltaicos

Para se determinar a potência de saída e a energia produzida por sistemas fotovoltaicos é preciso modelar o sistema para possibilitar simulação numérica. Neste trabalho é tratado apenas o modelamento dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR).

Na literatura existem diversos modelos, dos mais simples aos mais complexos, para estimar a potência de saída de um SFCR. Neste trabalho é abordado o modelo apresentado em Zilles e outros (2012), pois, segundo os autores, tem “*boa relação de compromisso entre simplicidade, praticidade e precisão*”.

Os SFCR são formados basicamente por gerador fotovoltaico, inversor (*grid-tie*) e a conexão com a rede elétrica. A Figura 4.3 apresenta o diagrama esquemático do modelamento de um SFCR e os parâmetros de maior relevância envolvidos em consonância com o modelo descrito em Zilles e outros (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012).

Figura 4.3 – Diagrama esquemático de um SFCR e parâmetros utilizados.



Fonte: Adaptado de Zilles, Macêdo, et al. (2012).

No modelo em questão, a potência elétrica média fornecida por um SFCR está associada aos seguintes parâmetros:

P_{FV}^0 é a potência nominal do gerador fotovoltaico (Wp);

P_{Inv}^0 é a potência nominal do inversor;

$P_{Inv}^{m\acute{a}x}$ é a potência máxima do inversor;

P_{mp} é a potência máxima fornecida pelo gerador fotovoltaico (Wp);

P_{FV} é a potência de entrada no inversor, em corrente contínua, considerando a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência (η_{SPMP});

η_{SPMP} é a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência do inversor;

$G_{\beta\gamma}$ é a irradiância solar global, incidente no plano do gerador fotovoltaico;

T_a é a temperatura ambiente;

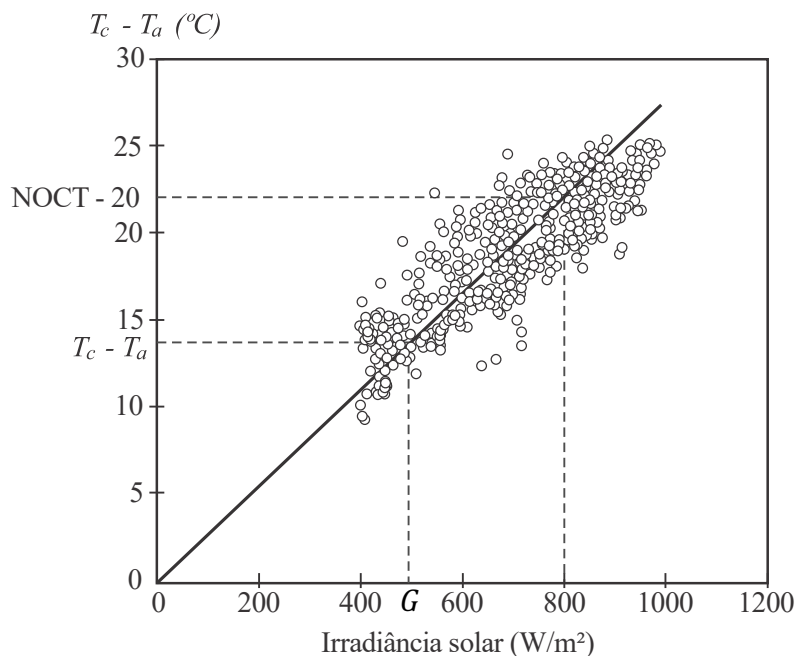
T_c é a temperatura equivalente de operação do módulo fotovoltaico;

η_{Inv} é a eficiência de conversão c.c./c.a. do inversor.

4.2.1.1 Influência da radiação solar e da temperatura nas células fotovoltaicas

A temperatura ambiente e a radiação solar incidente provocam variação na temperatura das células fotovoltaicas. Desprezando-se algumas condições ambientais, como a velocidade do vento, por exemplo, a Figura 4.4 mostra, por meio de ajuste linear, a relação existente entre a irradiância solar e a diferença de temperatura entre o módulo/célula e o ambiente.

Figura 4.4 – Relação linear entre a irradiância solar e a diferença de temperatura entre o módulo e o ambiente.



Fonte: Adaptado de Trinuruk, Sorapipatana e Chenvidhya (2009).

A função linear que relaciona a irradiância solar e a diferença de temperatura entre o módulo e o ambiente, mostrada na Figura 4.4, é dada por:

$$T_c = T_a + G_{\beta\gamma} \cdot \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot 0,9, \quad (4.1)$$

onde

T_c é a temperatura equivalente de operação do módulo fotovoltaico (°C);

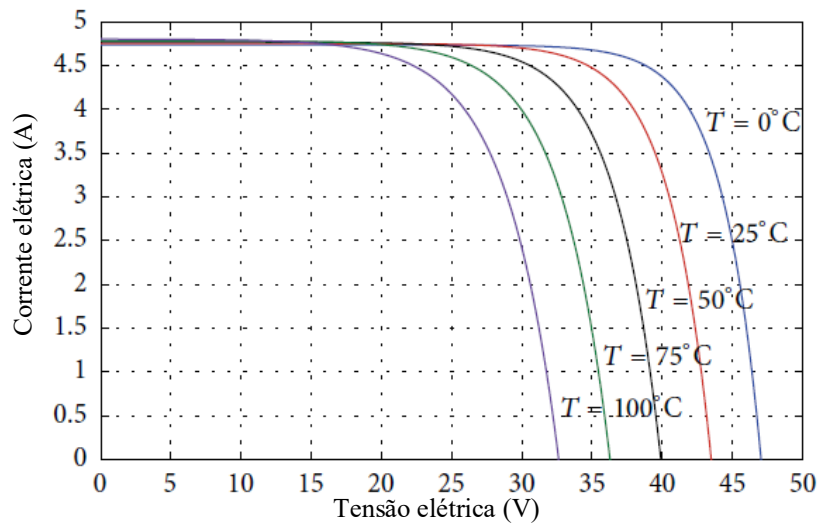
T_a é a temperatura ambiente (°C);

$G_{\beta\gamma}$ é a irradiância solar global incidente no plano do módulo fotovoltaico (W/m²);

NOCT é a temperatura nominal de operação da célula (°C).

O incremento na temperatura da célula causa diminuição na tensão de circuito aberto e uma pequena elevação da corrente de curto-circuito, conseqüentemente, reduz o ponto de máxima potência elétrica do módulo. A Figura 4.5 exemplifica a influência da temperatura da célula na curva característica I-V de um módulo fotovoltaico, para irradiância constante (1000 W/m²).

Figura 4.5 – Influência da temperatura da célula na curva característica I-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de El-Arini, Othman e Fathy (2013).

Para se mensurar os efeitos da temperatura nos parâmetros elétricos característicos de um módulo fotovoltaico (tensão, corrente e potência) são utilizados alguns coeficientes que permitem obter a taxa de variação da máxima potência fornecida pelo módulo em função da variação de sua temperatura de operação. Essa taxa de variação é chamada de coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência (γ_{mp}) e é dada por:

$$\gamma_{mp} = \frac{dP_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{P_{mp}} = \left(\frac{dV_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{V_{mp}} + \frac{dI_{mp}}{dT} \cdot \frac{1}{I_{mp}} \right), \quad (4.2)$$

onde

P_{mp} é a potência máxima fornecida pelo gerador fotovoltaico (Wp);

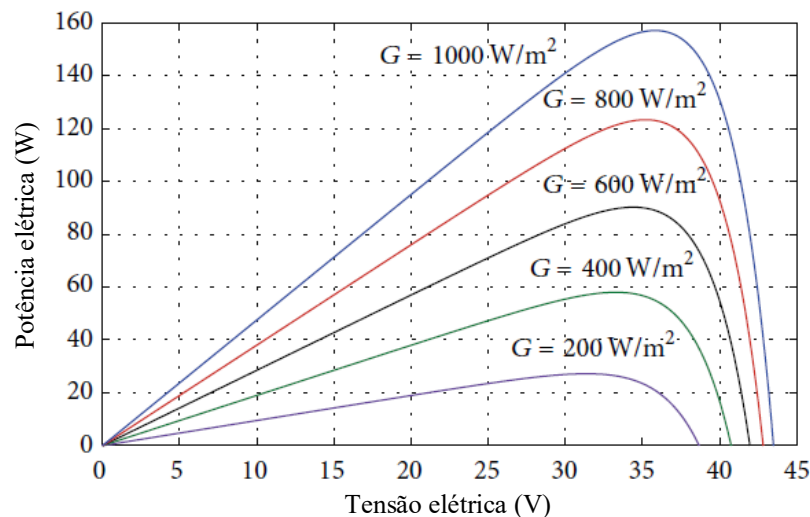
V_{mp} é a tensão elétrica no ponto de máxima potência (V);

I_{mp} é a corrente elétrica no ponto de máxima potência (A);

De modo geral, esses coeficientes são obtidos por meio de folha de dados dos fabricantes de módulos fotovoltaicos.

Assim como a temperatura, a irradiância solar também afeta os parâmetros elétricos da célula. O incremento da irradiância solar incidente no plano do gerador fotovoltaico provoca aumento da corrente de curto-circuito de forma linear e da tensão de circuito aberto de forma logarítmica. A Figura 4.6 mostra a influência da irradiância incidente (no plano da célula fotovoltaica) na curva característica P-V, para temperatura constante (25 °C).

Figura 4.6 – Influência da radiação solar na curva característica P-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de El-Arini, Othman e Fathy (2013).

O ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico é variável ao longo do dia devido às condições ambientais, principalmente devido às variações no nível de radiação solar e temperatura ambiente, como mostra, separadamente, a Figura 4.5 e a Figura 4.6. É possível calcular a potência máxima fornecida pelo gerador fotovoltaico relacionando-se as condições ambientais supracitadas, por meio da seguinte expressão (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012):

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \cdot \frac{G_{\beta\gamma}}{G_{ref}} \cdot [1 - \gamma_{mp} \cdot (T_c - T_{c,ref})], \quad (4.3)$$

onde

P_{FV}^0 é a potência nominal do gerador fotovoltaico (Wp);

G_{ref} é a irradiância solar das condições-padrão de ensaio (STC – *standard test conditions*) (1000 W/m²);

$G_{\beta\gamma}$ é a irradiância global incidente no plano do módulo fotovoltaico (W/m²);

γ_{mp} é o coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência;

T_c é a temperatura equivalente de operação do módulo fotovoltaico (°C);

$T_{c,ref}$ é a temperatura equivalente de operação do módulo fotovoltaico sob as condições-padrão de ensaio (1000 W/m², 25 °C e $AM=1,5$).

4.2.1.2 Potência de saída de sistemas fotovoltaicos

Para maximizar a potência de saída dos módulos é preciso que os inversores, utilizados na conversão c.c./c.a., sejam equipados com mecanismos seguidores do ponto de máxima potência (SPMP). Por isso, a potência que é entregue ao inversor (P_{FV}) deve levar em consideração a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência (η_{SPMP}), e pode ser obtida por:

$$P_{FV} = P_{mp} \cdot \eta_{SPMP}, \quad (4.4)$$

onde

η_{SPMP} é a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência.

A eficiência do seguidor do ponto de máxima potência não é um parâmetro fácil de ser modelado, porém é conveniente levá-lo em consideração. Podem ser adotados valores médios em função da potência de entrada e a nominal do inversor. Para potências de entrada superiores a 20% da potência nominal adota-se 0,98, e para valores inferiores, de 0,8 a 0,9⁹ (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012).

Após a definição da potência de entrada no inversor (P_{FV}), ou seja, a potência em corrente contínua (c.c.) de operação do inversor, é preciso, por último, definir a potência de saída do inversor ($P_{saída}$).

Como se sabe, o inversor é um dispositivo baseado em componentes semicondutores de chaveamento estático, responsável por efetuar conversão da potência em corrente contínua, fornecida pelo arranjo fotovoltaico, em potência em corrente alternada (c.a.), compatível com a rede elétrica a que está conectado (mesma frequência e tensão elétrica). Nesse processo de

⁹ Para este trabalho é adotado o valor de 0,85.

conversão ocorrem perdas que são intrínsecas à operação e precisam ser levadas em consideração.

A eficiência de conversão do inversor depende de seu autoconsumo e de seu carregamento (quantidade de potência que está fornecendo em determinado instante). Schmidt, Jantsch e Schmid (1992) propuseram o seguinte equacionamento para se obter a eficiência de conversão do inversor:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{saída}}{P_{FV}} = \frac{P_{saída}}{P_{saída} + P_{perdas}} = \frac{p_{saída}}{p_{saída} + k_0 + k_1 \cdot p_{saída} + k_2 \cdot p_{saída}^2}, \quad (4.5)$$

onde

$p_{saída}$ é a potência de saída normalizada em relação à potência nominal do inversor ($P_{saída}/P_{inv}^0$) (W);

k_0 é o fator que representa o autoconsumo do inversor (independe da potência de saída);

k_1 é o fator que representa as perdas por carregamento do inversor, que variam linearmente com a potência de saída (diodos e dispositivos de comutação);

k_2 é o fator que representa as perdas por carregamento do inversor, que variam quadraticamente com a potência de saída (perdas ôhmicas por efeito Joule).

Os valores dos parâmetros podem ser obtidos a partir da curva de eficiência do inversor e das seguintes equações (MARTÍN, 1998):

$$k_0 = \frac{1}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{inv100}} - \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{\eta_{inv50}} + \frac{5}{36} \cdot \frac{1}{\eta_{inv10}}, \quad (4.6)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \cdot \frac{1}{\eta_{inv100}} + \frac{33}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{inv50}} - \frac{5}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{inv10}} - 1, \quad (4.7)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{inv100}} - \frac{5}{2} \cdot \frac{1}{\eta_{inv50}} + \frac{5}{18} \cdot \frac{1}{\eta_{inv10}}, \quad (4.8)$$

onde

η_{inv100} é a eficiência instantânea de operação do inversor a 100% da potência nominal;

η_{inv50} é a eficiência instantânea de operação do inversor a 50% da potência nominal;

η_{inv10} é a eficiência instantânea de operação do inversor a 10% da potência nominal.

A partir do denominador da Expressão (4.5) pode-se concluir que:

$$P_{FV} = P_{saída} + P_{perdas} = p_{saída} + k_0 + k_1 \cdot p_{saída} + k_2 \cdot p_{saída}^2, \quad (4.9)$$

Normalizando da Expressão (4.9) em relação à potência nominal do inversor, obtém-se:

$$p_{FV} = p_{saída} + (k_0 + k_1 \cdot p_{saída} + k_2 \cdot p_{saída}^2). \quad (4.10)$$

A Expressão (4.10) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$k_0 - p_{FV} + (1 + k_1) \cdot p_{saída} + k_2 \cdot p_{saída}^2 = 0. \quad (4.11)$$

Por fim, a potência de saída do inversor ($P_{saída}$) deve levar em consideração as perdas por limitação e autoconsumo, e pode ser obtida por meio das seguintes equações (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012):

$$P_{saída} = P_{inv}^{máx}, \text{ se } P_{saída} \geq P_{inv}^{máx} \quad (4.12)$$

$$P_{saída} = 0, \text{ se } P_{FV} \leq k_0 \cdot P_{inv}^0 \quad (4.13)$$

$$P_{saída} = p_{saída} \cdot P_{inv}^0, \text{ se } k_0 \cdot P_{inv}^0 < P_{saída} < P_{inv}^{máx}, \quad (4.14)$$

onde

$P_{inv}^{máx}$ é a potência máxima c.a. fornecida pelo inversor (supondo que o inversor limita a potência de saída) (em alguns casos a potência máxima é a própria potência nominal) (W);

P_{inv}^0 é a potência nominal do inversor (W).

Esse modelo leva em consideração que o inversor limita a potência de saída à sua potência máxima em corrente alternada e as perdas operacionais. Não foram levadas em consideração perdas adicionais, tais como, perdas nas instalações elétricas de corrente contínua e na de corrente alternada, perdas por descasamento de parâmetros, por sujidade e por sombreamento parcial.

4.3 MÉTODOS DE SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO

Oliveira (2001) define otimização como “a busca da melhor solução, para um dado problema, dentro de um conjunto finito ou infinito de possíveis soluções”. Ou seja, a otimização fornece os melhores valores de entrada os quais otimiza (maximiza ou minimiza) as variáveis de saída.

Um método de simulação e otimização pode ser representado, genericamente, como mostra a Figura 4.7. Utilizando-se a saída do sistema modelado, a técnica de otimização atua iterativamente fornecendo novos valores de entrada até que alguma condição de parada seja satisfeita.

De modo geral, um problema de otimização consiste em minimizar ou maximizar uma função, chamada de função objetivo, sujeita ou não, a algumas restrições (de igualdade ou desigualdade), conforme a seguinte formulação típica:

$$\begin{aligned} & \text{mín. ou máx. } f(x) \\ \text{Sujeito a: } & \begin{cases} g_i(x) \leq 0, \text{ para } i = 1, \dots, I; \\ h_j(x) \geq 0, \text{ para } j = 1, \dots, J; \\ x \in S. \end{cases} \end{aligned} \quad (4.15)$$

onde,

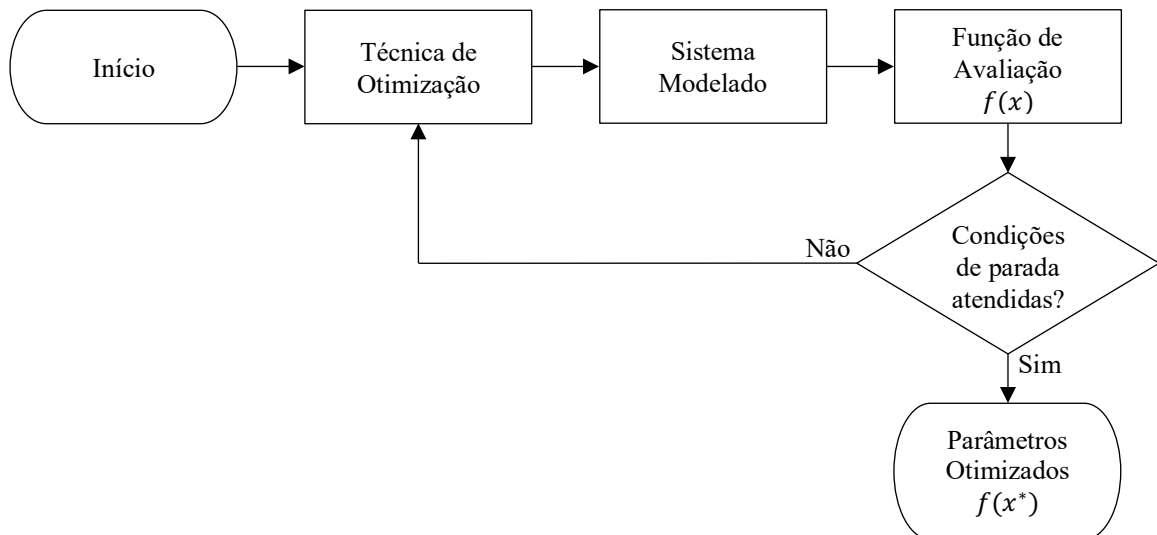
$f(x)$ é chamado de função objetivo (é definida no R^n);

g_i e h_j são as restrições, que podem ser de igualdade ou desigualdade;

x é um vetor de n componentes (x_1, \dots, x_n) ;

S é o espaço de decisão ou região viável ($S \subset R^n$).

Figura 4.7 – Representação genérica de um modelo de simulação e otimização.



Fonte: Autoria própria.

Não existe um método universal para resolução de problemas de otimização, por isso, vários métodos têm sido desenvolvidos, para diferentes tipos de problemas de otimização. As principais categorias de métodos de simulação e otimização são: programação matemática, otimização estocástica, métodos estatísticos e métodos heurísticos (RAO, 2009). Nesse trabalho são abordados apenas os métodos heurísticos, tendo em vista que o estado da arte mostra que para o tipo de problema de otimização a ser tratado neste trabalho mostra-se mais apropriado.

4.3.1 Métodos heurísticos

A palavra heurística deriva do grego *heurisko* que significa “descobrir”, “encontrar”. Na

computação, os métodos heurísticos são algoritmos desenvolvidos para resolver problemas empiricamente, baseados em estratégias de experiências anteriores, através da exploração de um espaço de busca.

A utilização de um método heurístico encontra boas soluções, as melhores possíveis para determinado problema, mas não necessariamente uma solução ótima, diferentemente dos métodos exatos (matemáticos), que fornecem a solução exata, ótima. Em problemas de grande complexidade, onde por métodos exatos não seja possível, ou muito difícil, encontrar uma solução ótima, os métodos heurísticos podem ser utilizados para encontrar pelo menos uma solução próxima da ótima (HILLIER e LIEBERMAN, 2006).

Diversos métodos de otimização heurísticos têm sido desenvolvidos para facilitar a resolução de complexos problemas de otimização. Esses métodos, comumente chamados de modernos e não tradicionais, são baseados em sistemas naturais como a seleção natural, a genética, o comportamento de animais gregários e a neurobiologia.

Dentre os métodos mais conhecidos pode-se citar: algoritmo genético, recozimento simulado (*simulated annealing*), otimização de colônia de formigas (*ant colony optimization*), redes neurais e otimização por enxame de partículas (RAO, 2009).

Nesse trabalho é adotado para a otimização da contratação de demanda de potência ativa e dos ângulos de inclinação e orientação azimutal dos geradores fotovoltaicos o método de otimização por enxame de partículas, por ser considerado de alta performance, fácil implementação e por já ter sido utilizado em aplicações similares, como abordado na introdução.

4.3.1.1 Otimização por Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization*)

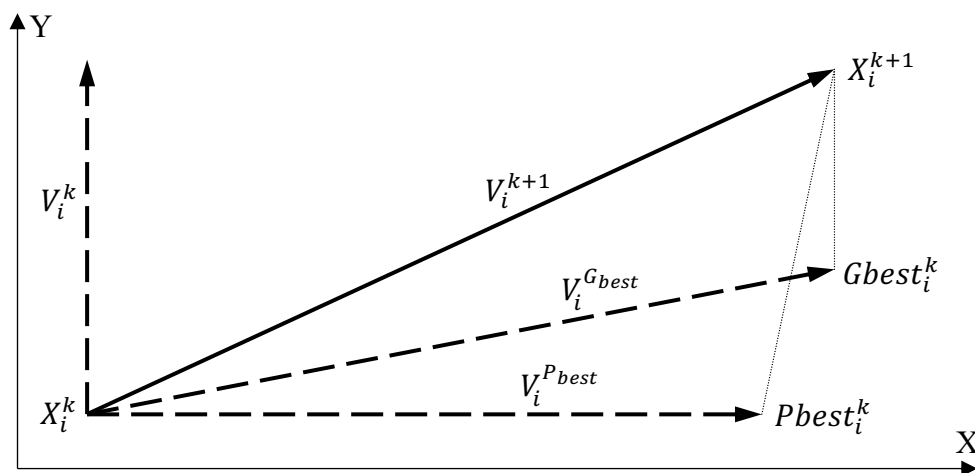
A Otimização por Enxame de Partículas, mais conhecido por sua sigla, advinda do inglês, PSO (*Particle Swarm Optimization*), é um dos mais populares métodos heurísticos de otimização inspirados na natureza. O método é baseado no comportamento coletivo e social de animais gregários, como pássaros, peixes e abelhas, por exemplo.

O PSO utiliza um conjunto inicial de indivíduos ou população, chamados de partículas, localizados inicialmente de forma aleatória no espaço de busca. Cada partícula tem sua posição e velocidade nesse espaço de busca. As partículas se movem pelo espaço de busca, iterativamente, procurando a melhor posição, de acordo com sua aptidão mensurada pela função objetivo (RAO, 2009).

A cada iteração a melhor posição individual da partícula (experiência pessoal (P_{best})) e

a melhor posição conhecida pelo grupo (experiência geral (G_{best})) são utilizadas para que suas posições e velocidade sejam ajustadas em busca da solução ótima. Em resumo, cada partícula altera sua posição de acordo com as seguintes condições: a posição atual (x,y), a velocidade atual (v) (que possui módulo, direção e sentido), a distância entre a posição atual e a melhor posição da partícula (P_{best}) e a distância entre a posição atual e a melhor experiência geral (G_{best}) (LEE e EL-SHARKAWI, 2008). A Figura 4.8 ilustra esse mecanismo de procura pelo espaço de busca.

Figura 4.8 – Mecanismo de busca do PSO.



Fonte: Adaptado de Alam (2016).

A alteração de posição de cada partícula pode ser determinada a partir de duas equações. A primeira é referente à alteração da velocidade da partícula i após a k -ésima iteração (LEE e EL-SHARKAWI, 2008):

$$V_i^{k+1} = w \cdot V_i^k + c_1 \cdot r_1 \cdot (P_{best_i}^k - X_i^k) + c_2 \cdot r_2 \cdot (G_{best}^k - X_i^k) \quad (4.16)$$

onde

V_i^k é a velocidade da partícula i na iteração k ;

X_i^k é a posição da partícula i na iteração k ;

$P_{best_i}^k$ é a melhor posição da partícula i encontrada até a iteração k ;

G_{best}^k é a melhor posição de alguma das partículas do grupo encontrada até a iteração k ;

c_1 e c_2 são coeficientes de aceleração ou taxas de aprendizagem cognitiva (individual) e social (grupo) respectivamente. Geralmente se adota o valor 2 (com esse valor garante-se que as partículas fluirão até o objetivo na metade do tempo);

r_1 e r_2 são números aleatórios entre 0 e 1;

w é o fator de ponderação dado por:

$$w = w_{m\acute{a}x} - \frac{w_{m\acute{a}x} - w_{m\acute{i}n}}{iter_{m\acute{a}x}} \cdot iter, \quad (4.17)$$

onde

$w_{m\acute{a}x}$ é a ponderação inicial (esse valor é definido empiricamente, geralmente, adota-se o valor de 0,9);

$w_{m\acute{i}n}$ é a ponderação final (esse valor também é definido empiricamente, geralmente, adota-se o valor de 0,4);

$iter_{m\acute{a}x}$ é o número máximo de iterações;

$iter$ é o número da iteração corrente.

A Expressão (4.16) pode ser explicada, dividindo-a em três termos. O primeiro relaciona velocidade anterior à atual iteração com o fator de ponderação. Esse fator contribui para que a partícula convirja de forma eficiente e precisa. Valores maiores do fator de ponderação (w) promovem exploração global (*exploration*), e valores menores promovem exploração local (*exploitation*) do espaço de busca. Pela Expressão (4.17), o fator de ponderação diminui linearmente à medida em que as iterações aumentam, ou seja, iniciam uma busca global e terminam local com o intuito de convergir ao valor ótimo.

O segundo e terceiro termos são utilizados para evitar que as partículas fluam sempre na mesma direção até atingir o limite do espaço de busca. Esses termos alteraram a velocidade da partícula de forma aleatória, intensificando o procedimento de busca.

A segunda expressão é referente à alteração da posição da partícula i após a k -ésima iteração:

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1}, \quad (4.18)$$

onde

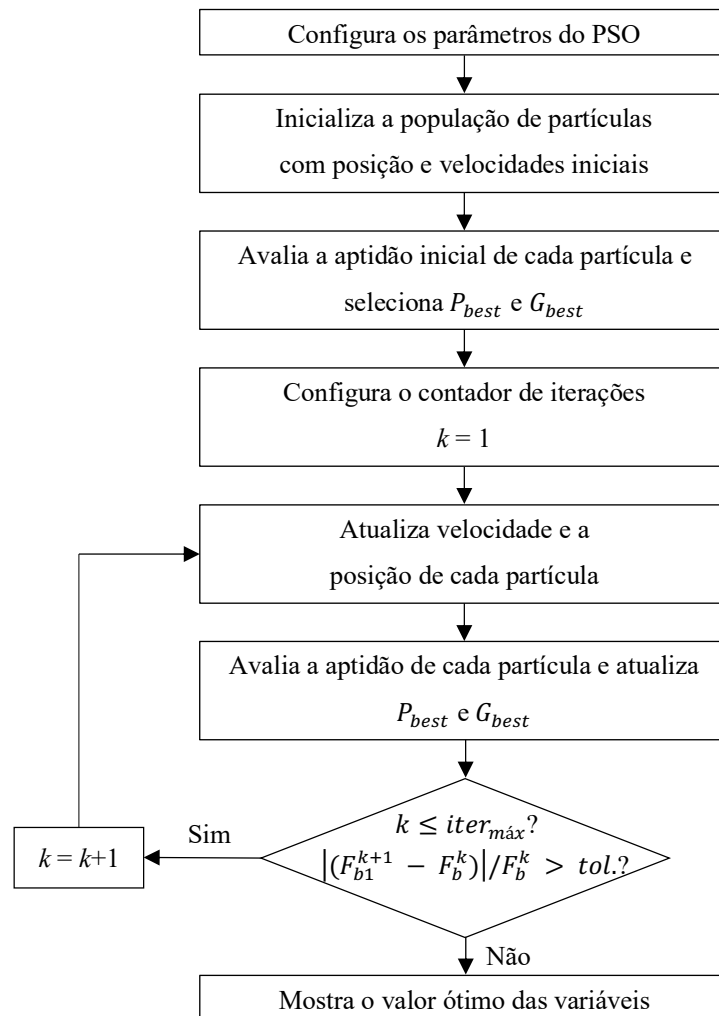
X_i^k é a posição da partícula i na iteração k ;

V_i^{k+1} é a velocidade da partícula i após a iteração k .

Basicamente, essa segunda expressão estabelece a nova posição da partícula em função da nova velocidade e da posição anterior à iteração.

O passo a passo do PSO pode ser resumido pelo fluxograma apresentado na Figura 4.9. Segue abaixo cada um desses procedimentos para sua implementação de forma mais abrangente (ALAM, 2016):

Figura 4.9 – Fluxograma do PSO.



Fonte: Adaptado de Alam (2016).

1. Configurar os parâmetros de ponderação inicial ($w_{máx}$) e final ($w_{mín}$) e os coeficientes de aprendizagem cognitiva (c_1) e social (c_2);
2. Inicializar a população de partículas com suas posições X e velocidades V aleatórias no espaço de busca;
3. Avalia a aptidão de cada partícula da população inicial para definir o P_{best} e G_{best} .
4. Incrementar a iteração ($k = 1$);
5. Calcular a aptidão de cada partícula pela função objetivo ($F_i^k = f(X_i^k)$) e encontrar o índice da melhor partícula “ b ”;
6. Selecionar a melhor posição de cada partícula ($P_{best_i}^k = X_i^k$) (para todas as partículas), e definir a partícula que tem a melhor posição no grupo ($G_{best}^k = X_b^k$);
7. Atualizar o fator de ponderação (w);

8. Atualizar a velocidade e a posição de cada partícula por meio das Equações (4.16) e (4.18), respectivamente;
9. Após atualizar a velocidade e a posição de cada partícula, são avaliadas suas aptidões na função objetivo ($F_i^{k+1} = f(X_i^{k+1})$) para se encontrar a nova melhor partícula “ bI ”;
10. Atualizar P_{best} e G_{best} :
 - a. Se $F_i^{k+1} < F_i^k$ então $P_{best_i}^{k+1} = X_i^{k+1}$ caso contrário $P_{best_i}^{k+1} = P_{best_i}^k$;
 - b. Se $F_{b1}^{k+1} < F_b^k$ então $G_{best}^{k+1} = P_{best_{b1}}^{k+1}$ e $b = b1$ caso contrário $G_{best}^{k+1} = G_{best}^k$;
11. As iterações ocorrem até que se atinja o limite máximo de iterações ou a tolerância admitida. Se $k < iter_{máx}$ ou se $|(F_{b1}^{k+1} - F_b^k)|/F_b^k > tolerância$, então $k = k + 1$ e volta-se ao passo 6, caso contrário vai ao próximo passo;
12. Mostrar o valor otimizado das variáveis (G_{best}^k).

5 MATERIAL E MÉTODOS

Este capítulo apresenta a metodologia adotada neste trabalho, as formas de abordagem e os procedimentos técnicos utilizados.

5.1 ABORDAGEM METODOLÓGICA E PROCEDIMENTOS TÉCNICOS

O trabalho desenvolvido, quanto à sua natureza, é uma pesquisa aplicada, já que tem o objetivo de gerar uma solução para um problema comum a consumidores do Grupo A que é otimizar a contratação da demanda de potência ativa após a instalação de SFCR.

A pesquisa é abordada de forma quantitativa porque pretende mensurar o quanto a geração fotovoltaica influencia na curva de carga de um consumidor de energia elétrica e de que forma essa redução pode contribuir para reduzir a fatura anual de energia elétrica.

O objetivo do estudo é caracterizado como explicativo, pois visa explicar como a orientação dos geradores fotovoltaicos pode contribuir para o aumento da geração de energia fotovoltaica e para a redução da demanda contratada, conseqüentemente, da fatura anual de energia elétrica.

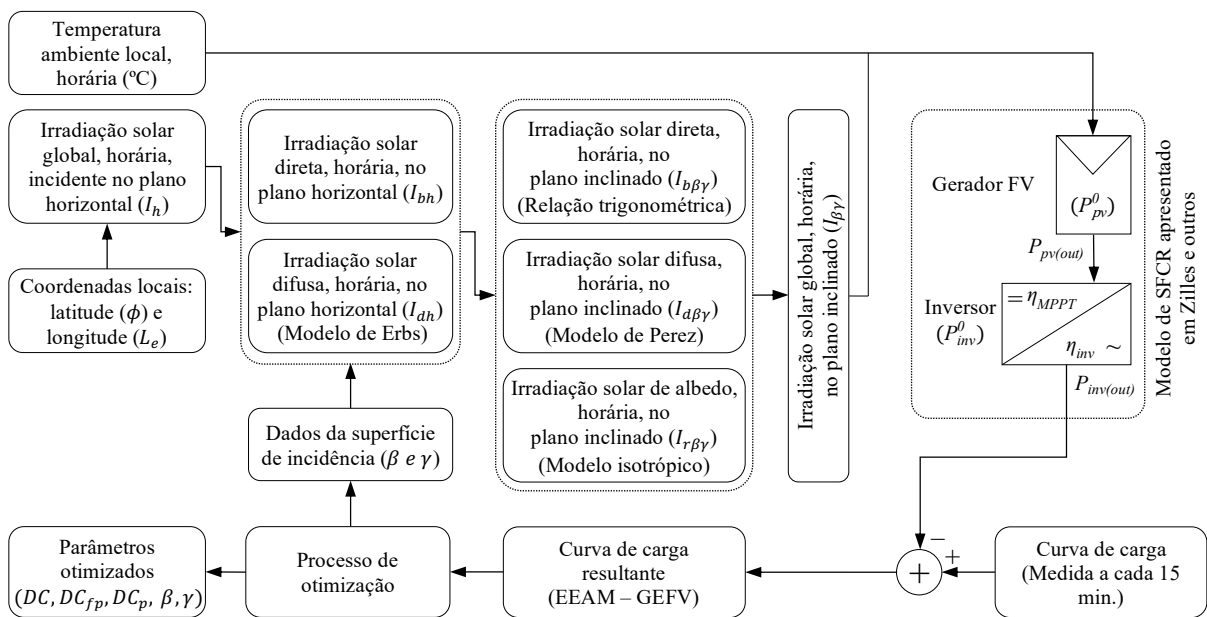
Quanto aos procedimentos técnicos, para cada etapa da pesquisa é adotado um procedimento diferente. A Figura 5.1 apresenta, em resumo, os procedimentos metodológicos adotados para realização da pesquisa.

A primeira etapa da pesquisa é a realização de levantamento de dados para o estudo de caso a ser elaborado. Os dados a serem levantados, nessa primeira etapa, são os de demanda de potência elétrica ativa, para se compreender o comportamento de utilização das cargas, por meio da geração de curvas de carga. Em seguida, levantar dados de irradiação solar medidos em estações terrenas (próximas ao local do estudo de caso), no plano de instalação do gerador fotovoltaico e de temperatura ambiente do ar. Caso os dados obtidos não sejam para o plano de instalação do sistema fotovoltaico, é necessário estimar, por meio de modelos de estimativa, os níveis de radiação solar no plano de instalação dos geradores fotovoltaicos a partir dos dados de radiação solar obtidos.

A segunda etapa é estimar a quantidade de energia elétrica gerada por um SFCR. Para se determinar a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico é necessário realizar pesquisa bibliográfica de modo a se obter um modelo de sistema fotovoltaico conectado à rede que seja prático, mas com boa precisão e fidelidade. O modelo deve levar em conta no mínimo os

seguintes parâmetros: irradiância solar global incidente no plano do gerador fotovoltaico, temperatura ambiente, potência nominal do sistema (arranjo fotovoltaico e inversores) e as eficiências do sistema (no mínimo perdas operacionais). Para finalizar a segunda etapa, dimensionar o SFCR para atender à demanda de energia elétrica levantada na primeira etapa. Caso já exista um sistema dimensionado, realizar revisão documental de modo a obter as especificações técnicas do sistema.

Figura 5.1 – Síntese dos procedimentos metodológicos da pesquisa.



Fonte: Autoria própria.

A terceira etapa é a de obter a curva de carga resultante da soma algébrica entre a curva de carga e a geração fotovoltaica. Considerar a curva de carga positiva e a geração fotovoltaica negativa. Em seguida, verificar a capacidade do sistema proposto em reduzir os montantes de energia elétrica advindos da concessionária e os picos de demanda do sistema.

O quarto procedimento técnico a ser realizado é o de revisão documental em normas técnicas e resoluções normativas emitidas por órgãos nacionais competentes, sobre como é o faturamento das unidades consumidoras de energia elétrica enquadradas no Grupo A de tarifação, de modo a se obter a função objetivo e suas restrições a serem utilizadas no processo de otimização.

Por último, realizar revisão bibliográfica sobre os métodos de otimização capazes de resolver a função objetivo definida na etapa anterior. A partir das curvas de cargas resultantes minimizar a fatura anual de energia elétrica por meio da obtenção do valor otimizado da demanda a ser contratada, e da inclinação e orientação azimutal dos geradores fotovoltaicos.

5.2 LEVANTAMENTO DE DADOS

Nessa etapa são levantados os dados necessários para realização do estudo de caso. Esses dados são: demanda de potência ativa, para se obter as curvas de carga anuais e radiação solar disponível (medidos) no local de instalação do SFCR e a temperatura ambiente do ar.

5.2.1 Curva de carga

Para realizar o estudo de caso, é necessário obter as curvas de carga anuais do local onde é instalado o sistema fotovoltaico, nesse caso o Campus Goiânia do IFG. Para isso, são solicitadas, junto à concessionária de energia elétrica local (à época a Centrais Elétricas de Goiás (CELG)), as memórias de massa dos medidores¹⁰, de um período de 4 anos, mais especificamente de 2013 a 2016. As memórias de massa fornecidas devem dispor dos seguintes dados: potência ativa e reativa (indutiva ou capacitiva) e fator de potência.

5.2.2 Radiação solar e temperatura do ar

Como o objetivo é verificar a influência da geração solar fotovoltaica sobre a curva de carga da unidade consumidora, é preciso então estimar a geração de energia fotovoltaica ao longo do ano. Para isso, é necessário obter os dados de radiação solar e temperatura do ar no local de instalação do sistema fotovoltaico. Esses dados são solicitados junto ao INMET, para o mesmo período dos dados de memória de massa (4 anos, de 2013 a 2016).

Por meio de modelos matemáticos, estabelecidos na fundamentação teórica, é realizada a estimativa da irradiação solar global no plano inclinado (plano de instalação dos geradores fotovoltaicos). Primeiro, estima-se, a partir da irradiação global no plano horizontal, as suas componentes difusa e direta, pelo método de Erbs e outros.

Em seguida, estima-se a irradiação global no plano inclinado, a partir da transposição das componentes direta e difusa no plano horizontal, por meio do método de Perez (1990). Soma-se a essas duas componentes a estimativa da radiação de albedo, para obter a irradiação solar global no plano inclinado.

¹⁰ Os medidores são munidos de memória de massa capaz de armazenar dados, como: energia ativa, reativa, demanda de potência ativa e tensão, considerado o fluxo direto e inverso de energia.

5.3 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

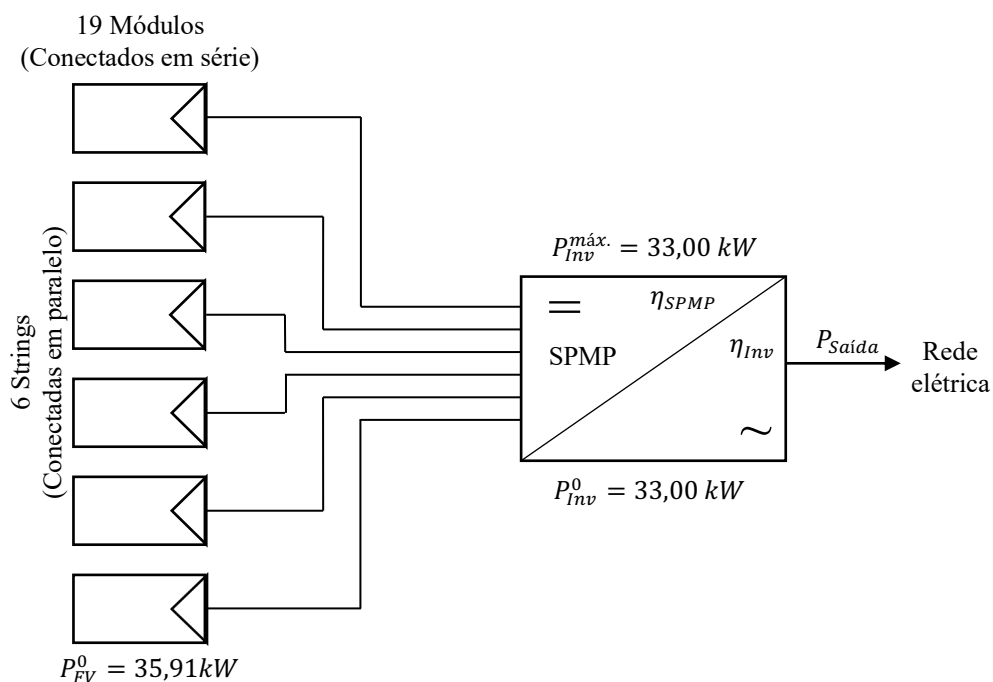
A geração solar fotovoltaica é estimada por meio do modelo apresentado em Zilles e outros (2012). O modelo utilizado fornece a potência elétrica de saída em função dos seguintes parâmetros: irradiância solar no plano de instalação dos geradores fotovoltaicos, temperatura ambiente do ar, potência nominal do gerador fotovoltaico, potência nominal do inversor e suas eficiências (de seguimento do ponto de máxima potência e de conversão c.c./c.a.).

O sistema fotovoltaico projetado para o Campus Goiânia do IFG é desenvolvido de acordo com o Termo de Referência 004/2001 do Programa de Eficiência Energética da CELG Distribuição. Segundo o Relatório 3 – Projeto Executivo – Minigeração Fotovoltaica IFG, o SFCR tem a seguinte composição:

- 1 conjunto – 2 inversores com potência nominal de 33 kW – 228 módulos de 315 Wp;
- 1 conjunto – 2 inversores com potência nominal de 33 kW – 228 módulos de 315 Wp;
- 1 conjunto – 2 inversores com potência nominal de 33 kW – 228 módulos de 315 Wp;
- 1 conjunto – 1 inversor com potência nominal de 33 kW – 114 módulos de 315 Wp;

No total o sistema tem potência nominal de geração de 251,37 kWp. A Figura 5.2 apresenta o diagrama de ligação do arranjo fotovoltaico a cada inversor.

Figura 5.2 – Diagrama de ligação do arranjo fotovoltaico com cada um dos inversores.



O relatório de projeto executivo, em seu item 5.4, solicita que os módulos sejam instalados com inclinação de 10° , em relação ao plano horizontal, com a face voltada para o norte (TECNIA, 2016).

A literatura recomenda que para a maior produção anual de energia o gerador fotovoltaico deve estar voltado para o Equador, de preferência com orientação azimutal para o norte verdadeiro ($\gamma = 0^\circ$) e inclinação igual à latitude do local de instalação (VILLALVA e GAZOLI, 2012; CEPEL - CRESESB, 2014).

A simulação deve ser realizada com ambos os valores e utilizar o que proporcionar a maior geração de energia elétrica fotovoltaica anual.

5.4 CURVAS DE CARGA RESULTANTES

Com a inserção da geração de energia elétrica fotovoltaica, espera-se que a energia produzida pelo sistema supra as cargas ou parte delas e conseqüentemente reduza a quantidade de energia elétrica advinda da concessionária local. Nessa etapa a curva de carga de cada ano é somada algebricamente com a curva de geração fotovoltaica de cada ano de forma a se obter a curva de carga resultante para cada ano.

5.5 OTIMIZAÇÃO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

O processo de otimização é realizado por meio de método heurístico, mais especificamente o método de otimização por enxame de partículas (PSO), devido à sua facilidade de implementação e por não ser afetado pelo tamanho e não linearidade do problema a ser otimizado.

Para se obter o valor mínimo da fatura anual de energia elétrica é necessário definir a função objetivo e suas restrições baseada nas regras de faturamento das unidades consumidoras do Grupo A e otimizar os parâmetros que mais influenciam em seu valor final. As funções objetivo e suas restrições, definidas em função das regras de faturamento de energia elétrica brasileiras, são definidas adiante.

Um dos parâmetros é o valor da demanda de energia elétrica ativa a ser contratada, para cada posto tarifário, quando aplicável, já que um valor baixo sujeitará o consumidor a multas por ultrapassagem e um valor alto faz o consumidor pagar por montantes não utilizados. Os outros dois parâmetros são a orientação azimutal e a inclinação do gerador fotovoltaico, que

influenciam na quantidade de energia elétrica gerada pelo SFCR, e nos picos de demanda (consequentemente, influenciam na demanda a ser contratada).

O modelo de simulação é desenvolvido utilizando o simulador MatLab que possui a função de otimização nativa, “particleswarm”. Para implementar o PSO no MatLab é preciso configurar uma série de parâmetros. A definição de alguns desses valores é feita com base em valores tipicamente utilizados na literatura, como os coeficientes de aprendizagem cognitiva e social (c_1 e c_2) e os coeficientes de ponderação inicial e final ($w_{máx}$ e $w_{mín}$) e o tamanho da população, e outros são definidos de forma empírica como o número máximo de iterações e a tolerância (ambos critérios de parada do processo de otimização).

5.5.1 Definição das funções objetivo e suas restrições

Para o estudo de caso realizado, inicialmente, a unidade consumidora está enquadrada na modalidade tarifária horária verde, ou seja, de acordo com a Resolução Normativa n° 414, da ANEEL, para essas unidades consumidoras são aplicadas tarifa única para a demanda de potência ativa, independente de posto tarifário, e tarifas diferenciadas nos períodos ponta e fora de ponta para o consumo de energia elétrica ativa. Sendo assim, a função objetivo para a modalidade tarifária horária verde é definida da seguinte forma:

$$\text{mín. } f_{\text{verde}}(DC, \beta, \gamma) = \sum_{i=1}^n (CE_{fp(i)} + CE_{p(i)} + D_{(i)}) \quad (5.1)$$

$$\text{Sujeito a } \begin{cases} DC \geq 30 \text{ kW} \\ -90 \leq \beta \leq 0 \\ -180 \leq \gamma \leq 180 \end{cases}$$

$$CE_{fp(i)} = (EEAM_{fp(i)} - GEFV_{fp(i)}) \cdot TE_{fp} \quad (5.2)$$

$$CE_{p(i)} = (EEAM_{p(i)} - GEFV_{p(i)}) \cdot TE_p \quad (5.3)$$

$$D_{(i)} = DF_{(i)} \cdot TD + y_{(i)} \cdot (DM_{(i)} - DC) \cdot 2 \cdot TD$$

$$\begin{cases} DF_{(i)} = \text{máx}(DM_{(i)}, DC); \\ y_{(i)} = \begin{cases} 0, \text{ se } DM_{(i)} \leq 1,05 \cdot DC; \\ 1, \text{ se } DM_{(i)} > 1,05 \cdot DC. \end{cases} \end{cases} \quad (5.4)$$

onde

$CE_{fp(i)}$ é a parcela da fatura referente ao consumo de energia elétrica ativa no período

fora de ponta, no mês “ i ” (R\$);

$CE_{p(i)}$ é a parcela da fatura referente ao consumo de energia elétrica ativa no período ponta, no mês “ i ” (R\$);

$D_{(i)}$ é a parcela da fatura referente à demanda de potência ativa faturável mais as penalidades cabíveis, no mês “ i ” (R\$);

$EEAM_{fp}$ é a energia elétrica ativa medida no período fora de ponta, no mês “ i ” (kWh);

$GEFV_{fp}$ é a geração de energia elétrica fotovoltaica no período fora de ponta, no mês “ i ” (kWh);

$TE_{(fp)}$ é a tarifa de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kWh);

$EEAM_p$ é a energia elétrica ativa medida no período ponta, no mês “ i ” (kWh);

$GEFV_p$ é a geração de energia elétrica fotovoltaica no período ponta, no mês “ i ” (kWh);

$TE_{(p)}$ é a tarifa de energia elétrica para o posto tarifário ponta (R\$/kWh);

$DF_{(i)}$ é a demanda faturável (maior valor entre a demanda medida e a contratada), no mês “ i ” (kW);

TD é a tarifa de demanda de potência ativa (R\$/kW);

$DM_{(i)}$ é a demanda de potência ativa medida, no mês “ i ” (kW);

DC é a demanda de potência ativa contratada (kW) $\in \mathbb{Z}$;

$y_{(i)}$ é uma variável auxiliar, binária, no mês “ i ” $\in \{0,1\}$;

n é o número de meses avaliados.

Com o intuito de verificar se é vantajoso a adoção de outra modalidade tarifária após a inserção do SFCR, é analisada também, para o mesmo estudo de caso, a adoção da modalidade tarifária azul. Para essa modalidade, são aplicadas tarifas diferenciadas nos períodos de ponta e fora de ponta para a demanda de potência ativa, e tarifas diferenciadas nos períodos ponta e fora de ponta para o consumo de energia elétrica ativa. Sendo assim, a função objetivo para a modalidade tarifária horária azul é definida da seguinte forma:

$$\text{mín. } f_{\text{azul}}(DC_{fp}, DC_p, \beta, \gamma) = \sum_{i=1}^n (CE_{fp(i)} + CE_{p(i)} + D_{fp(i)} + D_{p(i)}) \quad (5.5)$$

$$\text{Sujeito a } \begin{cases} DC_{fp} \geq 30 \text{ kW} \\ DC_p \geq 30 \text{ kW} \\ -90 \leq \beta \leq 0 \\ -180 \leq \gamma \leq 180 \end{cases}$$

$$CE_{fp(i)} = (EEAM_{fp(i)} - GEFV_{fp(i)}) \cdot TE_{fp} \quad (5.6)$$

$$CE_{p(i)} = (EEAM_{p(i)} - GEFV_{p(i)}) \cdot TE_p \quad (5.7)$$

$$D_{fp(i)} = DF_{fp(i)} \cdot TD_{fp} + y_{fp(i)} \cdot (DM_{fp(i)} - DC_{fp}) \cdot 2 \cdot TD_{fp}$$

$$\begin{cases} DF_{fp(i)} = \text{máx}(DM_{fp(i)}, DC_{fp}); \\ y_{fp(i)} = \begin{cases} 0, & \text{se } DM_{fp(i)} \leq 1,05 \cdot DC_{fp}; \\ 1, & \text{se } DM_{fp(i)} > 1,05 \cdot DC_{fp}. \end{cases} \end{cases} \quad (5.8)$$

$$D_{p(i)} = DF_{p(i)} \cdot TD_p + y_{p(i)} \cdot (DM_{p(i)} - DC_p) \cdot 2 \cdot TD_p \quad (5.9)$$

$$\begin{cases} DF_{p(i)} = \text{máx}(DM_{p(i)}, DC_p); \\ y_{p(i)} = \begin{cases} 0, & \text{se } DM_{p(i)} \leq 1,05 \cdot DC_p; \\ 1, & \text{se } DM_{p(i)} > 1,05 \cdot DC_p. \end{cases} \end{cases}$$

onde

$D_{fp(i)}$ é a parcela da fatura referente à demanda de potência ativa faturável mais as penalidades cabíveis, para o período fora de ponta, no mês “ i ” (R\$);

$D_{p(i)}$ é a parcela da fatura referente à demanda de potência ativa faturável mais as penalidades cabíveis, para o período de ponta, no mês “ i ” (R\$);

$DF_{fp(i)}$ é a demanda faturável (maior valor entre a demanda medida e a contratada), para o período fora de ponta, no mês “ i ” (kW);

$DF_{p(i)}$ é a demanda faturável (maior valor entre a demanda medida e a contratada), para o período de ponta, no mês “ i ” (kW);

TD_{fp} é a tarifa de demanda de potência ativa, para o período fora de ponta (R\$/kW);

TD_p é a tarifa de demanda de potência ativa, para o período de ponta (R\$/kW);

$DM_{fp(i)}$ é a demanda de potência ativa medida, no posto tarifário fora de ponta, no mês “ i ” (kW);

$DM_{p(i)}$ é a demanda de potência ativa medida, no posto tarifário ponta, no mês “ i ” (kW);

DC_{fp} é a demanda de potência ativa contratada, para o posto tarifário fora de ponta (kW)

$\in \mathbb{Z}$;

DC_p é a demanda de potência ativa contratada, para o posto tarifário ponta (kW) $\in \mathbb{Z}$;

$y_{fp(i)}$ é uma variável auxiliar, binária, para o posto tarifário fora de ponta, no mês “ i ”
 $\in \{0,1\}$;

$y_{p(i)}$ é uma variável auxiliar, binária, para o posto tarifário ponta, no mês “ i ” $\in \{0,1\}$.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesse capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir dos procedimentos metodológicos estabelecidos.

6.1 LEVANTAMENTO DE DADOS

6.1.1 Curvas de carga

Por meio dos dados das memórias de massa fornecidas pela concessionária são geradas curvas de carga diárias e anuais do Campus Goiânia do IFG, entre os anos de 2013 e 2016. Os dados fornecidos são resultado de medições diárias de 15 em 15 min.

A partir do horário de funcionamento e dos calendários acadêmicos do Campus Goiânia do IFG, é possível compreender o comportamento da curva de carga diária e anual em função das atividades que são desenvolvidas.

Analisando primeiro o horário de funcionamento, o Campus Goiânia do IFG, funciona de segunda a sábado e tem atividades administrativas e acadêmicas em três turnos: matutino, vespertino e noturno¹¹. Nas atividades acadêmicas, o turno matutino se inicia às 7:30 AM e se encerra às 12:30 PM. O turno vespertino se inicia às 14:00 PM e se encerra às 17:15 PM. E o turno noturno se inicia às 19:00 PM e se encerra às 22:15 PM. As atividades acadêmicas e administrativas são analisadas mês a mês, para cada ano, mais adiante.

O contrato de fornecimento de energia elétrica do IFG mostra que a demanda contratada em 2013 e 2104 é de 450 kW, e em 2015 e 2016, é de 350 kW. As curvas de carga 2013 e 2104 mostram que a demanda contratada não é ultrapassada em qualquer mês, ou seja, as faturas não estão sujeitas a multas por ultrapassagem, porém a instituição é obrigada a pagar por montantes de demanda não utilizados.

Em 2015, a demanda contratada é ultrapassada em quatro meses, janeiro, abril, outubro e novembro. Como as regras de faturamento permitem uma tolerância de 5%, a instituição só é penalizada, por ultrapassagem de demanda, no mês de outubro.

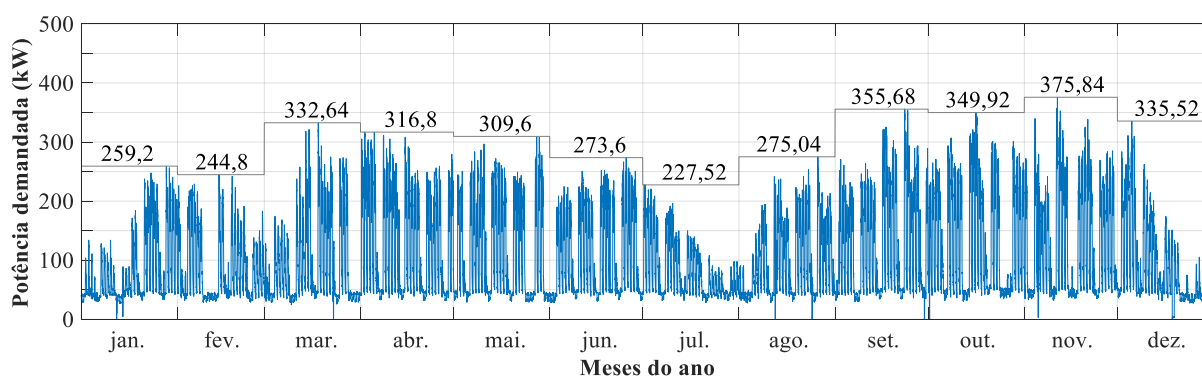
Em 2016, acontecem três ultrapassagens de demanda, abril, setembro e outubro. Devido à tolerância apenas em outubro ocorre a penalização.

¹¹ Aos sábados não há atividades acadêmicas no período noturno, salvo exceções.

6.1.1.1 Curva de carga 2013

O comportamento da curva de carga e as demandas máximas registradas em cada mês ao longo do ano de 2013 podem ser observados na Figura 6.1. Com o intuito de compreender melhor o comportamento das curvas de carga ao longo de um dia, a Figura 6.2 mostra a potência demandada pelas cargas ao longo das horas do dia, mais especificamente o dia, de cada mês, que alcança o maior pico de demanda.

Figura 6.1 – Curva de carga do ano de 2013.



Fonte: Autoria própria.

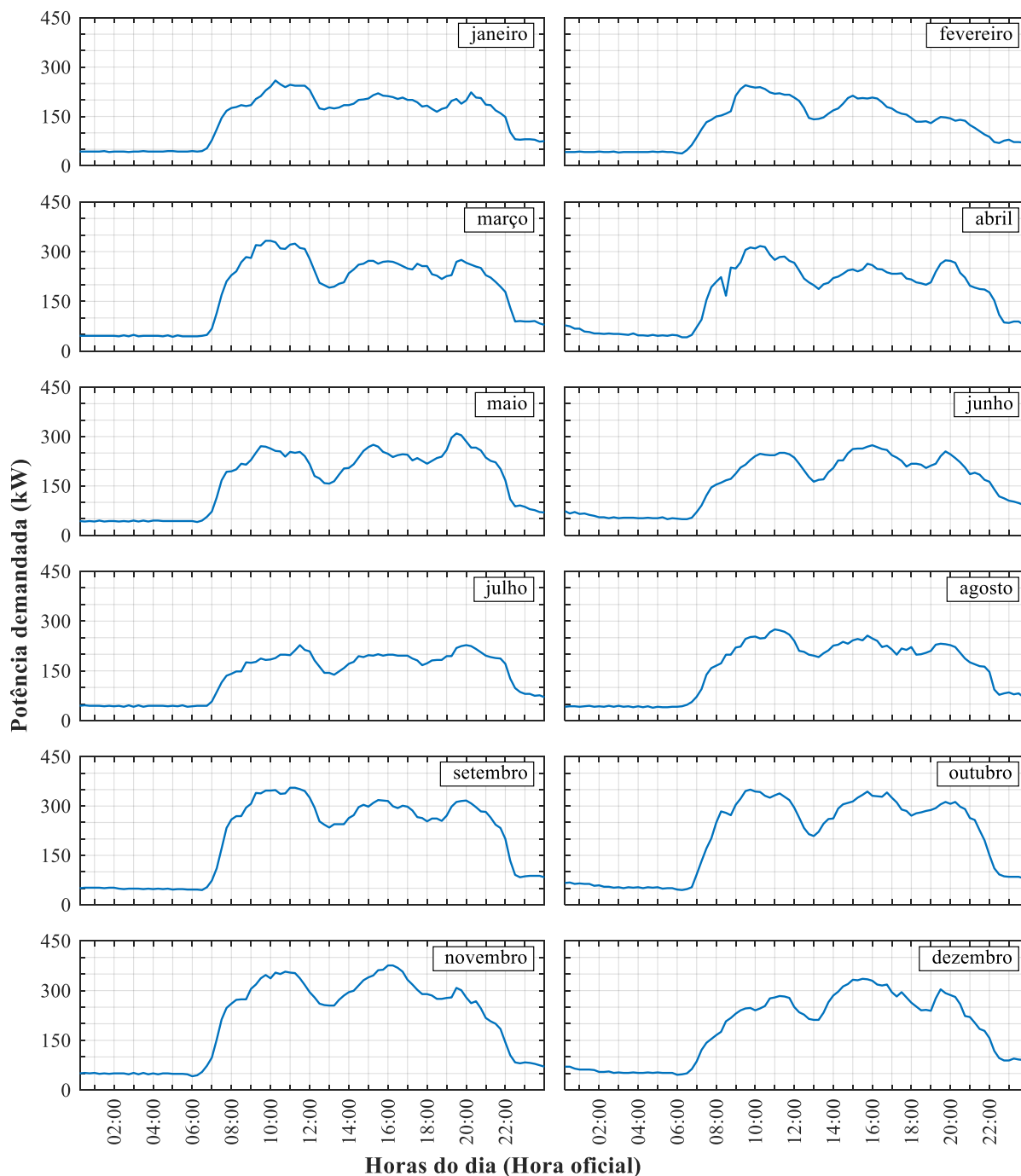
Analisando o mês de janeiro percebe-se que na primeira metade do mês houve baixa demanda das cargas. O calendário acadêmico desse ano indica que de 1º a 16 de janeiro são concedidas férias aos docentes. Como não há aulas, apenas algumas atividades administrativas, a demanda de cargas é diminuta. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 28 (segunda-feira), no período da manhã, atingindo o valor de 259,20 kW.

No mês de fevereiro, entre os dias 9 e 13, houve o feriado de Carnaval, não havendo aulas e atividades administrativas, apenas o uso de cargas essenciais (servidores de dados, ar condicionado dessas salas e iluminação e tomadas de uso do pessoal da segurança e monitoramento). Devido a paralizações, o ano letivo de 2012 é concluído no dia 16 de fevereiro. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 14 (quinta-feira), no período da manhã, atingindo o valor de 244,80 kW.

Entre os dias 22 de fevereiro e 8 de março são concedidas novas férias aos docentes, não havendo aulas nesse período. Esse também é o período destinado à renovação de matrículas e demais atividades administrativas. O ano letivo de 2013 se inicia em 14 de março. A partir desse dia é possível perceber acentuado aumento na demanda de carga, mantendo o patamar até o final de junho. O mês de março registra ainda uma baixa demanda de carga no final do mês

devido ao feriado de sexta-feira da Paixão, não havendo aula, nem atividades administrativas. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 18 (segunda-feira), no período da manhã, atingindo o valor de 332,64 kW.

Figura 6.2 – Curvas de cargas diárias dos dias que atingiram os maiores picos de demanda em cada mês – 2013.



Fonte: Autoria própria.

No mês de abril não há feriados ou recessos e por isso registra demandas de cargas sem dias atípicos. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 02 (terça-feira), no período da manhã,

atingindo o valor de 316,80 kW.

O mês de maio apresenta três vales na curva de carga do mês em função de feriados. Todos eles sem atividades acadêmicas e administrativas. O primeiro é referente ao feriado nacional do Dia do Trabalhador no dia 1º de maio. O segundo é referente a um feriado municipal, da Padroeira de Goiânia, Nossa Senhora Auxiliadora, no dia 24 de maio. E por último, outro feriado nacional, Corpus Christi, no dia 30 de maio. O feriado de Corpus Christi se dá em uma quinta-feira, mas é comum no Brasil que se emende esses feriados com o final de semana, conseqüentemente, a curva de demanda registra 4 dias de demanda diminuta. O pico de demanda do mês de maio ocorre no dia 27 (segunda-feira), e diferentemente dos meses anteriores, acontece no período noturno, atingindo o valor de 309,60 kW.

O mês de junho não apresenta feriados ou recessos e por isso registra demandas de carga típicas. Houve uma notória redução nas demandas máximas de cada dia em função da menor utilização de equipamentos de condicionamento de ar já que esse mês é tipicamente mais frio no Estado de Goiás. Conseqüentemente, o pico de demanda do mês, mesmo com aulas regulares, é diminuto (em relação aos demais meses do semestre letivo), e atinge o valor de 273,60 kW, ocorrendo no dia 25 (terça-feira), no período vespertino.

O mês de julho é, tradicionalmente, o mês de encerramento de semestre e por isso é possível notar pela curva de carga que há uma gradativa redução nas demandas máximas diárias, atingindo os menores patamares no término do semestre letivo, que ocorreu no dia 15 de julho. De 17 a 31 de julho são concedidas férias aos docentes. Nesse período há apenas atividades administrativas. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 1º (segunda-feira), e atinge o valor de 227,52 kW, em dois períodos distintos, matutino e noturno.

O mês de agosto marca, geralmente, o início do segundo semestre letivo. Os dois primeiros dias apresentam demanda baixa, similares às que são observadas em finais de semana, devido às atividades administrativas e acadêmicas de planejamento pedagógico. O início das aulas se dá no dia 5 de agosto. A partir desse dia a demanda começa a aumentar gradativamente até alcançar seus patamares normais na semana seguinte. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 26 (segunda-feira), no período da manhã, atingindo o valor de 275,04 kW.

O mês de setembro apresenta apenas um feriado, o de Independência do Brasil, e o mesmo acontece no sábado. É possível observar um leve aumento nas demandas máximas diárias. Esses aumentos são consequência do aumento de temperatura do ar nessa época do ano e o conseqüente uso dos aparelhos de ar condicionado. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 23 (segunda-feira), mais uma vez no período da manhã, atingindo o valor de 355,68 kW.

O mês de outubro conta com dois feriados. O primeiro, um feriado nacional, da Padroeira do Brasil, aconteceu no dia 12, em um sábado e não provocou alterações na curva de demanda. O segundo, é um feriado municipal, referente ao Aniversário da Cidade de Goiânia, e se dá no dia 24, quinta-feira e acabou sendo emendado com a sexta-feira. Na curva de demanda é possível observar 4 dias de menor demanda. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 16 (quarta-feira), no período da manhã, atingindo o valor de 349,92 kW.

O mês de novembro apresenta dois feriados também. No dia 2, é o feriado nacional de Finados, e acontece em um sábado. Já o outro feriado, também nacional, acontece no dia 15, sexta-feira, onde se comemora a Proclamação da República. Esse mês foi o que registrou o maior valor de demanda anual, alcançando 375,84 kW de potência demandada. Esse valor é obtido no dia 11 (segunda-feira), sendo registrado por duas vezes seguidas, às 14:45h e 15:00h.

O mês de dezembro, caracteristicamente, marca o término do semestre e do ano letivo. Em 2013, o ano letivo se encerra no dia 10, porém, segundo o calendário acadêmico, ainda há atividades acadêmicas e administrativas de 11 a 14 de dezembro. O calendário acadêmico não informa o que acontece entre os dias 15 e 22, mas a curva de carga mostra que há algumas atividades, pois apresenta demanda de carga maiores do que em períodos de férias ou recessos, e menores do que dias normais de atividades de acadêmicas e administrativas. De 23 a 31 de dezembro acontece recesso administrativo. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 5 (quinta-feira), mais uma vez no período da manhã, atingindo o valor de 335,52 kW.

6.1.1.2 Curva de carga 2014

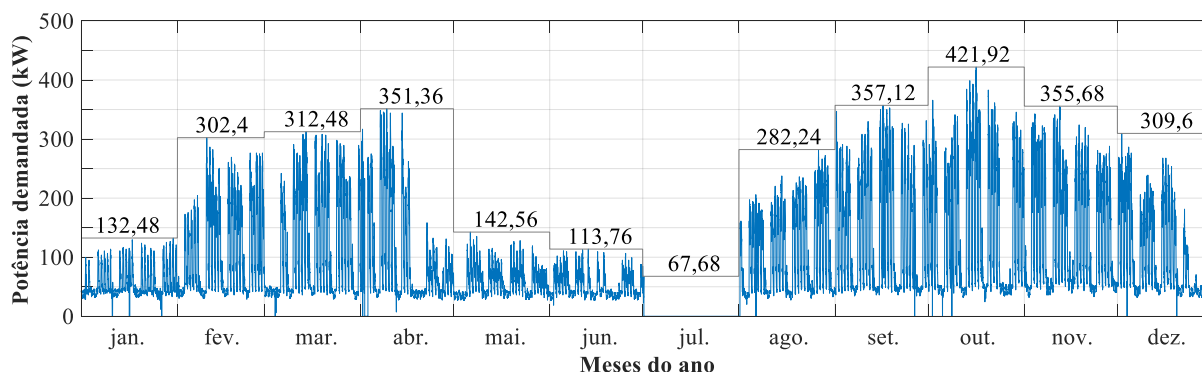
O comportamento da curva de carga e as demandas máximas registradas em cada mês ao longo do ano de 2014 podem ser observados na Figura 6.3. O comportamento da curva de carga ao longo de um dia, mais especificamente os dias de cada mês que alcançam o maior pico de demanda, pode ser visto na Figura 6.4.

Para o mês de janeiro, o calendário acadêmico mostra que não há atividades acadêmicas durante todo o mês devido às férias dos docentes. No mês há apenas atividades administrativas, como matrículas e processo seletivo. A curva de carga mostra isso pois tem valores máximos bem abaixo daqueles registrados quando se tem atividades acadêmicas. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 30 (quinta-feira), no período vespertino, atingindo o valor de 132,48 kW.

O mês de fevereiro marca o início do ano letivo, mais precisamente no dia 10, e já se

percebe o aumento da demanda de carga, logo na primeira semana e se estabilizando nas semanas seguintes. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 10 (segunda-feira), no período matutino, atingindo o valor de 302,40 kW.

Figura 6.3 – Curva de carga do ano de 2014.



Fonte: Autoria própria.

Em março, há recesso devido ao feriado de Carnaval do dia 1º ao dia 5. No restante do mês as atividades acontecem normalmente. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 14 (sexta-feira), no período matutino, atingindo o valor de 312,48 kW.

Em abril, as atividades acadêmicas e administrativas ocorrem normalmente na primeira metade do mês, com registros de demandas máximas superiores às do mês de março. Porém, da metade do mês em diante há redução drástica da demanda de cargas. Além do feriado nacional de Tiradentes, que ocorre no dia 21, terça-feira, é iniciada paralização das atividades devido a uma greve. O calendário acadêmico não evidencia este fato, mas é possível comprovar por meio de notícias de jornal da época.

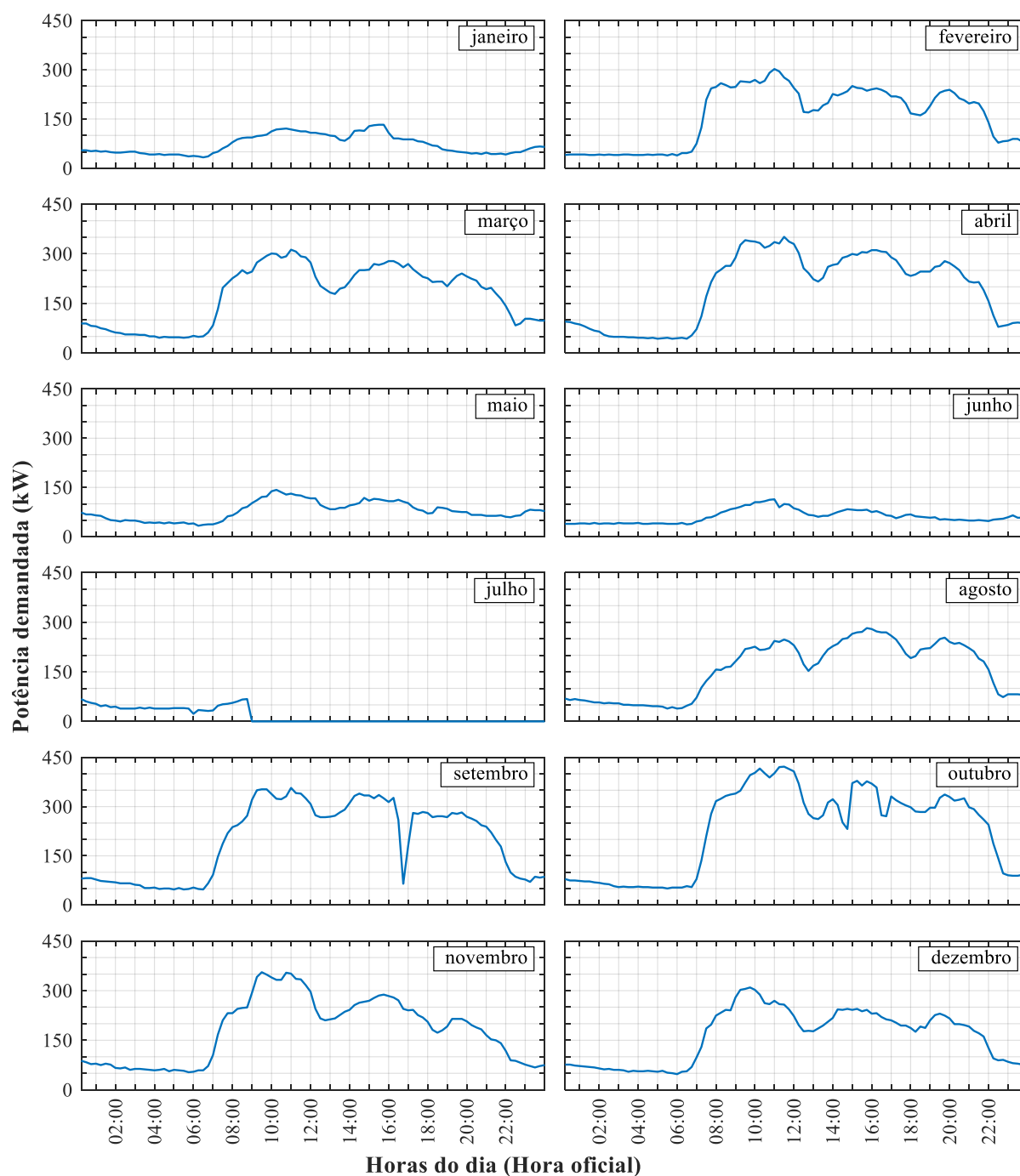
Não fica claro se a greve é de professores e servidores ou de apenas uma das categorias. De toda forma a instituição mantém o uso atípico de suas dependências. A curva de demanda não atinge valores como os que são registrados aos sábados ou domingos e nem os que são registrados em funcionamento normal em dias de aula. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 9 (quarta-feira), no período matutino, atingindo o valor de 351,36 kW.

A greve se estende por todo o mês de maio e de junho e provavelmente termina no mês de julho. O calendário acadêmico não traz essa informação, tampouco são encontradas notícias em jornais e portais de notícias *on-line* sobre o fim da greve. Nem mesmo pela curva de carga é possível estimar a data fim, pois a memória de massa para o mês de julho não foi totalmente registrada (apenas um dia foi registrado, e parcialmente).

Não é elaborado/encontrado um calendário de reposição de greve e ao que tudo indica

as aulas são retomadas a partir do mês de agosto. O calendário acadêmico com o planejamento elaborado no início do ano indica que as aulas do segundo semestre seriam retomadas no dia 6 de agosto. A curva de carga mostra que as atividades são retomadas logo no início do mês, pois a demanda foi aumentando gradativamente a cada dia. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 26 (terça-feira), no período matutino, atingindo o valor de 282,24 kW.

Figura 6.4 – Curvas de cargas diárias dos dias que atingiram os maiores picos de demanda em cada mês – 2014.



Fonte: Autoria própria.

O mês de setembro tem atividades normalmente. O único feriado desse mês, o de Independência do Brasil, se dá no domingo. Como em 2013, a demanda apresenta aumento nas máximas diárias devido à intensificação do uso de aparelhos de ar condicionado. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 16 (terça-feira), no período matutino, atingindo o valor de 357,12 kW.

O mês de outubro apresenta o mesmo padrão do mês de setembro, com aumento das demandas máximas diárias, tanto que o maior valor de demanda anual é registrado no dia 16 às 11:15h, atingindo o valor de 421,92 kW. Pelos dados de temperatura do ar fornecidos pelo INMET, a semana do dia 16 também é a que apresenta os maiores valores de temperatura do ar, ou seja, aumenta-se a demanda dos aparelhos de ar condicionado.

Novembro tem dois feriados nacionais, o de Finados no dia 2, e o de Proclamação da República no dia 15. Ambos são no final de semana. A curva de carga é típica para um mês com atividades acadêmicas regulares. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 12 (quarta-feira), no período matutino, atingindo o valor de 355,68 kW.

Em dezembro, o calendário acadêmico indica que o término do semestre letivo é no dia 13, porém a curva de carga indica que houve uso regular até o final da terceira semana (dia 19). A partir da última semana há redução drástica na demanda devido aos recessos de Natal e Ano Novo. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 2 (terça-feira), no período matutino, atingindo o valor de 309,60 kW.

6.1.1.3 Curva de carga 2015

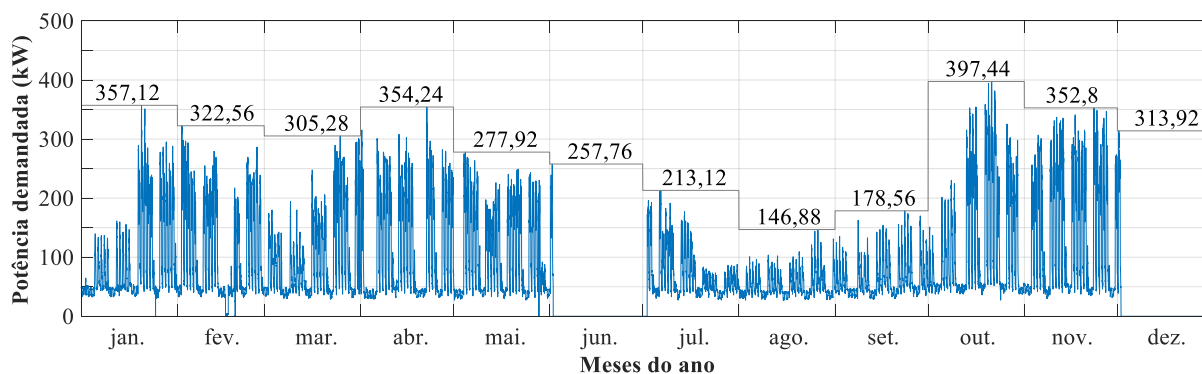
O comportamento da curva de carga e as demandas máximas registradas em cada mês ao longo do ano de 2015 podem ser observados na Figura 6.5. O comportamento da curva de carga ao longo de um dia, mais especificamente o dia de cada mês que alcança o maior pico de demanda, pode ser visto na Figura 6.6.

Para o mês de janeiro, o calendário acadêmico traz a informação de que do dia 1º ao dia 16 há férias dos docentes. As atividades acadêmicas retornam no dia 19. Nesse período há apenas as atividades administrativas e resultam em uma curva de carga com valores que oscilam entre 60 e 160 kW de potência demandada. Com a volta das atividades acadêmicas, demanda aumenta e os valores passam a variar entre 150 e 350 kW. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 20 (terça-feira), no período matutino, atingindo o valor de 357,12 kW.

No mês de fevereiro há recesso devido ao feriado de Carnaval, entre os dias 14 e 18. No

restante do mês as atividades ocorrem de forma regular. Ano letivo de 2014 encerra-se no dia 28. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 2 (segunda-feira), no período matutino, atingindo o valor de 322,56 kW.

Figura 6.5 – Curva de carga do ano de 2015.



Fonte: Autoria própria.

No mês de março, do dia 1º ao dia 15, não há aulas, apenas atividades administrativas e de planejamento acadêmico. O ano letivo de 2015 se inicia no dia 16, e pode ser observado pelo aumento da demanda na curva de carga. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 25 (quarta-feira), no período matutino, atingindo o valor de 305,28 kW.

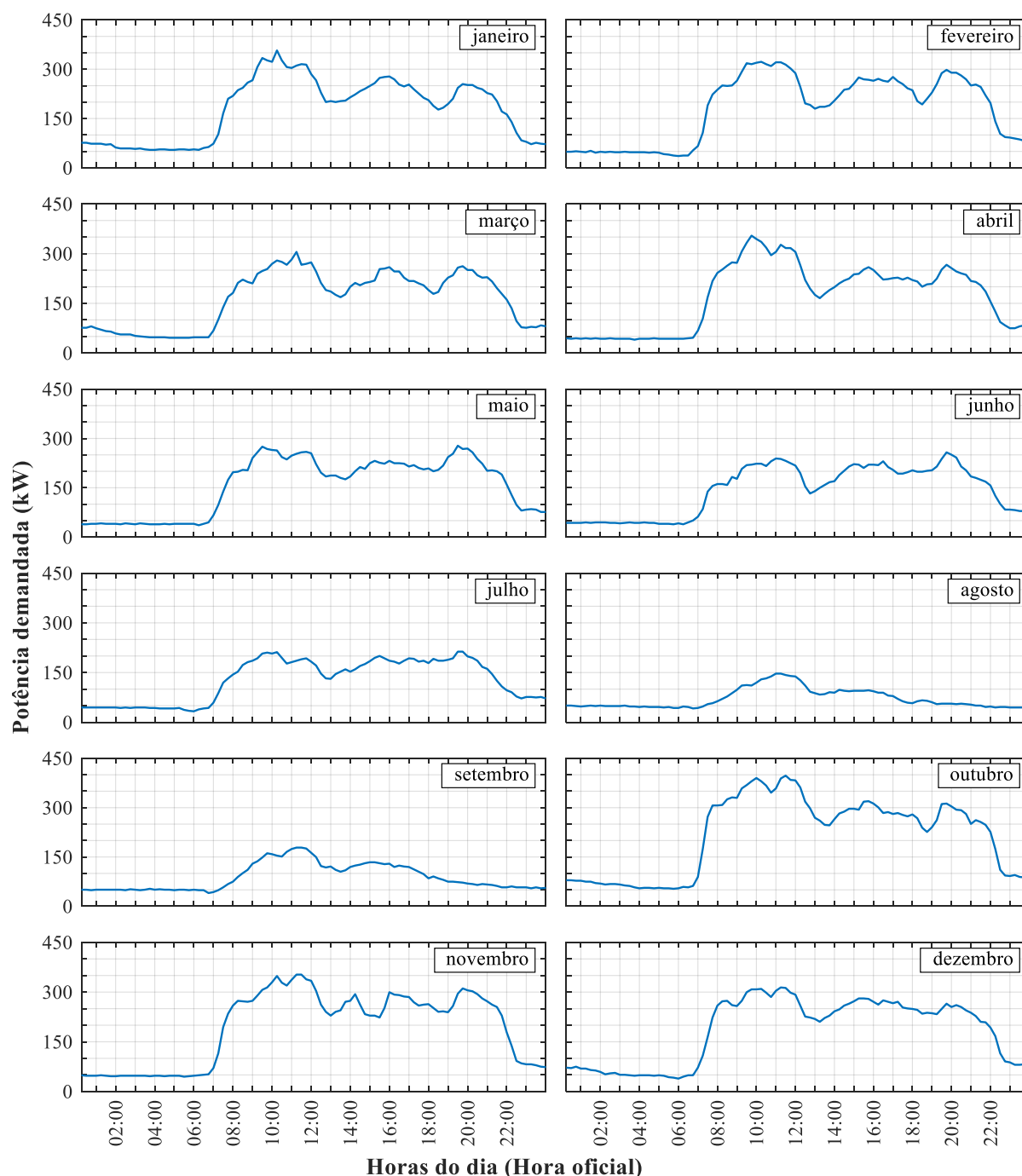
O mês de abril apresenta dois feriados nacionais. O primeiro é o feriado de Sexta-feira da Paixão, e é concedido um recesso acadêmico entre os dias 2 e 5. O segundo é o feriado nacional de Tiradentes, que ocorre em uma terça-feira. O calendário acadêmico não indica que houve recesso, mas a curva de carga mostra que o feriado acabou sendo emendado com a segunda-feira, pois indica 4 dias seguidos de demanda diminuta. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 22 (quarta-feira), no período matutino, atingindo o valor de 354,24 kW.

O mês de maio apresenta três feriados. O primeiro é referente ao feriado nacional do Dia do Trabalhador, no dia 1º de maio, e ocorre numa sexta-feira. O segundo é referente a um feriado municipal, da Padroeira de Goiânia, Nossa Senhora Auxiliadora, no dia 24 de maio e se dá no domingo. E por último, outro feriado nacional, Corpus Christi, no dia 30 de maio e acontece em um sábado. Apenas o feriado do Dia do Trabalhador resulta em alteração na curva de carga devido ao recesso acadêmico e administrativo. No dia 29 de maio é registrada uma curva de carga diminuída, mas não é possível esclarecer o motivo pelo calendário acadêmico. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 4 (segunda-feira), no período noturno, atingindo o valor de 277,92 kW.

Os dados de memória de massa do mês de junho não são totalmente registrados. Há o

registro de apenas um dia, e parcialmente.

Figura 6.6 – Curvas de cargas diárias dos dias que atingiram os maiores picos de demanda em cada mês - 2015



Fonte: Autoria própria.

O mês de julho, tipicamente, marca o término do primeiro semestre letivo e férias dos docentes. O calendário acadêmico indica que o encerramento do semestre se dá no dia 20 e as férias foram concedidas do dia 22 de julho a 5 de agosto. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 6 (segunda-feira), no período matutino, atingindo o valor de 213,12 kW.

Pelo calendário acadêmico, emitido no início do ano, o começo do segundo semestre está marcado para ocorrer no dia 10 de agosto, no entanto isso não ocorre devido à deflagração de greve por parte dos servidores administrativos. O calendário acadêmico de reposição indica que a greve ocorre do dia 10 de agosto ao dia 12 de outubro. A curva de carga mostra que nesse período acontecem atividades na instituição pois as demandas registradas não são similares àquelas de sábados e domingos. Além disso, as demandas máximas foram aumentando gradativamente semana a semana até o retorno das aulas no dia 13 de outubro. Outubro também é o mês que registra o maior valor de demanda, 397,44 kW, mais precisamente no dia 21 de outubro às 10:15h da manhã.

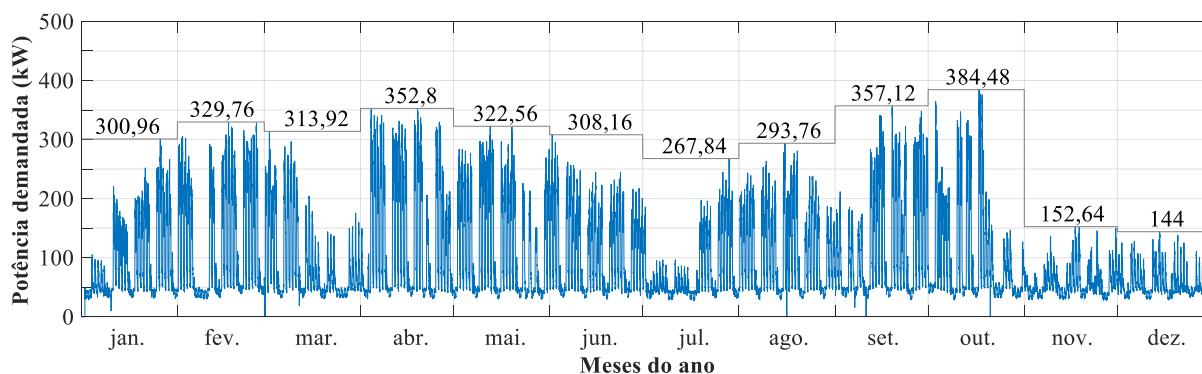
O mês de novembro apresenta dois feriados nacionais, o de Finados no dia 2, e o da Proclamação da República no dia 15. O de finados acontece numa segunda-feira e refletiu na curva de carga com 3 dias de demanda reduzida. O da Proclamação da República não afeta a curva de cargas pois acontece em um domingo. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 23 (segunda-feira), no período matutino, atingindo o valor de 352,80 kW.

Os dados de memória de massa do mês de dezembro, assim como no mês de junho, têm apenas um dia parcialmente registrado.

6.1.1.4 Curva de carga 2016

O comportamento da curva de carga e as demandas máximas registradas em cada mês ao longo do ano de 2016 podem ser observados na Figura 6.7. O comportamento da curva de carga ao longo de um dia, mais especificamente os dias de cada mês que alcançam o maior pico de demanda, pode ser visto na Figura 6.8.

Figura 6.7 – Curva de carga do ano de 2016.

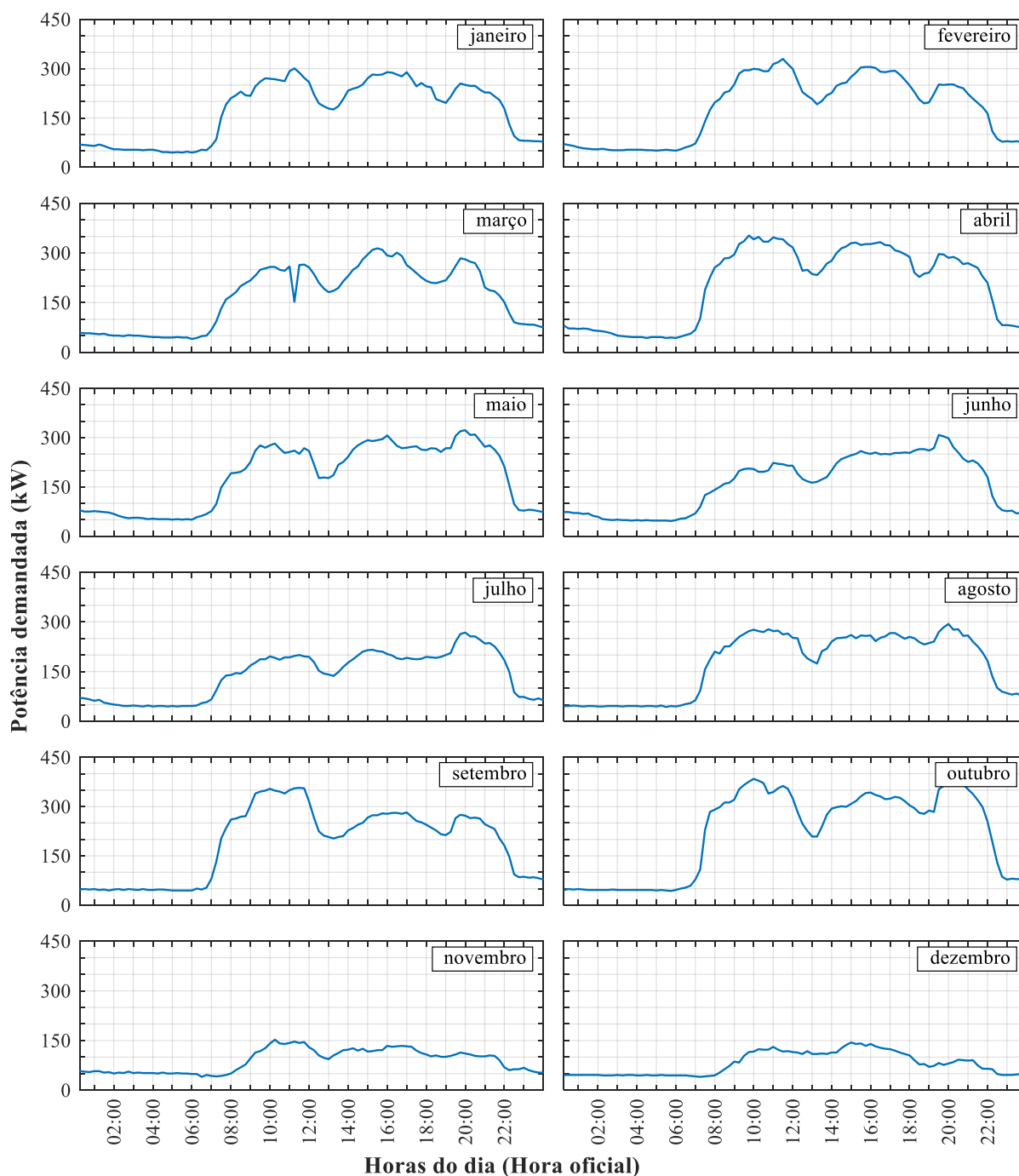


Fonte: Autoria própria.

Devido à greve dos servidores, o segundo semestre de 2015 não é concluído no final do

ano. Apesar disso, são concedidas férias aos docentes de 17 de dezembro de 2015 a 10 de janeiro de 2016. O retorno das aulas acontece no dia 11 de janeiro. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 26 (terça-feira), no período matutino, atingindo o valor de 300,96 kW.

Figura 6.8 – Curvas de cargas diárias dos dias que atingiram os maiores picos de demanda em cada mês - 2015



Fonte: Autoria própria.

De 7 a 10 de fevereiro é recesso de Carnaval. O restante do mês apresenta demandas típicas. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 17 (quarta-feira), no período matutino,

atingindo o valor de 329,76 kW.

O ano letivo de 2015 é concluído no dia 14 de março. Do dia 15 de março a 4 de abril são as férias dos docentes. Nesse período, no mês de março, a curva de carga é baixa, mas em patamares que indicam que há atividades administrativas. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 2 (quarta-feira), no período vespertino, atingindo o valor de 313,92 kW.

O ano letivo de 2016 se inicia no dia 04 de abril. O feriado nacional de Tiradentes, dia 21 de abril, ocorre numa quinta-feira e não há atividades acadêmicas e administrativas. A sexta-feira não é emendada, porém a demanda é menor do que nos outros dias da semana com atividades normais. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 19 (terça-feira), no período matutino, atingindo o valor de 352,80 kW.

O mês de maio tem três feriados, dois nacionais e um municipal. Dia 1º de maio é o feriado do Dia do Trabalhador e ocorre no domingo. Os outros dois, o feriado municipal de Nossa Senhora Auxiliadora, Padroeira de Goiânia, ocorre na terça-feira, 24, e outro, o feriado nacional de Corpus Christi, acontece na quinta-feira, 26. A curva de carga reflete esses feriados, com demandas mais baixas mesmo nos dias em que não é feriado, principalmente, na sexta-feira, após o feriado de Corpus Christi. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 12 (quinta-feira), no período noturno, atingindo o valor de 322,56 kW.

O mês de junho não tem feriados e nem qualquer evento que interfira na curva de carga típica dos dias com atividades acadêmicas e administrativas. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 1º (quarta-feira), no período matutino, atingindo o valor de 308,16 kW. De 4 a 18 julho são as férias dos docentes. Nesse período há apenas atividades administrativas. As atividades acadêmicas são retomadas no dia 19. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 28 (quinta-feira), no período noturno, atingindo o valor de 267,84 kW.

O mês de agosto não tem feriados e assim como junho não apresenta qualquer evento que interfira na curva de carga típica. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 15 (segunda-feira), no período noturno, atingindo o valor de 293,76 kW.

Em setembro do dia 1º ao dia 11, não há aulas, apenas atividades administrativas e de planejamento por parte dos docentes. Na primeira semana do mês tem-se o feriado nacional de Independência do Brasil, que acontece em uma quarta-feira, 7, e o restante do mês ocorre sem eventos marcantes. Após a retomada das aulas no dia 12, a demanda tem acentuado aumento, primeiro devido a volta às aulas e segundo devido ao aumento de temperatura, comum nessa época do ano. O pico de demanda desse mês ocorre no dia 19 (segunda-feira), no período matutino, atingindo o valor de 357,12 kW.

Em outubro acontecem dois feriados e um ponto facultativo. O primeiro é o feriado nacional de Nossa Senhora Aparecida, Padroeira do Brasil, que ocorre na quarta-feira, 12. O segundo é o feriado municipal do Aniversário da Cidade de Goiânia, que acontece na segunda-feira, 24. O ponto facultativo é o do Dia do Servidor Público, que acontece na sexta-feira, 28. Além dos dias de folga, os servidores administrativos deflagram greve no dia 18 e a partir desse dia percebe-se acentuada redução da demanda de carga. Como em anos anteriores, o mês de outubro é o que registra o maior valor de demanda anual, atingindo 384,48 kW de potência demandada. Esse valor é obtido no dia 17 de outubro às 8:45h da manhã.

A greve perdura pelos meses de novembro e dezembro. A demanda não é reduzida aos valores característicos de um sábado ou domingo devido à ocupação da instituição por alguns estudantes.

6.1.2 Radiação solar

6.1.2.1 Radiação solar no plano horizontal

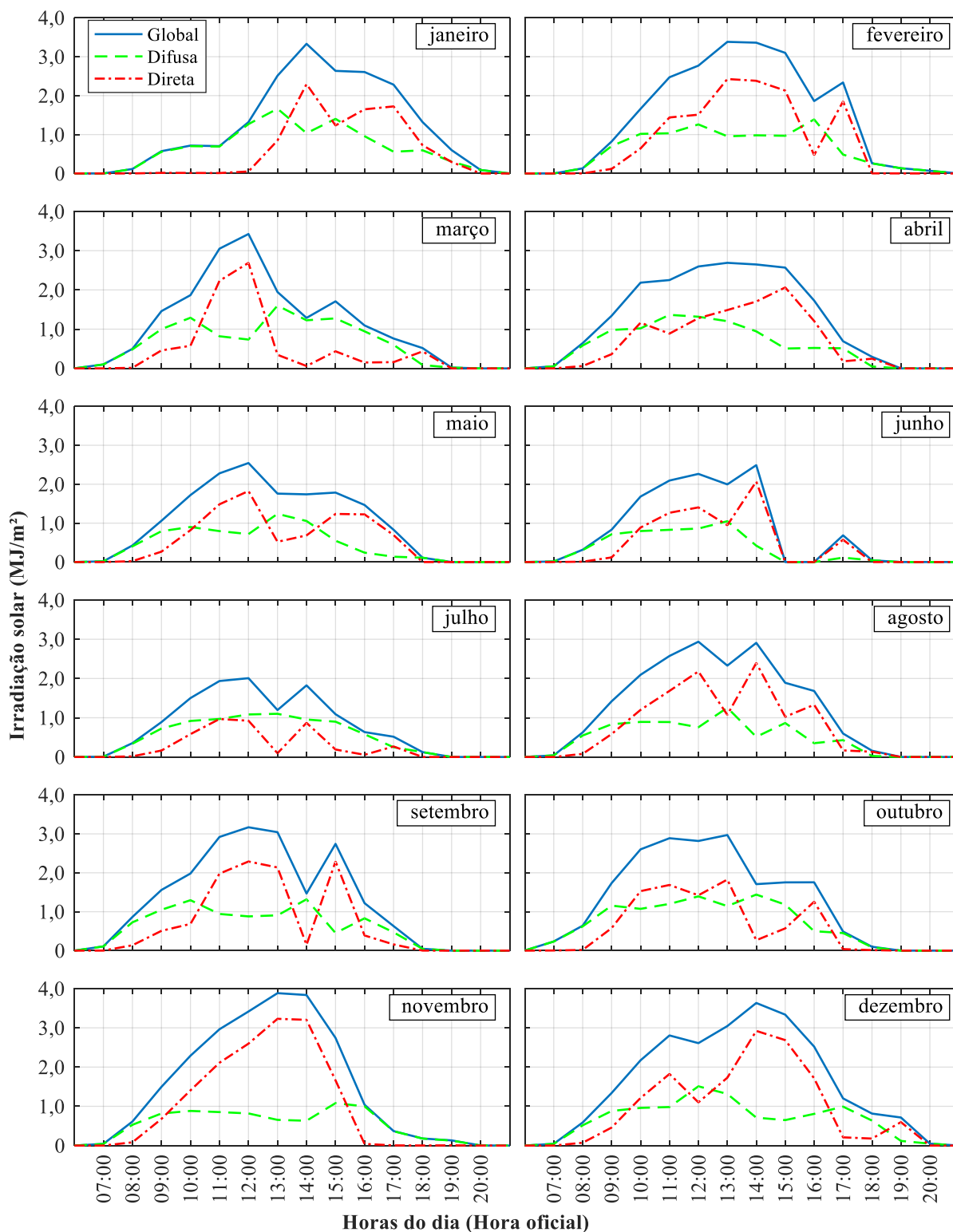
Para melhor compreender o comportamento diário da radiação global, no plano horizontal, são geradas curvas diárias, das datas que registram os picos de demanda em cada mês. Essas curvas podem ser vistas na Figura 6.9 à Figura 6.12, para os anos de 2013 a 2016, respectivamente. Além das curvas diárias são geradas curvas anuais para facilitar a visualização de sua variação ao longo do ano. Essas curvas mostram os níveis de irradiação solar global, horária, no plano horizontal, e suas parcelas direta e difusa, em todos os dias do ano, de 2013 a 2016, e podem ser vistas, respectivamente, na Figura 6.13 à Figura 6.16.

Analisando as curvas da Figura 6.9 à Figura 6.12, é possível perceber que os níveis de irradiação solar global nem sempre apresentam seu formato típico de “sino”, como os que são apresentados pela radiação solar extraterrestre, devido à presença de nuvens e outros atenuantes na atmosfera. Outro fato perceptível é que nas primeiras horas do dia, mais especificamente das 6:00 h às 10:00 h, a irradiação solar global é formada praticamente por sua parcela difusa. O mesmo não ocorre no final do dia, em que em vários dias a irradiação global é composta por ambas as parcelas (direta e difusa).

As Figura 6.13 à Figura 6.16 mostram ainda, que os meses de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro (todo o verão e o final da primavera), são os que apresentam os maiores níveis de irradiação solar, conseqüentemente, são os meses que apresentam as maiores temperaturas

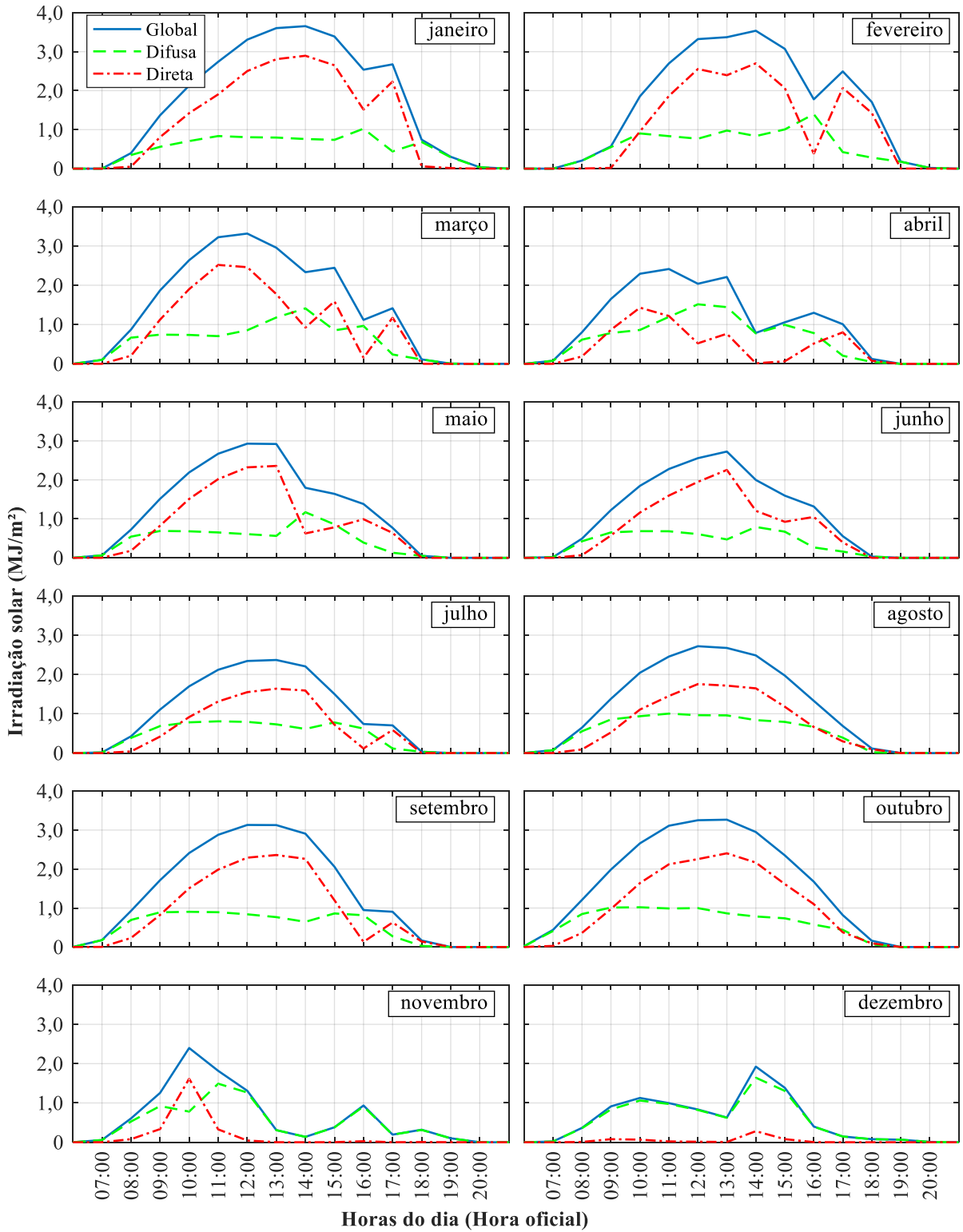
e, por conseguinte, maior formação de nuvens. Isto fica ainda mais perceptível, ao se analisar os níveis de irradiação solar direta, que em determinados dias apresenta valores muito baixos, às vezes, por mais de um dia seguido.

Figura 6.9 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2013.



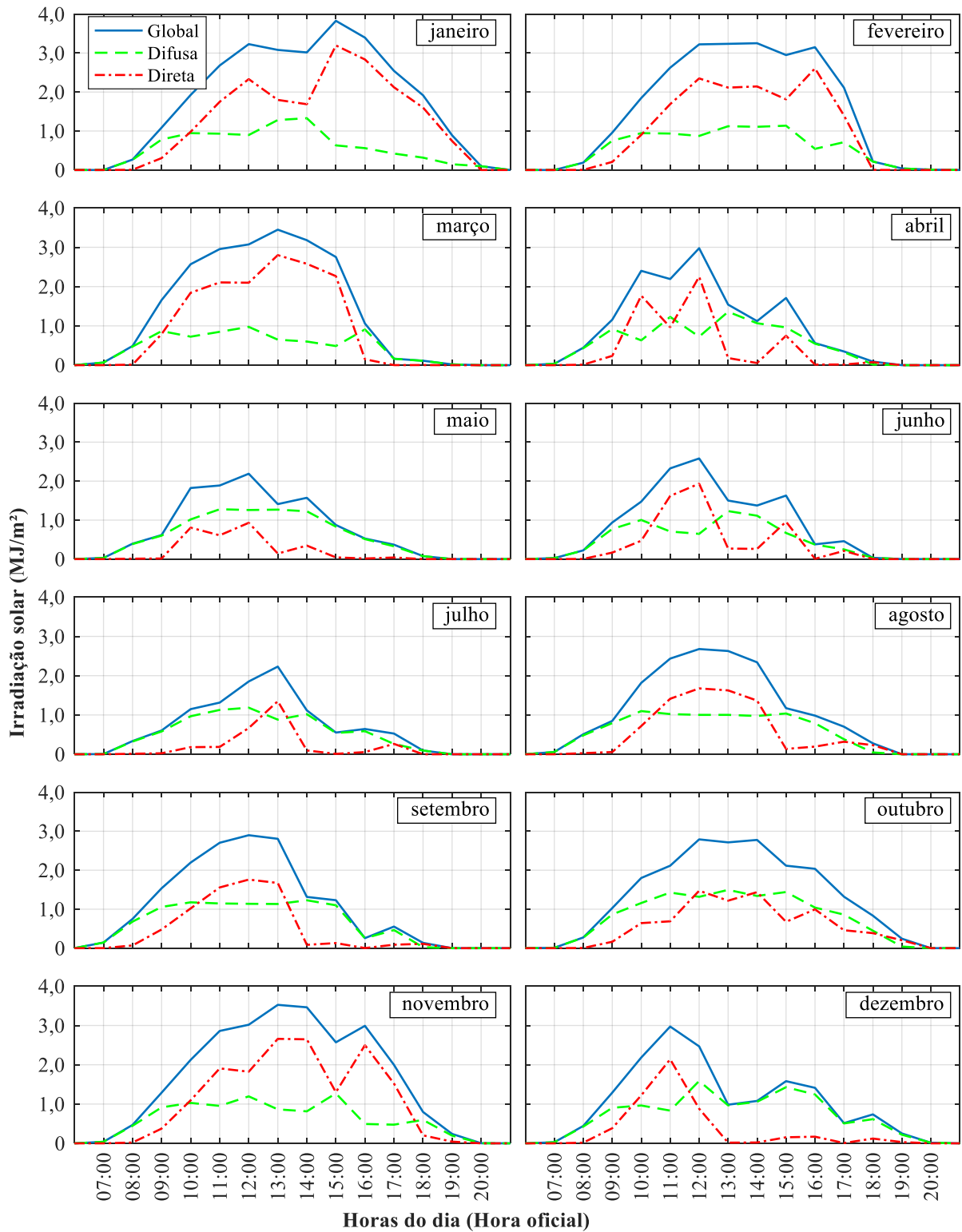
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.10 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2014.



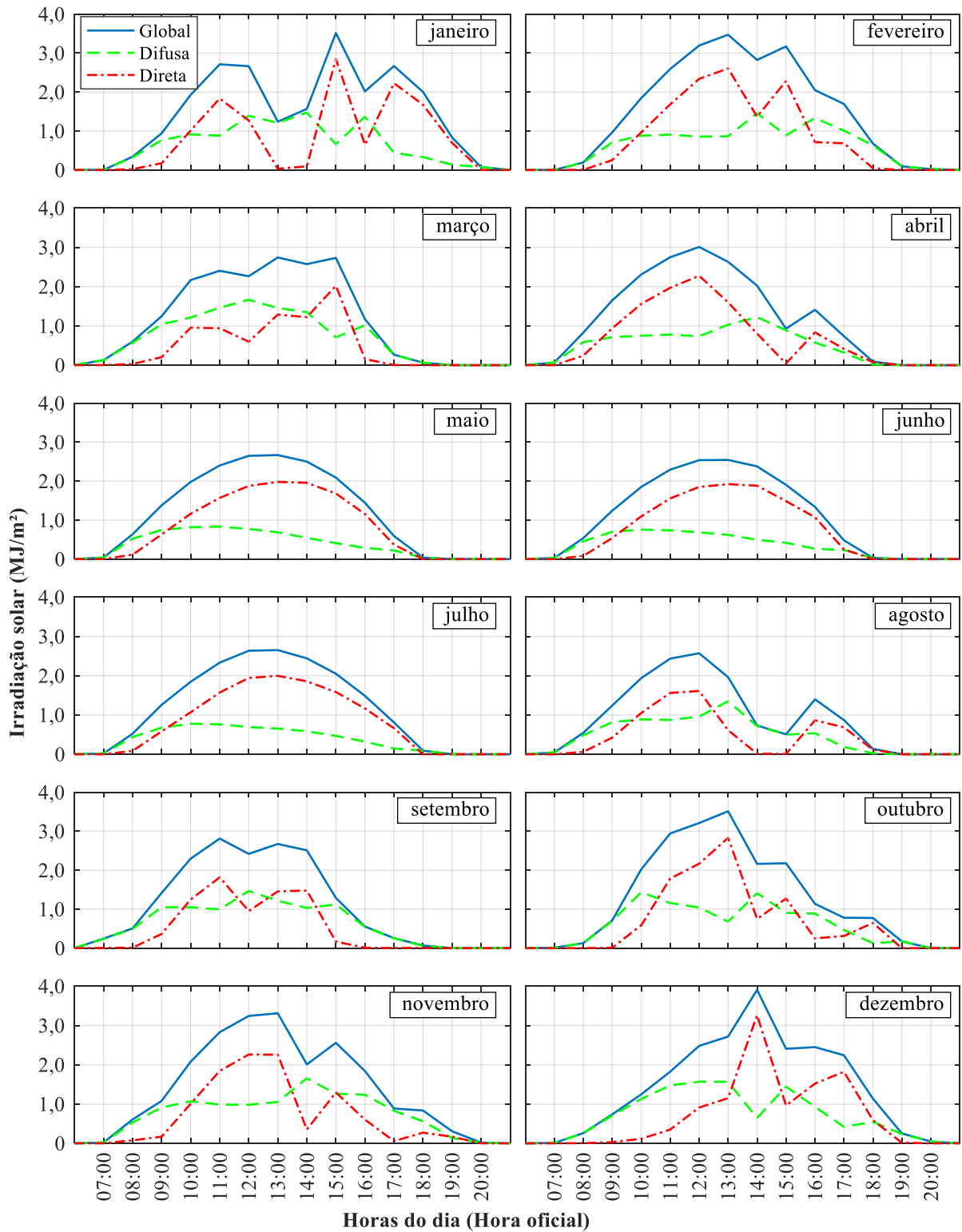
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.11 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2015.



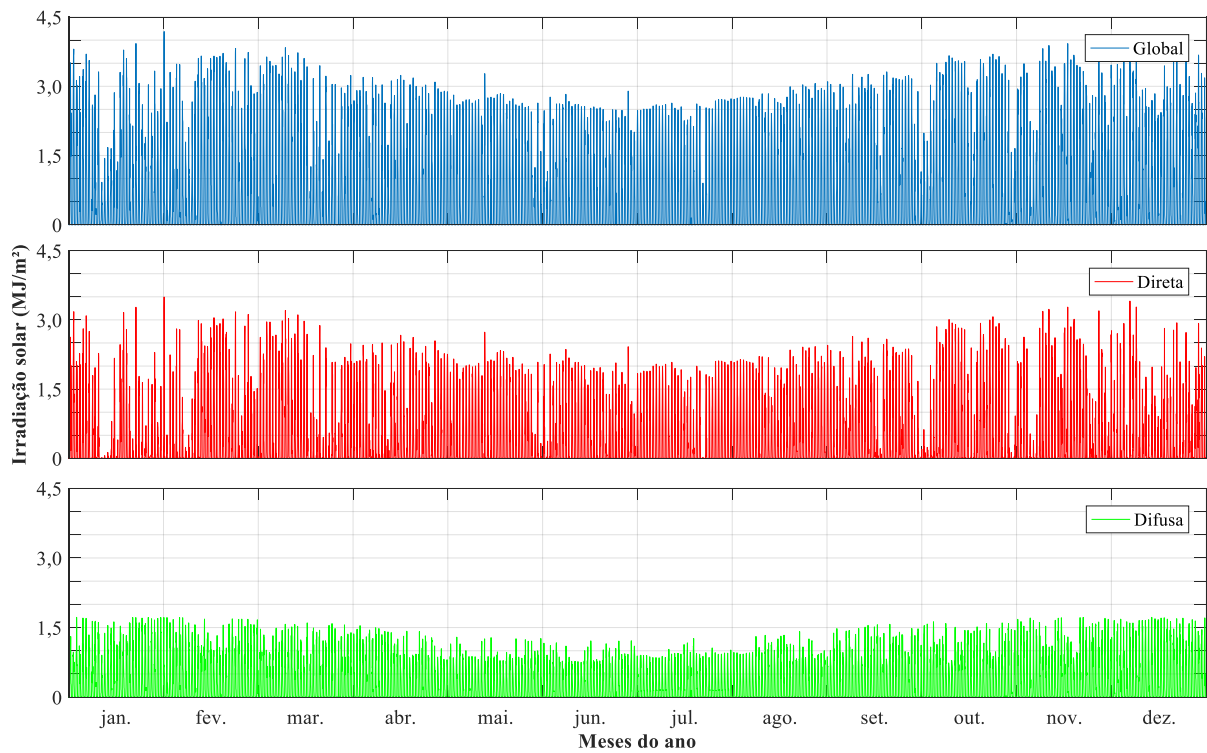
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.12 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2016.



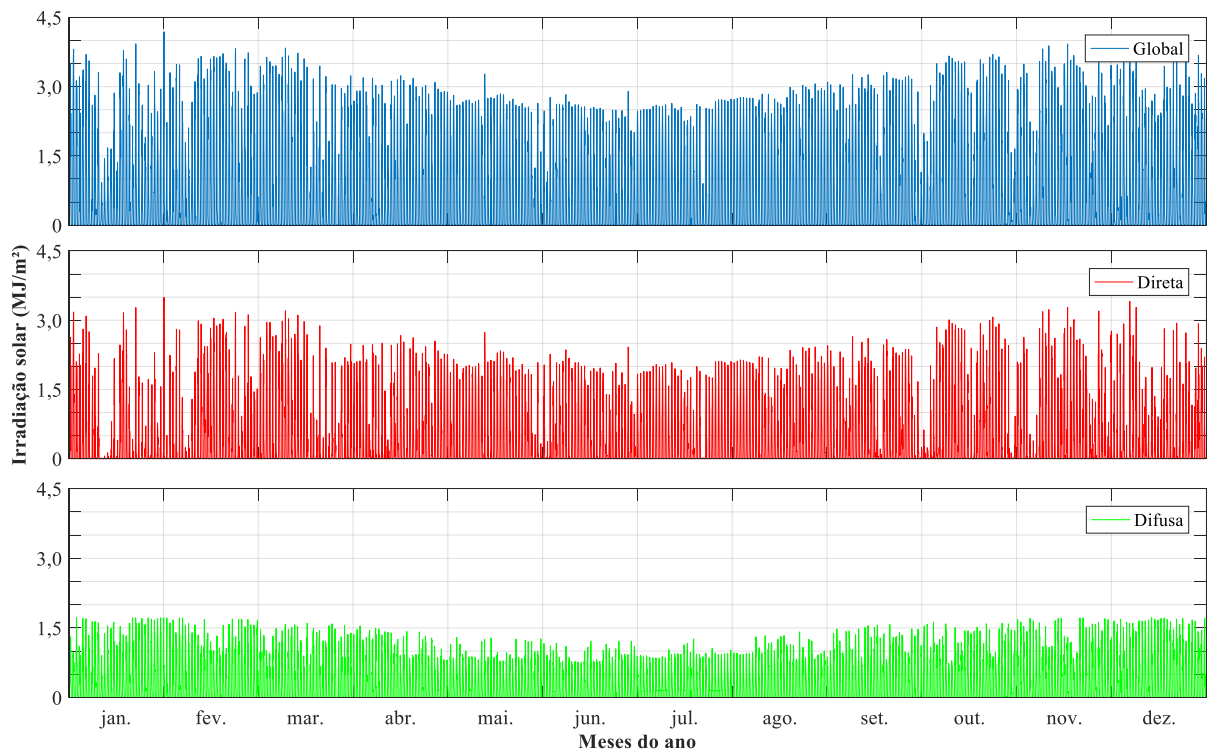
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.13 - Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal ao longo do ano – 2013.



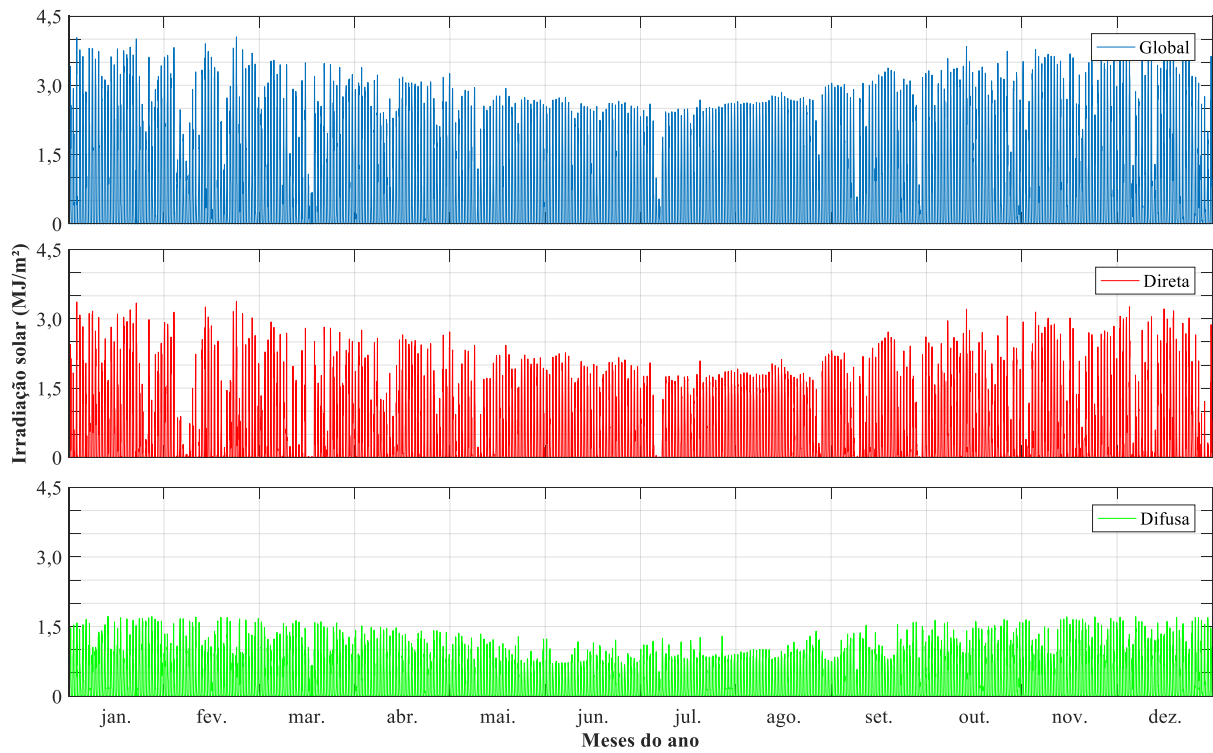
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.14 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal ao longo do ano – 2014.



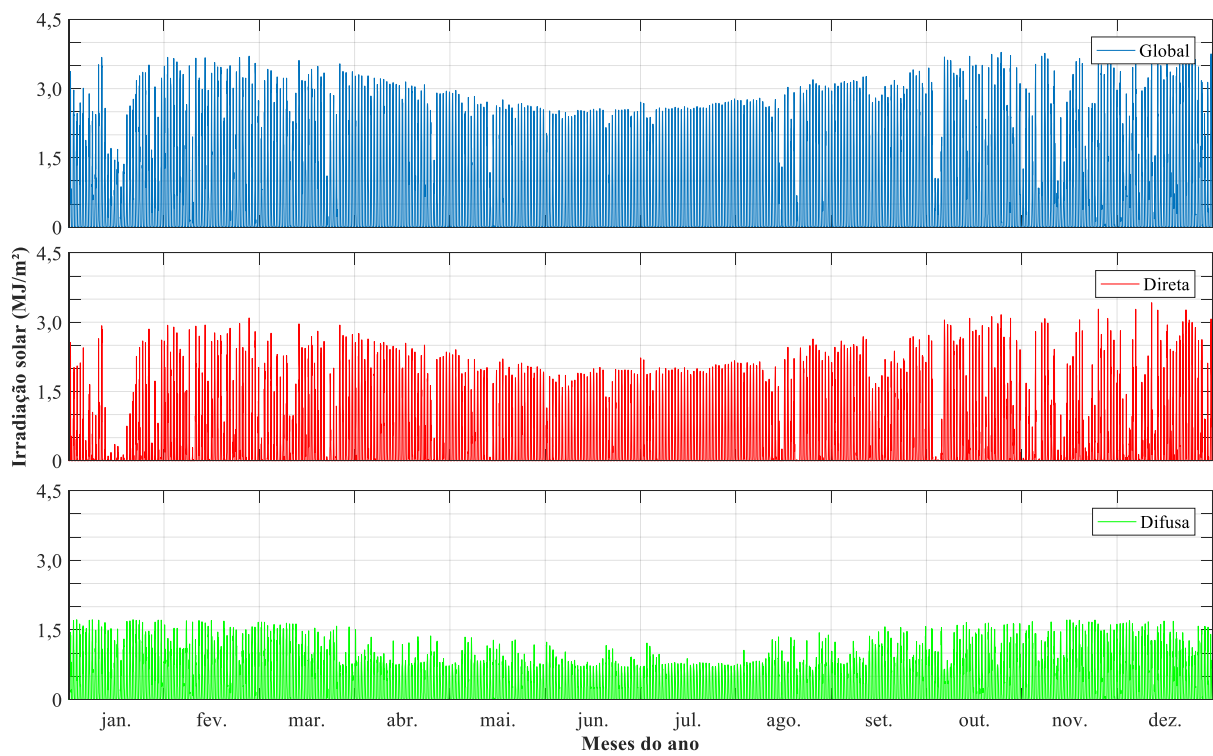
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.15 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal ao longo do ano – 2015.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.16 – Irradiação solar global, difusa e direta, horária, no plano horizontal ao longo do ano – 2016.



Fonte: Autoria própria.

6.1.2.2 Radiação solar no plano inclinado

Os dados de irradiação solar global, no plano inclinado, são estimados por meio do método de Perez e outros (1990), descrito na fundamentação teórica (Capítulo 3). Para verificar se a radiação incidente no plano inclinado traz ganhos em relação à radiação no plano horizontal são geradas curvas diárias, das datas que registram os picos de demanda em cada mês. Essas curvas mostram os índices de radiação solar global, medidos no plano horizontal, estimados no plano inclinado ($\beta = -17^\circ$ e $\gamma = 0^\circ$) e suas diferenças podem ser vistas na Figura 6.17 à Figura 6.20, para os anos de 2013 a 2016, respectivamente.

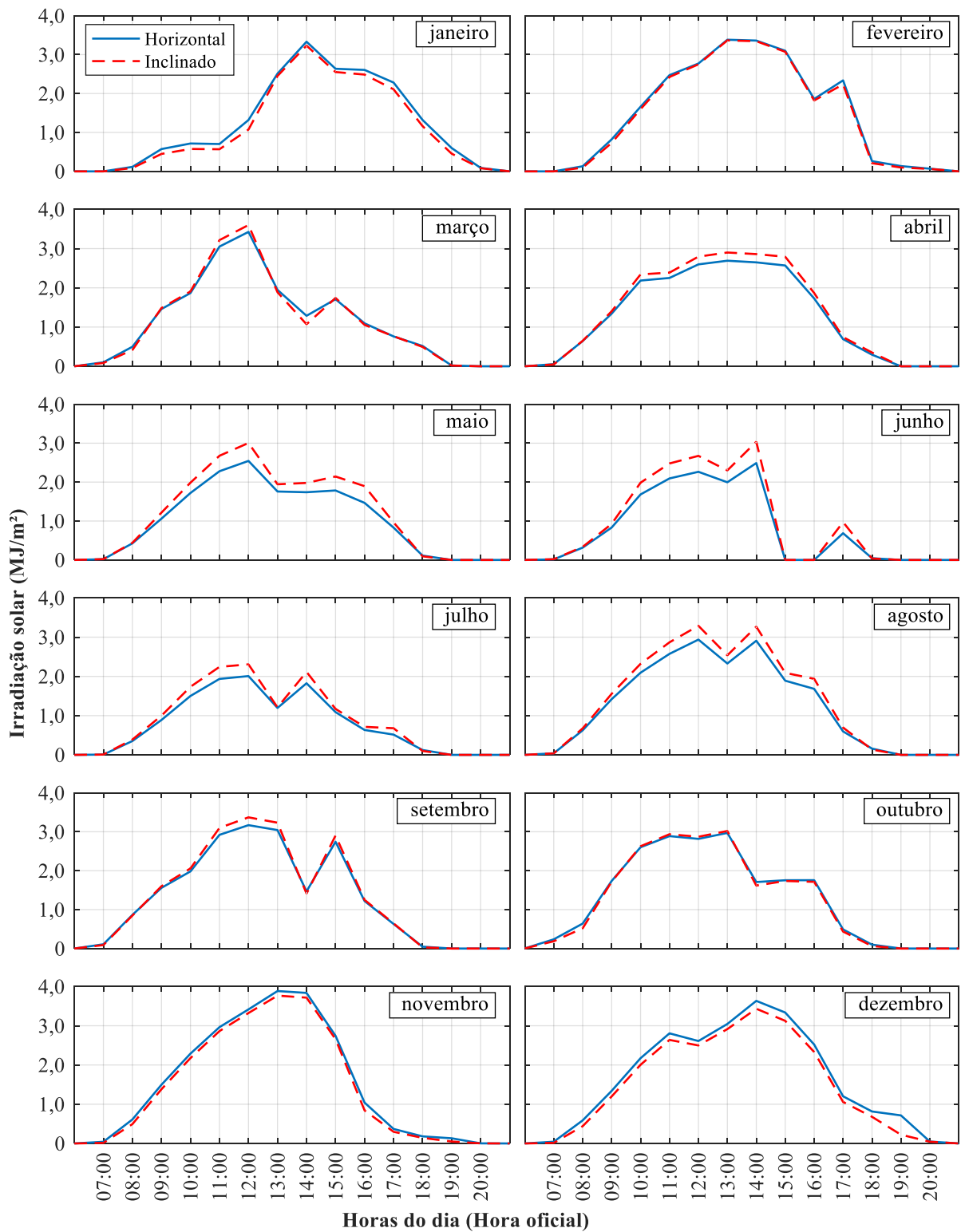
Vale ressaltar que esses são os valores indicados na literatura, para maximizar a energia incidente nos módulos fotovoltaicos e é a orientação utilizada por Pelágio (2014) ao analisar a viabilidade técnico-econômica de implementação de SFCR no IFG Campus Goiânia e posteriormente utilizada também por Faria (2016). Além do mais, as simulações realizadas, mostram que esses valores proporcionam maior aproveitamento anual da radiação solar do que os valores estabelecidos no relatório de projeto executivo elaborado pela empresa Tecnia que recomenda a inclinação de 10° e orientação azimutal para o norte.

Além das curvas diárias, são geradas curvas anuais para facilitar a visualização de suas variações ao longo do ano. Essas curvas mostram os níveis de irradiação solar global, horária, medidos no plano horizontal, de irradiação solar global, horária, estimada no plano inclinado e a diferença entre ambas em cada dia do ano, de 2013 a 2016, e podem ser vistas, respectivamente, na Figura 6.21 à Figura 6.24.

Por essas curvas, percebe-se que de março a setembro há ganhos nos índices de radiação ao considerar o plano de incidência inclinado ($\beta = -17^\circ$ e $\gamma = 0^\circ$). Os ganhos em determinados dias são da ordem de quase 20% nos horários de maior incidência (de 10:00 h às 14:00 h), justamente nos meses em que os níveis de radiação solar são naturalmente menores. Nos demais meses a inclinação não traz ganhos nos índices, chegando a ter redução em determinados dias na ordem de 25%. Porém, de modo geral, os ganhos são, em média, da ordem de 5% ao longo do ano.

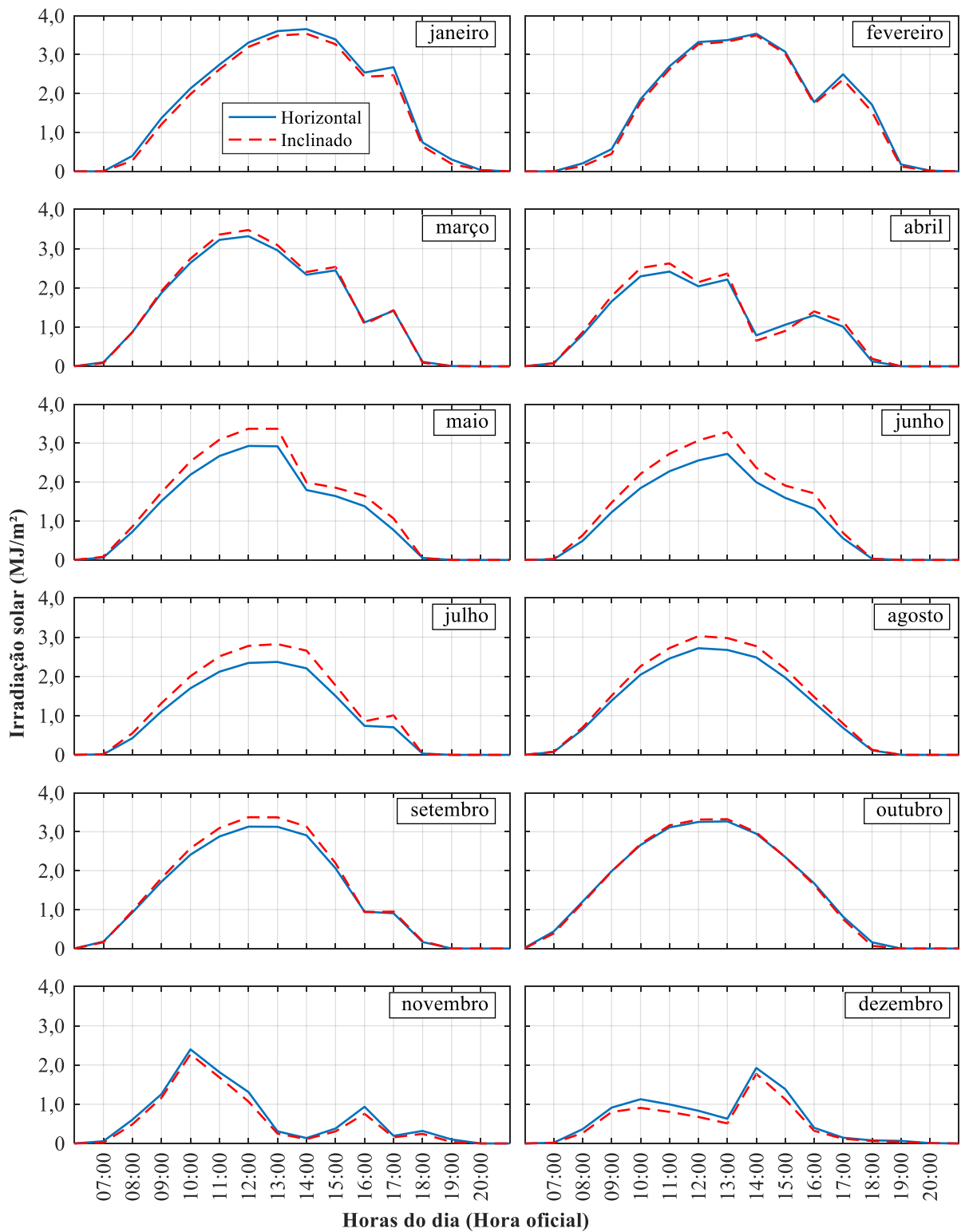
Em resumo, a inclinação dos módulos incrementa o aproveitamento da radiação solar nos meses de inverno (que naturalmente registram níveis menores), e reduz nos meses de verão (que naturalmente registram níveis maiores). Porém, os meses de verão são mais chuvosos, e, por conseguinte, mais nebulosos.

Figura 6.17 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2013.



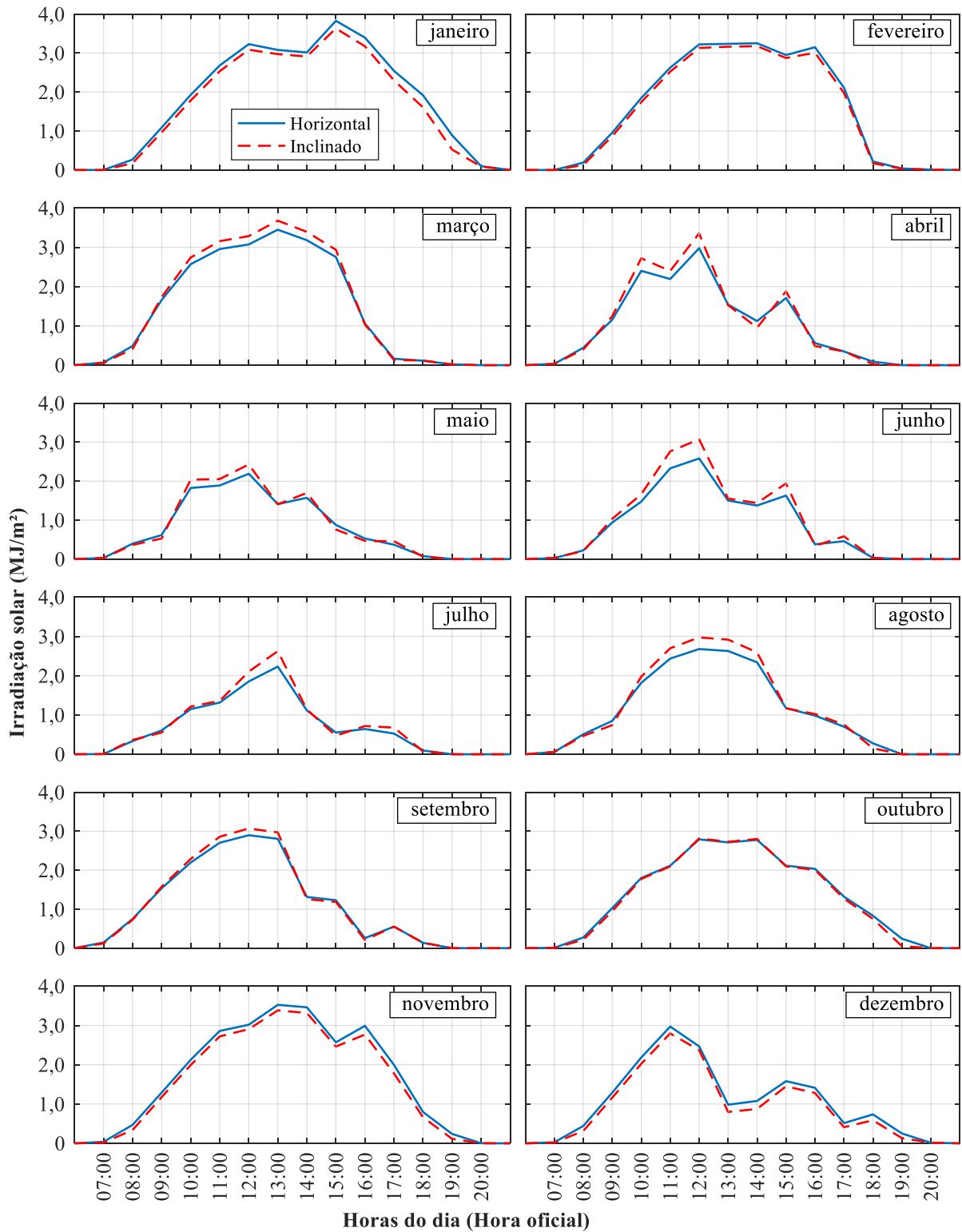
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.18 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2014.



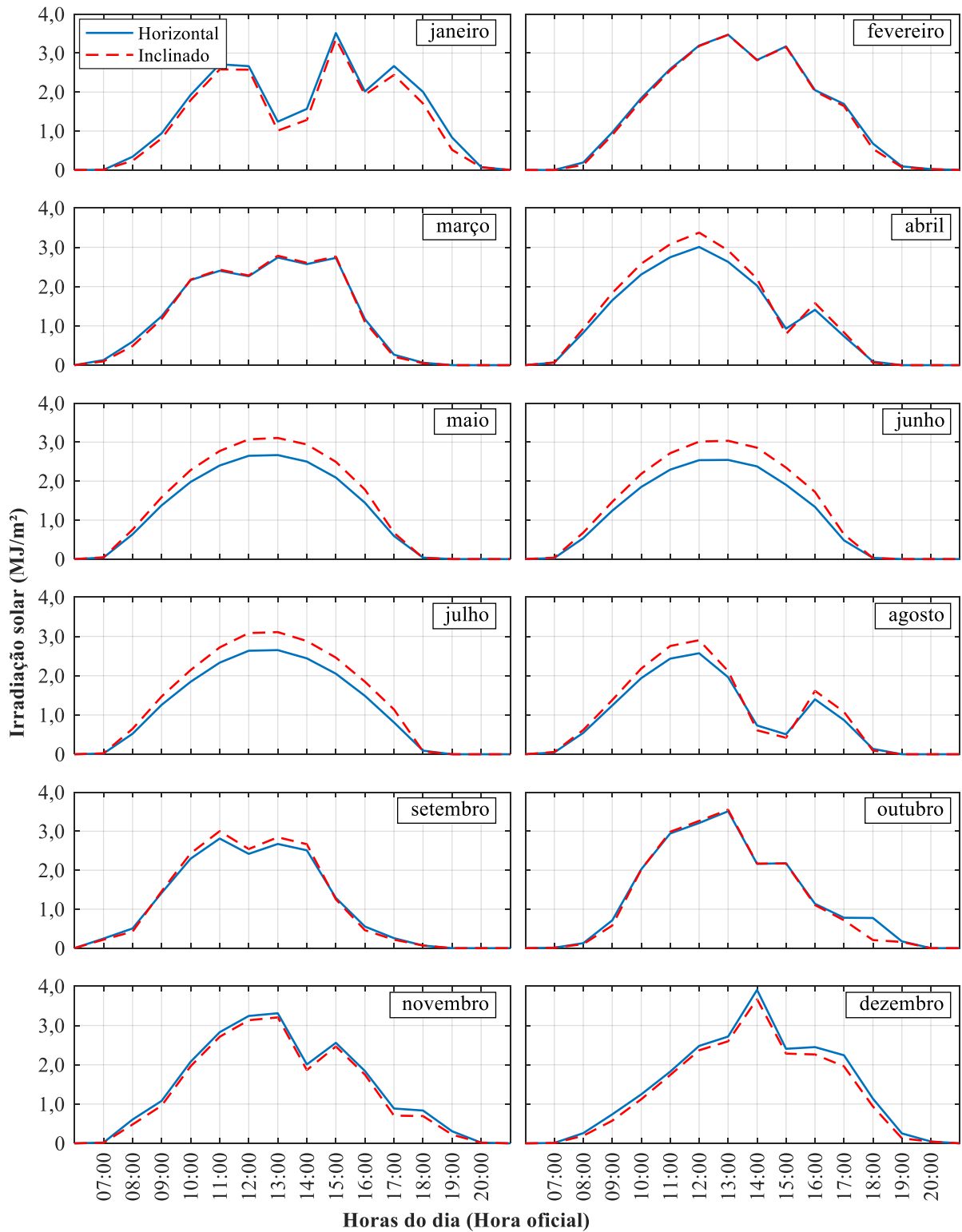
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.19 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2015.



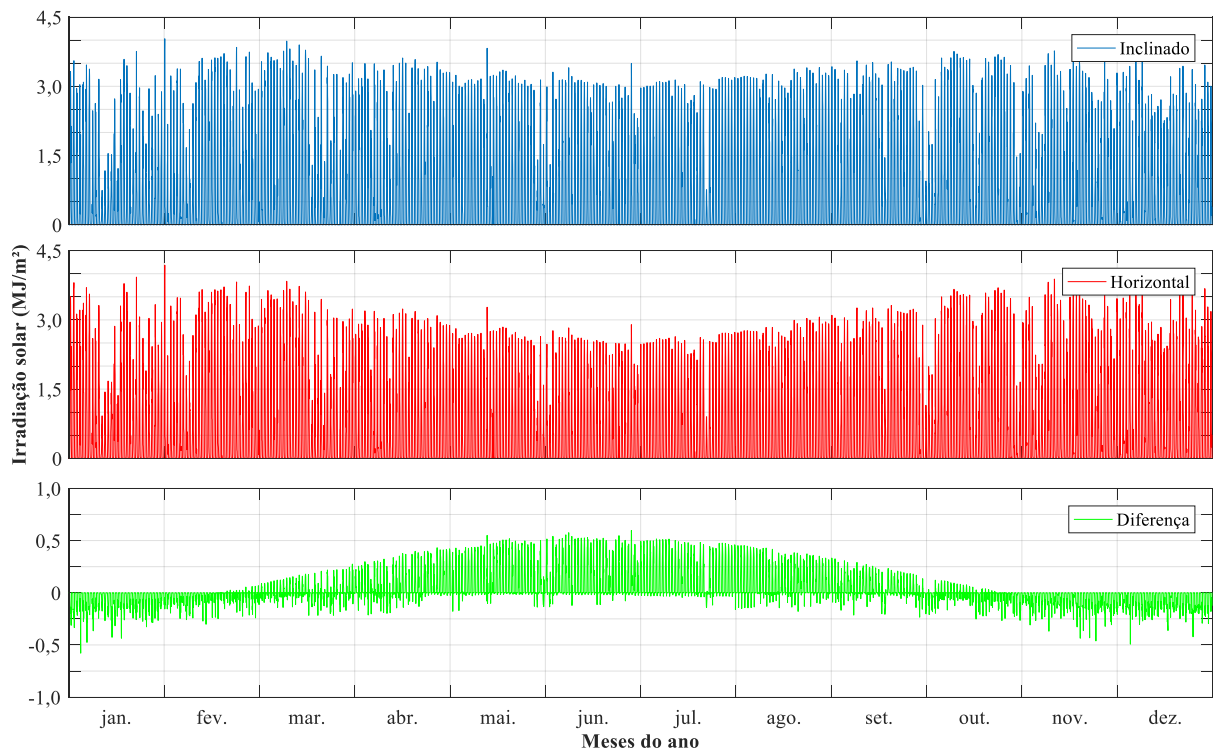
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.20 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2016.



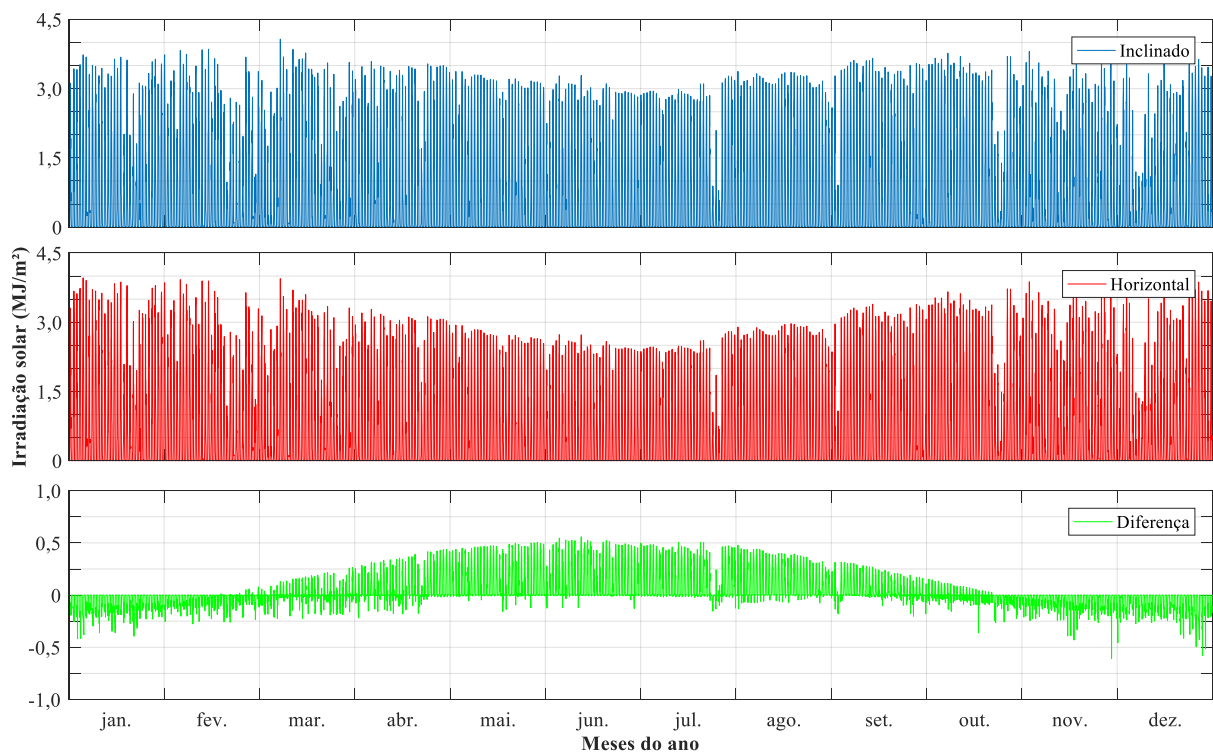
Fonte: Aatoria própria.

Figura 6.21 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, e suas diferenças ao longo do ano – 2013.



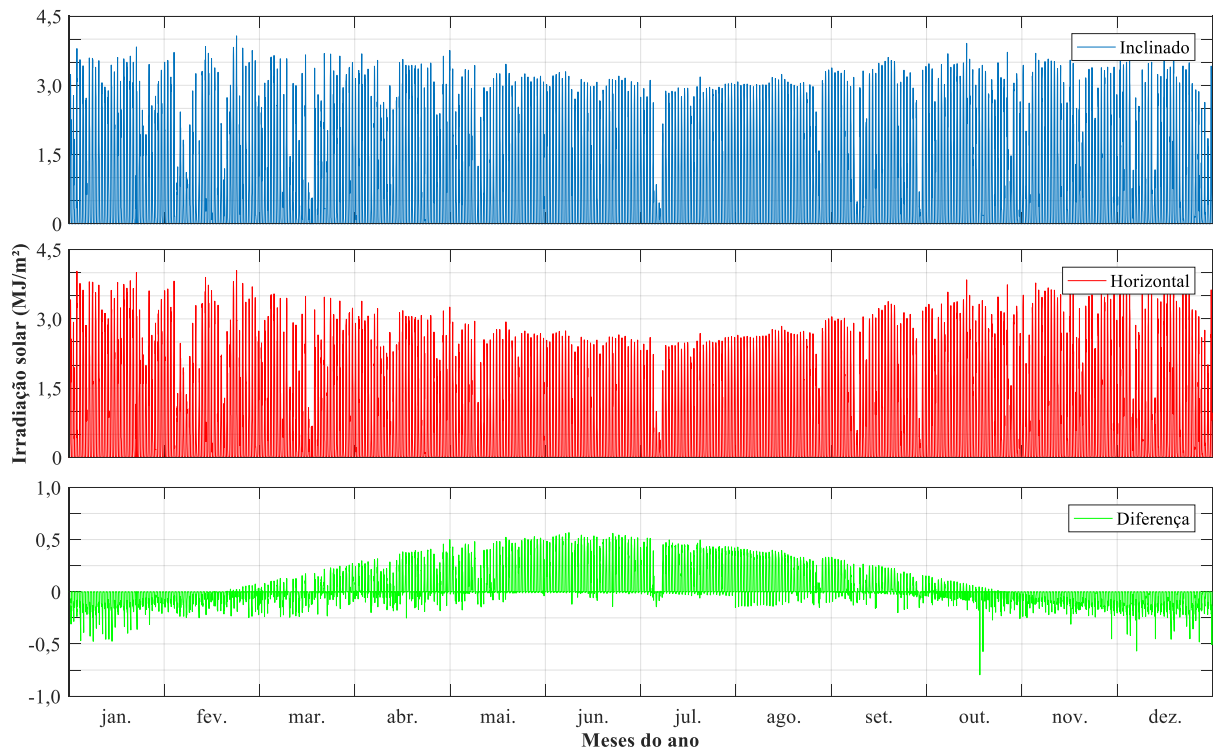
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.22 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, e suas diferenças ao longo do ano – 2014.



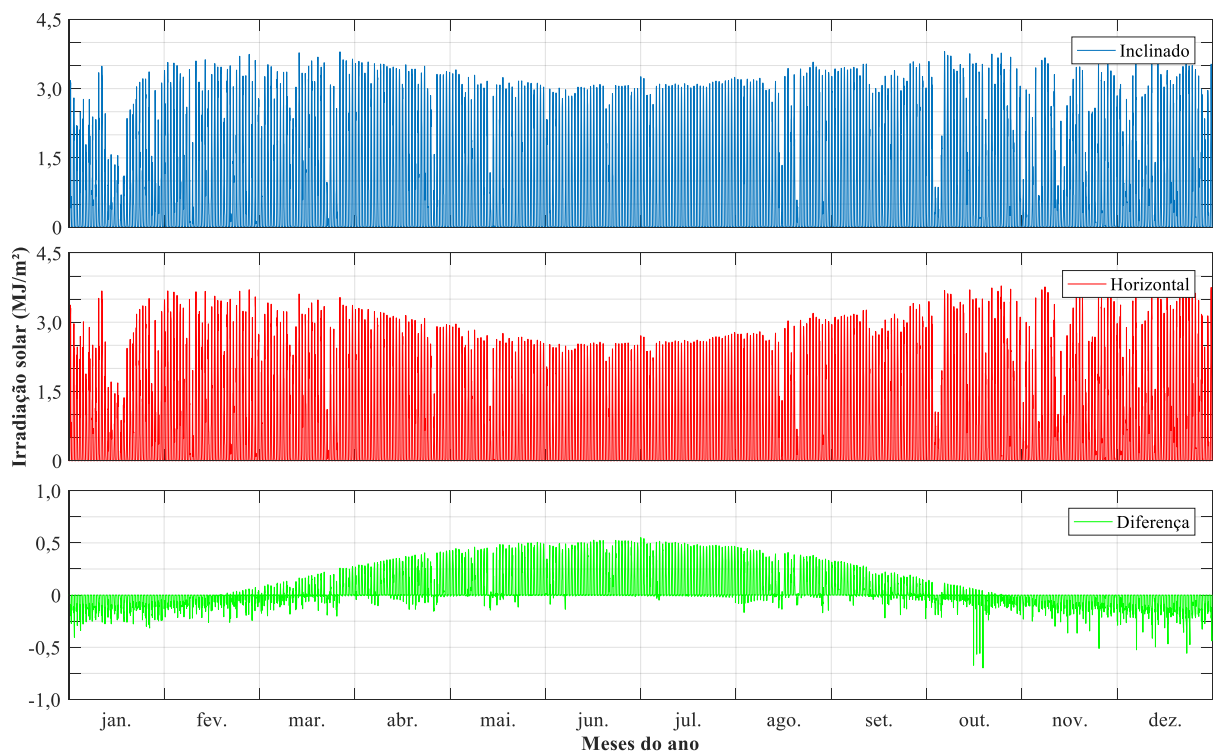
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.23 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, e suas diferenças ao longo do ano – 2015.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.24 – Irradiação solar global, no plano horizontal e inclinado, e suas diferenças ao longo do ano – 2016.



Fonte: Autoria própria.

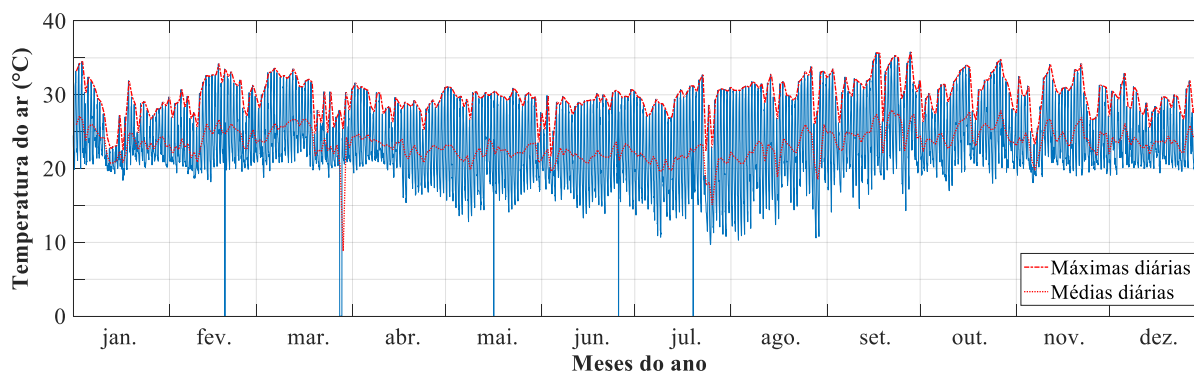
6.1.3 Temperatura do ar

Os dados temperatura do ar, fornecidos pelo INMET, podem ser vistos na Figura 6.25 à Figura 6.28, para os anos de 2013 a 2016, respectivamente. A linha tracejada representa as temperaturas máximas diárias e a pontilhada as médias diárias.

Essas curvas mostram que de modo geral as temperaturas máximas diárias são maiores nos meses de setembro, outubro e novembro. Em 2014 e 2015, as temperaturas máximas no mês de outubro ficam bem próximas dos 40°, e isso reflete nas curvas de carga com o aumento da utilização dos condicionadores de ar e ventiladores nesse mês, tanto que os maiores picos de demanda registrados nesses anos foram nos meses de outubro.

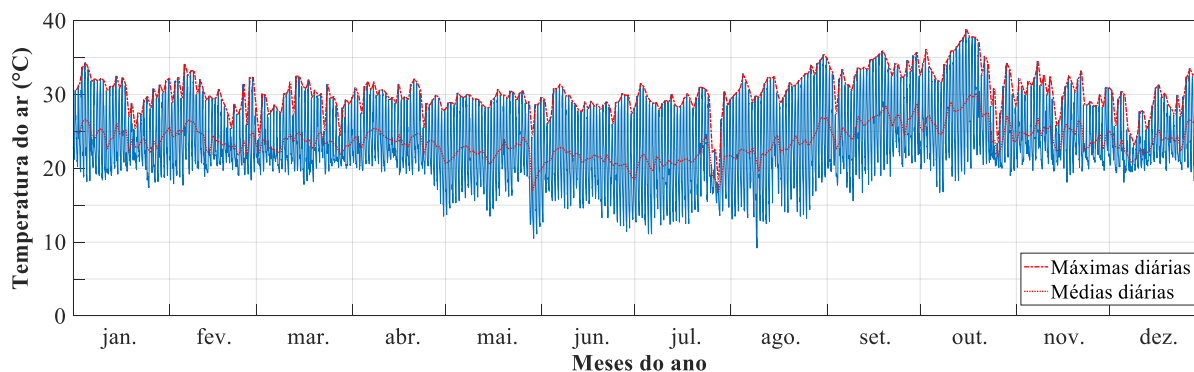
As maiores amplitudes térmicas (diferença entre as temperaturas máxima e mínima) acontecem nos meses de junho, julho e agosto.

Figura 6.25 – Temperatura do ar registrada ao longo do ano e as máximas e médias diárias – 2013.



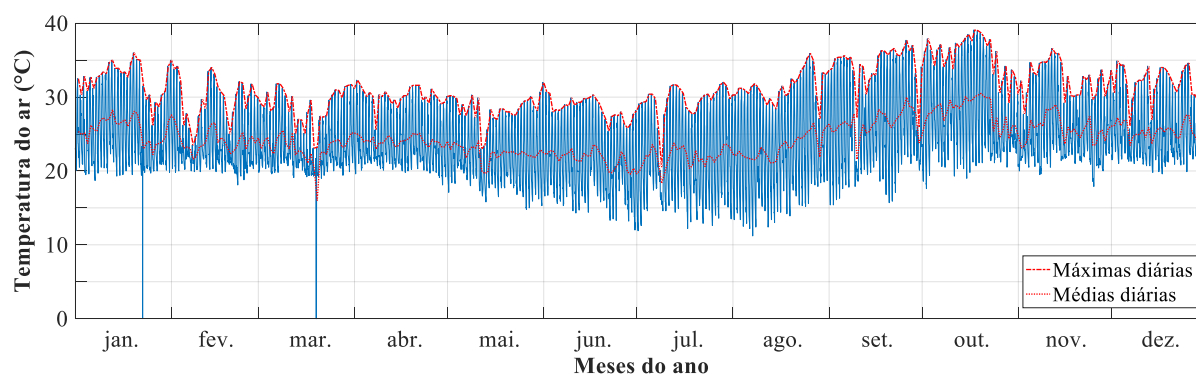
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.26 – Temperatura do ar registrada ao longo do ano e as máximas e médias diárias – 2014.



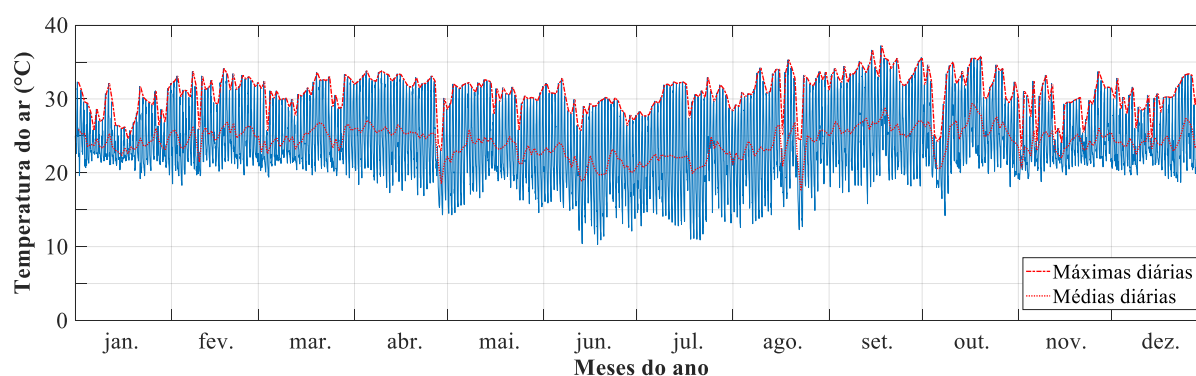
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.27 – Temperatura do ar registrada ao longo do ano e as máximas e médias diárias – 2015.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.28 – Temperatura do ar registrada ao longo do ano e as máximas e médias diárias – 2016.



Fonte: Autoria própria.

6.2 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A curva de geração de energia fotovoltaica é estimada por meio do modelo de sistema fotovoltaico, definido na fundamentação teórica (Capítulo 3). Além dos dados estimados de irradiação solar global no plano do gerador fotovoltaico e de temperatura do ar é necessário conhecer as especificações técnicas do sistema projetado, como a potência nominal dos módulos fotovoltaicos e dos inversores e suas características elétricas, como tensão e corrente de operação.

As características técnicas dos módulos fotovoltaicos e do inversor que são adotados no projeto do SFCR do IFG Campus Goiânia são apresentadas na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2. A Figura 6.29 apresenta a curva de eficiência do inversor em função do carregamento. Nesse trabalho é utilizada a curva de 580 V_{c.c.}, devido ao arranjo fotovoltaico proposto e à temperatura de operação dos módulos, o sistema opera mais próximo dessa curva do que da outra.

Tabela 6.1 – Características técnicas do gerador fotovoltaico.

Módulo fotovoltaico Canadian - CS6X-315P-FG	
Dados elétricos (STC)	
Potência nominal	315 W _p
Tensão elétrica no ponto de máxima potência (V_{mp})	36,6 V _{c.c.}
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	45,1 V _{c.c.}
Corrente elétrica no ponto de máxima potência (I_{mp})	8,61 A
Corrente de curto circuito (I_{sc})	9,18 A
Eficiência do módulo	16,14%
Dados elétricos (NOCT)	
Tensão elétrica no ponto de máxima potência (V_{mp})	33,4 V _{c.c.}
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	41,5 V _{c.c.}
Corrente elétrica no ponto de máxima potência (I_{mp})	6,84 A
Corrente de curto circuito (I_{sc})	7,44 A
Coefficientes de temperatura	
Coefficiente de temperatura do ponto de máxima potência (P_{mp})	-0,41%/°C
Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto (V_{oc})	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito (I_{sc})	0,053%/°C

Fonte: Canadian Solar (2015).

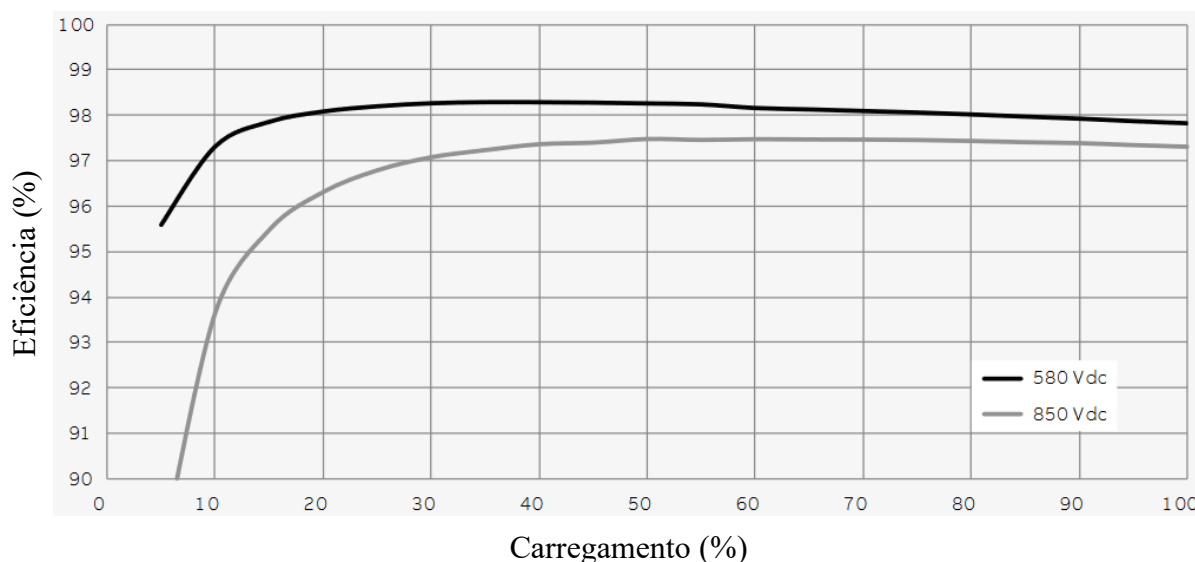
Tabela 6.2 – Características técnicas do inversor.

Inversor solar ABB - PRO-33.0-TL-OUTD	
Dados de entrada (Corrente Contínua)	
Potência de entrada (c.c.)	33,7 kW
Faixa de tensão de entrada em operação (c.c.)	580 – 950 V _{c.c.}
Faixa de tensão de entrada em operação do MPPT (c.c.)	580 – 850 V _{c.c.}
Máxima corrente de entrada (c.c.)	58 A
Dados de saída (Corrente Alternada)	
Potência nominal (c.a.) (Fator de Potência > 0,99)	33,0 kW
Potência aparente máxima (c.a.)	33,0 kVA
Tensão nominal da rede (c.a.)	400 V _{c.a.}
Faixa de tensão de saída (c.a.)	320 – 480 V _{c.a.}
Máxima corrente de saída (c.a.)	50,3 A
Distorção harmônica total de corrente	< 3%

Fonte: ABB (2017).

A partir das curvas de produção de energia fotovoltaica e de carga é possível obter uma nova curva de carga, resultante da interação destas que por sua vez é utilizada para otimizar a contratação de demanda.

Figura 6.29 – Curva de eficiência do inversor em função do carregamento.



Fonte: ABB (2017).

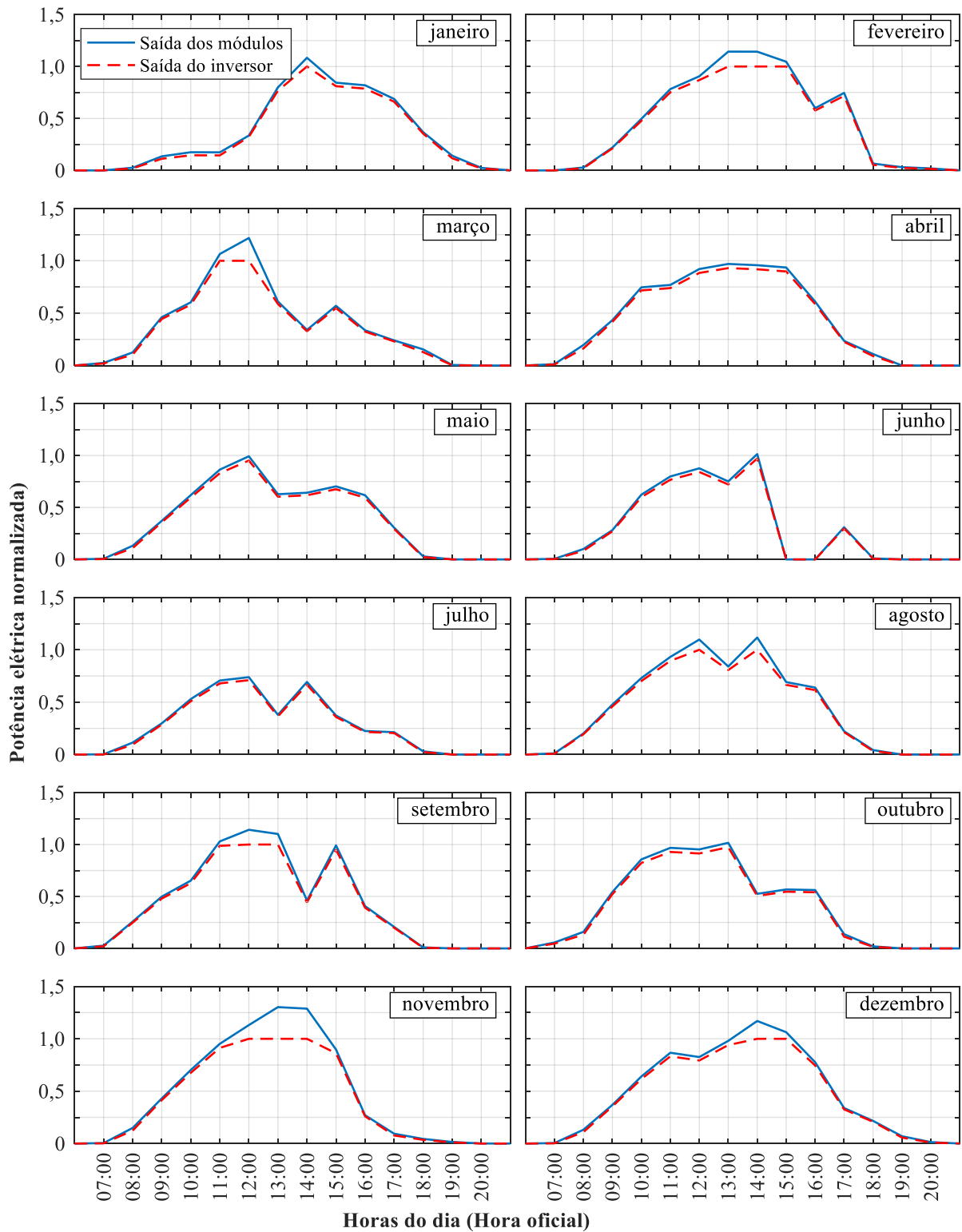
6.2.1 Geração de energia solar fotovoltaica

A partir da utilização do modelo de sistema fotovoltaico, descrito na fundamentação teórica, obtém-se a geração de energia elétrica fotovoltaica. Foram geradas curvas diárias para melhor visualizar as variações da potência de saída dos módulos e do inversor, das datas que registram os picos de demanda de carga em cada mês. Essas curvas podem ser vistas na Figura 6.30 à Figura 6.33, para os anos de 2013 a 2016, respectivamente. Os dados são normalizados em relação à potência nominal do inversor, que para o inversor utilizado, é também, a potência máxima admitida pelo mesmo, sem danificá-lo.

Além das curvas diárias, são geradas curvas de geração fotovoltaica, dispostas em forma de curva anual, para os anos de 2013 a 2016, e podem ser vistas, respectivamente, na Figura 6.34 à Figura 6.37.

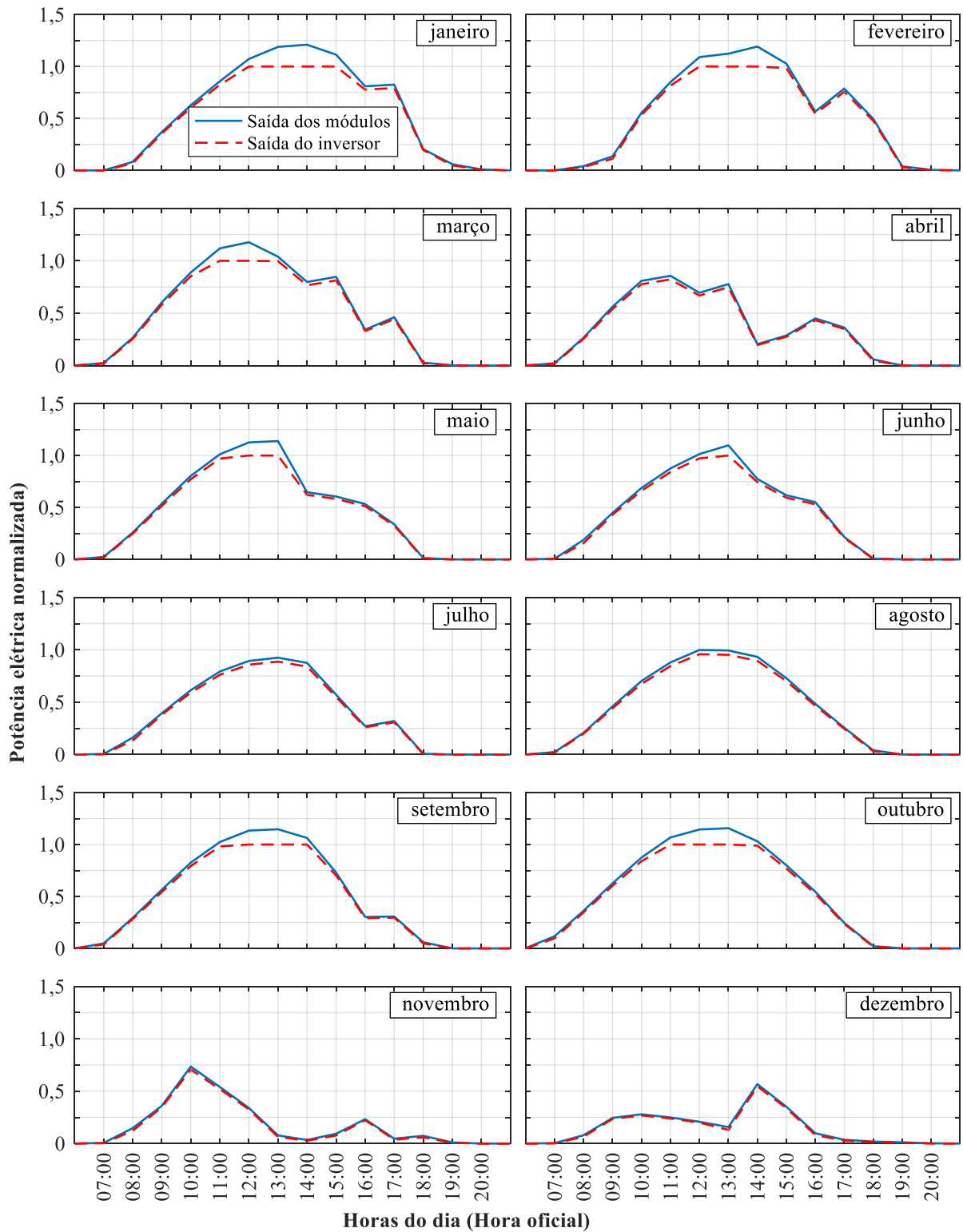
As curvas de geração fotovoltaica apresentadas mostram que mesmo em momentos em que a radiação solar está alta e os módulos estão gerando grandes quantidades de potência elétrica o inversor é um limitante e não deixa ultrapassar a sua capacidade máxima, já que o modelo de sistema fotovoltaico utilizado limita a potência de saída à sua capacidade máxima.

Figura 6.30 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2013.



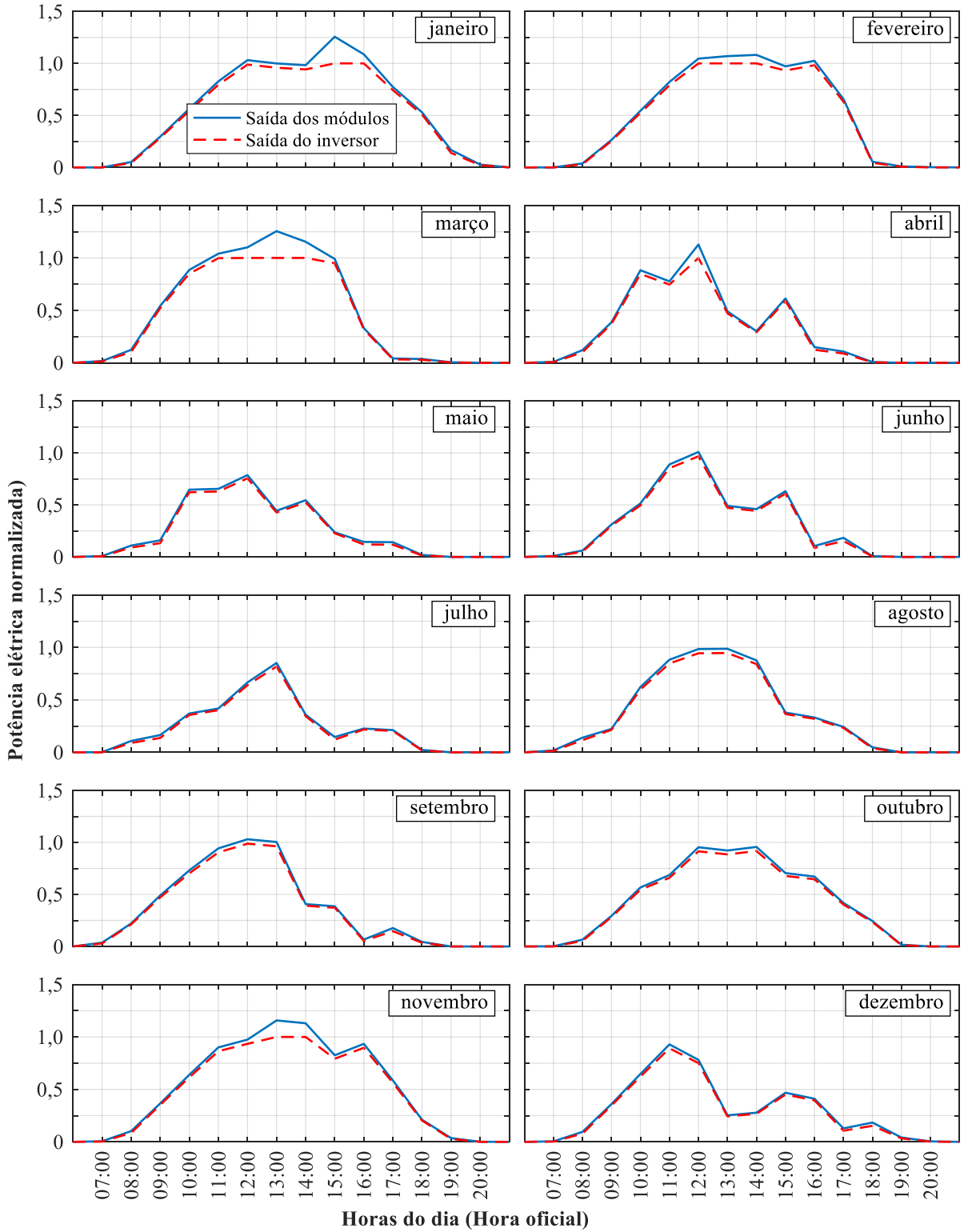
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.31 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2014.



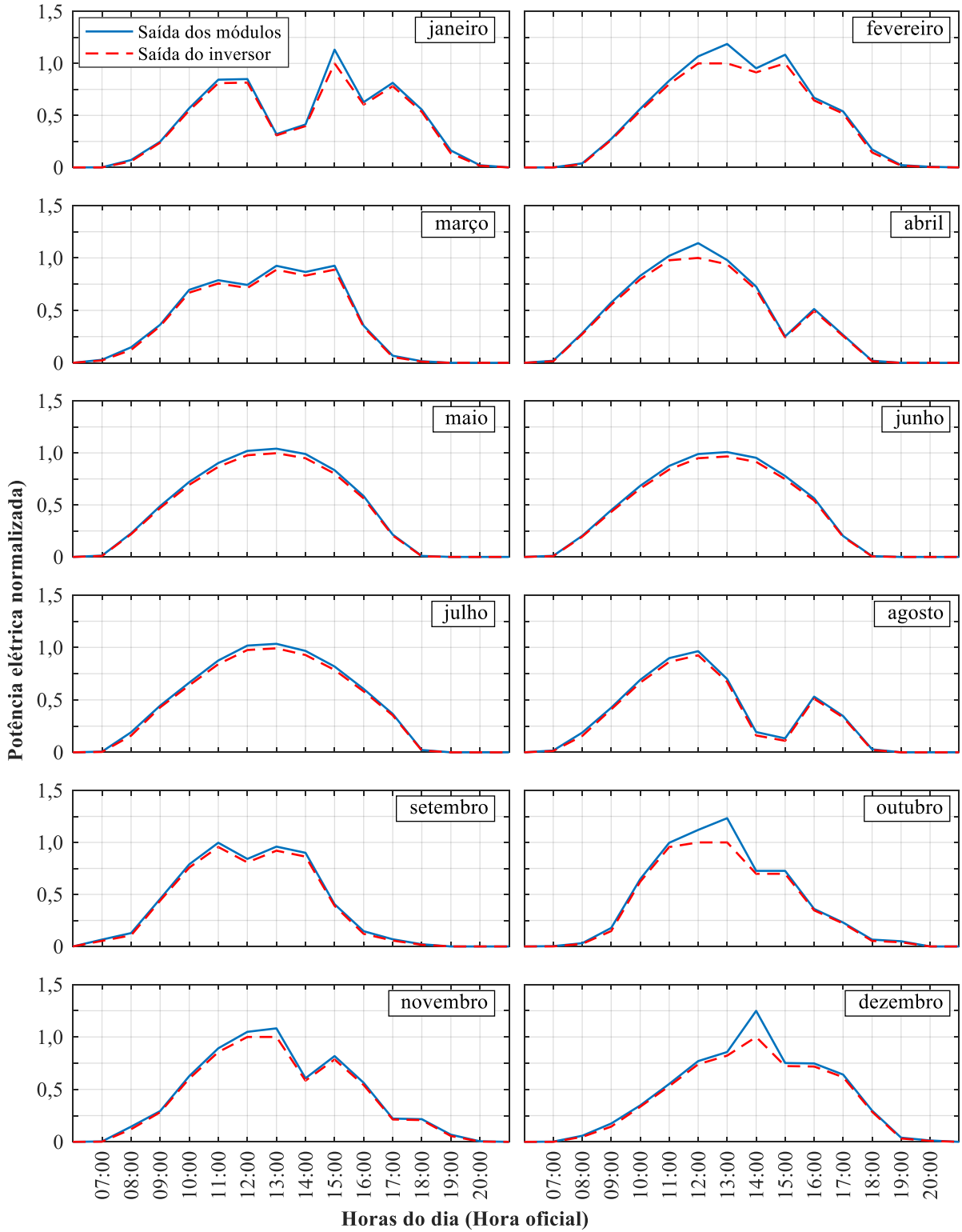
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.32 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2015.



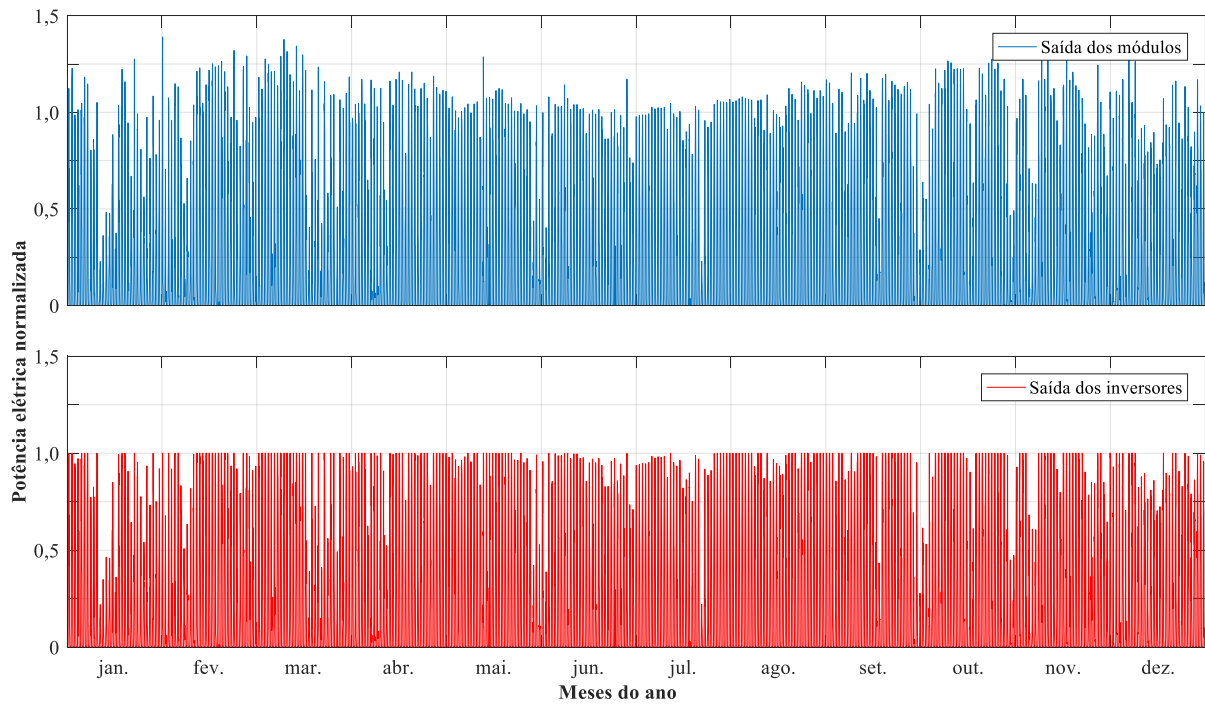
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.33 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, nos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2016.



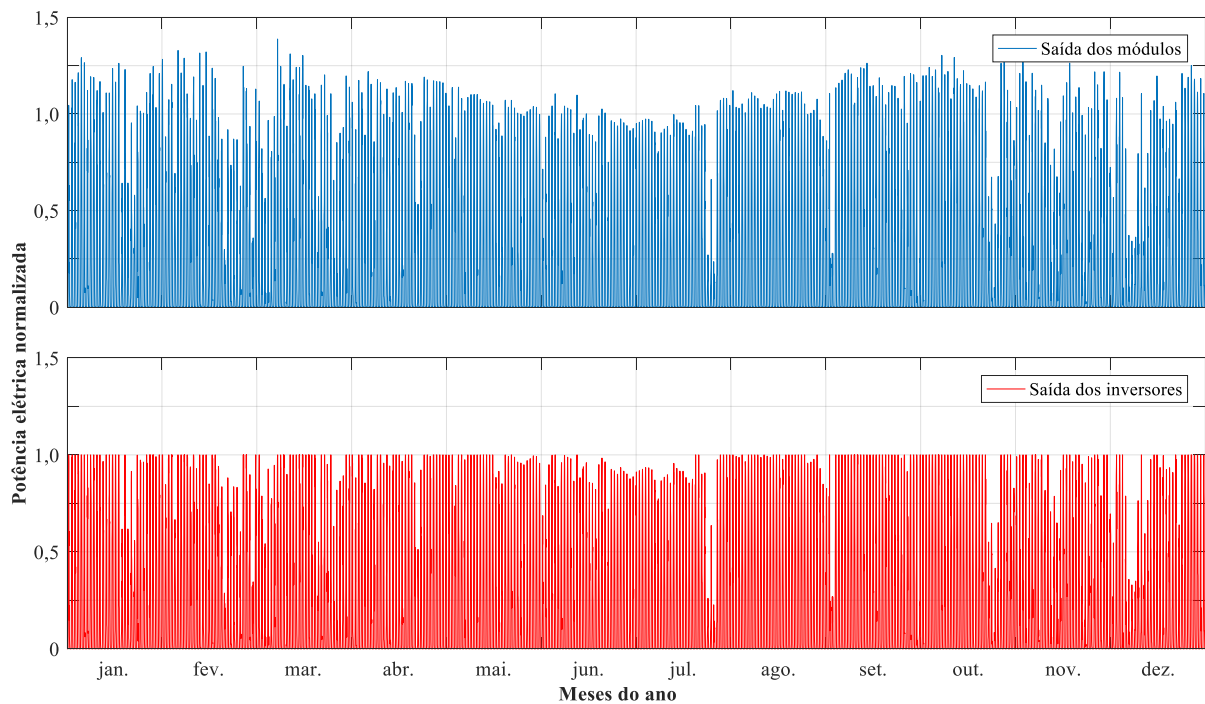
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.34 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, ao longo do ano de 2013.



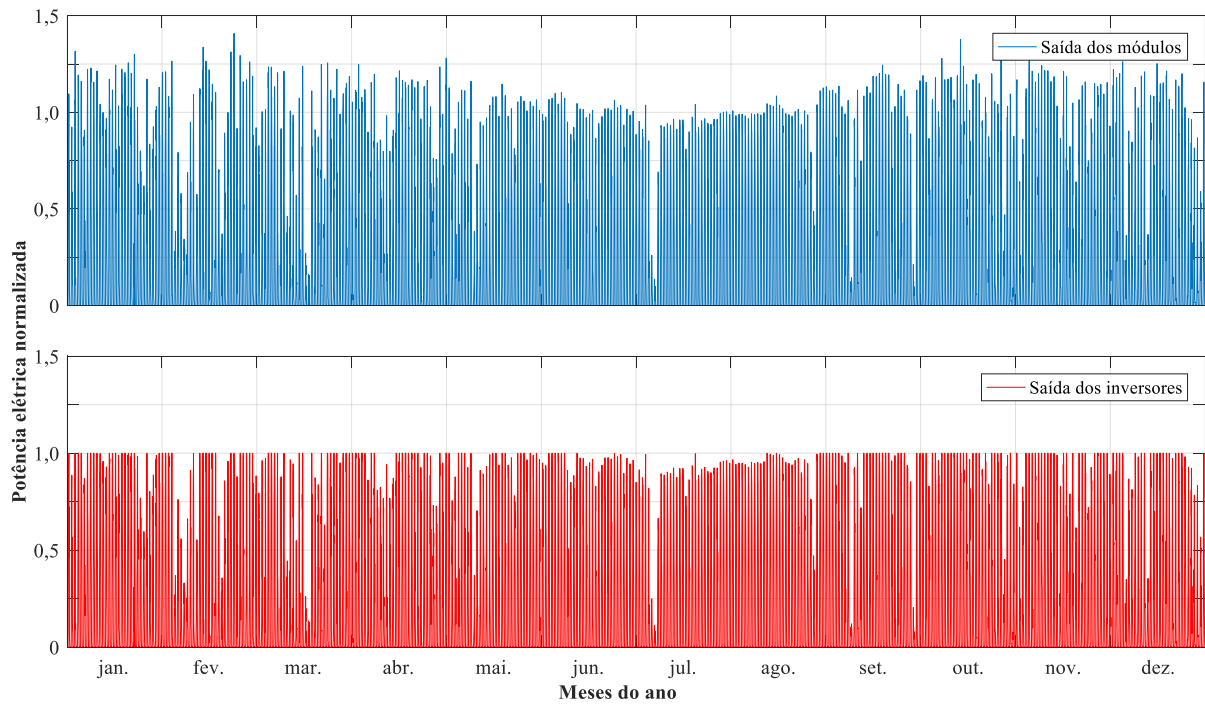
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.35 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, ao longo do ano de 2014.



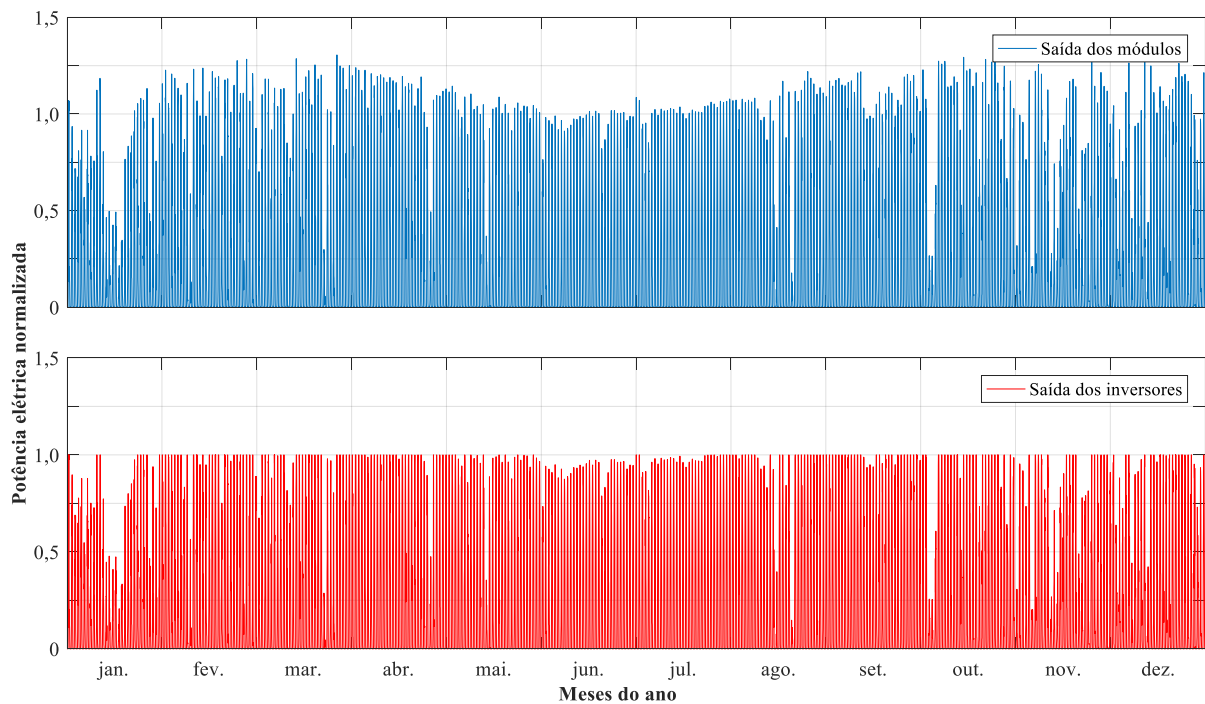
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.36 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, ao longo do ano de 2015.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.37 – Potência de saída dos módulos fotovoltaicos e do inversor, normalizados em relação à potência nominal do inversor, ao longo do ano de 2016.



Fonte: Autoria própria.

6.3 CURVAS DE CARGA RESULTANTES

Para traçar a curva de carga resultante, convencionou-se que a demanda de potência ativa tem sinal algébrico positivo e a geração de energia fotovoltaica tem sinal algébrico negativo e realiza-se a soma algébrica entre as duas variáveis.

A radiação solar é registrada de hora em hora, conseqüentemente, a geração fotovoltaica tem a mesma base temporal. Isso resulta em 5.110 pontos ao longo de um ano, já que a radiação solar só é registrada entre 6:00 h e 19:00 h (14 pontos por dia x 365 dias no ano). Já a demanda é registrada a cada 15 min. e resulta em 35.040 pontos ao longo de um ano (96 pontos por dia x 365 dias no ano).

Sendo assim, é necessário ajustar os pontos da geração fotovoltaica de forma a se obter o mesmo número de pontos da demanda de potência ativa. Para tanto, é considerado que a geração fotovoltaica é constante em todo o intervalo de uma hora e, que o valor ao final de cada hora é resultado de 4 registros, anteriores àquela hora, a cada 15 min., ou seja, o valor registrado às 6:00 h é resultado da integração dos valores à 5:15 h, 5:30 h, 5:45 h e às 6:00 h.

Para compreender o comportamento da curva de carga resultante, são geradas curvas de carga anuais, resultantes da interação entre a curva de carga e a de geração fotovoltaica, para cada um dos anos analisados (2013 a 2016). As curvas de geração fotovoltaica são obtidas a partir dos parâmetros recomendados na literatura (os módulos são orientados para o equador terrestre e inclinados no mesmo ângulo da latitude local) já que estes são os tipicamente utilizados em projetos de SFCR e vai permitir verificar se o que foi projetado para o IFG Campus Goiânia é capaz de reduzir seus picos de demanda.

Além das curvas anuais, são geradas curvas diárias, que contemplam a curva de demanda e a de geração, para melhor compreender como ambas interagem, como por exemplo, se o pico de demanda coincide com o de geração fotovoltaica, das datas que registram os picos de demanda de carga em cada mês.

Com o intuito de quantificar a redução ou não nos picos de demanda mensais, são geradas tabelas com os picos de demanda mensais antes e depois da inserção do sistema fotovoltaico. Salienta-se que o pico de demanda mensal após a instalação do SFCR, não é relativo, necessariamente, ao mesmo dia em foi registrado o pico de demanda sem o SFCR.

6.3.1 Curva de carga resultante 2013

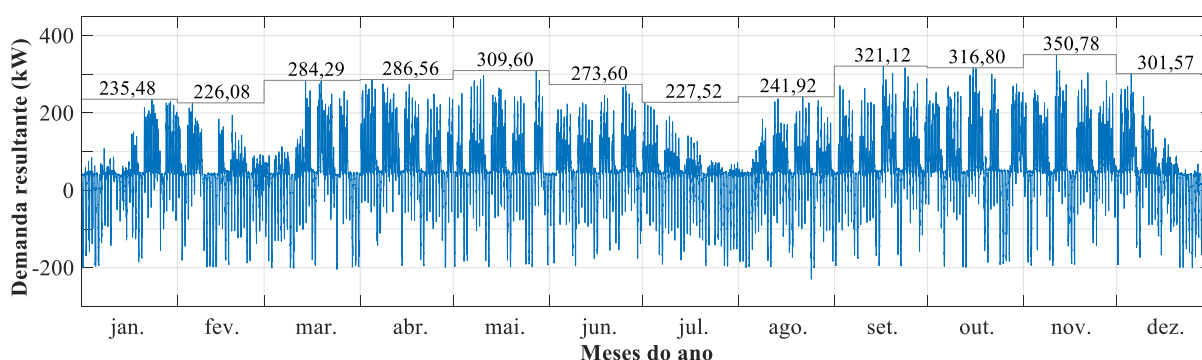
A curva de demanda resultante da interação entre a curva de carga antes e após o SFCR,

ao longo do ano de 2013, pode ser vista na Figura 6.38. A Figura 6.39 apresenta as curvas de carga e de geração fotovoltaica dos dias que registram o pico de demanda em cada mês, para o ano de 2013. A Tabela 6.3 apresenta os valores dos picos de demanda mensais antes e depois da inserção do sistema fotovoltaico para o ano de 2013.

Verifica-se que apenas nos meses de maio, junho e julho, o SFCR não é capaz de reduzir o pico de demanda de cada um desses meses, já que eles ocorrem no período noturno. Em todos os demais meses há redução nos picos de demanda mensais, e a redução anual, é em média de 7,68%.

Observa-se ainda que a curva de geração fotovoltaica tem boa coincidência com a curva de carga da unidade consumidora nos períodos matutino e vespertino, o mesmo não acontece no período noturno, onde a geração fotovoltaica tem pouco ou nenhuma influência, principalmente nos meses de inverno.

Figura 6.38 – Curva de demanda resultante da interação entre a demanda das cargas e a geração fotovoltaica, ao longo do ano de 2013.



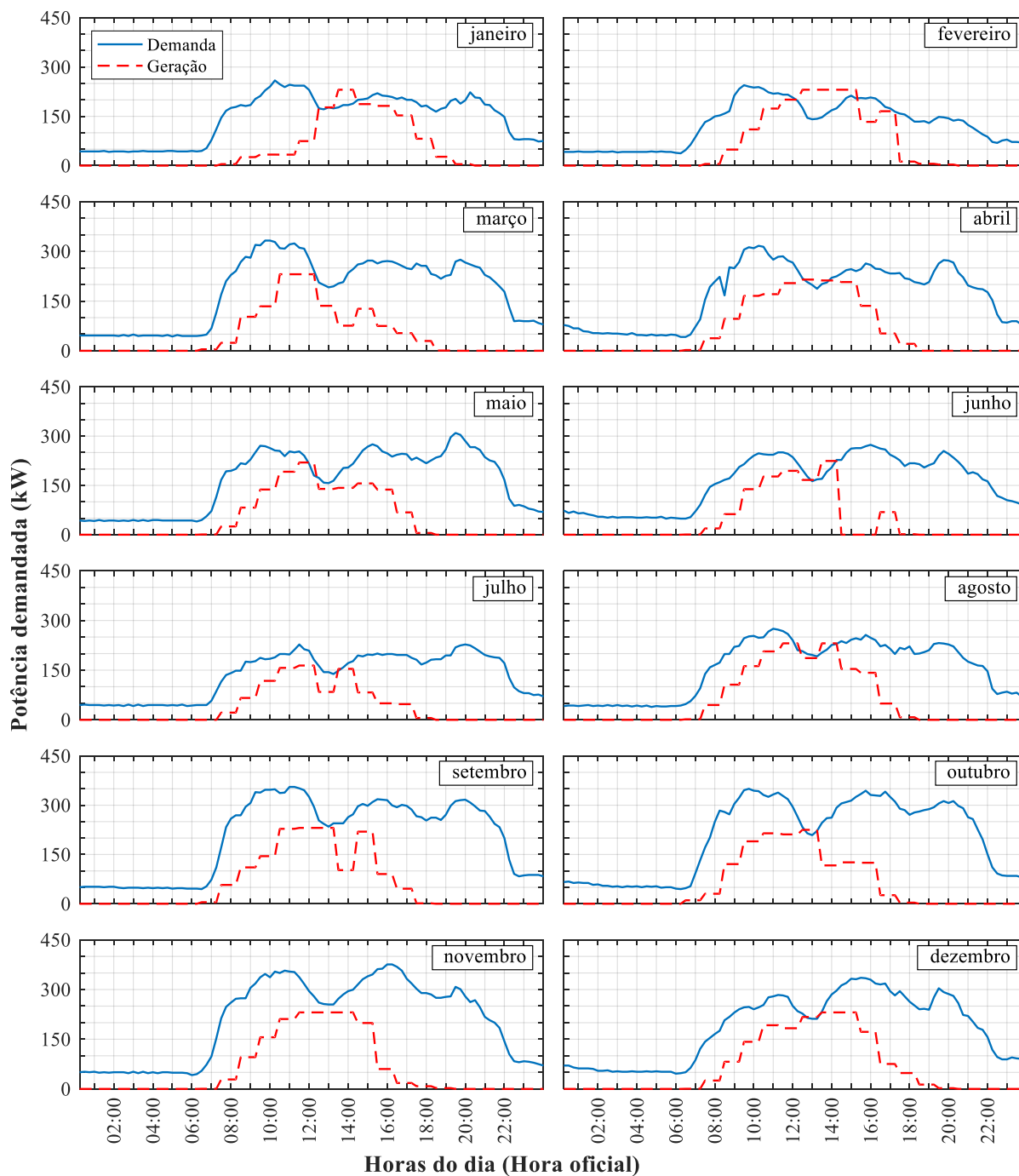
Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.3 – Picos de demanda mensais antes e após a inserção do SFCR e a diferença de potência (kW) para o ano de 2013.

2013	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	média
Pico de carga mensal (kW)	259,20	244,80	332,64	316,80	309,60	273,60	227,52	275,04	355,68	349,92	375,84	335,52	304,68
Pico de carga após o SFCR (kW)	235,48	226,08	284,29	286,56	309,60	273,60	227,52	241,92	321,12	316,80	350,78	301,57	281,28
Dif. de pot. (kW)	23,72	18,72	48,35	30,24	0,00	0,00	0,00	33,12	34,56	33,12	25,02	31,73	23,22

Fonte: Autoria própria.

Figura 6.39 – Curvas de demanda de potência ativa e de geração fotovoltaica, dos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2013.



Fonte: Autoria própria.

6.3.2 Curva de carga resultante 2014

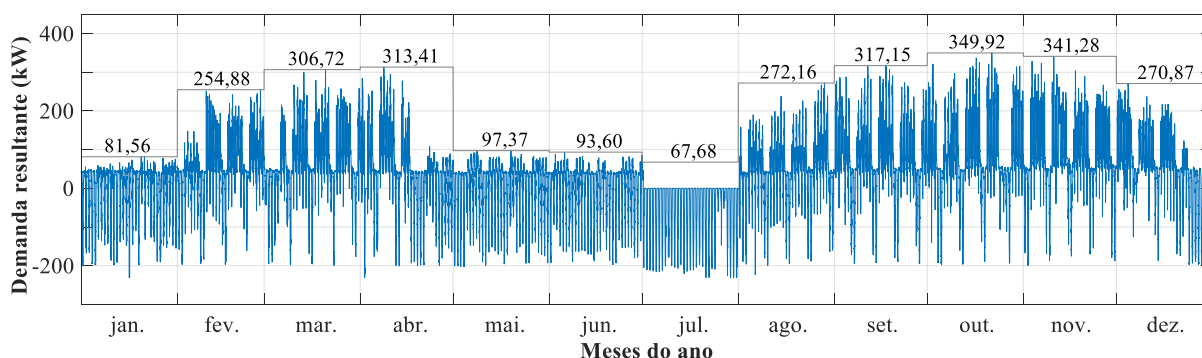
A curva de demanda resultante da interação entre a curva de carga antes e após o SFCR, ao longo do ano de 2014, pode ser vista na Figura 6.40. A Figura 6.41 apresenta as curvas de carga e de geração fotovoltaica, dos dias que registram o pico de demanda em cada mês, para

o ano de 2014. A Tabela 6.4 apresenta os valores dos picos de demanda mensais antes e depois da inserção do sistema fotovoltaico para o ano de 2014.

Verifica-se que apenas no mês de julho, o SFCR não é capaz de reduzir os picos de demanda mensais. Esse mês não tem toda sua demanda registrada, e o dia que é registrado, apresenta o pico de demanda no período noturno. Em todos os demais meses há redução nos picos de demanda mensais, e a redução anual é em média de 12,15%.

Observa-se novamente que a curva de geração fotovoltaica tem boa coincidência com a curva de carga da unidade consumidora nos períodos matutino e vespertino, o mesmo não acontece no período noturno, onde a geração fotovoltaica tem pouco ou nenhuma influência, principalmente nos meses de inverno. Nos meses em que houve paralização ou não tiveram a memória de massa totalmente registrada boa parte ou toda a geração fotovoltaica é injetada na rede e por isso é assinalada na Figura 6.40 como potência elétrica negativa.

Figura 6.40 – Curva de demanda resultante da interação entre a demanda das cargas e a geração fotovoltaica, ao longo do ano de 2014.



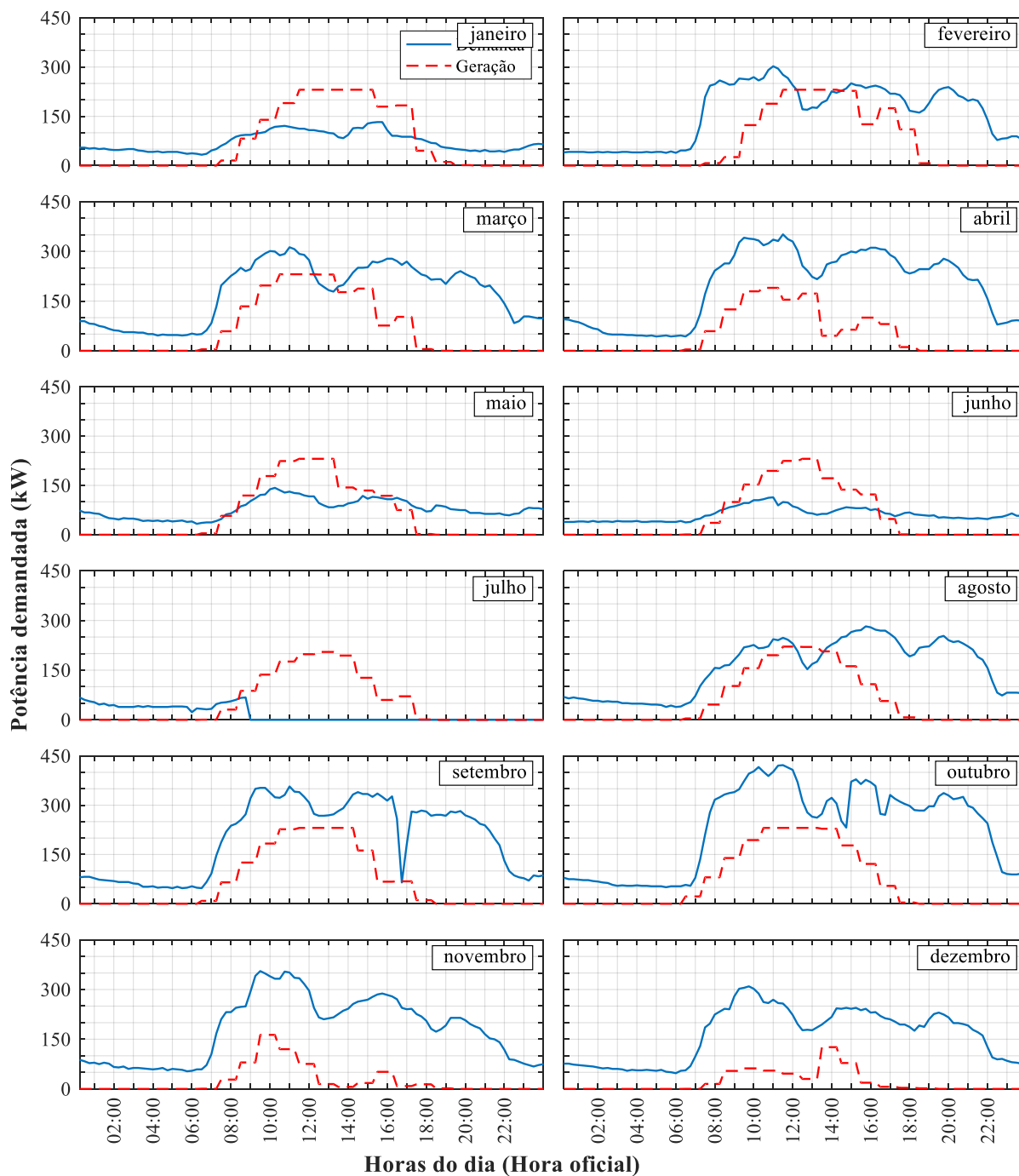
Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.4 – Picos de demanda mensais antes e após a inserção do SFCR e a diferença de potência (kW) para o ano de 2014

2014	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	média
Pico de carga mensal (kW)	132,48	302,40	312,48	351,36	142,56	113,76	67,68	282,24	357,12	421,92	355,68	309,60	262,44
Pico de carga após o SFCR (kW)	81,56	254,88	306,72	313,41	97,37	93,60	67,68	272,16	317,15	349,92	341,28	270,87	230,55
Dif. de pot. (kW)	50,92	47,52	5,76	37,95	45,19	20,16	0,00	10,08	39,97	72,00	14,40	38,73	31,89

Fonte: Autoria própria.

Figura 6.41 – Curvas de demanda de potência ativa e de geração fotovoltaica, dos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2014.



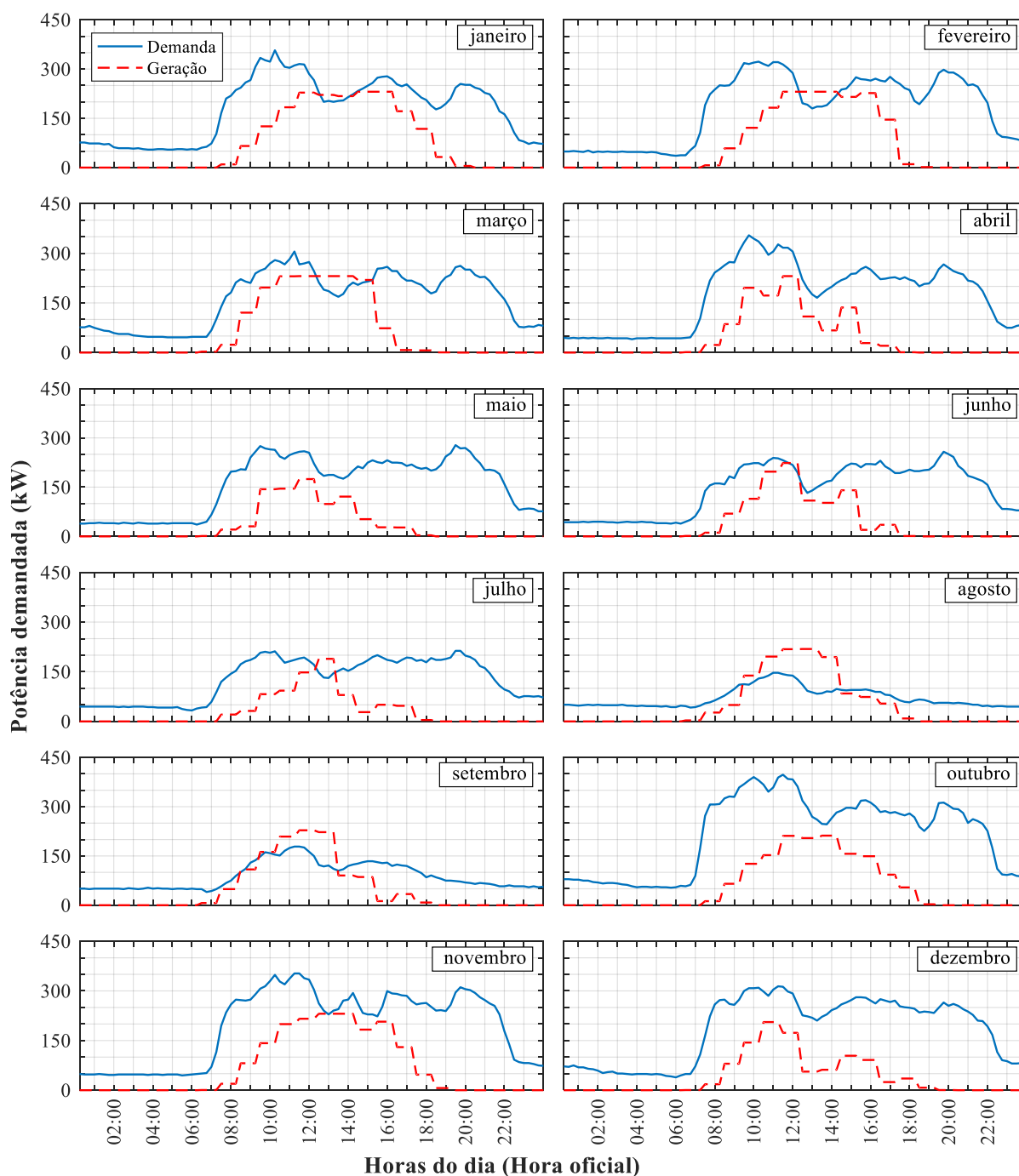
Fonte: Autoria própria.

6.3.3 Curva de carga resultante 2015

As curvas de carga e de geração fotovoltaica, dos dias que registram o pico de demanda em cada mês, para o ano de 2015, é apresentada na Figura 6.42. A curva de demanda resultante da interação entre a curva de carga antes e após o SFCR, ao longo do ano de 2015, pode ser

vista na Figura 6.43. A Tabela 6.5 apresenta os valores dos picos de demanda mensais antes e depois da inserção do sistema fotovoltaico para o ano de 2015.

Figura 6.42 – Curvas de demanda de potência ativa e de geração fotovoltaica, dos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2015.

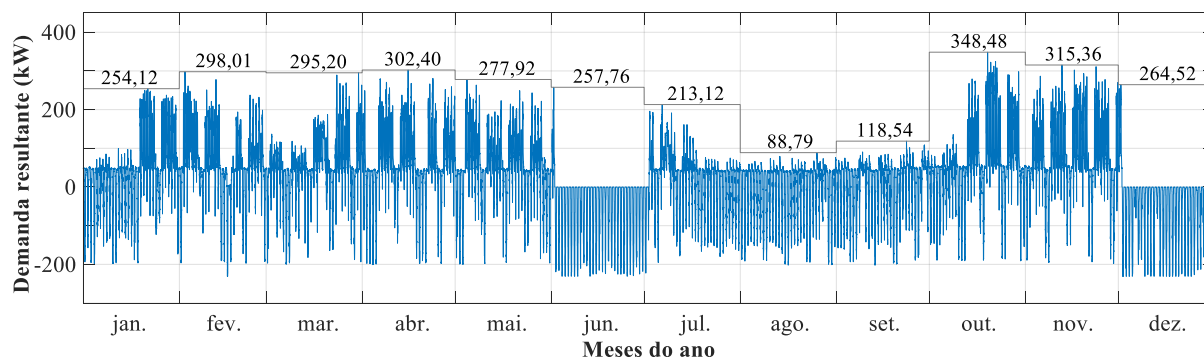


Fonte: Autoria própria.

Assim como em 2013, apenas nos meses de maio, junho e julho, o SFCR não é capaz de reduzir os picos de demanda mensais. Nesses meses os maiores picos de demanda ocorrem no período noturno. Em todos os demais meses há redução nos picos de demanda mensais, e a

redução anual é em média de 12,75%.

Figura 6.43 – Curva de demanda resultante da interação entre a demanda das cargas e a geração fotovoltaica, ao longo do ano de 2015.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.5 – Picos de demanda mensais antes e após a inserção do SFCR e a diferença de potência (kW) para o ano de 2015

2015	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	média
Pico de carga mensal (kW)	357,12	322,56	305,28	354,24	277,92	257,76	213,12	146,88	178,56	397,44	352,80	313,92	289,8
Pico de carga após o SFCR (kW)	254,12	298,01	295,20	302,40	277,92	257,76	213,12	88,79	118,54	348,48	315,36	264,52	252,85
Dif. de pot. (kW)	103,00	24,55	10,08	51,84	0,00	0,00	0,00	58,09	60,02	48,96	37,44	49,40	36,95

Fonte: Autoria própria.

6.3.4 Curva de carga resultante 2016

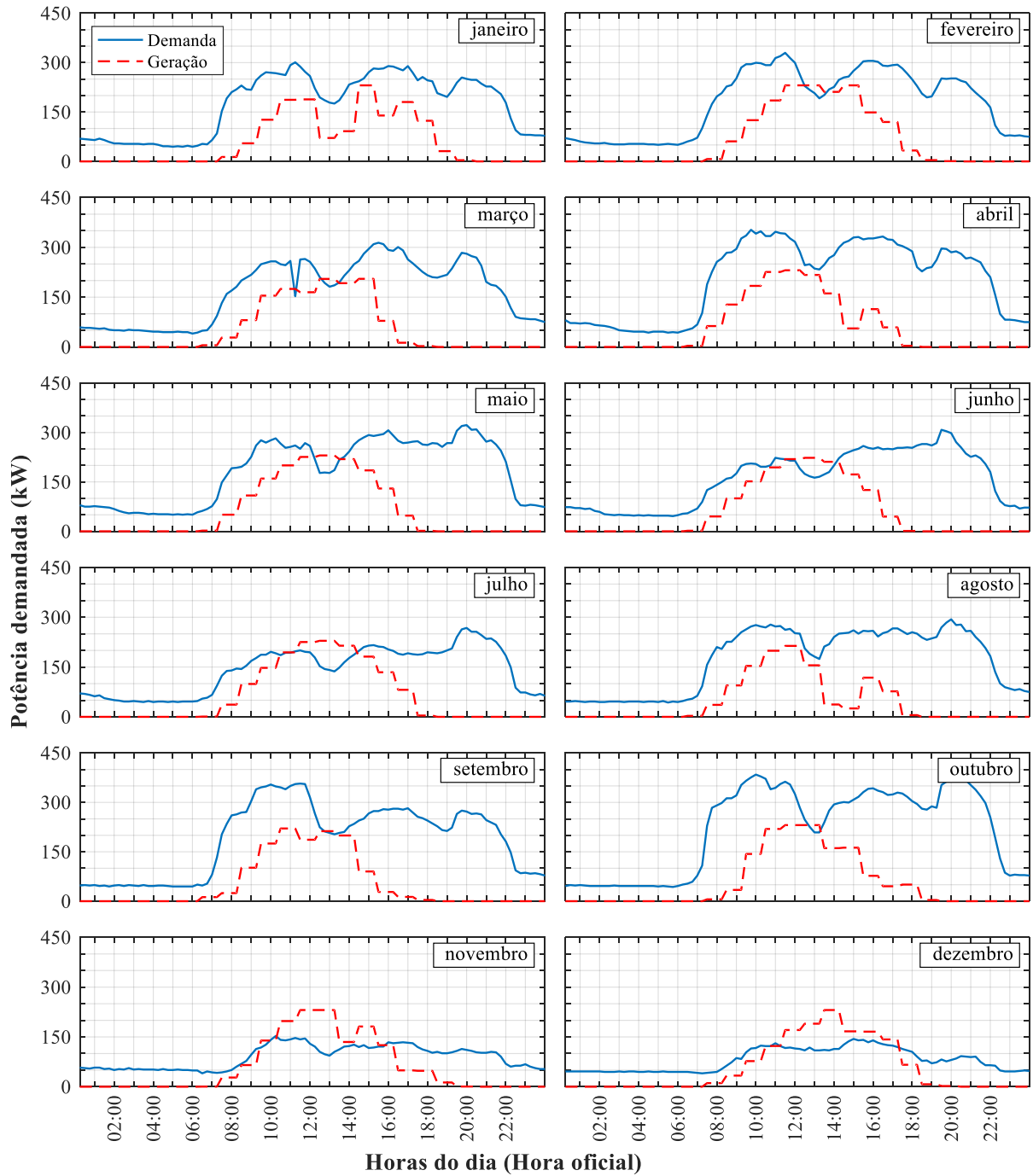
A Figura 6.44 apresenta as curvas de carga e de geração fotovoltaica, dos dias que registram o pico de demanda em cada mês, para o ano de 2016. A curva de demanda resultante da interação entre a curva de carga antes e após o SFCR, ao longo do ano de 2016, pode ser vista na Figura 6.45. A Tabela 6.6 apresenta os valores dos picos de demanda mensais antes e depois da inserção do sistema fotovoltaico para o ano de 2016.

Verifica-se que em quatro meses, maio, junho, julho e agosto, o SFCR não é capaz de reduzir os picos de demanda mensais. Nesses meses os maiores picos de demanda ocorrem no período noturno. Em todos os demais meses há redução nos picos de demanda mensais, e a redução anual é em média de 5,72%.

Observa-se, como nos anos anteriores, que a curva de geração fotovoltaica tem boa

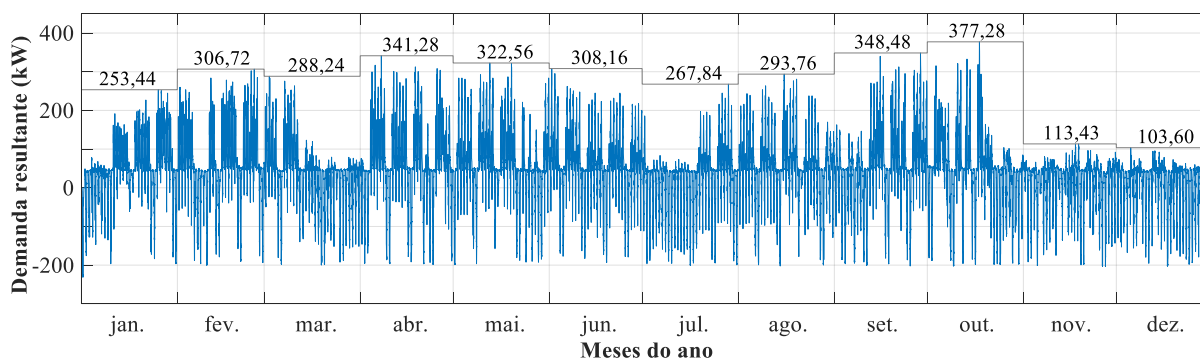
coincidência com a curva de carga da unidade consumidora nos períodos matutino e vespertino, o mesmo não acontece no período noturno, onde a geração fotovoltaica tem pouco ou nenhuma influência, principalmente nos meses de inverno.

Figura 6.44 – Curvas de demanda de potência ativa e de geração fotovoltaica, dos dias que registram os picos de demanda em cada mês para o ano de 2016.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.45 – Curva de demanda resultante da interação entre a demanda das cargas e a geração fotovoltaica, ao longo do ano de 2016.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.6 – Picos de demanda mensais antes e após a inserção do SFCR e a diferença de potência (kW) para o ano de 2016

2016	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	média
Pico de carga mensal (kW)	300,96	329,76	313,92	352,80	322,56	308,16	267,84	293,76	357,12	384,48	152,64	144,00	294,00
Pico de carga após o SFCR (kW)	253,44	306,72	288,24	341,28	322,56	308,16	267,84	293,76	348,48	377,28	113,43	103,60	277,07
Dif. de pot. (kW)	47,52	23,04	25,68	11,52	0,00	0,00	0,00	0,00	8,64	7,20	39,21	40,40	16,93

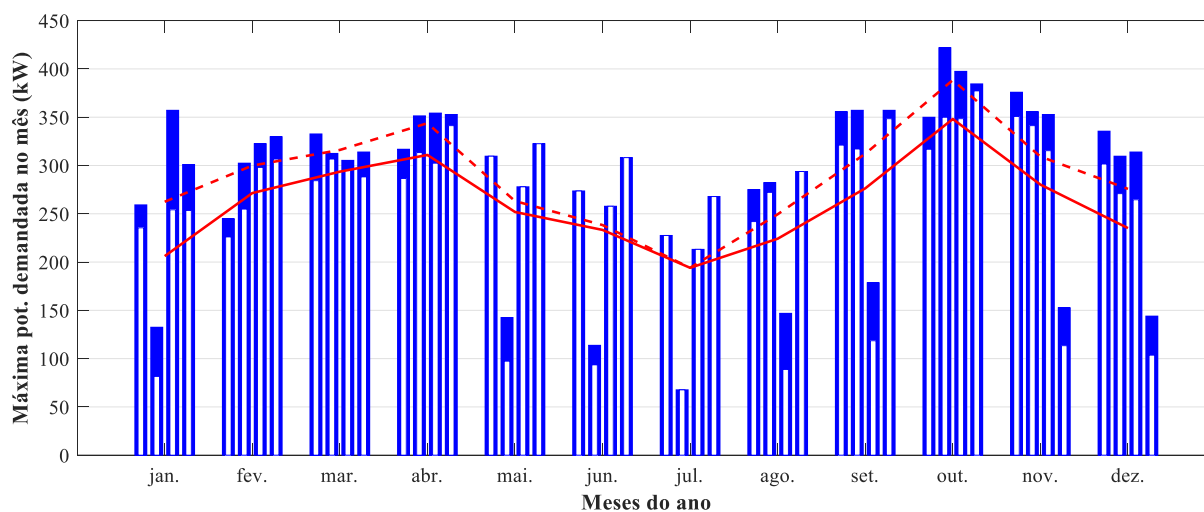
Fonte: Autoria própria.

6.3.5 Análise dos picos de demanda, antes e após o SFCR, para todos os anos

Para analisar todo o período de dados considerado nesse estudo (2013 a 2016), todos os picos de demanda mensais, de cada ano, antes e após a inserção do SFCR estão agrupados em gráfico de barras, como mostra a Figura 6.46. As barras externas representam os picos de demanda naquele mês, sem o SFCR e as barras internas representam o pico de demanda resultante após a inserção do SFCR. A linha pontilhada representa as médias dos picos de demanda mensais antes do SFCR e a contínua representa as médias dos picos de demanda mensais após a instalação do SFCR.

Considerando todo o período de dados, o maior pico de demanda antes da instalação do SFCR é de 421,92 kW (em outubro de 2014), e após de 377,28 kW (também em outubro, mas de 2016), ou seja, há redução de 10,58% no pico de demanda máxima dentro desse histórico, ou seja, o SFCR proposto tem boa capacidade de redução dos picos de demanda apesar de ser uma fonte de energia intermitente e não despachável.

Figura 6.46 – Picos de demanda mensais em cada ano, para o período analisado (2013 a 2016), antes e após a inserção do SFCR



Fonte: Autoria própria.

Os meses de maio, junho e julho, são os que de modo geral, o SFCR não é capaz de reduzir os picos de demanda, pois seus maiores picos de demanda ocorrem no período noturno. Apenas pelos calendários acadêmicos não é possível identificar o motivo dos picos de demanda serem noturnos. Contudo, os picos de demanda desses meses são menores do que nos demais, não influenciando na capacidade do sistema elétrico e nem na fatura de energia elétrica com relação à demanda.

Os meses de setembro, outubro e novembro, são os que, no geral, apresentam os maiores picos de demanda, além disso, as maiores temperaturas máximas anuais. As temperaturas mais altas, intensificam a carga térmica e, conseqüentemente, a utilização dos condicionadores de ar e ventiladores.

6.4 OTIMIZAÇÃO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

Utilizando-se as funções objetivo, e suas restrições, definidas no procedimento metodológico, e o método de otimização PSO, encontram-se os valores otimizados de orientação azimutal e inclinação dos geradores fotovoltaicos e da demanda a ser contratada, em cada posto tarifário, quando aplicável, para cada ano e, em seguida, para todos os anos analisados, conjuntamente e os resultados podem ser visto nas subseções a seguir. Destaca-se que além do PSO, é testado um método determinístico para minimização do problema proposto, mas que não converge tão bem quanto o PSO.

Os parâmetros obtidos no processo de otimização são comparados com outros dois cenários para verificar a sua eficiência. Ao todo são três cenários propostos:

Cenário 1 – Os módulos fotovoltaicos são instalados conforme recomenda a literatura, voltados para o norte e inclinação igual à latitude ($\gamma = 0^\circ$ e $\beta = -17^\circ$). A demanda contratada, para a modalidade tarifária horária verde, não é alterada, mantém-se o valor de 350 kW, contratado antes da instalação do SFCR, e para a modalidade tarifária horária azul os valores de demanda contratada na ponta e fora de ponta também são os mesmos, 350 kW para ambos os períodos;

Cenário 2 – Os módulos fotovoltaicos são instalados conforme recomenda a literatura e a demanda contratada é obtida minimizando-se a função objetivo (variando seu valor na função objetivo de 30 kW até 390 kW);

Cenário 3 – Os módulos fotovoltaicos são instalados conforme os valores obtidos no processo de otimização, bem como a demanda contratada, em seus respectivos postos tarifários, quando aplicáveis.

6.4.1 Implementação do PSO

Os valores de cada parâmetro utilizado para implementar o PSO estão sintetizados na Tabela 6.7. Alguns parâmetros foram determinados de forma empírica e outros conforme a literatura disponível sobre PSO.

Tabela 6.7 – Parâmetros utilizados para implementar o PSO.

Parâmetro	Valores	
	Tarifação horária verde	Tarifação horária azul
Número de variáveis	3 (γ, β, DC)	4 ($\gamma, \beta, DC_{fp}, DC_p$)
Tamanho da população	60	80
Máximo de iterações	100	120
Tolerância	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-6}$
c_1	2	2
c_2	2	2
$w_{máx}$	0,9	0,9
$w_{mín}$	0,4	0,4
Vetor população inicial	[0 17 350]	[0 17 350 350]

Fonte: Autoria própria.

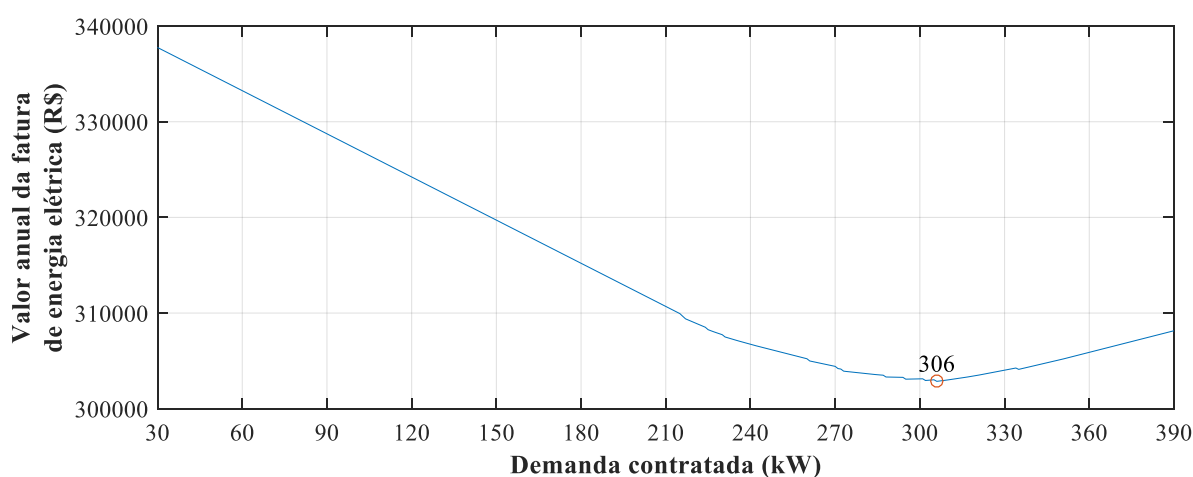
O tamanho da população recomendada na literatura é de 10 a 100. No trabalho é adotado o valor de 20 vezes o número de variáveis. A tolerância utilizada como critério de parada é a padrão do MatLab. O número máximo de iterações recomendado é de 500 a 1000, porém, para esse trabalho, observa-se, de forma empírica, que o algoritmo converge, para a tarifação horária verde, com menos de 100 iterações, e para a tarifação horária azul, com menos de 120. A literatura recomenda que os coeficientes de aprendizagem cognitiva e social c_1 e c_2 estejam entre 2 e 2,05, por isso nesse trabalho é adotado o valor 2, e para os coeficientes de ponderação os valores de 0,9, para a ponderação inicial e 0,4, para a ponderação final (ALAM, 2016; LEE e EL-SHARKAWI, 2008).

6.4.2 Otimização para o ano de 2013

6.4.2.1 Modalidade tarifária horária verde

A fatura anual de energia elétrica em 2013, em consonância com o Cenário 1, alcança o valor de R\$310.295,61. Minimizando-se a função objetivo, de acordo com o Cenário 2, chega-se ao valor de 306 kW para a demanda a ser contratada, como mostra a Figura 6.47 **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Considerando esse montante para a demanda contratada a fatura anual reduz para R\$ 305.722,67. O processo de otimização fornece para o ângulo azimutal e inclinação, os valores de $-37,65^\circ$ e $-16,87^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada 306 kW, após 67 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.48. Com esses parâmetros a fatura anual alcança o valor de R\$302.785,59.

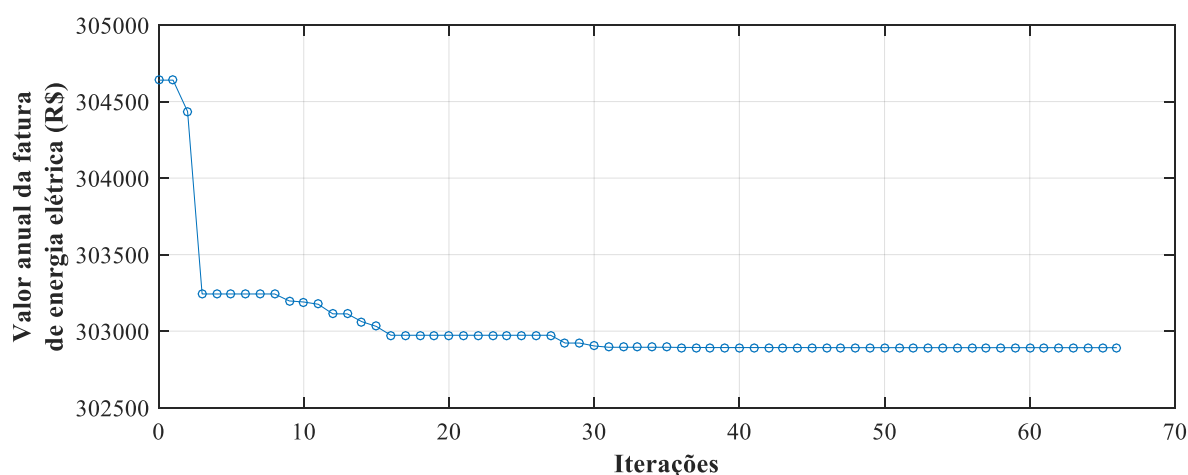
Figura 6.47 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, em função da demanda contratada – 2013.



Fonte: Autoria própria.

O comparativo entre os cenários analisados, para a tarifação horária verde, pode ser visto na Tabela 6.8. O Cenário 2 proporciona redução de 1,47% na fatura anual de energia elétrica em relação ao Cenário 1. Já o Cenário 3, que é a otimização dos parâmetros propostos, possibilita redução na fatura anual de energia elétrica de 2,42% em relação ao Cenário 1 e de 0,95% em comparação com o Cenário 2. Examinando-se os Cenários 2 e 3, percebe-se que o processo de otimização não consegue reduzir o valor da demanda contratada, mas propicia o aumento na geração de energia fotovoltaica (GEFV) em 0,42%. Analisando-se as curvas de demanda resultante para o ano de 2013 verifica-se que o SFCR reduz significativamente os picos de demanda diurnos, porém não tem muita influência nos picos de demanda noturno, por isso não há diferença nos valores de demanda a ser contratada entre os Cenários 2 e 3.

Figura 6.48 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração – 2013.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.8 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, para a tarifação horária verde – 2013.

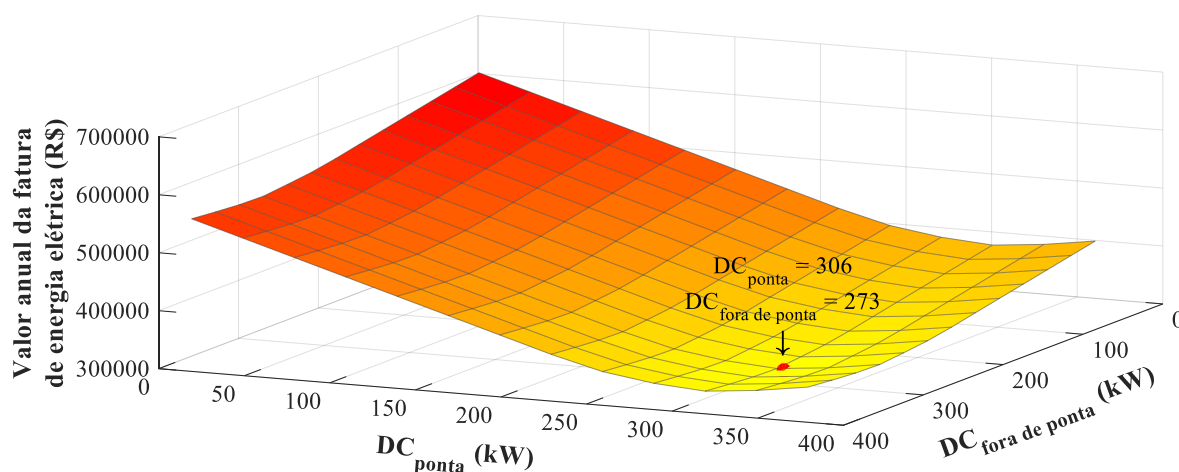
Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
DC (kW)	350	306	306
β (°)	-17,00	-17,00	-16,87
γ (°)	0,00	0,00	-37,65
GEFV (MWh/ano)	468,16	468,16	470,12
Fatura anual (R\$)	R\$ 310.295,61	R\$ 305.722,67	R\$ 302.785,59
Diferença (%)	-	-1,47%	-2,42%

Fonte: Autoria própria.

6.4.2.2 Modalidade tarifária horária azul

A fatura anual de energia elétrica em 2013, considerando o Cenário 1, alcança o valor de R\$329.403,29. Minimizando-se a função objetivo, de acordo com o Cenário 2, obtém-se os valores de 306 kW de demanda contratada para a ponta e 273 kW para a fora de ponta, como mostra a Figura 6.49. Por conseguinte, a fatura anual de energia elétrica contabiliza o valor de R\$304.683,06. O processo de otimização fornece para os ângulos azimutal e de inclinação, os valores de $-27,57^\circ$ e $-16,96^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada na ponta e fora de ponta os valores de 306 kW e 272 kW, após 100 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.50. Com os parâmetros otimizados a fatura anual de energia elétrica chega o valor de R\$302.785,59.

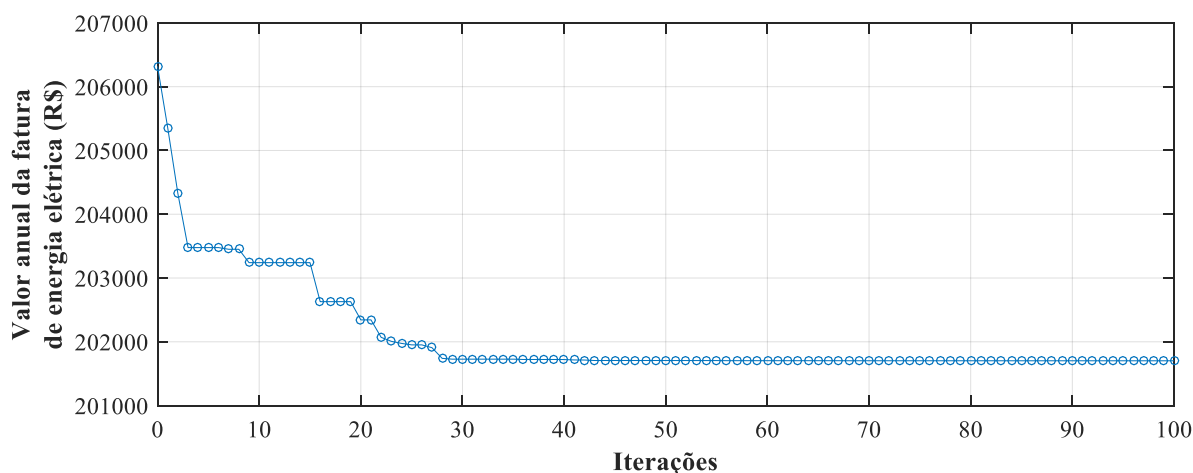
Figura 6.49 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, em função da demanda contratada na ponta e fora de ponta – 2013.



Fonte: Autoria própria.

O comparativo entre todos os cenários analisados, para a tarifação horária azul, é apresentado na Tabela 6.9. O Cenário 2 proporciona redução de 7,5% na fatura anual de energia elétrica em relação ao Cenário 1. A otimização dos parâmetros propostos (orientação azimutal e inclinação dos módulos fotovoltaicos e a demanda contratada nos períodos ponta e fora de ponta), em consonância com o Cenário 3, possibilita redução na fatura anual de energia elétrica de 7,92% em relação ao Cenário 1 e de 0,42% em relação ao Cenário 2. Examinando-se os Cenários 2 e 3, nota-se que o processo de otimização praticamente não consegue reduzir os valores da demanda contratada (apenas 1 kW no período fora de ponta), mas propicia aumento na geração anual de energia fotovoltaica (GEFV) na ordem de 0,46%, refletindo na fatura anual de energia elétrica, reduzindo-a.

Figura 6.50 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração - 2013.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.9 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, para a tarifação horária azul – 2013.

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
DC ponta (kW)	350	306	306
DC fora da ponta (kW)	350	273	272
β (°)	-17,00	-17,00	-16,96
γ (°)	0,00	0,00	-27,57
GEFV (MWh/ano)	468,16	468,16	470,33
Fatura anual (R\$)	R\$ 329.403,29	R\$ 304.683,06	R\$ 303.307,92
Diferença (%)	-	-7,50%	-7,92%

Fonte: Autoria própria.

6.4.2.3 Sumarização dos resultados

A Tabela 6.10 apresenta um resumo dos resultados para o ano de 2013 antes e após a otimização, em função das modalidades tarifárias. Analisando-se o Cenário 1 para ambas as modalidades tarifárias, a adoção da tarifação horária azul não é recomendada já que os custos anuais aumentam em 6,16% em relação à tarifação horária verde. Caso não exista a possibilidade de se mudar a orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos, o Cenário 2 indica os valores de demanda a serem contratados para minimizar a fatura anual de energia elétrica, e sob essa circunstância, a adoção de tarifação horária azul, é a mais indicada, já que sua adoção proporciona redução de 0,34% na fatura anual de energia elétrica, em relação à tarifação horária verde. Com a otimização dos parâmetros (Cenário 3), a adoção da modalidade tarifária verde é

a mais indicada pois proporciona fatura anual 0,17% menor do que com a tarifação horária azul.

Tabela 6.10 – Valores de fatura anual em 2013, antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.

Ano	Tarifação	Fatura anual (R\$)	EEC (MWh/ano)	GEFV (MWh/ano)	β (°)	γ (°)	DC (kW)
2013 (sem otimização)	Verde	R\$ 310.295,61	905,87	468,16	-17,00	0,00	350
	Azul	R\$ 329.403,29		468,16	-17,00	0,00	350 (DC_{fp}) 350 (DC_p)
2013 (com otimização)	Verde	R\$ 302.785,59	905,87	470,12	-16,87	-37,65	306
	Azul	R\$ 303.307,92		470,33	-16,96	-27,57	272 (DC_{fp}) 306 (DC_p)

Fonte: Autoria própria.

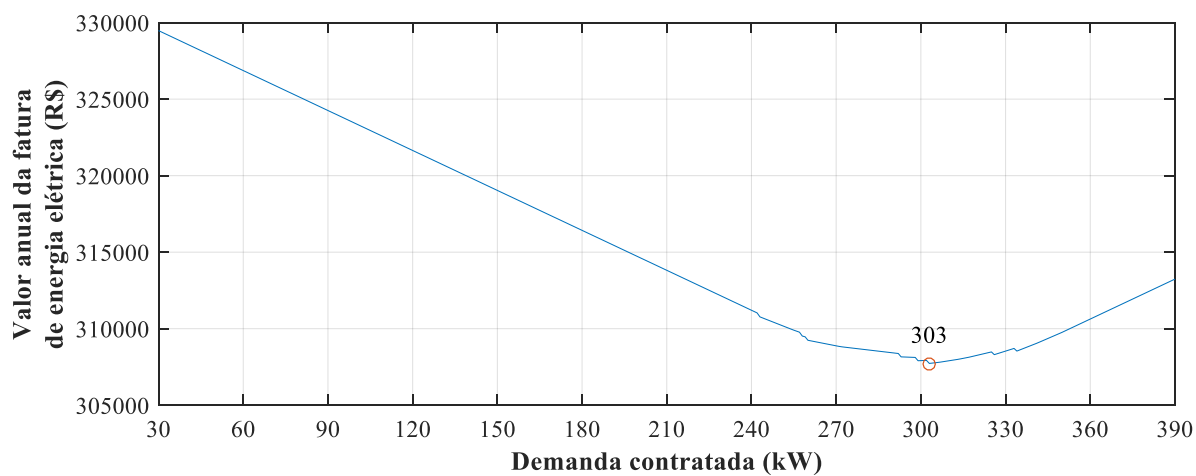
6.4.3 Otimização para o ano de 2014

6.4.3.1 Tarifação horária verde

A fatura anual de energia elétrica em 2014, considerando o Cenário 1, chega ao valor de R\$309.523,69. Minimizando-se a função objetivo, de acordo com o Cenário 2, chega-se ao valor de 303 kW para a demanda a ser contratada, como pode ser visto na Figura 6.51 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Considerando esse montante para a demanda contratada a fatura anual reduz para R\$305.462,03. O processo de otimização fornece para o ângulo azimutal e inclinação, os valores de $-35,99^\circ$ e $-17,99^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada o valor de 301 kW, após 51 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.52. Com esses parâmetros a fatura anual alcança o valor de R\$302.399,06.

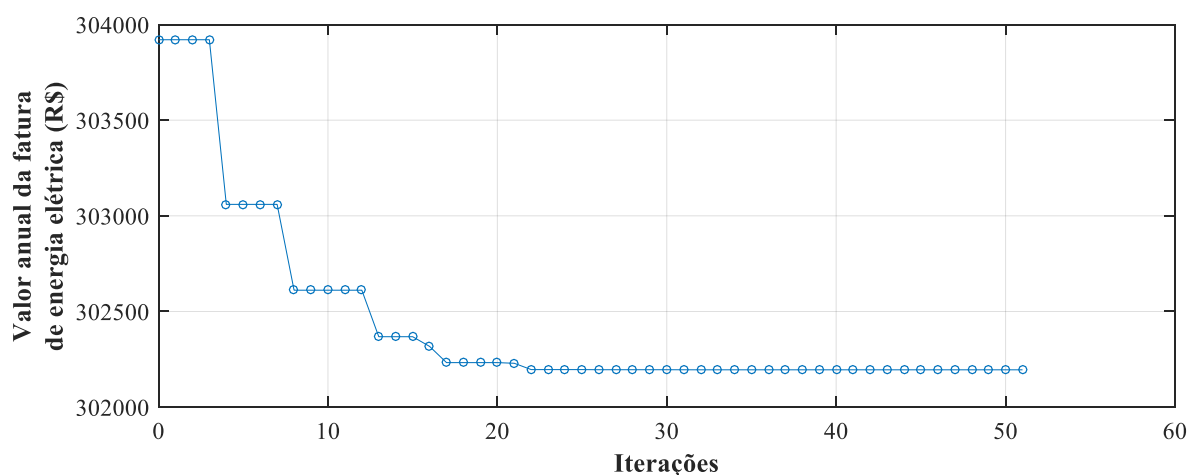
O comparativo entre os cenários analisados, para a tarifação horária verde, pode ser visto na Tabela 6.11. O Cenário 2 proporciona redução de 1,31% na fatura anual de energia elétrica em relação ao Cenário 1. Já o Cenário 3 possibilita redução na fatura anual de energia elétrica de 2,30% em relação ao Cenário 1 e de 0,99% em comparação com o Cenário 2. Assim como em 2013, o processo de otimização não consegue reduzir significativamente o valor da demanda contratada em comparação com o Cenário 2.

Figura 6.51 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, em função da demanda contratada – 2014.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.52 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração - 2014.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.11 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária verde – 2014.

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
DC (kW)	350	303	301
β (°)	-17,00	-17,00	-17,99
γ (°)	0,00	0,00	-35,99
GEFV (MWh/ano)	482,82	482,82	482,20
Fatura anual (R\$)	R\$ 309.523,69	R\$ 305.462,03	R\$ 302.399,06
Diferença (%)	-	-1,31%	-2,30%

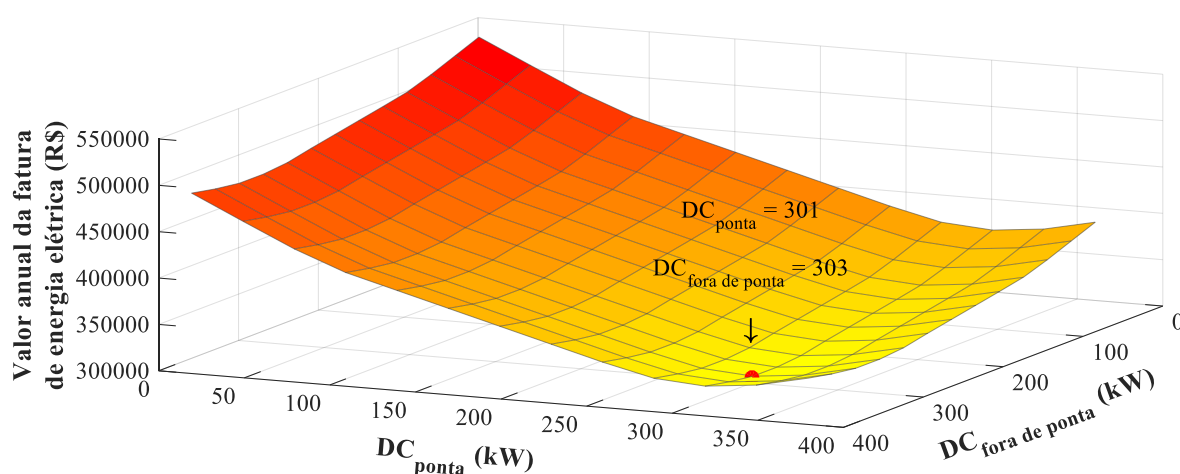
Fonte: Autoria própria.

6.4.3.2 Tarifação horária azul

A fatura anual de energia elétrica em 2014, considerando o Cenário 1, alcança o valor de R\$326.985,92. Minimizando-se a função objetivo, de acordo com o Cenário 2, obtêm-se os valores de 301 kW de demanda contratada para a ponta e 303 kW para a fora de ponta, como mostra a Figura 6.53, proporcionando fatura anual de energia elétrica de R\$ 308.040,72. O processo de otimização fornece para o ângulo azimutal e inclinação, os valores de $-28,99^\circ$ e $-17,23^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada na ponta e fora de ponta os valores de 301 kW e 272 kW, proporcionando fatura anual de energia elétrica no valor de R\$305.705,86, após 78 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.54. Os parâmetros otimizados levam a uma fatura anual de energia elétrica no valor de R\$305.705,86.

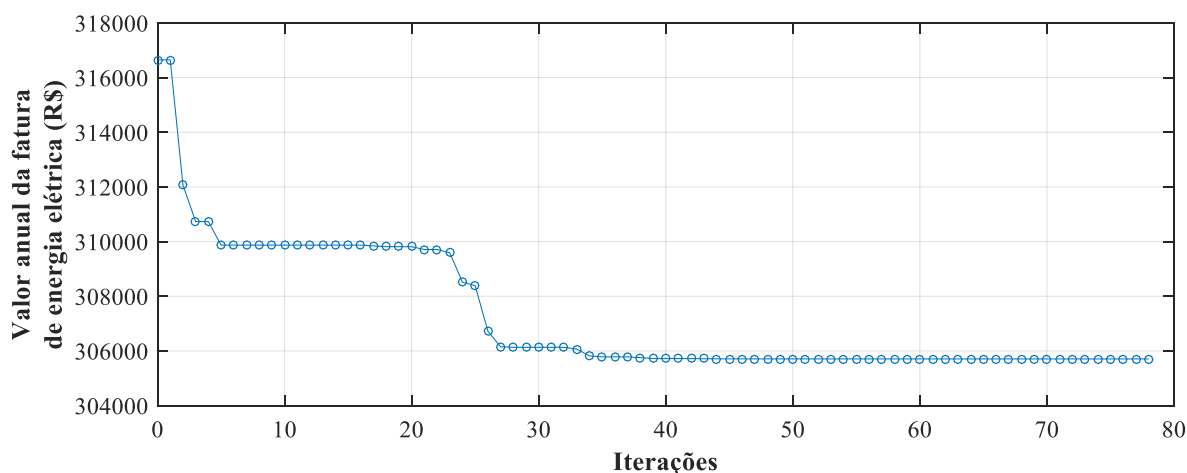
O comparativo entre todos os cenários analisados, para a tarifação horária azul, é apresentado na Tabela 6.12. O Cenário 2 proporciona redução de 5,79% na fatura anual de energia elétrica em relação ao Cenário 1. A otimização dos parâmetros propostos (orientação azimutal e inclinação dos módulos fotovoltaicos e a demanda contratada nos períodos ponta e fora de ponta), em consonância com o Cenário 3, possibilita redução na fatura anual de energia elétrica de 6,51% em relação ao Cenário 1 e de 0,72% em relação ao Cenário 2. Avaliando-se os Cenários 2 e 3, nota-se que o processo de otimização praticamente não consegue reduzir o valor da demanda contratada no período ponta, mas consegue reduzir consideravelmente para o período fora de ponta (redução de 31 kW), além de proporcionar o aumento na geração anual de energia fotovoltaica na ordem de 0,18%.

Figura 6.53 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, em função da demanda contratada na ponta e fora de ponta – 2014.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.54 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração - 2014.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.12 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária azul – 2014.

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
DC ponta (kW)	350	301	301
DC fora da ponta (kW)	350	303	272
β (°)	-17,00	-17,00	-17,23
γ (°)	0,00	0,00	-28,99
GEFV (MWh/ano)	482,83	482,83	483,72
Fatura anual (R\$)	R\$ 326.985,92	R\$ 308.040,72	R\$ 305.705,86
Diferença (%)	-	-5,79%	-6,51%

Fonte: Autoria própria.

6.4.3.3 Sumarização dos resultados

A Tabela 6.13 apresenta um resumo dos resultados para o ano de 2014 antes e após a otimização, em função das modalidades tarifárias. Analisando-se o Cenário 1, para ambas as modalidades tarifárias, a adoção da tarifação horária azul não é recomendada já que os custos anuais aumentam em 5,64% em relação à tarifação horária verde. O Cenário 2 indica os valores de demanda a serem contratados para minimizar a fatura anual de energia elétrica, e sob essa circunstância, a adoção de tarifação horária verde, é a mais indicada, já que sua adoção proporciona redução de 0,84% na fatura anual de energia elétrica, em relação à tarifação horária azul. Por último, os resultados com o Cenário 3 mostram que a adoção da modalidade tarifária verde é a mais indicada pois proporciona fatura anual 1,08% menor do que com a tarifação horária

azul.

Tabela 6.13 – Valores de fatura anual em 2014, antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.

Ano	Tarifação	Fatura anual (R\$)	EEC (MWh/ano)	GEFV (MWh/ano)	β (°)	γ (°)	DC (kW)
2014 (sem otimização)	Verde	R\$ 309.523,69	806,56	482,83	-17,00	0,00	350
	Azul	R\$ 326.985,92		482,83	-17,00	0,00	350 (DC_{fp}) 350 (DC_p)
2014 (com otimização)	Verde	R\$ 302.399,06	806,56	482,20	-17,99	-35,99	301
	Azul	R\$ 305.705,86		483,72	-17,23	-28,99	272 (DC_{fp}) 301 (DC_p)

Fonte: Autoria própria.

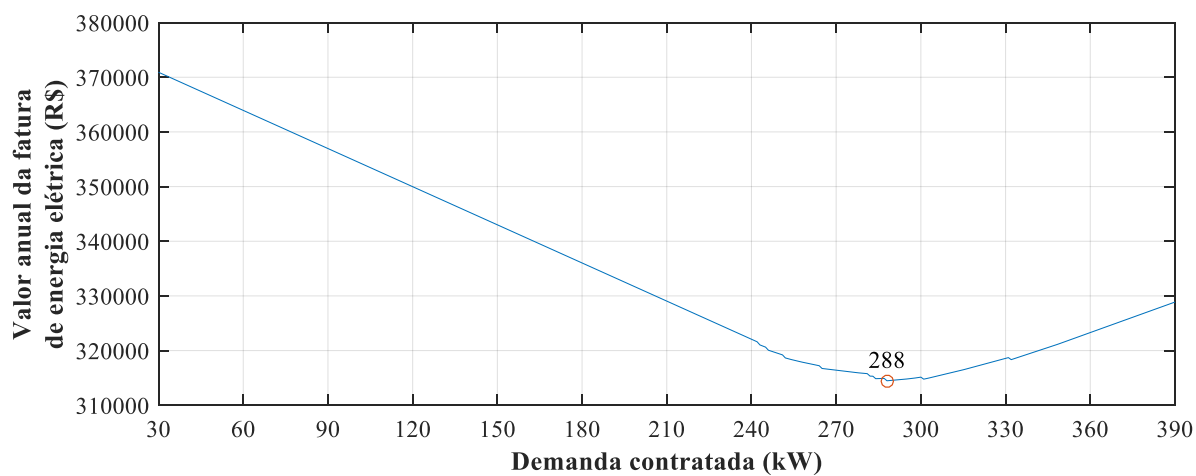
6.4.4 Otimização para o ano de 2015

6.4.4.1 Tarifação horária verde

A fatura anual de energia elétrica em 2015, em consonância com o Cenário 1, alcança o valor de R\$321.433,58. Minimizando-se a função objetivo, de acordo com o Cenário 2, encontra-se ao valor de 288 kW para a demanda a ser contratada, como mostra a Figura 6.55. Com esse montante para a demanda contratada a fatura anual reduz para R\$314.474,04. O processo de otimização fornece para o ângulo azimutal e inclinação, os valores de $-28,31^\circ$ e $-19,47^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada o valor de 288 kW, após 54 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.56. A otimização dos parâmetros resulta numa fatura anual de energia elétrica de R\$310.850,23.

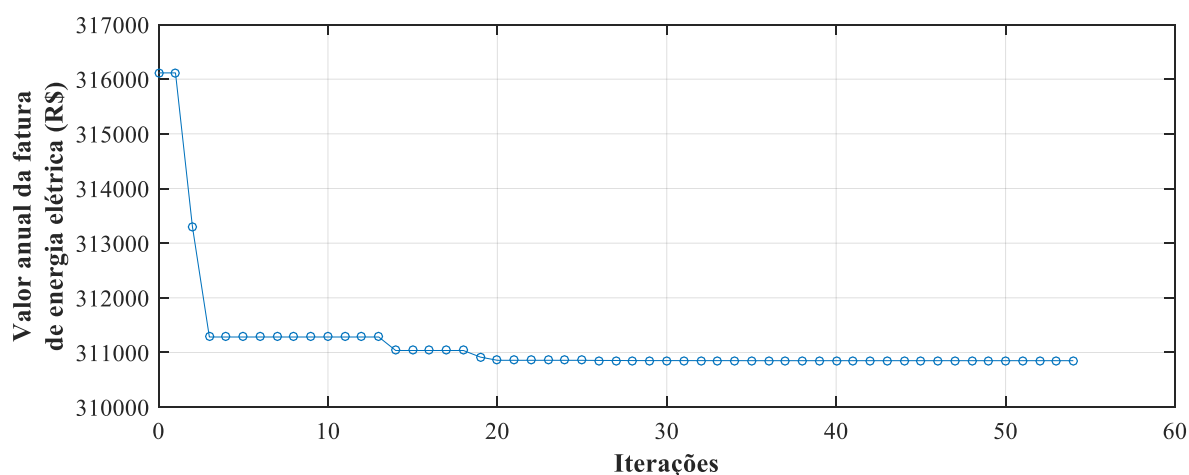
O comparativo entre os cenários analisados, para a tarifação horária verde, apresenta-se na Tabela 6.14. O Cenário 2 proporciona redução de 2,17% na fatura anual de energia elétrica em relação ao Cenário 1. Por sua vez, o Cenário 3 possibilita redução de 3,29% em relação ao Cenário 1 e de 1,12% em comparação com o Cenário 2. Observando-se os Cenários 2 e 3, percebe-se que o processo de otimização não reduz a demanda contratada, mas propicia o aumento da geração de energia fotovoltaica em 0,51%.

Figura 6.55 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, em função da demanda contratada – 2015.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.56 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração - 2015.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.14 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária verde – 2015

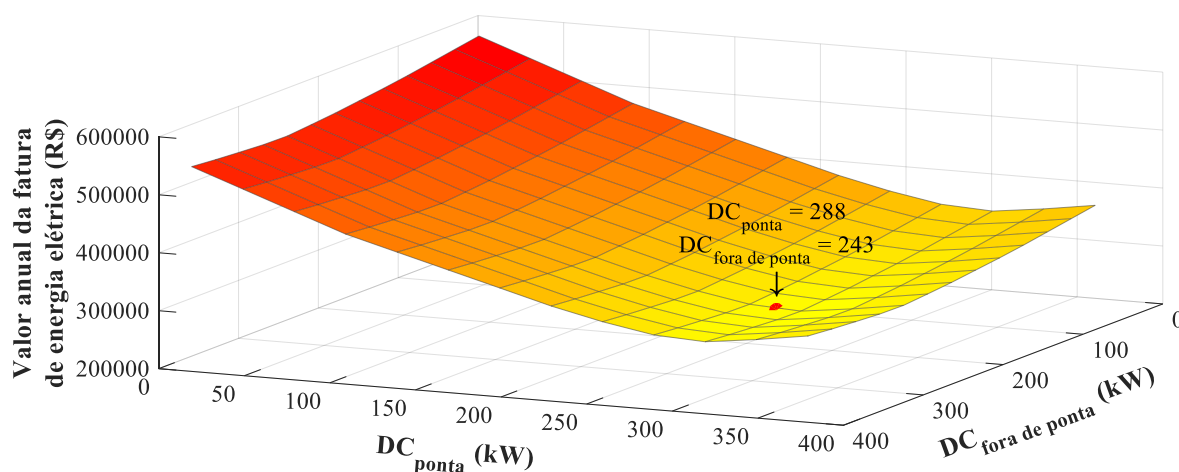
Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
DC (kW)	350	288	288
β (°)	-17,00	-17,00	-19,47
γ (°)	0,00	0,00	-28,31
GEFV (MWh/ano)	481,75	481,75	484,24
Fatura anual (R\$)	R\$ 321.433,58	R\$ 314.474,04	R\$ 310.850,23
Diferença (%)	-	-2,17%	-3,29%

Fonte: Autoria própria.

6.4.4.2 Tarifação horária azul

A fatura anual de energia elétrica em 2015, considerando o Cenário 1, alcança o valor de R\$316.951,32. Minimizando-se a função objetivo, de acordo com o Cenário 2, obtêm-se os valores de 288 kW de demanda contratada para a ponta e 243 kW para a fora de ponta, como mostra a Figura 6.57. Com esses valores de demanda obtém-se uma fatura anual de energia elétrica de R\$288.257,42. O processo de otimização fornece para o ângulo azimutal e de inclinação, os valores de $-18,31^\circ$ e $-17,43^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada na ponta e fora de ponta os valores de 288 kW e 245 kW, após 99 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.58. A otimização dos parâmetros possibilita fatura anual de energia elétrica de R\$287.372,30.

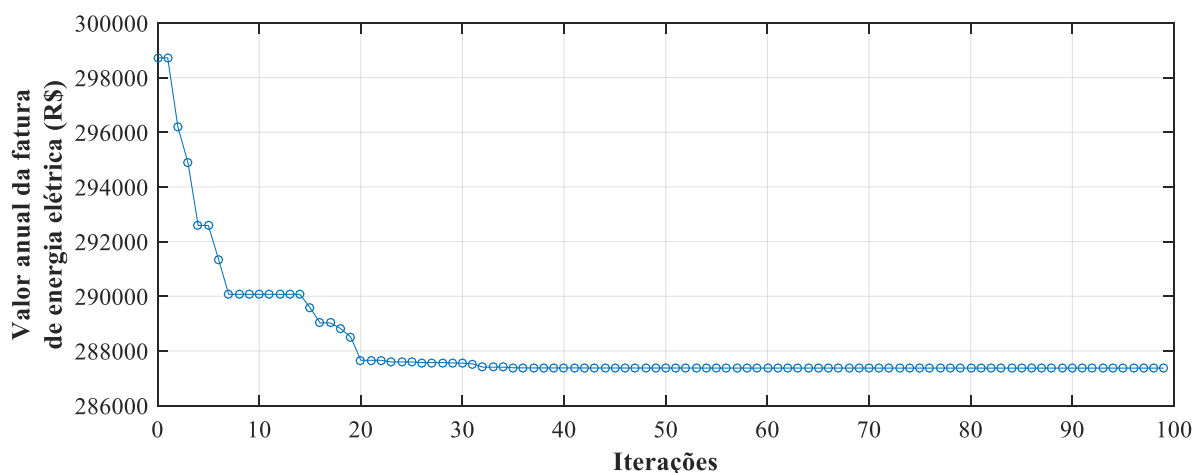
Figura 6.57 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, em função da demanda contratada na ponta e fora de ponta – 2015.



Fonte: Autoria própria.

O comparativo entre os cenários analisados pode ser visto na Tabela 6.15. O Cenário 2 proporciona redução de 9,05% na fatura anual de energia elétrica em relação ao Cenário 1. A otimização dos parâmetros propostos (orientação azimutal e inclinação dos módulos fotovoltaicos e a demanda contratada nos períodos ponta e fora de ponta), em consonância com o Cenário 3, possibilita redução na fatura anual de energia elétrica de 9,33% em relação ao Cenário 1 e de 0,28% em relação ao Cenário 2. Avaliando-se os Cenários 2 e 3, observa-se que o processo de otimização não consegue reduzir o valor da demanda contratada no período ponta e até aumenta um pouco no período fora de ponta (2 kW), mas propicia aumento na geração anual de energia fotovoltaica na ordem de 0,56%, refletindo na fatura anual de energia elétrica, reduzindo-a.

Figura 6.58 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração - 2015.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.15 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária azul – 2015

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
DC ponta (kW)	350	288	288
DC fora da ponta (kW)	350	243	245
β (°)	-17,00	-17,00	-17,43
γ (°)	0,00	0,00	-18,31
GEFV (MWh/ano)	481,75	481,75	484,86
Fatura anual (R\$)	R\$ 316.951,32	R\$ 288.257,42	R\$ 287.372,30
Diferença (%)	-	-9,05%	-9,33%

Fonte: Autoria própria.

6.4.4.3 Sumarização dos resultados

A Tabela 6.16 apresenta um resumo dos resultados para o ano de 2015 antes e após a otimização, em função das modalidades tarifárias. Analisando-se o Cenário 1, para ambas as modalidades tarifárias, a adoção da tarifação horária azul é indicada já que os custos anuais reduzem em 1,39% em relação à tarifação horária verde. O Cenário 2 indica os valores de demanda a serem contratados para minimizar a fatura anual de energia elétrica, e sob essa circunstância, a adoção da tarifação horária azul ainda é recomendada, já que sua adoção proporciona redução de 8,33% na fatura anual de energia elétrica. Por último, os resultados com o Cenário 3 mostram que a adoção da modalidade tarifária azul é a mais indicada pois proporciona fatura anual 7,55% menor do que com a tarifação horária verde.

Tabela 6.16 – Valores de fatura anual em 2015, antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.

Ano	Tarifação	Fatura anual (R\$)	EEC (MWh/ano)	GEFV (MWh/ano)	β (°)	γ (°)	DC (kW)
2015 (sem otimização)	Verde	R\$ 321.433,58	691,40	481,75	-17,00	0,00	350
	Azul	R\$ 316.951,32		481,75	-17,00	0,00	350 (DC_{fp}) 350 (DC_p)
	Verde	R\$ 310.850,23	691,40	484,24	-19,47	-28,31	288
Azul	R\$ 287.372,30	484,86		-17,43	-18,31	245 (DC_{fp}) 288 (DC_p)	

Fonte: Autoria própria.

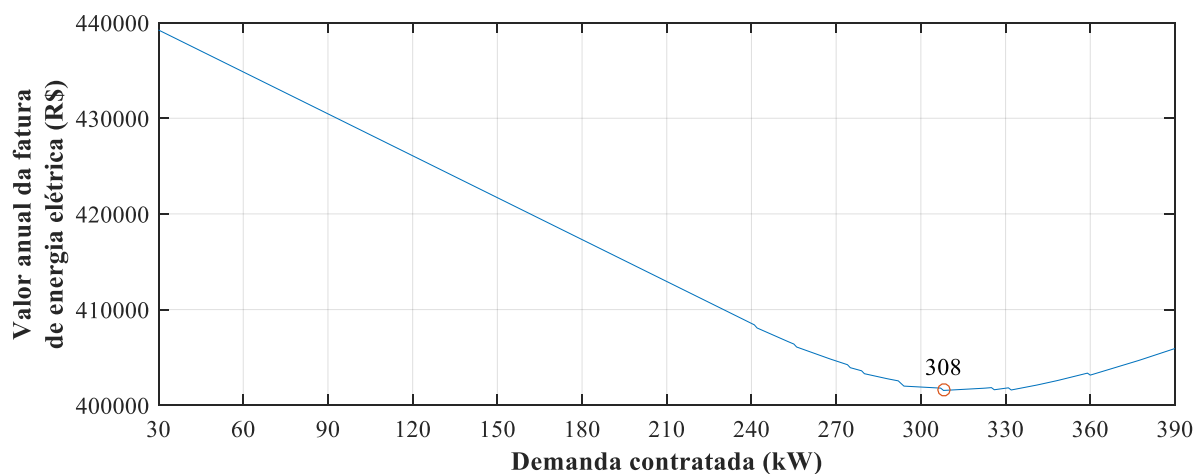
6.4.5 Otimização para o ano de 2016

6.4.5.1 Tarifação horária verde

A fatura anual de energia elétrica em 2016, em consonância com o Cenário 1, alcança o valor de R\$405.397,64. Minimizando-se a função objetivo, de acordo com o Cenário 2, encontra-se ao valor de 288 kW para a demanda a ser contratada, como mostra a Figura 6.59. Com esse montante a fatura anual reduz para R\$406.769,72. O processo de otimização fornece para o ângulo azimutal e inclinação, os valores de $-29,00^\circ$ e $-21,33^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada o valor de 308 kW, após 67 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.60. A otimização dos parâmetros proporciona fatura anual de energia elétrica de R\$399.277,65.

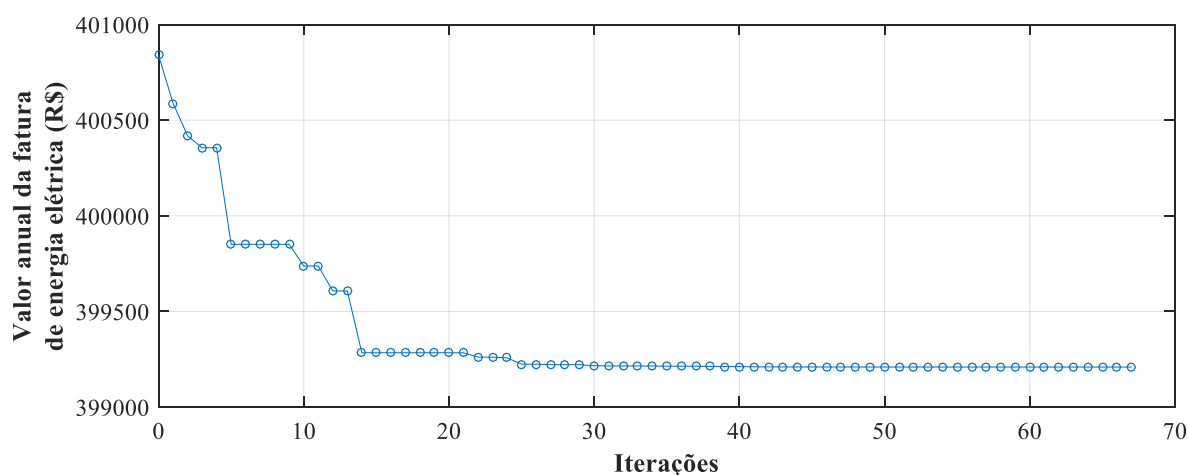
O comparativo entre os cenários analisados, para a tarifação horária verde, apresenta-se na Tabela 6.17. O Cenário 2 proporciona redução de 0,57% na fatura anual de energia elétrica em relação ao Cenário 1. Por sua vez, o Cenário 3 possibilita redução de 1,51% em relação ao Cenário 1 e de 0,94% em comparação com o Cenário 2. Analisando-se os Cenários 2 e 3, tem-se que o processo de otimização não consegue reduzir o valor da demanda contratada, mas propicia o aumento na geração de energia fotovoltaica em 0,36%, ecoando na fatura anual de energia elétrica, reduzindo-a.

Figura 6.59 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, em função da demanda contratada – 2016.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.60 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração - 2016.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.17 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária verde – 2016

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
DC (kW)	350	308	308
β (°)	-17,00	-17,00	-21,33
γ (°)	0,00	0,00	-29,00
GEFV (MWh/ano)	485,23	485,23	486,99
Fatura anual (R\$)	R\$ 405.397,64	R\$ 403.093,16	R\$ 399.277,65
Diferença (%)	-	-0,57%	-1,51%

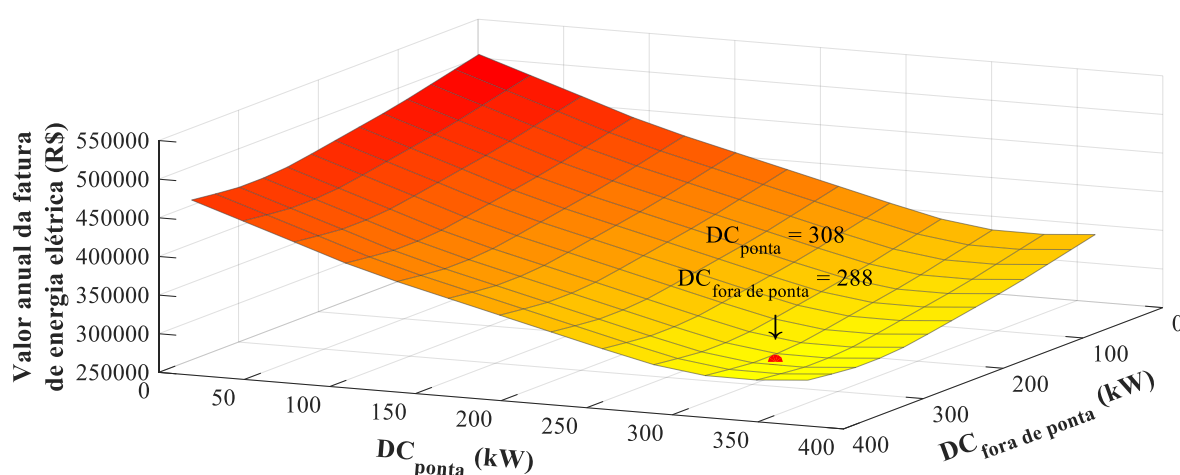
Fonte: Autoria própria.

6.4.5.2 Tarifação horária azul

A fatura anual de energia elétrica em 2016, considerando o Cenário 1, alcança o valor de R\$287.882,52. A minimização da função objetivo, considerando o Cenário 2, leva aos valores de 308 kW de demanda contratada para a ponta e 288 kW para a fora de ponta, como mostra a Figura 6.61, proporcionando fatura anual de energia elétrica de R\$ 277.004,35. O processo de otimização fornece para o ângulo azimutal e inclinação, os valores de $-13,69^\circ$ e $-21,49^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada na ponta e fora de ponta os valores de 308 kW e 288 kW, após 76 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.62. A otimização dos parâmetros possibilita fatura anual de energia elétrica de R\$275.321,95.

O comparativo entre os cenários analisados pode ser visto na Tabela 6.18. O Cenário 2 proporciona redução de 3,78% na fatura anual de energia elétrica em relação ao Cenário 1. A otimização dos parâmetros propostos (orientação azimutal e inclinação dos módulos fotovoltaicos e a demanda contratada nos períodos ponta e fora de ponta), em consonância com o Cenário 3, possibilita redução na fatura anual de energia elétrica de 4,15% em relação ao Cenário 1 e de 0,37% em relação ao Cenário 2. Comparando-se os Cenários 2 e 3, nota-se que o processo de otimização não consegue reduzir o valor da demanda contratada, em ambos os períodos, mas propicia leve aumento na geração anual de energia fotovoltaica na ordem de 0,60%.

Figura 6.61 – Minimização da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, em função da demanda contratada na ponta e fora de ponta – 2016.



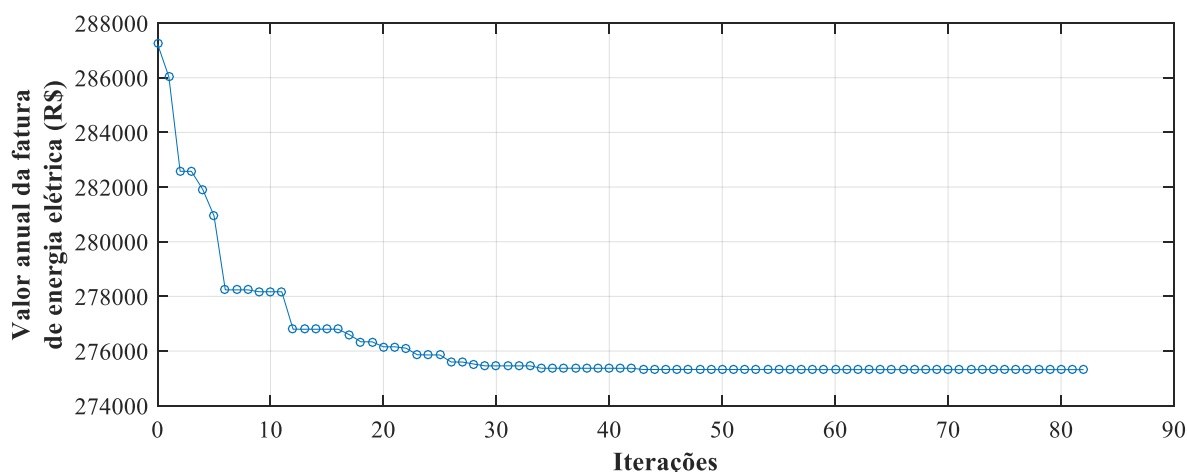
Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.18 – Valores de fatura anual em função dos cenários definidos, na tarifação horária azul – 2016

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
DC ponta (kW)	350	308	308
DC fora da ponta (kW)	350	288	288
β (°)	-17,00	-17,00	-21,18
γ (°)	0,00	0,00	-19,17
GEFV (MWh/ano)	485,23	485,23	488,14
Fatura anual (R\$)	R\$ 287.235,04	R\$ 276.389,69	R\$ 275.321,95
Diferença (%)	-	-3,78%	-4,15%

Fonte: Autoria própria.

Figura 6.62 – Evolução da fatura anual de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração - 2016.



Fonte: Autoria própria.

6.4.5.3 Sumarização dos resultados

A Tabela 6.20 apresenta um resumo dos resultados para o ano de 2016 antes e após a otimização, em função das modalidades tarifárias. Analisando-se o Cenário 1, para ambas as modalidades tarifárias, a adoção da tarifação horária azul é a mais indicada já que os custos anuais reduzem em 29,62% em relação à tarifação horária verde. O Cenário 2 indica os valores de demanda a serem contratados para minimizar a fatura anual de energia elétrica, e sob essa circunstância, a adoção da tarifação horária azul ainda é a mais recomendada, já que sua adoção proporciona fatura anual de energia elétrica 31,43% menor do que com a adoção da modalidade tarifária horária verde. Por último, os resultados com o Cenário 3 mostram que a aplicação de tarifação horária azul uma fatura anual de energia elétrica 31,05% menor do que com a adoção

da tarifação horária verde.

Tabela 6.19 – Valores de fatura anual em 2016, antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.

Ano	Tarifação	Fatura anual (R\$)	EEC (MWh/ano)	GEFV (MWh/ano)	β (°)	γ (°)	DC (kW)
2016 (sem otimização)	Verde	R\$ 405.461,09	847,96	485,23	-17,00	0,00	350
	Azul	R\$ 287.235,04		485,23	-17,00	0,00	350 (DC_{fp}) 350 (DC_p)
2016 (com otimização)	Verde	R\$ 399.277,65	847,96	486,99	-21,33	-29,00	308
	Azul	R\$ 275.321,95		488,14	-21,18	-19,17	288 (DC_{fp}) 308 (DC_p)

Fonte: Autoria própria.

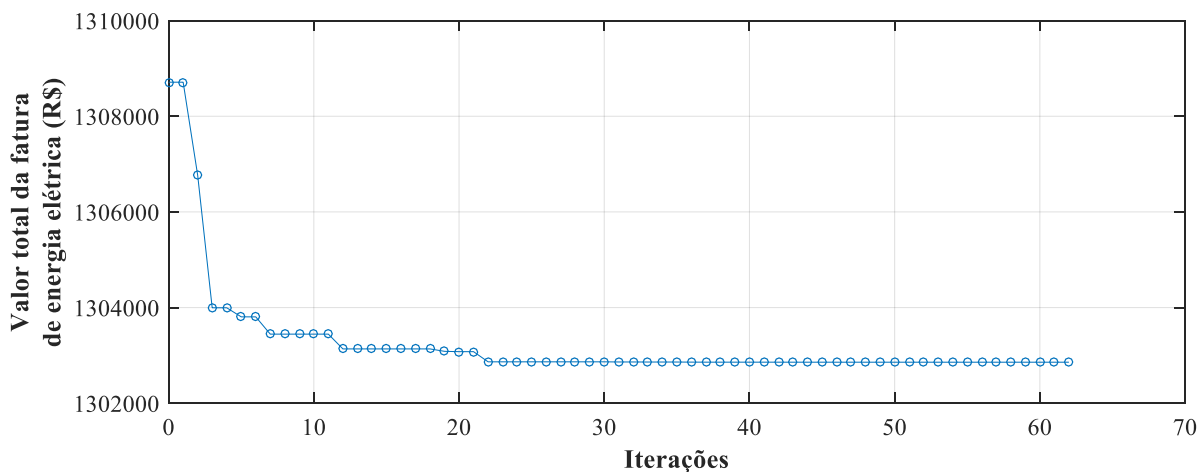
6.4.6 Otimização para todos os anos (2013 - 2016)

6.4.6.1 Tarifação horária verde

A fatura total de energia elétrica para todo o período analisado (2013-2016), em consonância com o Cenário 1, alcança o valor de R\$1.332.653,79. O Cenário 2 não é analisado tendo em vista que na análise ano a ano o Cenário 3 sempre é mais rentável. O processo de otimização fornece para o ângulo azimutal e inclinação, os valores de $-31,98^\circ$ e $-18,47^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada o valor de 302 kW, após 62 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.63. Com estes parâmetros a fatura total atinge o valor de R\$1.302.147,13, ou seja, uma redução na fatura total de energia elétrica na ordem de 2,29%, em comparação com o Cenário 1.

O processo de otimização reduz consideravelmente o valor da demanda contratada (48 kW), em relação ao Cenário 1 e, além disso, propicia leve incremento na geração de energia fotovoltaica no período analisado (2013-2016) em cerca de 2,29%, refletindo na fatura total de energia elétrica, reduzindo-a. O comparativo entre os cenários 1 e 3 pode ser visto na Tabela 6.20.

Figura 6.63 – Evolução da fatura total de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração do processo de otimização (2013-2016).



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.20 – Valores de fatura total em função dos cenários definidos, na tarifação horária verde (todos os anos).

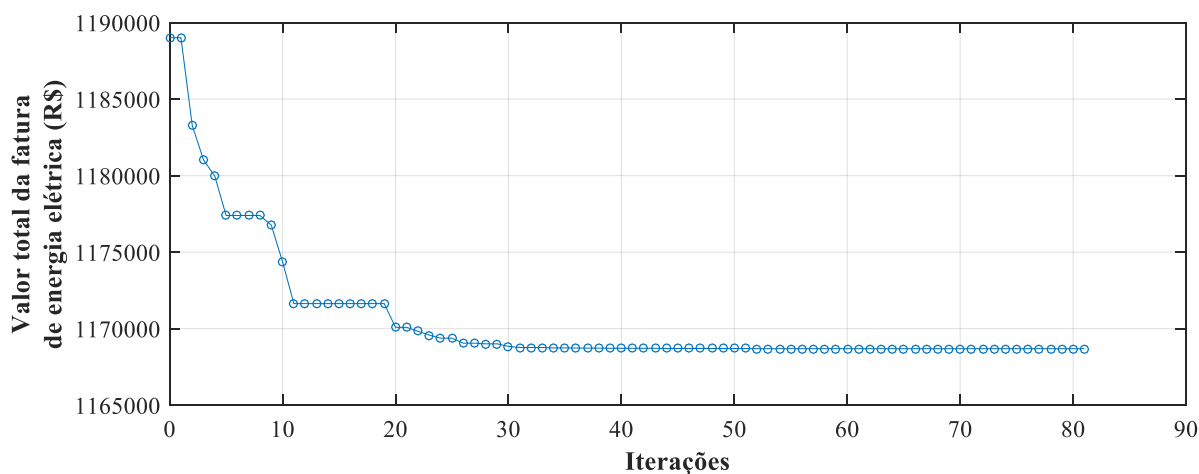
Parâmetros	Cenário 1	Cenário 3
DC (kW)	350	302
β (°)	-17,00	-18,47
γ (°)	0,00	-31,98
GEFV (MWh/ano)	1.917,97	1.924,58
Fatura total (R\$)	R\$ 1.332.653,79	R\$ 1.302.147,13
Diferença (%)	-	-2,29%

Fonte: Autoria própria.

6.4.6.2 Tarifação horária azul

A fatura total de energia elétrica para todo o período analisado (2013-2016), em consonância com o Cenário 1, alcança o valor de R\$1.251.459,09. Novamente o Cenário 2 não é analisado tendo em vista que na análise ano a ano o Cenário 3 sempre é mais rentável. O processo de otimização fornece para o ângulo azimutal e inclinação, os valores de $-25,90^\circ$ e $-16,86^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada na ponta e fora de ponta os valores de 302 kW e 274 kW, após 81 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Figura 6.64. Com estes parâmetros a fatura total atinge o valor de R\$1.167.388,36, ou seja, uma redução na fatura total de energia elétrica na ordem de 6,72%, em comparação com o Cenário 1. O comparativo entre os cenários 1 e 3 pode ser visto na Tabela 6.21.

Figura 6.64 – Evolução da fatura total de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração do processo de otimização (2013-2016).



Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.21 – Valores de fatura total em função dos cenários definidos, na tarifação horária azul (todos os anos).

Parâmetros	Cenário 1	Cenário 3
DC ponta (kW)	350	302
DC fora da ponta (kW)	350	274
β (°)	-17,00	-16,86
γ (°)	0,00	-25,90
GEFV (MWh/ano)	1.917,97	1.927,75
Fatura total (R\$)	R\$ 1.251.459,09	R\$ 1.167.388,36
Diferença (%)	-	-6,72%

Fonte: Autoria própria.

6.4.6.3 Sumarização dos resultados

A Tabela 6.22 apresenta um resumo dos resultados para o período de quatro anos analisado (2013-2016) antes e após a otimização, em função das modalidades tarifárias e suas médias anuais. A Tabela 6.23 apresenta outro resumo, mas agora, relativo aos resultados da análise ano a ano e suas médias, após a otimização, em função das modalidades tarifárias, com o intuito de se comparar com os resultados obtidos para a fatura total com todos os anos juntos. Comparando-se os valores médios de ambas as tabelas, percebe-se que para as duas modalidades tarifárias os valores são similares, ou seja, em otimizações futuras com maior período de dados, pode-se trabalhar apenas com o período total, sem a necessidade de se analisar ano a ano.

Tabela 6.22 – Valores de fatura total no período analisado (2013-2016), antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.

Ano	Tarifação	Fatura total (R\$)	EEC (MWh)	GEFV (MWh)	β (°)	γ (°)	DC (kW)
Sem otimização (todos os anos)	Verde	R\$ 1.332.653,78	3.251,80	1.917,97	-17,00	0,00	350
	Azul	R\$ 1.251.459,09			-17,00	0,00	350 (DC_{fp}) 350 (DC_p)
Otimização (todos os anos)	Verde	R\$ 1.302.147,13	3.251,80	1.924,58	-18,47	-31,98	302
	Azul	R\$ 1.167.388,36		1.927,75	-16,86	-25,90	275 (DC_{fp}) 302 (DC_p)
Otimização (média anual)	Verde	R\$ 325.536,78	812,95	481,15	-	-	-
	Azul	R\$ 292.521,87		481,94	-	-	-

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.23 – Valores de fatura anual em cada ano, após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.

Ano	Tarifação	Fatura anual (R\$)	EEC (MWh/ano)	GEFV (MWh/ano)	β (°)	γ (°)	DC (kW)
2013	Verde	R\$ 302.785,59	905,87	470,12	-16,87	-37,65	306
	Azul	R\$ 303.307,92		470,33	-16,96	-27,57	272 (DC_{fp}) 306 (DC_p)
2014	Verde	R\$ 302.399,06	806,56	482,20	-17,99	-35,99	301
	Azul	R\$ 305.705,86		483,72	-17,23	-28,99	272 (DC_{fp}) 301 (DC_p)
2015	Verde	R\$ 310.850,23	691,40	484,24	-19,47	-28,31	288
	Azul	R\$ 287.372,30		484,86	-17,43	-18,31	245 (DC_{fp}) 288 (DC_p)
2016	Verde	R\$ 399.290,78	847,96	486,99	-21,33	-29,00	308
	Azul	R\$ 275.321,95		488,14	-21,18	-19,17	288 (DC_{fp}) 308 (DC_p)
Média	Verde	R\$ 328.831,42	812,95	480,89	-18,92	-32,74	300,75
	Azul	R\$ 292.927,01		481,76	-18,20	-23,51	269,25 (DC_{fp}) 300,75 (DC_p)

Fonte: Autoria própria.

Examinando-se apenas os resultados apresentados na Tabela 6.22, começando pelo Cenário 1, tem-se que a adoção da tarifação horária azul é a mais indicada já que os custos anuais reduzem em 6,09% em relação à tarifação horária verde. Com a otimização dos parâmetros os resultados mostram que a adoção da tarifação horária azul possibilita uma fatura total de energia elétrica 10,35% menor do que com a adoção da tarifação horária verde. Quando comparado com a tarifação horária verde, sem a otimização dos parâmetros, essa redução chega a expressivos 12,40%.

6.4.7 Discussão dos resultados da otimização

Com o intuito de compreender melhor os resultados obtidos com a otimização são elaboradas figuras, em função das modalidades tarifárias analisadas, com os seguintes conteúdos: custos mensais de cada uma das componentes que formam a fatura anual ou total; parcelas percentuais que cada componente representa na fatura anual ou total e a produção de energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano ou por determinado período. Primeiro são analisados os resultados com a tarifação horária verde em seguida os da tarifação horária azul.

6.4.7.1 Tarifação horária verde

Os custos mensais de cada uma das componentes da fatura de energia elétrica, para cada ano e para todo o período analisado, com a adoção da modalidade tarifária horária verde podem ser vistos na Figura 6.65, Figura 6.68, Figura 6.71, Figura 6.74 e Figura 6.77. As parcelas correspondentes de cada uma dessas componentes podem ser vistas na Figura 6.66, Figura 6.69, Figura 6.72, Figura 6.75 e Figura 6.78. A produção de energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano ou determinado período pode ser vista na Figura 6.67, Figura 6.70, Figura 6.73, Figura 6.76 e Figura 6.79.

Primeiro é analisado o motivo da pequena redução apresentada do Cenário 2 para o Cenário 3, pois esperava-se que a otimização pudesse aumentar o grau de coincidência entre a curva de carga e a de geração fotovoltaica, fazendo com que os picos de carga fossem significativamente reduzidos e, por conseguinte, reduzisse a demanda contratada. A pequena redução obtida com o processo de otimização, se dá pelo fato de que, na tarifação horária verde, as tarifas de consumo de energia elétrica no horário de ponta são mais do que 5 vezes maiores do que no horário fora de ponta. O SFCR reduz consideravelmente os montantes de energia elétrica advindos da concessionária no horário fora da ponta, mas não tem grande influência no horário

de ponta (noturno) onde são praticadas as tarifas mais caras. Conseqüentemente, mesmo otimizando os parâmetros de orientação dos módulos fotovoltaicos e a demanda contratada, a energia gerada não é suficiente para afetar de forma significativa seu montante na fatura anual.

Outro fator a se considerar é que mesmo que o processo de otimização tente coincidir os picos de geração com os picos de demanda de carga, reduzindo-os consideravelmente, passe a prevalecer no faturamento de energia elétrica os picos de demanda que ocorrem no período noturno em que o SFCR tem pouca ou nenhuma influência. Esse fato fica ainda mais evidente ao se analisar as parcelas que formam cada uma das componentes da fatura anual ou total de energia elétrica. Nos anos de 2013, 2014, 2015 e 2016 o consumo de energia elétrica na ponta representa, respectivamente, 61,59%, 57,73%, 53,37% e 60,28%, ou seja, mais da metade da fatura de energia elétrica é composta pelo consumo que ocorre no período ponta.

Observa-se ainda, principalmente pela Figura 6.68 e Figura 6.71, que nos meses de menor demanda de carga (como de maio a julho), o sistema de geração fotovoltaica acumula créditos que são deduzidos no mês seguinte no mesmo posto tarifário em que foram gerados. Caso ainda sobrem créditos pode-se utilizá-los no posto tarifário seguinte, observando-se a proporção entre as tarifas praticadas em cada posto tarifário, fazendo com que em determinados meses, os custos, referentes às parcelas de consumo fora da ponta e na ponta, venham quitados. Isso mostra que é preciso realizar uma análise financeira para verificar a viabilidade de se aumentar a potência nominal do SFCR com o intuito de acumular mais créditos para serem deduzidos no período ponta.

Examinando todos os anos conjuntamente (2013-2016), os custos com o consumo de energia elétrica na ponta representam 58,57% da fatura total, como mostra a Figura 6.78. A análise de todos os anos juntos permite identificar, por exemplo, que os créditos acumulados ao final do ano de 2015, são aproveitados no primeiro mês do ano seguinte e, de modo geral, o consumo de energia elétrica na ponta impera sobre os demais custos da fatura de energia elétrica.

A outra análise a ser realizada é a dos ângulos de orientação azimutal e de inclinação dos módulos fotovoltaicos. Na modalidade tarifária horária verde, o ângulo azimutal de superfície varia entre -28° a -38° e o ângulo de inclinação varia na faixa de -16° à -22° .

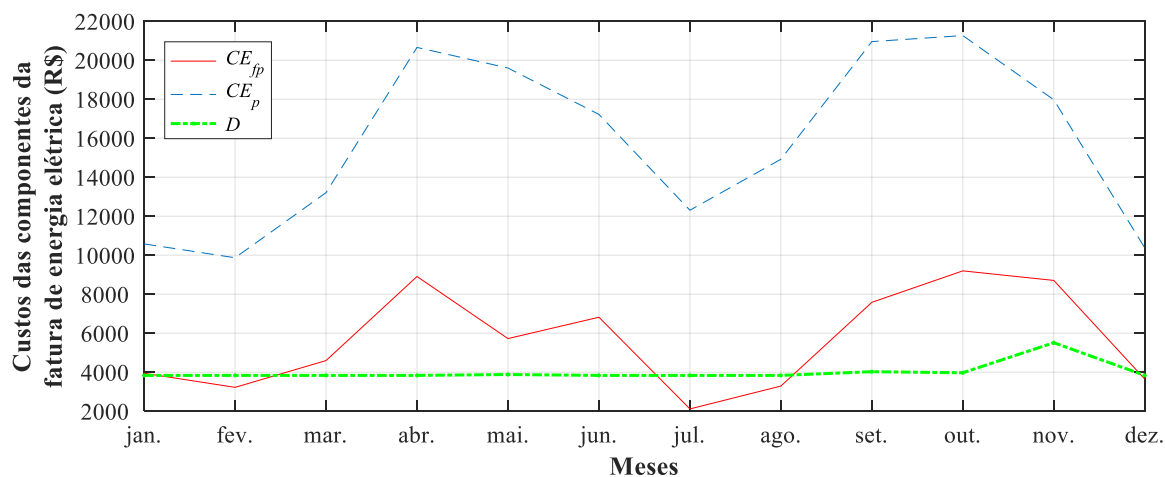
O ângulo azimutal de superfície, quando diferente de 0° , se positivo, desloca o pico de geração para a manhã, e se negativo, para a tarde. Cada 15° , representa, aproximadamente, 1 h. A orientação para o oeste, período vespertino, se dá pelo fato de que esse deslocamento na curva de geração fotovoltaica proporciona a produção de maiores quantidades de energia no horário

de ponta, onde a tarifa de energia elétrica é, em média, cerca de cinco vezes mais cara do que no período fora de ponta, como mostra a Figura 6.67, Figura 6.70, Figura 6.73, Figura 6.76 e Figura 6.79. Esse deslocamento incrementa a produção de energia no período ponta (18:00 às 21:00 h), nos anos de 2013, 2014, 2015, 2016 e para todos os anos juntos, respectivamente, em 27,84%, 30,84%, 23,65%, 22,68% e 27,34%.

Já o ângulo de inclinação, quando menor do que o da latitude, favorece a geração de energia nos meses de verão e, quando maiores do que o da latitude, favorecem nos meses de inverno. Isso mostra que as condições climáticas têm forte influência no ângulo de inclinação, já que verões chuvosos, por exemplo, fazem o algoritmo de otimização favorecer a geração de energia no inverno, aumentando o ângulo de inclinação. Em 2016, por exemplo, as curvas de irradiação solar anual (Figura 6.24) e a de temperatura anual (Figura 6.28) mostram que nos meses de janeiro, novembro e dezembro houve bastante nebulosidade, conseqüentemente, o processo de otimização favorece os meses de inverno, aumentando a inclinação dos módulos fotovoltaicos, que para esse ano é de $-21,33^\circ$.

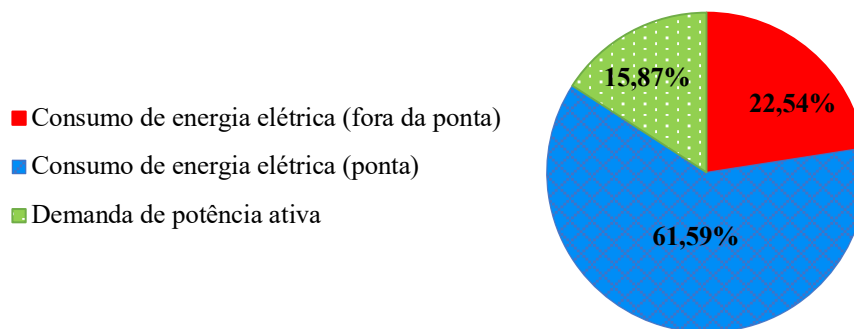
Em resumo, o SFCR reduz consideravelmente os picos de carga, desde que eles ocorram no período diurno, reduzindo então a demanda a ser contratada. As tarifas de energia influenciam fortemente a orientação dos módulos fotovoltaicos, e no caso da modalidade tarifária horária verde, onde as tarifas de consumo de energia elétrica na ponta são cinco vezes mais caras do que no período fora de ponta, isso representa mais da metade da fatura de energia elétrica, por conseguinte, ao orientar os módulos fotovoltaicos para o oeste atende-se uma determinada parcela do consumo realizado no período ponta, reduzindo a fatura total de energia elétrica.

Figura 6.65 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês – 2013.



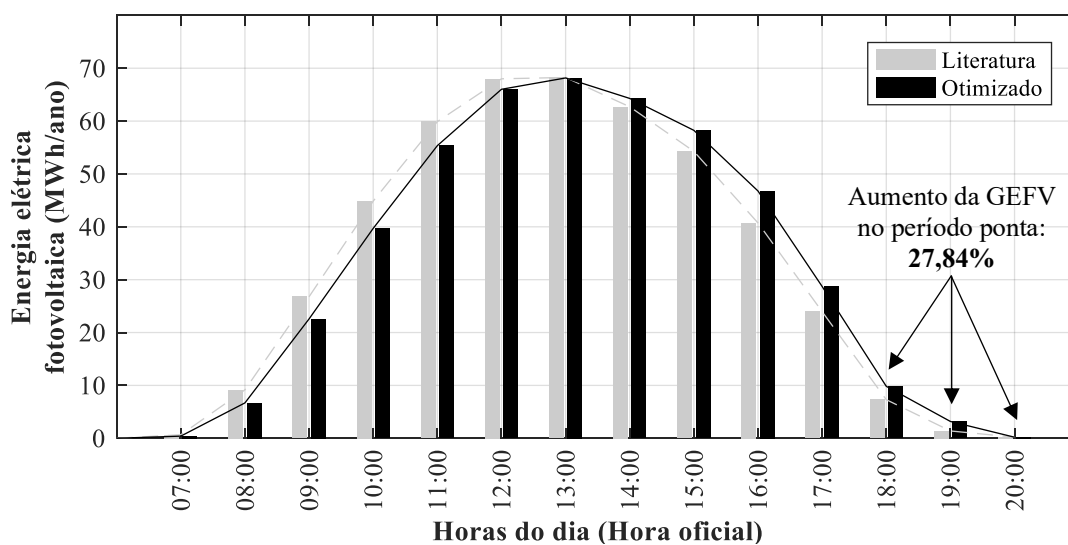
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.66 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2013.



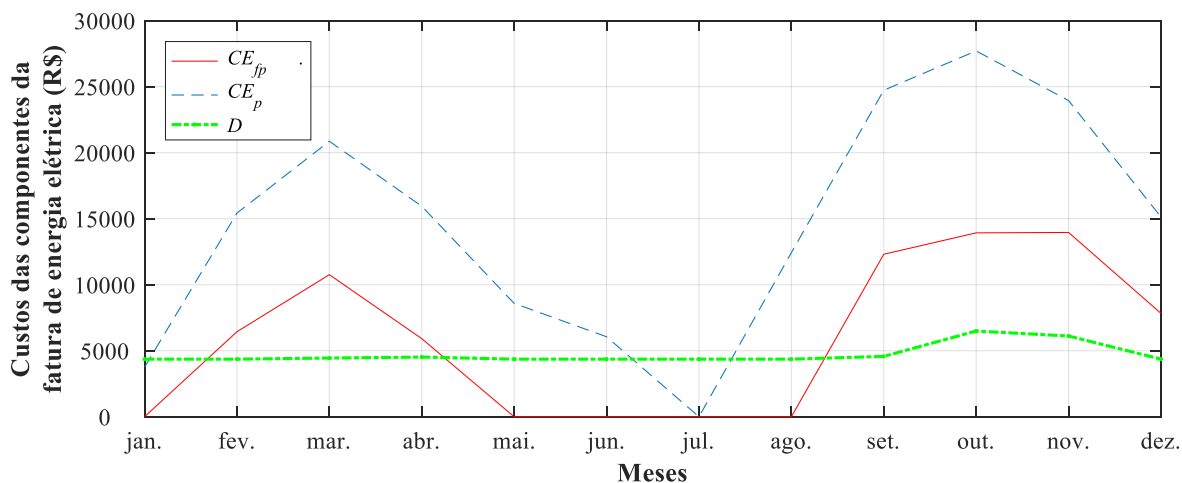
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.67 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2013.



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.68 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês – 2014.



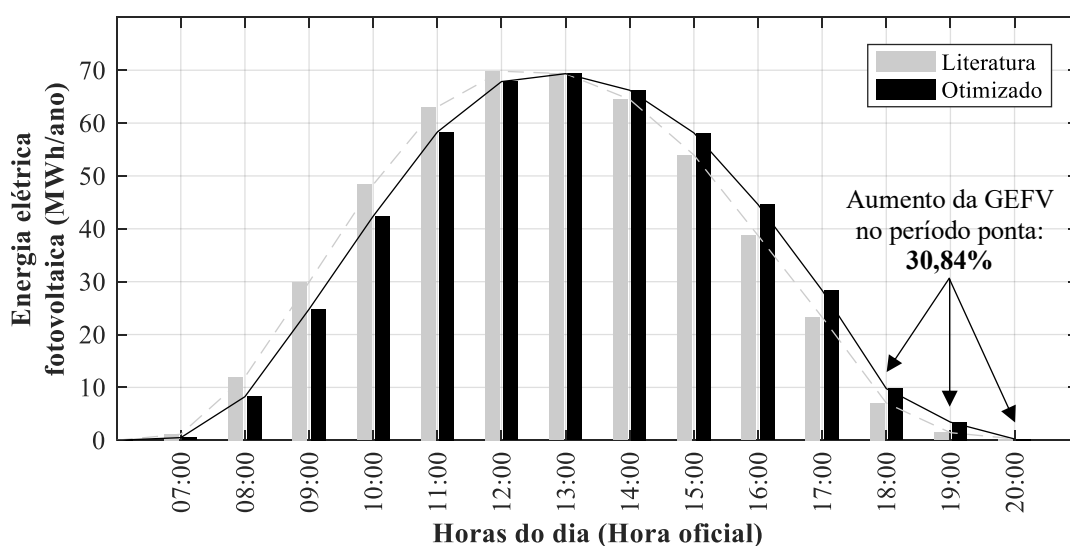
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.69 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2014.



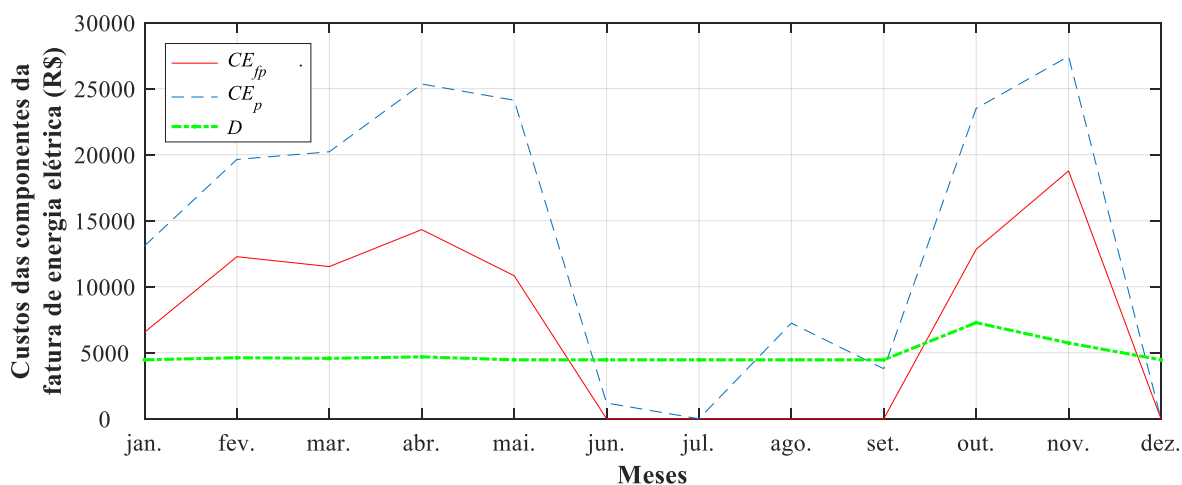
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.70 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2014.



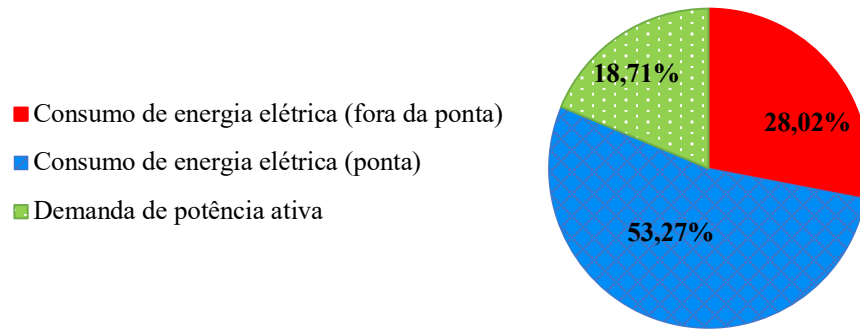
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.71 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês – 2015.



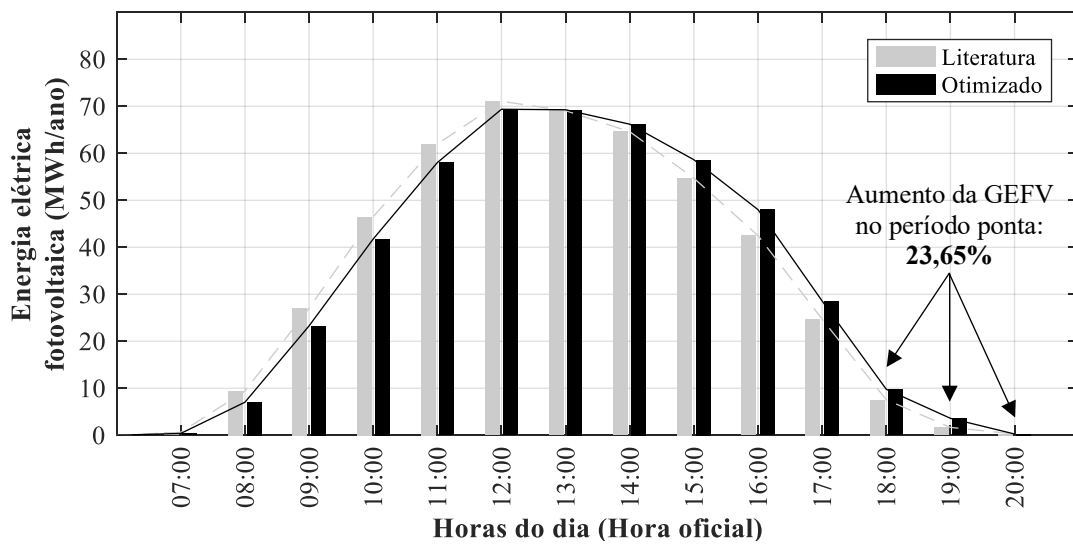
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.72 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2015.



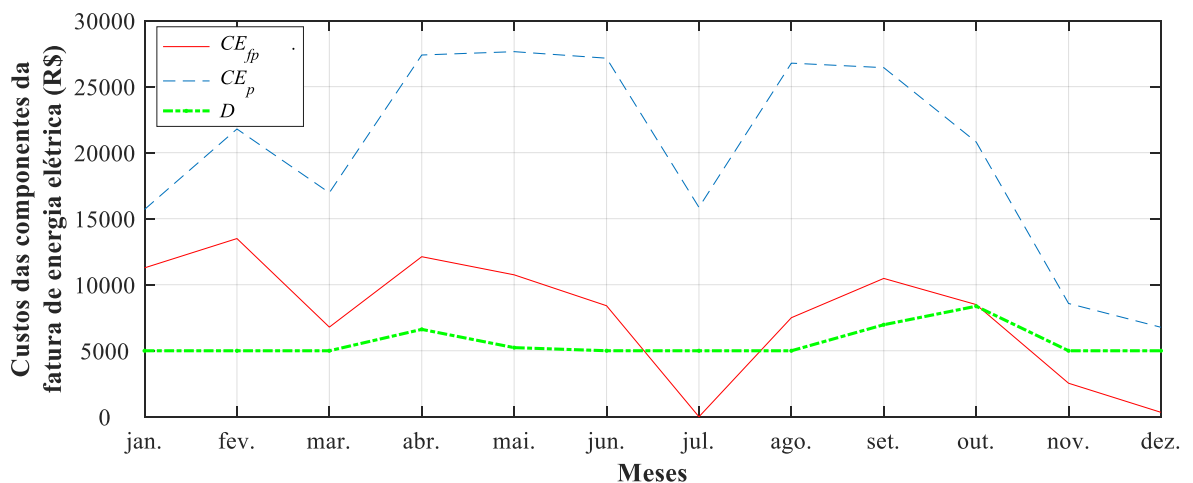
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.73 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2015.



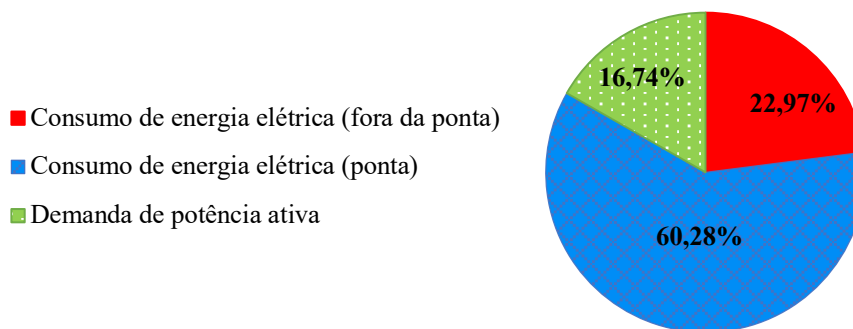
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.74 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês – 2016.



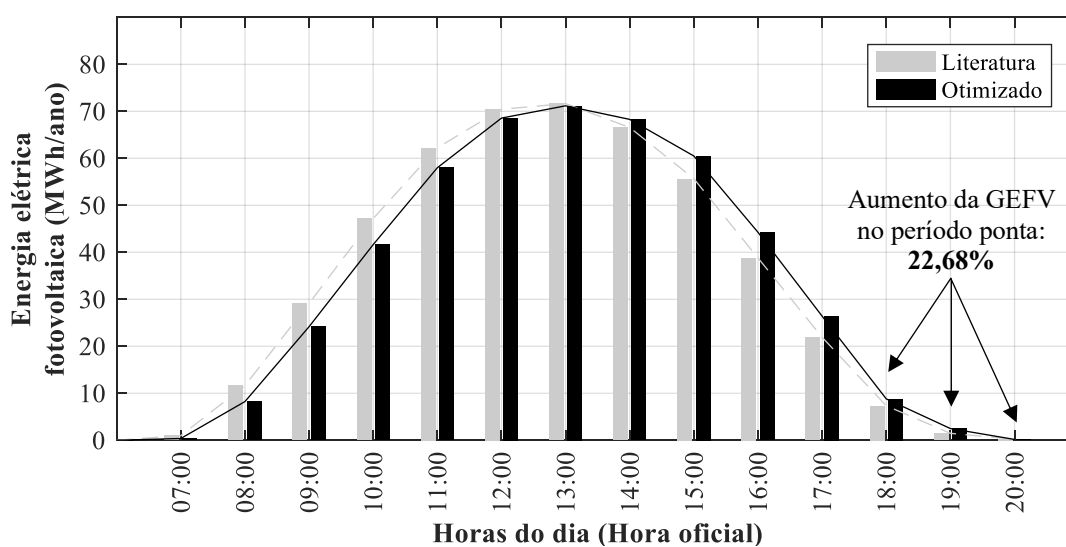
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.75 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2016.



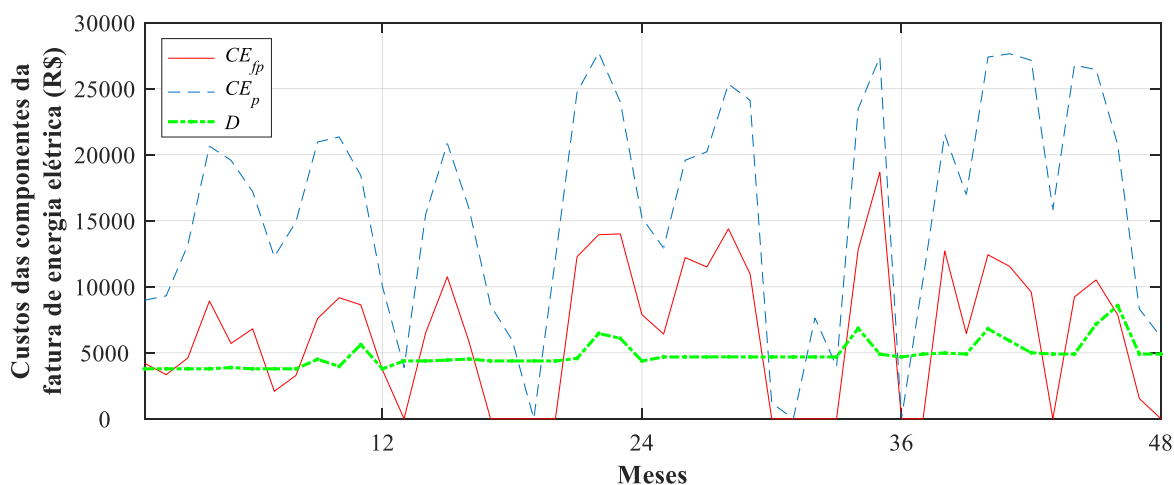
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.76 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2016.



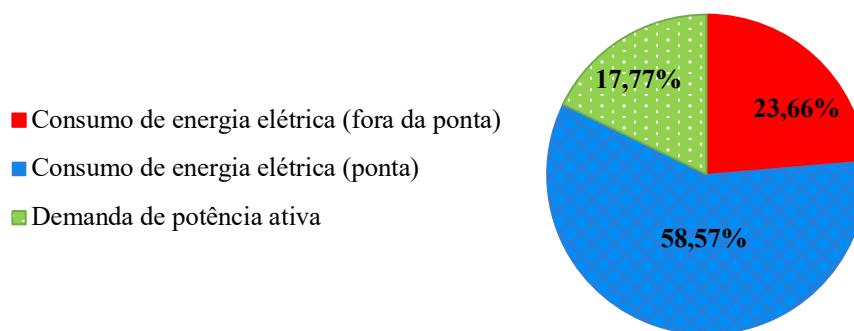
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.77 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica, ponta e fora da ponta, e potência demandada, na tarifação horária verde, em cada mês ao longo do período analisado (2013 – 2016).



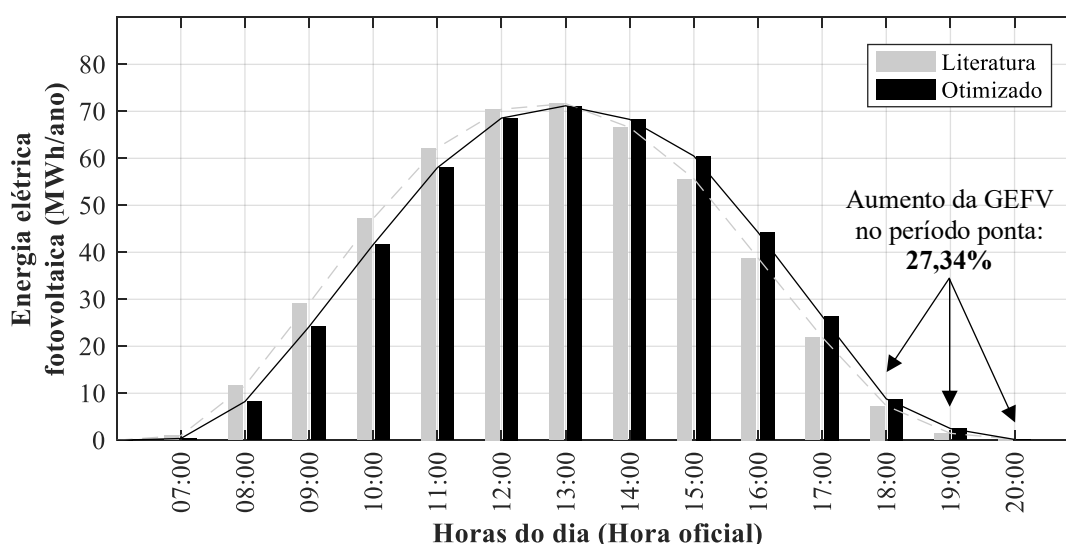
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.78 – Parcelas da fatura total de energia elétrica (2013-2016).



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.79 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o período analisado (2013-2016).



Fonte: Autoria própria.

6.4.7.2 Tarifação horária azul

Os custos mensais de cada uma das componentes da fatura de energia elétrica, para cada ano e para todo o período analisado, com a adoção da modalidade tarifária horária azul podem ser vistos na Figura 6.80, Figura 6.83, Figura 6.86, Figura 6.89 e Figura 6.92. As parcelas correspondentes de cada uma dessas componentes podem ser vistas na Figura 6.81, Figura 6.84, Figura 6.87, Figura 6.90 e Figura 6.93. A produção de energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano ou determinado período pode ser vista na Figura 6.82, Figura 6.85, Figura 6.88, Figura 6.91 e Figura 6.94.

Primeiro é analisado, novamente, o motivo da pequena redução apresentada do Cenário 2 para o Cenário 3, que, mesmo com a mudança de tarifação, apresenta pequena redução com

o processo de otimização. Assim como na tarifação horária verde, o faturamento de energia elétrica é dominado por alguma componente do período ponta, só que nesse caso, da demanda de potência ativa utilizada nesse período, onde as tarifas de demanda de potência ativa nesse período são, em média, cerca de 3 vezes maiores do que no horário fora de ponta. Esse fato fica bem claro analisando-se as parcelas que formam cada uma das componentes da fatura anual ou total de energia elétrica. Nos anos de 2013, 2014, 2015 e 2016 o custo com a demanda de potência ativa na ponta na ponta representa, respectivamente, 44,23%, 52,22%, 52,26% e 45,23%, ou seja, configura, aproximadamente, metade da fatura de energia elétrica.

Como na modalidade tarifária horária azul a fatura é composta por quatro componentes, diferentemente da horária verde que possui apenas três, a componente de maior peso acaba tendo menor influência (aproximadamente 50%) e, por isso, a fatura total com a adoção da tarifação horária azul é mais benéfica economicamente, nesse caso.

Observa-se outra vez, pela Figura 6.83 e Figura 6.86, que nos meses de menor demanda de carga (como de maio a julho), o sistema de geração fotovoltaica acumula créditos que são deduzidos no mês seguinte no mesmo posto tarifário em que foram gerados e, no posto tarifário seguinte (na maioria das vezes acumula-se muito mais créditos no período fora de ponta que são usados no posto tarifário ponta). Mais uma vez fica evidente que o SFCR pode ser dimensionado com o intuito de acumular um pouco mais de créditos para serem abatidos em ambos os postos tarifários.

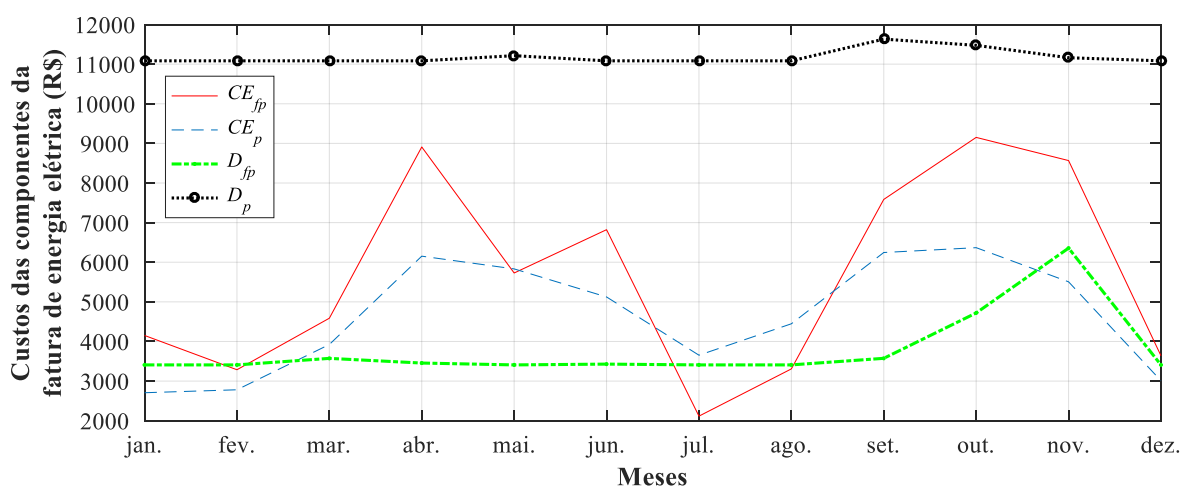
Examinando todos os anos conjuntamente (2013-2016), os custos com o consumo de energia elétrica na ponta representam 50,12% da fatura total, como mostra a Figura 6.92. A análise de todos os anos juntos permite identificar, por exemplo, que os créditos acumulados ao final do ano de 2015, são aproveitados no primeiro mês do ano seguinte e, de modo geral, os custos com a demanda de potência ativa na ponta predominam sobre os demais custos da fatura de energia elétrica.

A outra análise realizada é a dos ângulos de orientação azimutal e de inclinação dos módulos fotovoltaicos. Na modalidade tarifária horária azul, o ângulo azimutal de superfície varia entre -18° a -29° e o ângulo de inclinação varia na faixa de -16° à -22° . A orientação para o oeste (ângulo azimutal de superfície negativo), período vespertino, se dá pelo fato de que esse deslocamento na curva de geração fotovoltaica propicia um incremento na produção de energia no horário de ponta, onde a tarifa de energia elétrica é, em média, cerca de 1,5 vezes mais cara do que no período fora de ponta e a tarifa de demanda de potência ativa é cerca de 3 vezes mais cara, como mostra a Figura 6.82, Figura 6.85, Figura 6.88, Figura 6.91 e Figura

6.94. Esse deslocamento incrementa a produção de energia no período ponta (18:00 às 21:00 h), nos anos de 2013, 2014, 2015, 2016 e para todos os anos juntos, respectivamente, em 21,85%, 25,42%, 15,66%, 19,56% e 22,77%. Para o ângulo de inclinação, como os dados de radiação solar são os mesmos, para ambas as modalidades tarifárias, os resultados são similares.

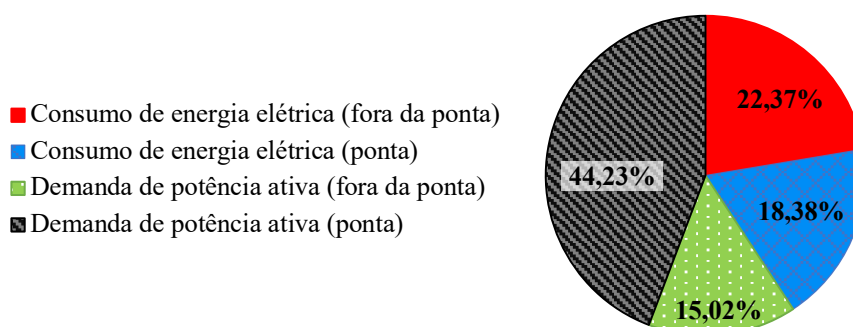
Em resumo, a modalidade tarifária horária azul, por ter quatro tarifas diferentes (duas para consumo de energia elétrica e duas para a demanda de potência ativa) possibilita que a fatura total não seja dominada por alguma de suas componentes, como é o caso da tarifação horária verde. Além disso, a razão entre as tarifas de energia elétrica na ponta e fora da ponta são menores do que na modalidade tarifária horária verde, fazendo com que a produção de energia fotovoltaica que acontece no período fora de ponta seja suficiente para reduzir substancialmente a fatura total de energia elétrica e, conseqüentemente, para o estudo de caso realizado, seja a modalidade tarifária mais benéfica financeiramente.

Figura 6.80 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês – 2013.



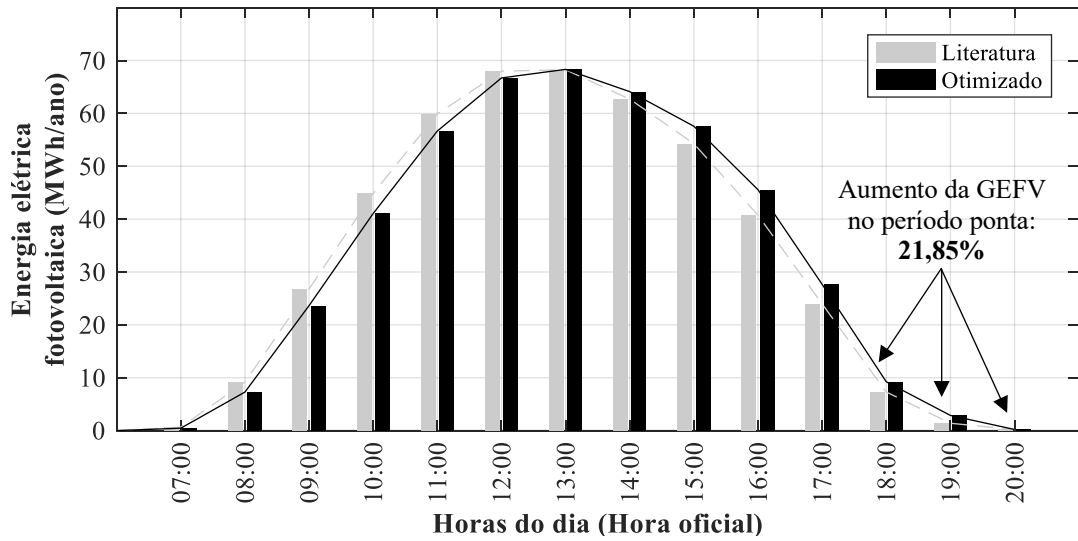
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.81 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2013.



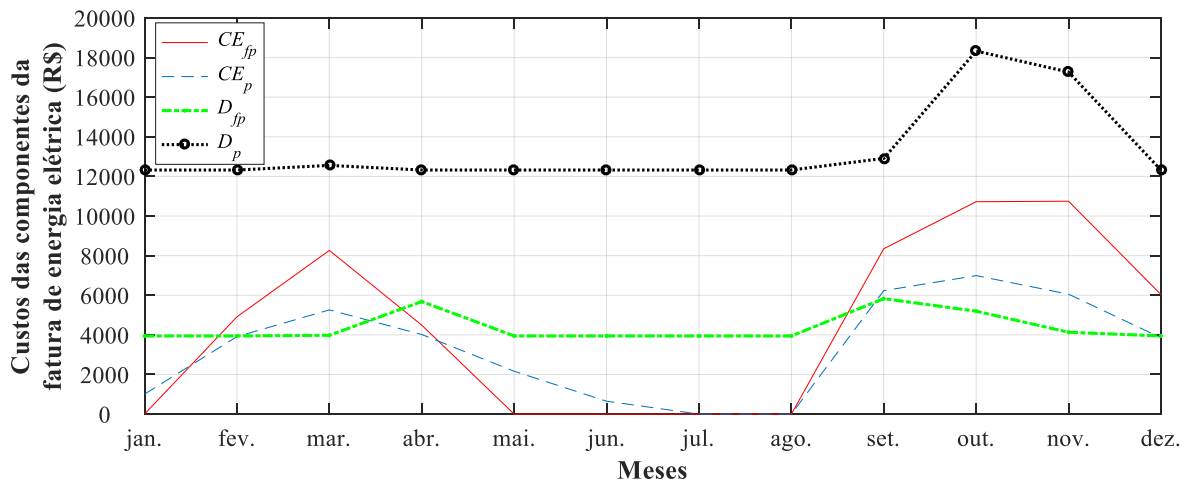
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.82 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2013.



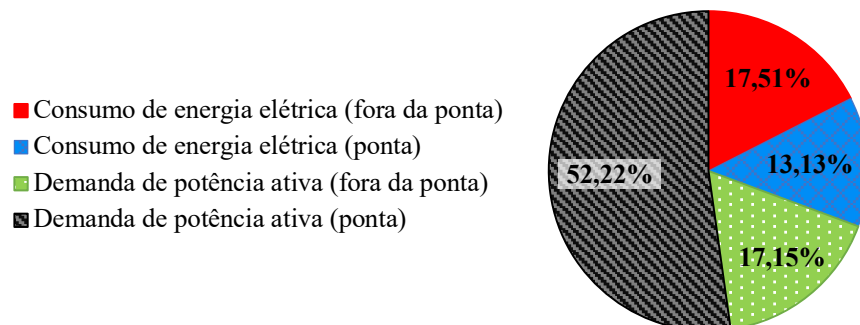
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.83 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês – 2014.



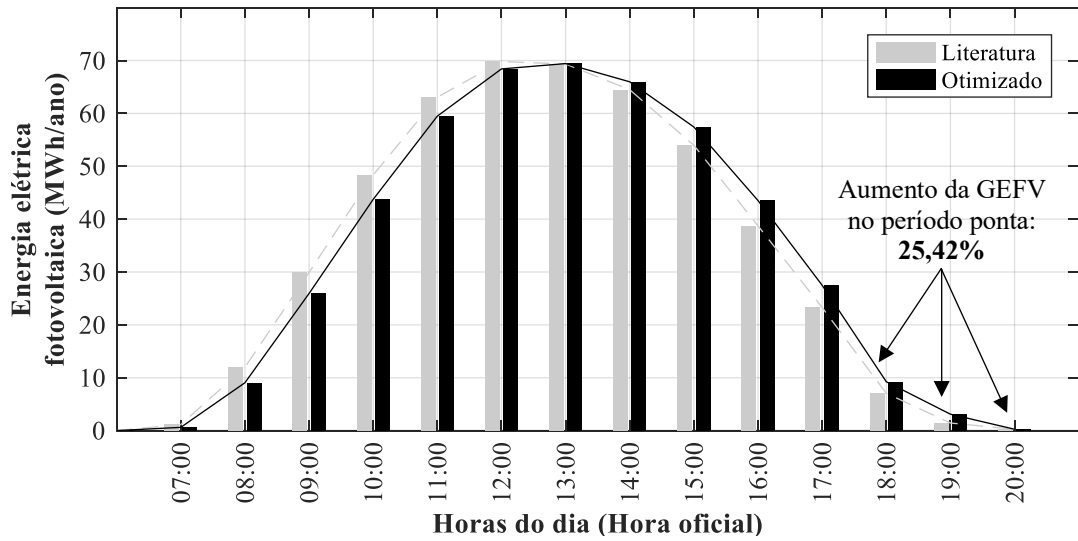
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.84 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2014.



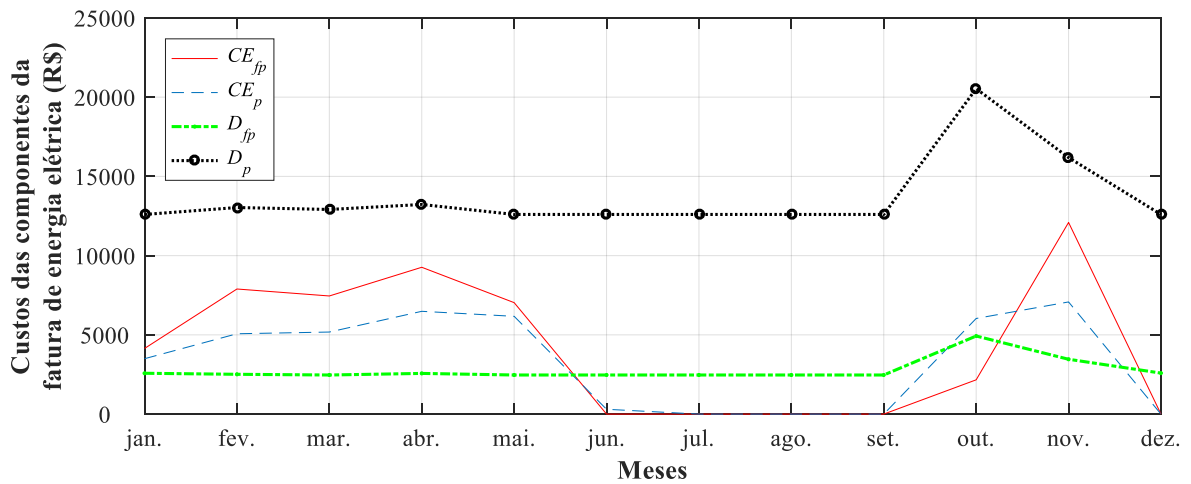
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.85 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2014.



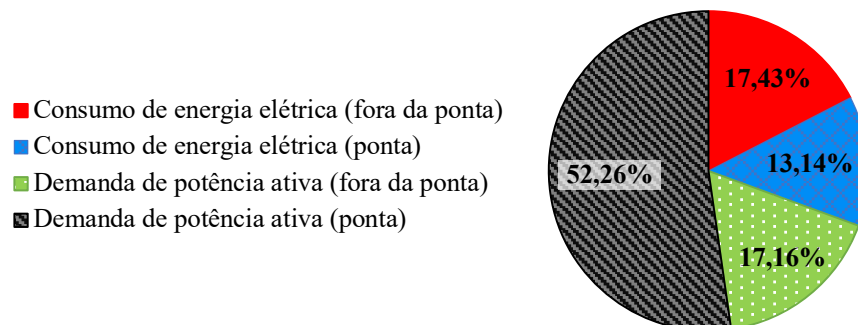
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.86 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês – 2015.



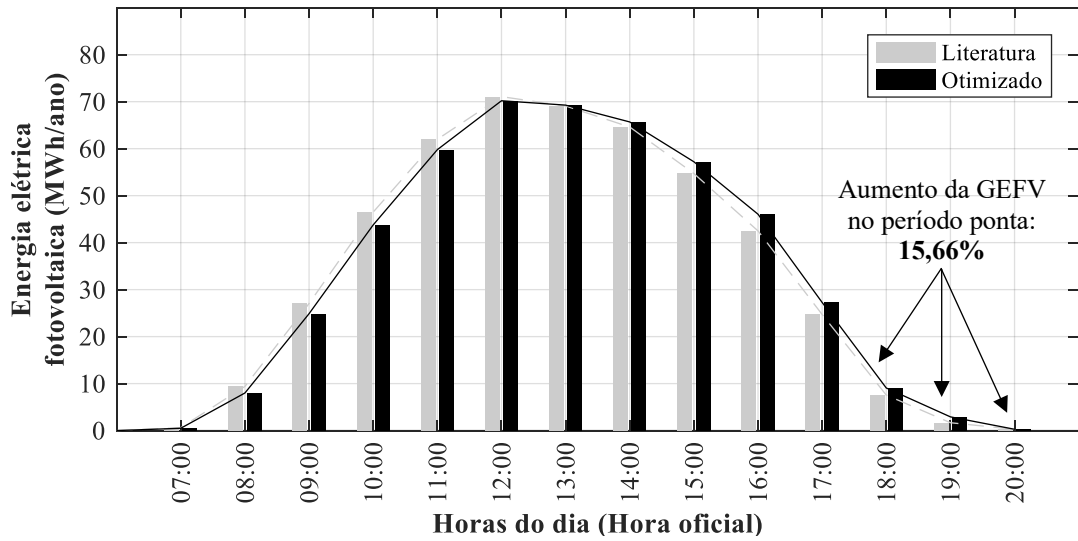
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.87 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2015.



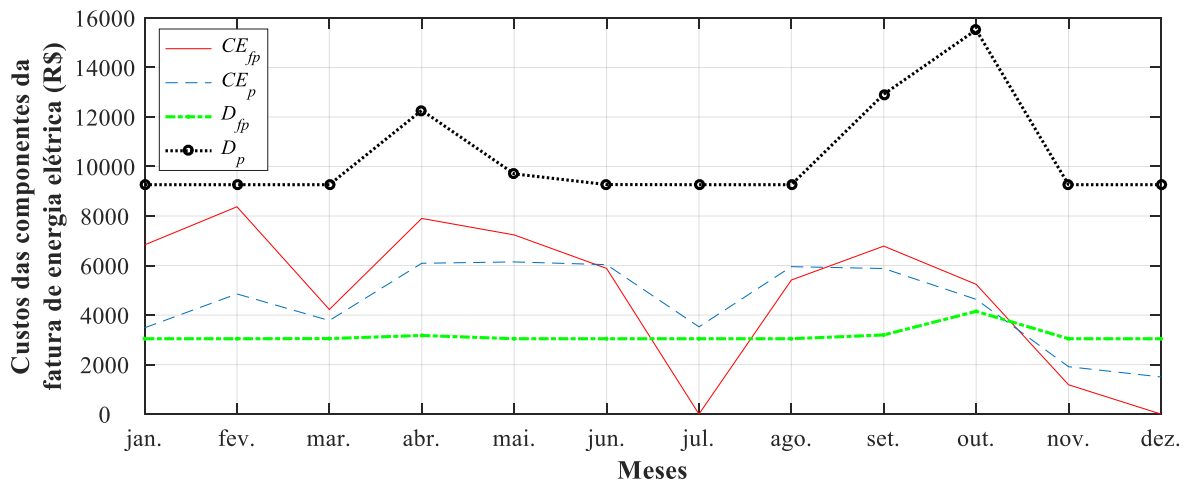
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.88 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2015.



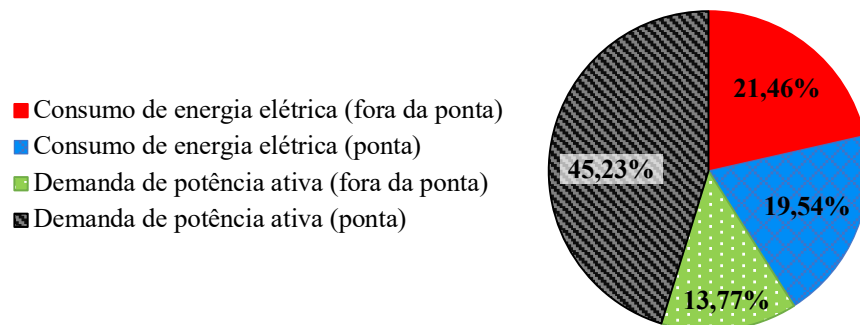
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.89 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês – 2016.



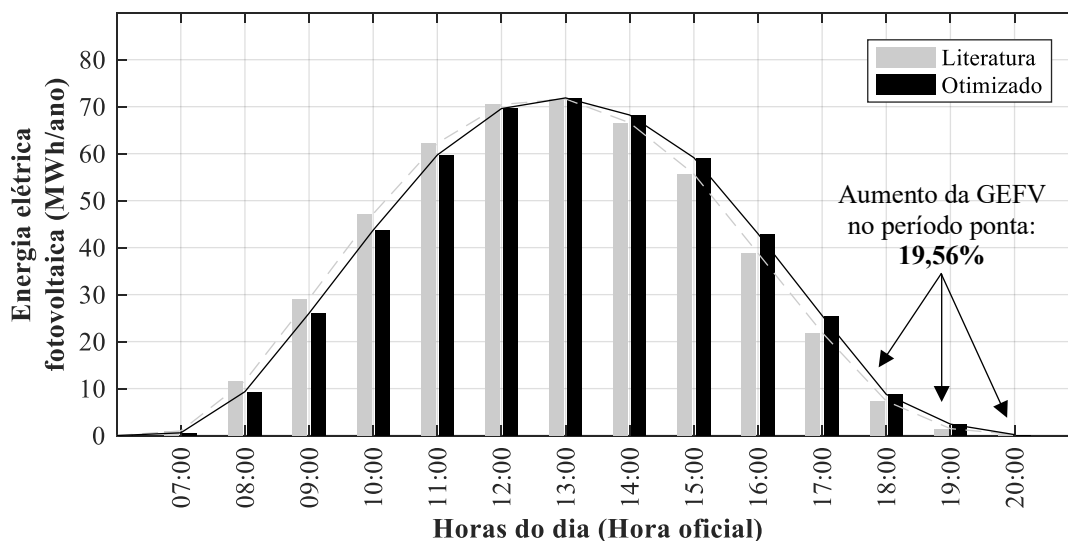
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.90 – Parcelas da fatura anual de energia elétrica – 2016.



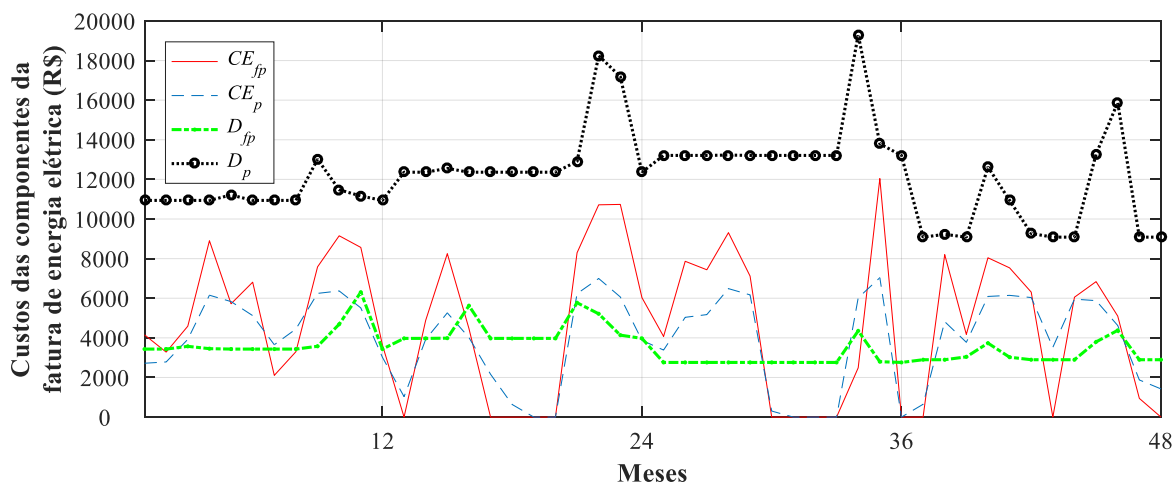
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.91 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o ano – 2016.



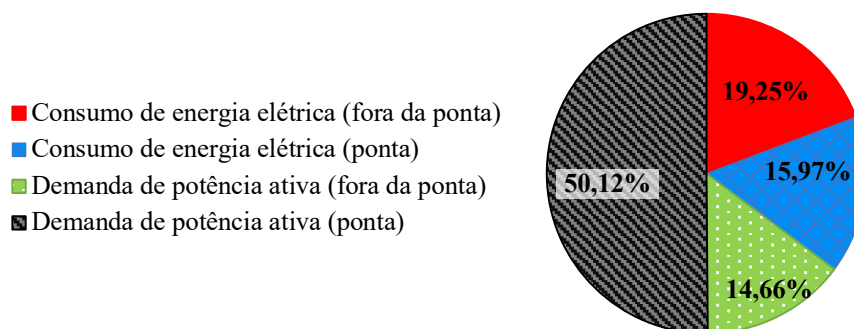
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.92 – Custos das componentes de consumo de energia elétrica e potência demanda, na ponta e fora da ponta, na tarifação horária azul, em cada mês ao longo do período analisado (2013 – 2016).



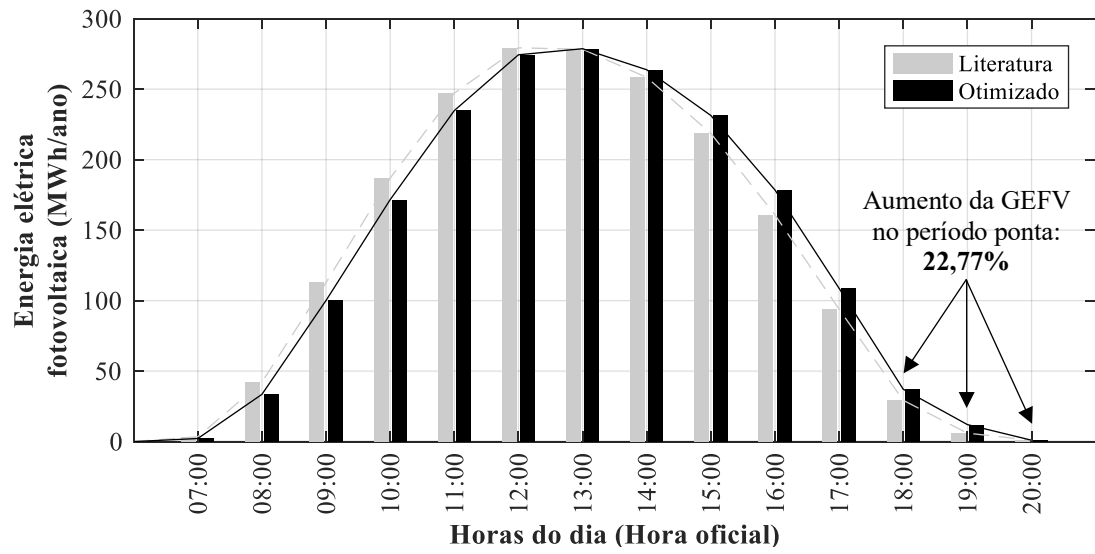
Fonte: Autoria própria.

Figura 6.93 – Parcelas da fatura total de energia elétrica (2013-2016).



Fonte: Autoria própria.

Figura 6.94 – Energia elétrica fotovoltaica em cada hora do dia durante o período analisado (2013-2016).



Fonte: Autoria própria.

7 CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados mostram que com a otimização dos parâmetros propostos (ângulos de inclinação e azimutal de superfície dos módulos fotovoltaicos e demanda de potência ativa a ser contratada) é possível reduzir os custos com energia elétrica, no período analisado, em mais de 12%, sem a necessidade de grandes investimentos por parte do consumidor, apenas alterando-se a orientação dos módulos fotovoltaicos e revisando-se o contrato de fornecimento de energia elétrica.

O estudo constata ainda que, mesmo sem a inserção do sistema fotovoltaico, o contrato de demanda do período analisado está desajustado. Em 2013 e 2014 a instituição paga por grandes montantes não utilizados de demanda de potência ativa. Mesmo com a redução nos anos seguintes, de 450 kW para 350 kW, há margem para uma redução ainda maior, mesmo sem considerar a inserção do sistema fotovoltaico. Com a inserção do SFCR proposto, e sem considerar os parâmetros otimizados, é possível reduzir os picos de demanda mensais, em mais de 77% dos meses. A redução é maior quando os picos de demanda ocorrem nos momentos de maior de maior geração fotovoltaica (entre 9:00 h e 16:00 h). Isso mostra que, apesar de não ser uma fonte de energia elétrica despachável, os SFCR podem contribuir para aumentar a capacidade do sistema elétrico, principalmente em locais em que os picos de demanda ocorrem durante o dia.

A energia elétrica é um insumo fundamental para o desenvolvimento socioeconômico de um país, tanto que, os montantes de seu consumo são comumente associados ao nível de crescimento econômico, por conseguinte, de desenvolvimento de uma nação. Por ser um recurso energético cada vez mais caro é um fator fundamental na competitividade de empresas. Devido a isso, sua utilização deve ser cuidadosamente planejada pelos consumidores, principalmente os grandes, que consomem em larga escala.

Nesse contexto, o trabalho objetivou prover um meio para reduzir a fatura de energia elétrica desse tipo de consumidor (classificados como Grupo A), que instalaram ou pretendem instalar SFCR, de modo a torná-los mais competitivos no mercado, através da otimização da contratação de demanda de potência ativa, e da orientação dos geradores fotovoltaicos. O intuito é maximizar os benefícios econômicos da instalação desses sistemas de geração de energia elétrica, levando em consideração os principais parâmetros que afetam o seu desempenho, como as condições climáticas locais, o perfil da curva de carga da unidade consumidora e a estrutura tarifária a qual o consumidor está submetido.

A estrutura tarifária, por exemplo, faz com que os módulos sejam orientados para deslocar a curva de geração fotovoltaica para os momentos em que a energia elétrica é mais cara ou para coincidir com os picos de demanda da curva de carga (já que reduzem os montantes de demanda de potência ativa faturável). Por isso, o perfil da curva de carga é de suma importância para que se possibilite identificar seus picos. E, não menos importante, as condições climáticas locais, como o regime de chuvas e nebulosidade atuam como limitadores dos níveis de radiação solar disponível ao longo dos dias e do ano, que é um dos fatores que mais influenciam na geração fotovoltaica.

Como trabalhos futuros, sugere-se: a aplicação da metodologia usada neste trabalho em consumidores com perfil de curva de carga tipicamente diurno, pois espera-se obter reduções mais expressivas em suas faturas, sobretudo os que usam aparelhos cujo consumo coincide com os períodos de maior incidência solar, como por exemplo, equipamentos de condicionamento de ar e similares; comparar por meio de métodos estatísticos a diferença na utilização de dados de radiação solar estimados por satélite e os medidos em estações terrestres; e incluir no processo de otimização o dimensionamento do sistema fotovoltaico e os custos para redirecionar os módulos fotovoltaicos (inserindo-se na função objetivo o valor em Reais por quilowatt pico do sistema e da estrutura para redirecionamento).

7.1 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

As principais contribuições deste trabalho são:

- Utilização de dados de radiação solar horária medidos em estação meteorológica terrestre. A maioria dos trabalhos desenvolvidos na área de energia solar utiliza dados provenientes de satélites e baseados em anos meteorológicos típicos (Typical Meteorological Year) que estão mais sujeitos a erros ou não representar a realidade para determinado ano;
- Transposição dos dados de radiação solar obtidos no plano horizontal para o plano de instalação dos módulos fotovoltaicos, através de método de estimativa bastante consagrado na literatura internacional, mas pouco difundido na bibliografia nacional, como é o caso do modelo de Perez e outros. Devido à dificuldade de transpor esses dados para o plano de instalação muitos autores trabalham com médias anuais, o que pode levar a erros;
- Avaliação do impacto que a modalidade tarifária, as curvas de cargas e as con-

dições climáticas locais têm sobre a orientação dos módulos fotovoltaicos. Muitos projetistas não levam esses fatores em consideração e sempre instalam os módulos fotovoltaicos de forma genérica (voltados para o norte e inclinados conforme a latitude), o que pode não ser a melhor opção para o cliente.

7.2 PUBLICAÇÕES

Artigos aceitos em congressos internacionais:

MARTINS, A. M.; MEDEIROS, C. A. G.; DOMINGOS, J. L.; REIS, M. R.; PACHECO, W. C. GOMES, R. A. Minimization of the electricity bill of Brazilian consumers with PV system through the optimization of contracting demand and the orientation of photovoltaic panels. **IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe**, Gênova, 2019.

Artigos apresentados em congressos nacionais:

MARTINS, A. M.; MEDEIROS, C. A. G.; DOMINGOS, J. L. Utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede como forma de reduzir picos de demanda: Estudo de caso no IFG Campus Goiânia. **I Congresso Científico em Fontes Renováveis de Energia**, Itumbiara, 2018.

8 BIBLIOGRAFIA

ABB. **ABB String inverters: PRO-33.0-TL-OUTD 33 kW**. [S.l.]: [s.n.], 2017. 4 p. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/3006c8b950e84335a4c0e6bc4b1f874a/PRO-33.0-TL-OUTD_flyer_EN_3AUA0000164968_RevG.pdf>. Acesso em: 10 de maio de 2019.

ALAM, M. N. Particle swarm optimization: Algorithm and its codes in MATLAB. **Research Gate**, 2016.

ALSHAHRI, J.; BOAIT, P.; ALSHAHRANI, A. Finding the optimum orientation for PV systems matched to the timing of the demanda profile. **International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'17)**, Tangier, 2017.

ANEEL. Resolução normativa n° 414, de 9 de setembro de 2010. **Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada**, 2010.

ANEEL. Resolução normativa n° 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**, 2012.

ANEEL. Resolução normativa n° 687, de 24 de novembro de 2015. **Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição**, 17 Novembro 2015.

ANEEL. **Retrospectiva 2017**. ANEEL. Brasília, p. 79. 2018.

BLUMSACK, S.; BROWNSON, J.; RAYL, J. Matching photovoltaic orientation to energy loads. **Proceedings of the 43rd Hawaii International Conference on System Sciences**, 2010.

CANADIAN SOLAR. **Diamond CS6X-310/315/320P-FG**. [S.l.]: [s.n.], 2015. 2 p. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/upload/4c0c11881365b510/d25b46e031256a8b.pdf>>. Acesso em: 10 de maio de 2019.

CARSON, Y.; MARIA, A. **Simulation optimization: methods and applications**. Proceedings of the 1997 Winter Simulation Conference. [S.l.]: [s.n.]. 1997. p. 118-126.

CEPEL - CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

CHANG, Y.-P. Optimal the tilt angles for photovoltaic modules using PSO method with non-linear time-varying evolution. **Energy**, 2010.

CHEN, C.-Y.; LIAO, C.-J. A linear programming approach to the electricity contract capacity problem. **Applied Mathematical Modelling**, 2011. 4077-4082.

CHEN, J.-C. et al. **PSO algorithm applications in optimal demand decision**. International Power Electronics and Motion Control Conference. Wuhan: [s.n.], 2009.

CHUANG, C.-C.; WEN, J. Y. C.; CHANG, R.-I. **Consumer energy management system: Contract optimization using forecasted demand**. The First International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies. Venice: [s.n.], 2011.

CHWIF, L.; MEDINA, A. C. **Modelagem e simulação de eventos discretos: Teoria e aplicações**. 4ª. ed. São Paulo: Elsevier, 2015.

DERVISHI, S.; MAHDAVI, A. Computing diffuse fraction of global horizontal solar radiation: a model comparison. **Solar Energy**, 86, n. 6, 2012. 1796-1802.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Process**. 4ª. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, 28, 1982. 293-302.

FARIA, A. F. D. **Eficiência energética e geração distribuída: Estudo de caso aplicado a sistema de iluminação, condicionamento ambiental e adição de fonte incentivada de energia elétrica**. Goiânia: [s.n.], 2016. Dissertação de mestrado - Instituto Federal de Goiás.

GHAZI, S.; IP, K. The effect of weather conditions on the efficiency of PV panels in the southeast of UK. **Renewable Energy**, 2014. 50-59.

HAFEZ, A. Z. et al. Tilt and azimuth angles in solar energy applications - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 147-168, 2017.

HAYSOM, J. E.; HINZER, K.; WRIGHT, D. Impact of electricity tariffs on optimal orientation of photovoltaic modules. **Progress in photovoltaics**, v. 24, n. 2, p. 253–260, 2015.

HILLIER, F. S.; LIEBERMAN, G. J. **Introdução à pesquisa operacional**. Tradução de Ariovaldo Griesi. 8ª. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 2006.

HWANG, J.-C. et al. **CSO and PSO to solve optimal contract capacity for high tension customers**. International Conference on Power Electronics and Drive Systems. Taipei: [s.n.], 2009.

IQBAL, M. **An Introduction to Solar Radiation**. Toronto: Academic Press, 1983.

JACOVIDES, C. P. et al. Comparative study of various correlations in estimating hourly diffuse fraction of global solar radiation. **Renewable Energy**, 31, 2006. 2492-2504.

JÚNIOR, S. D. S. **Otimização de contratos de fornecimento de energia elétrica**. Goiânia: [s.n.], 2008. Dissertação de mestrado - Universidade Federal de Goiás.

KALDELLIS, J.; ZAFIRAKIS, D. Experimental investigation of the optimum photovoltaic panels' tilt angle during the summer period. **Energy**, 38, 2012. 305-314.

KALOGIROU, S. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems**. 1º. ed. [S.l.]: Elsevier, 2009.

KASTEN, F.; YOUNG, A. T. Revised optical air mass tables and approximation formula. **Applied Optics**, 28, n. 22, 1989. 4735-4738.

KHOO, Y. S. et al. Optimal Orientation and Tilt Angle for Maximizing in-Plane Solar Irradiation for PV Applications in Singapore. **IEEE Journal of Photovoltaics**, 2014. 647-653.

KORNELAKIS, A.; MARINAKIS, Y. Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO. **Renewable Energy**, v. 35, p. 1333-1341, 2010.

LAW, A. M.; KELTON, W. D. **Simulation modeling and analysis**. 2ª. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 1991.

LEE, K. ; EL-SHARKAWI, M. A. (Eds.). **Modern heuristic optimization techniques: Theory and applications to power systems**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2008.

LEE, T.-Y.; CHEN, C.-L. Iteration particle swarm optimization for contract capacities selection of time-of-use rates industrial customers. **Energy Conversion & Management**, 2007a. 1120-1131.

LEE, T.-Y.; CHEN, C.-L. **Effects of photovoltaics generation system on the contract capacity selection of time-of-use rate industrial users**. International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems. [S.l.]: [s.n.]. 2007b.

LIU, Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, 4, n. 3, 1960. 1-19.

MARSH, A. J. **2D Sun-Path Diagram**, 12 abr. 2014. Disponível em: <<http://andrew-marsh.com/apps/releases/sunpath2d.html>>. Acesso em: 10 de maio de 2019.

MARTÍN, E.. **Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica**: caracterización y análisis. Madri: [s.n.], 1998. Tese de doutorado - Universidad Politécnica de Madrid.

MARTINS, A. M. et al. **Sistema solar fotovoltaico conectado à rede com supervisão remota**. Goiânia: [s.n.], 2011. 109 p. Trabalho de conclusão de curso - Pontifícia Universidade Católica de Goiás.

MASTERS, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Ssystems**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2004.

NASA. Solar system exploration. **Sun: Our star**, 2018. Disponível em: <<https://solarsystem.nasa.gov/solar-system/sun/overview/>>. Acesso em: 10 de maio de 2019.

OLIVEIRA, A. C. M. D. **Algoritmos evolutivos para problemas de otimização numéricas com variáveis reais**. Monografia (Pós-graduação em Computação Aplicada)-INPE. São José dos Campos. 2001.

OLIVEIRA, D. G.; CASTRO, A. ; DOMINGUES, E. G. **Using the modern financial theory to obtain the optimal level of contract demand and predict payments of electrical energy invoice**. IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America. Caracas: [s.n.]. 2006. p. 6.

ORGILL, J. F.; HOLLANDS, K. G. T. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. **Solar Energy**, 19, 1977. 357-359.

- PELÁGIO, P. R. F. S. **Estudo de viabilidade técnico-econômica para implantação de sistema de painéis fotovoltaicos no Câmpus Goiânia do IFG**. Goiânia: [s.n.], 2014. Dissertação de mestrado - Instituto Federal de Goiás.
- PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: [s.n.], 2017.
- PEREZ, R. et al. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, 44, 1990. 271-289.
- RAO, S. S. **Engineering optimization: Theory and practice**. 4^a. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2009.
- REINDL, D. T.; BECKMAN, W. A.; DUFFIE, J. A. Diffuse fraction correlations. **Solar Energy**, 45, n. 1, 1990. 1-7.
- RIDLEY, B.; BOLAND, J.; LAURET, P. Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors. **Renewable Energy**, 35, 2010. 478-483.
- SAMETI, M.; JOKAR, M. A. Numerical modelling and optimization of the finite-length overhang for passive solar space heating. **Intelligent Buildings International**, p. 204-221, 2016.
- SCHMIDT, H.; JANTSCH, M.; SCHMID, J. **Results of the concerned action on power conditioning and control**. European Photovoltaic Solar Energy Conference. Montreux: [s.n.], 1992.
- SINGH, V. P. **System Modeling and Simulation**. [S.l.]: New Age International Publishers, 2009.
- SPENCER, J. W. Fourier series representation of the position of the Sun, 1971. 172.
- TECNIA. **Relatório 3 - Projeto executivo - Minigeração fotovoltaica IFG**. Goiânia, p. 40. 2016.
- TRINURUK, P.; SORAPIPATANA, C.; CHENVIDHYA, D. Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand. **Renewable Energy**, 34, 2009. 2515-2523.
- UTRILLAS, M. P.; MARTINEZ-LOZANO, J. A. Performance evaluation of several versions of the Perez tilted diffuse irradiance model. **Solar Energy**, 53, 1994. 155-162.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações - Sistemas isolados e conectados à rede.** 1ª. ed. São Paulo: Érica, 2012.

YANG, H.-T.; PENG, P.-C. Improved Taguchi method based contract capacity optimization for industrial consumer with self-owned generating units. **Energy Conversion Management**, 53, 2012. 282-290.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** 1ª. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.