

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

**IMPACTOS DA MODALIDADE DE CONTRATAÇÃO DA
ENERGIA ELÉTRICA E DA GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA NAS DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA
EM CAMPUS UNIVERSITÁRIO**

Dissertação submetida ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Civil para a obtenção do
Grau de Mestre em Engenharia Civil
Orientador: Prof. Ricardo Rütger, Ph.D.
Coorientadora: Prof. Helena Flávia
Naspolini, Dr^a Eng.

Gustavo Xavier de Andrade Pinto

Florianópolis
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Xavier de Andrade Pinto, Gustavo
IMPACTOS DA MODALIDADE DE CONTRATAÇÃO DA ENERGIA
ELÉTRICA E DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NAS
DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA EM CAMPUS
UNIVERSITÁRIO / Gustavo Xavier de Andrade Pinto ;
orientador, Ricardo Rüther, coorientador, Helena
Flávia Napolini, 2018.
119 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de
Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós
Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

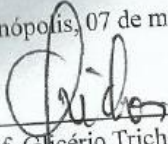
1. Engenharia Civil. 2. Energia Solar
Fotovoltaica. 3. Modalidade da Contratação de
Energia Elétrica. 4. Gestão da Energia Elétrica. I.
Rüther, Ricardo . II. Flávia Napolini, Helena. III.
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Civil. IV. Título.

Gustavo Xavier de Andrade Pinto

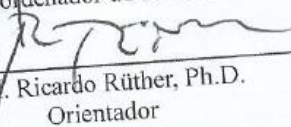
**IMPACTOS DA MODALIDADE DE CONTRATAÇÃO DA
ENERGIA ELÉTRICA E DA GERAÇÃO SOLAR
FOTOVOLTAICA NAS DESPESAS COM ENERGIA ELÉTRICA
EM CAMPUS UNIVERSITÁRIO**

Esta Dissertação foi julgada aprovada para a obtenção do Título de
Mestre em Engenharia Civil, e aprovada em sua forma final pelo
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil

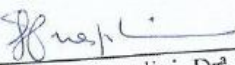
Florianópolis, 07 de março de 2018



Prof. Glicério Trichês, Dr. Eng.
Coordenador do PPGE

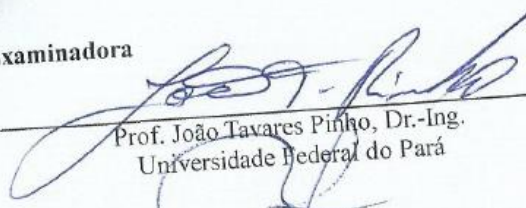


Prof. Ricardo Rütther, Ph.D.
Orientador




Prof. Helena Flávia Naspolini, Dr.ª Eng.
Coorientadora

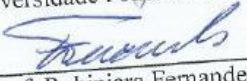
Banca Examinadora



Prof. João Tavares Pinho, Dr.-Ing.
Universidade Federal do Pará



Prof. Roberto Lamberts, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Rubiara Fernandes, Dr. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a minha mãe, Claudia, e a meu pai, Roberto, por sempre acreditarem em mim e pelo exemplo de pessoas íntegras e responsáveis.

Aos meus irmãos, Carolina e Gabriel, pelo companheirismo e amizade.

Ao professor Ricardo Rüther, pela sua orientação, paciência e acolhimento no Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica-UFSC), possibilitando a realização deste trabalho.

À professora Helena Naspolini, pela contribuição como coorientadora deste trabalho, e pela incansável dedicação demonstrada para com seus alunos do Laboratório de Eficiência e Conformidade de Instalações Elétricas (LECIE).

Aos membros do Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica-UFSC) e do Laboratório de Eficiência e Conformidade de Instalações Elétricas (LECIE), em especial a Isadora Custódio e Julio Boing Neto, pelas colaborações no desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores, João Tavares Pinho, Roberto Lamberts e Rubiapiara Fernandes, pelo aceite em participar da banca examinadora.

RESUMO

Este trabalho avalia os impactos da inserção de uma geração fotovoltaica de 5 MW e da modalidade de contratação da energia elétrica sobre as despesas com energia elétrica da Unidade Consumidora (UC) Cidade Universitária da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em Florianópolis-SC. Esta é uma das principais UCs da UFSC e apresentou, em 2016, consumo energético de 17.017,17 MWh e demanda máxima medida de 6.445 kW. Em 2016, sua despesa total com energia elétrica foi de R\$ 9.999.847,39 (com impostos). Para o mesmo período foi simulada a contribuição energética de um sistema fotovoltaico de 5MW localizado nas edificações do Campus Central da UFSC. O sistema fotovoltaico simulado teria gerado aproximadamente 6.193,5 MWh, contribuindo com aproximadamente 40% do consumo total de energia elétrica da unidade consumidora, no horário fora da ponta, representando um custo evitado com energia neste posto tarifário de 39,94% (R\$ 2.782.969,48). Foi feita análise da modalidade de contratação da energia elétrica junto ao ambiente de contratação regulado e constatou-se que, em 2016, a melhor modalidade de contratação de energia elétrica para a UC foi a Horossazonal Verde; adicionalmente, se nesta modalidade de contratação a demanda contratada atendesse o critério do mínimo custo, proporcionaria uma economia anual com demanda (com impostos) de aproximadamente R\$ 136.023,60 (15,63%) correspondendo a 1,36% das despesas totais com energia elétrica. Uma nova análise foi realizada levando em consideração a simulação da usina FV, sendo verificado que, se em 2016 a demanda fosse contratada pelo critério do mínimo custo com demanda (contratação ótima) o custo evitado com demanda (com impostos) seria de R\$ 324.421,60 (37,29%). Para o ano de 2016 e para a UC Cidade Universitária, resultados mostram que a inserção da geração solar fotovoltaica de 5 MW no Campus Trindade da UFSC e a gestão da modalidade de contratação de sua energia elétrica junto ao ACR contribuiria para reduzir as despesas anuais com energia elétrica em aproximadamente R\$ 3.107.391,08; correspondendo a 31,07% da despesa total faturada com energia elétrica da UC. O trabalho mostra os resultados detalhados e conclui que a adoção da geração solar fotovoltaica integrada a edificações do Campus Central da UFSC apresenta vantagens técnicas e econômicas.

Palavras-Chave: Energia solar fotovoltaica, Modalidade de contratação de energia elétrica, Gestão da energia elétrica, Perfis de demanda.

ABSTRACT

This work evaluated the impacts that utility energy service contracts and photovoltaic energy can have on managing energy costs at Universidade Federal de Santa Catarina's (UFSC) electricity bill in Florianópolis-SC. The consumer unit's energy consumption in 2016 was 17,017.17 MWh with a peak demand of 6,445 kW, representing a total energy expense (with taxes) of R\$ 9,999,847.30. In the same period, the energy contribution of a simulated 5 MW grid-connected photovoltaic system would have been approximately 6,193.5 MWh, contributing around 40.07% of the total off-peak energy consumption, representing an avoided cost of 39.94% (R\$ 2,782,969.48). The local utility's energy service contracts are analyzed and a new contract is proposed, within the Horossazonal Green category, in order to minimize expenses, yielding power demand savings (including taxes) of approximately R\$ 136,023.60 (15.63%), which represents 1.36% of the total annual electric energy expenses. A further analysis of the local utility's energy service contracts was carried out taking into account the simulated 5 MW PV plant and it was verified that the avoided cost with power demand (with taxes) would have been R\$ 324,421.60 (37.29%).

For the year 2016 and the analyzed campus, results show that the insertion of photovoltaic generation (5 MW) along with the utility energy service contract management would contribute to reduce annual expenses in approximately R\$ 3,107,391.08; corresponding to 31.07% of the total annual electric energy expenses. The study shows detailed results and concluded that the adoption of building-integrated, grid-connected photovoltaics brings both technical and economic advantages.

Key words: Photovoltaic Solar Energy, Utility energy contracts, Solar Energy management, Power demand profiles.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ACUPCC – American College and University President’s Climate Commitment
AWI – Alfred Wegener Institute for Polar and Marine Research
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
BDMEP – Banco de Dados Meteorológicos para Ensino de Pesquisa
BNEF – Bloomberg New Energy Finance
BSRN – Baseline Surface Radiation Network
BU - Biblioteca Universitária
CCE - Centro de Comunicação e Expressão
CCS¹ – Carbon capture and storage
CCS² – Centro de Ciências da Saúde
CCST – Centro de Ciência do Sistema Terrestre
CDS - Centro de Desportos
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina
CFH - Centro de Filosofia e Ciências Humanas
CFM - Centro de Ciências Físicas e Matemáticas
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária
COP – Conference of the Parties
COSIP – Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública
CSE - Centro Socioeconômico
CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CSR - Concentrated Solar Radiation
CTC - Cidade Universitária
DPAE – Departamento de Projetos de Arquitetura e Engenharia
EARPC – Environment America and Research Policy Center
EFI - Espaço Físico Integrado
EPBD – Energy Performance of Buildings Directive
FP – Horário fora da ponta
FV - Fotovoltaico
GAW – Global Atmospheric Watch
GEWEX – Global Energy and Water Cycle Experiment
GCOS – Global Climate Observing System
ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços
IFES – Instituições Federais de Ensino Superior
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IRENA – International Renewable Energy Agency

IRPJ – Imposto de Renda Pessoa Jurídica
LABREN – Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
LaRC – Langley Research Center
LCOE – Levelized cost of energy
LEPTEN – Laboratórios de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia
LID – Light Induced Degradation
NASA - National Aeronautics and Space Administration
NCDC – National Climatic Data Center
NDACC – Network for the Detection of Atmospheric Composition Change
NREL – National Renewable Energy Laboratory
OLADE – Organización Latinoamericana de Energía
P – Horário de ponta
PEE – Projetos de Eficiência Energética
PIS – Programa de Integração Social
POWER – Prediction of Worldwide Energy Resource
p-Si – Silício multicristalino
REN – Resolução Normativa
RU - Restaurante Universitário
SSE – Surface meteorological and Solar Energy
TE – Tarifa de Energia
TI – Tecnologia da Informação
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC – Unidade Consumidora
UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
VPL – Valor presente líquido
WEC – The World Energy Council
WCRP – World Climate Research Programme

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada FV acumulada.	24
Figura 2 – Projeção da evolução da geração de eletricidade no mundo.	24
Figura 3 – Custo total de instalação, fator de capacidade e o custo nivelado de energia (LCOE).	25
Figura 4 – Preços dos acordos de compra de energia nos Estados Unidos.	26
Figura 5 – Consumo energético (2006 a 2010) de edificações de áreas de pesquisa distintas província de Guangdong. Apresentados por aluno (inferior) e por metro quadrado (superior).	30
Figura 6 – Consumo energético de campus universitários de áreas de pesquisa distintas por metro quadrado Ano base: 2008.	30
Figura 7 – Projeção do número de unidades consumidoras adotando microgeração.	40
Figura 8 – Projeção da potência instalada.	40
Figura 9 - Curvas de carga típicas residencial, industrial e comercial.	42
Figura 10 – Consumo de energia no mês de setembro de 2017 e acumulado em 12 meses.	43
Figura 11 – Demandas máximas mensais do Subistema Sul do Sistema Interligado Nacional.	43
Figura 12 – Distribuição do consumo de energia elétrica na Universidade Federal de Santa Catarina em 2016.	44
Figura 13 – Percentuais das despesas totais faturadas na Universidade Federal de Santa Catarina em 2016.	44
Figura 14 – Energia ativa consumida e despesas com energia elétrica na Universidade Federal de Santa Catarina em 2016.	45
Figura 15 - Percentual mensal de dados meteorológicos válidos de irradiância e temperatura em 2016 para o Campus Central da UFSC.	52
Figura 16 – Abrangência da UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC.	54
Figura 17 – Área edificada da UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC.	55
Figura 18 – Edificações selecionadas da UFSC em Florianópolis-SC.	55
Figura 19 – Percentuais da potência fotovoltaica a ser instalada na UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC.	58
Figura 20 – Edificações selecionadas para Centro Tecnológico da UFSC em Florianópolis-SC, com a localização das respectivas instalações solares fotovoltaicas.	59
Figura 21– Modelagem 3D do edifício da piscina olímpica dentro do software PVsyst.	60

Figura 22 – Fração da incidência do recurso solar máximo disponível em Florianópolis em função do desvio azimutal e da inclinação.	60
Figura 23 – Demandas medidas nos horários P e FP e temperaturas máximas registradas na UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	65
Figura 24 - Evolução mensal da temperatura ambiente em Florianópolis em 2016 e médias históricas dos bancos de dados da NASA e INMET.	66
Figura 25 – Evolução mensal da demanda medida – P e FP e da demanda contratada pela UC Cidade Universitária – UFSC em Florianópolis-SC em 2016.	66
Figura 26 – Evolução mensal da energia ativa consumida – P e FP da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	67
Figura 27 – Evolução mensal da energia reativa excedente – P e FP da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	68
Figura 28 – Composição da despesa total faturada da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	69
Figura 29 – Curva de custos de demanda FP para o patamar de quatro contratações da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	70
Figura 30 – Demanda medida e sugerida para o horário FP para a UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	71
Figura 31 – Curva de custos de demanda P para o patamar de quatro contratações da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	71
Figura 32 – Demanda medida e sugerida para o horário P para a UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	72
Figura 33 - Evolução mensal das despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	72
Figura 34 – Evolução mensal das demandas medidas, contratadas e sugeridas de contratação da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	73
Figura 35 – Irradiação global horizontal média diária para as distintas bases de dados disponíveis para Florianópolis – SC.	74
Figura 36 - Evolução mensal de geração solar proposta para a UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	76
Figura 37 – Percentuais da energia gerada por conjunto de edificações da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	77
Figura 38 - Evolução mensal da demanda original e demanda com a contribuição de uma usina FV de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em Florianópolis-SC.	78
Figura 39 – Demandas simuladas nos horários P e FP na UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC, considerando a operação de uma usina solar fotovoltaica de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em 2016.	79

Figura 40 – Evolução mensal da demanda simulada – P e FP pela UC Cidade Universitária – UFSC em Florianópolis-SC, considerando a operação de uma usina solar fotovoltaica de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em 2016.	79
Figura 41 - Evolução mensal da energia consumida FP e contribuição da geração FV na UC Cidade Universitária – UFSC em Florianópolis-SC, considerando a operação de uma usina solar fotovoltaica de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em 2016.	80
Figura 42– Evolução mensal da energia ativa consumida na UC Cidade Universitária – UFSC em Florianópolis-SC, considerando a operação de uma usina solar fotovoltaica de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em 2016.....	80
Figura 43 – Demanda simulada e sugerida para o horário FP para a UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC com inserção da usina de 5 MW.	81
Figura 44 - Evolução mensal das despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC com a inserção da usina FV de 5 MW.	82
Figura 45 - Evolução anual do Valor Presente do Capital	84
Figura 46 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da BU.....	101
Figura 47 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica dos prédios do CDS.....	101
Figura 48 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do ginásio de natação.	102
Figura 49 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da reitoria..	102
Figura 50 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do centro de eventos.	102
Figura 51 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CCE.	103
Figura 52 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da Imprensa UFSC.	103
Figura 53 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do RU.....	103
Figura 54 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CFM.....	104
Figura 55 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica dos ginásios 1 e 2.	104
Figura 56 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do ginásio 3	105
Figura 57 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da secretaria RU.....	105
Figura 58 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do centro de convivência.	105
Figura 59 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CFH.	106
Figura 60 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do Colégio Aplicação.	106
Figura 61 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CSE.....	107

Figura 62 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da Fundação CERTI/LEPTEN..	107
Figura 63 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CFM-CCB-EFI.....	108
Figura 64 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CCS.....	109
Figura 65 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Janeiro.....	111
Figura 66 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Fevereiro.....	112
Figura 67 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Março.....	112
Figura 68 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Abril.....	113
Figura 69 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Maio.....	113
Figura 70 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Junho.....	114
Figura 71 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Julho.	114
Figura 72 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Agosto.....	115
Figura 73 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Setembro.....	115
Figura 74 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Outubro.....	116
Figura 75 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Novembro.	116
Figura 76 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Dezembro.....	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Resumo dos maiores sistemas fotovoltaicos conectados à rede em campus universitário..	28
Tabela 2 – Subgrupos de consumidores do grupo A.	34
Tabela 3 – Características de tarifação das modalidades Azul e Verde.	34
Tabela 4 – Tarifas de aplicação para o Subgrupo A4 (sem impostos).	48
Tabela 5 - Características do módulo fotovoltaico.	56
Tabela 6 – Perdas padronizadas adotadas para o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.	56
Tabela 7 - Edificações escolhidas, número de módulos FV e capacidade instalada.	57
Tabela 8 – Potência instalada por faixas de irradiação.	61
Tabela 9 – Resumo de despesas com energia elétrica com a concessionária da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	68
Tabela 10 – Geração e indicadores de desempenho para minigeração fotovoltaica de 5 MW localizada junto da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.	75
Tabela 11 – Evolução mensal das despesas faturadas de energia FP e os custos evitados pela inserção da usina FV de 5 MW no Campus Central da UFSC em Florianópolis-SC.	83
Tabela 12 – Tarifas com imposto aplicadas sobre a demanda e energia FP na modalidade horossazonal verde.	97
Tabela 13- Evolução mensal do MW médio demandado e GWh consumido pela UC com e sem a usina FV de 5 MW.	119

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO.....	21
1.1 Justificativa e Relevância do Estudo Proposto	21
1.2 Objetivos	21
1.2.1 Objetivo geral.....	21
1.2.2 Objetivos específicos	22
1.3 Estrutura do trabalho	22
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	23
2.1 Cenário atual da energia solar fotovoltaica.....	23
2.2 Estudos energéticos em Campi Universitários	27
2.3 Fornecimento de energia elétrica no Brasil	31
2.3.1 Principais definições da REN 414/2010.....	32
2.3.2 Estrutura Tarifária	33
2.3.3 Valor a ser cobrado do consumidor.....	35
2.4 Geração de Energia Elétrica dentro da Unidade Consumidora (Geração Distribuída)	38
2.5 Perfis de Curvas de Carga	41
2.6 Consumo de energia elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina em 2016.....	44
3 METODOLOGIA.....	47
3.1 Análise do perfil de consumo da UC Cidade Universitária	47
3.2 Análise da modalidade de contratação da energia e seus impactos sobre as despesas com energia elétrica UC Cidade Universitária.....	48
3.3 Análise da inserção da minigeração solar fotovoltaica à UC Cidade Universitária UFSC	52
3.3.1 Recurso solar.....	52
3.3.2 Geração solar fotovoltaica.....	54

3.3.3 Impactos da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW e da modalidade de contratação sobre as despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária.....	62
3.4 Análise econômica.....	63
4 RESULTADOS.....	65
4.1 Análise do perfil de consumo da UC Cidade Universitária.....	65
4.2 Análise da modalidade de contratação de energia elétrica da UC Cidade Universitária.....	70
4.3 Análise da inserção da minigeração solar fotovoltaica à UC Cidade universitária.....	74
4.3.1 Recurso solar.....	74
4.3.2 Geração solar fotovoltaica.....	75
4.3.3 Impactos da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW e da modalidade de contratação sobre as despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária.....	77
4.4 Análise econômica.....	83
5 CONCLUSÃO, LIMITAÇÕES DO TRABALHO E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	85
REFERENCIAS.....	87
APÊNDICE A – Tarifas com imposto aplicadas sobre a demanda faturada na modalidade de contratação Horossazonal Verde em 2016.....	97
APÊNDICE B – Bancos de dados meteorológicos utilizados.....	99
APÊNDICE C – Edificações escolhidas e seus respectivos modelos 3D utilizados para simulação.....	101
APÊNDICE D – Evolução diária da demanda original e da demanda com a contribuição da minigeração FV de 5 MW.....	111

1. INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

1.1 Justificativa e Relevância do Estudo Proposto

As Instituições Federais de Ensino Superior - IFES possuem e operam grande número de edificações ao longo de uma área extensa com uma crescente e contínua necessidade de fornecimento de eletricidade.

Devido a essa grande necessidade energética dos campi, combinados com a atual consciência social do corpo docente e discente, universidades devem assumir um papel de liderança no desenvolvimento e implementação de projetos de energia renovável, já que tais instituições exercem papel de liderança em inovação e capacitação de futuros profissionais.

Campi universitários possuem o espaço físico que os tornam locais atrativos para inserção de projetos de integração de geradores solares fotovoltaicos, com áreas em coberturas de edificações, estacionamentos e terrenos muitas vezes ideais para utilização de tais tecnologias.

Benefícios associados com o desenvolvimento nos campi como energia solar fotovoltaica, energia eólica, sistemas de cogeração e medidas de eficiência energética incluem custos reduzidos com energia e menos emissões de CO₂, ajudando a reduzir o aquecimento global e uma dependência de fontes de combustíveis fósseis.

Segundo relatório da EARPC (*Environment America and Research Policy Center*, 2017), uma transição de consumo energético para 100% proveniente de fontes de energias renováveis é o melhor caminho para as centenas de universidades que assumiram compromisso de neutralizar suas emissões de carbono até 2050.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é demonstrar o potencial técnico e econômico de introduzir em ambientes universitários, em especial na UFSC, a geração solar fotovoltaica integrada a edificações e cultura da gestão da energia elétrica de unidades do campi, permitindo à administração central ações de curto, médio e longo prazo com o objetivo de reduzir os custos com energia elétrica. Adicionalmente, é definido um programa de integração de geração solar fotovoltaica para

edificações integradas a campi universitários, de forma a viabilizar a inserção da geração solar fotovoltaica.

1.2.2 Objetivos específicos

Para a uma das unidades consumidoras ligadas em média tensão da Universidade Federal de Santa Catarina, a UC Cidade Universitária, foram realizados os seguintes estudos:

- a) Análise do perfil de consumo;
- b) Análise da modalidade de contratação de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulado – ACR e seus impactos sobre as despesas com energia elétrica;
- c) Análise da viabilidade técnica da inserção da energia solar fotovoltaica;
- d) Análise dos impactos da inserção de 5 MW de geração solar fotovoltaica e da modalidade de contratação sobre as despesas com energia elétrica.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em cinco partes: introdução, revisão bibliográfica, metodologia, resultados e conclusão.

Na introdução é apresentada uma contextualização do tema estudado, além da justificativa e os objetivos deste trabalho.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica. São introduzidos conceitos relacionados à contratação de energia elétrica no ambiente de contratação regulado, geração distribuída, geração solar fotovoltaica, irradiação solar, curvas de carga e o consumo energético da UFSC.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada para avaliar a modalidade de contratação de energia elétrica no ambiente de contratação regulado, a irradiação solar, a contribuição energética e os impactos da agregação da geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica sobre o consumo e sobre a demanda.

No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados obtidos.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões da pesquisa realizada. Ao final deste trabalho, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas e os apêndices que complementam este trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Cenário atual da energia solar fotovoltaica

A utilização de fontes renováveis de energia, alternativa promissora para a redução de CO₂ e suas aplicações econômicas é apreciada pela população (WESLETTER, 1998), pois melhora a qualidade de vida e diminui a poluição ambiental. A reciclagem e economia de energia e o uso proveitoso das diferentes fontes de energia são questões importantes que requerem atenção especial em futuros estudos (KARABULUT e ALKAN, 2010).

Na Conferência das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (COP21), realizada em 2015, os 196 países assinantes do documento concordaram em esforçar-se para limitar o aquecimento global em menos de 2 °C. Este acordo sublinha a imprescindibilidade da geração de energia através de fontes renováveis, incentivando a pesquisa de soluções para integração destes sistemas à rede. A transição para a utilização de energia proveniente de fontes renováveis apresenta importantes benefícios econômicos e sociais, juntamente com benefícios ao meio ambiente devido à menor poluição derivada da geração de energia (AKTAS, 2015).

A utilização da energia solar fotovoltaica tem aumentado significativamente na última década. A Fig. 1 apresenta a evolução da capacidade instalada FV acumulada de 2008 a 2017. No período de 2010 a 2016 o aumento da capacidade instalada anual foi de aproximadamente 28%, sendo que a capacidade instalada neste intervalo contempla 94% da capacidade instalada na última década (IRENA, 2017) e está a caminho de atingir uma geração de 1 TWh em 2025 (TCEP, 2016).

Desde 2008 observa-se um crescimento anual de potência instalada mundial, chegando a 70 GW em 2016. Nos últimos quatro anos, nota-se crescimento elevado da potência instalada na Ásia, principalmente devido à instalação de sistemas fotovoltaicos na China com 24,4 GW na primeira metade do ano de 2017 (PV MAGAZINE, 2017). Em 2017, a potência total instalada no mundo foi entre 92 GW (conservador) e 97 GW (otimista), fazendo com que a capacidade instalada FV acumulada ultrapassasse a marca de 400 GW (BNEF, 2017).

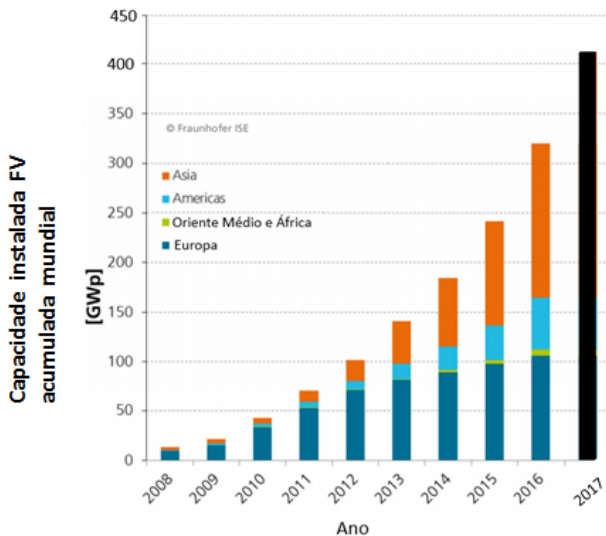


Figura 1 – Evolução da capacidade instalada FV acumulada.
Fonte: FRAUNHOFER (2017), adaptado.

A Fig. 2 apresenta a projeção da geração de energia por tecnologia nos anos de 2030 e 2060.

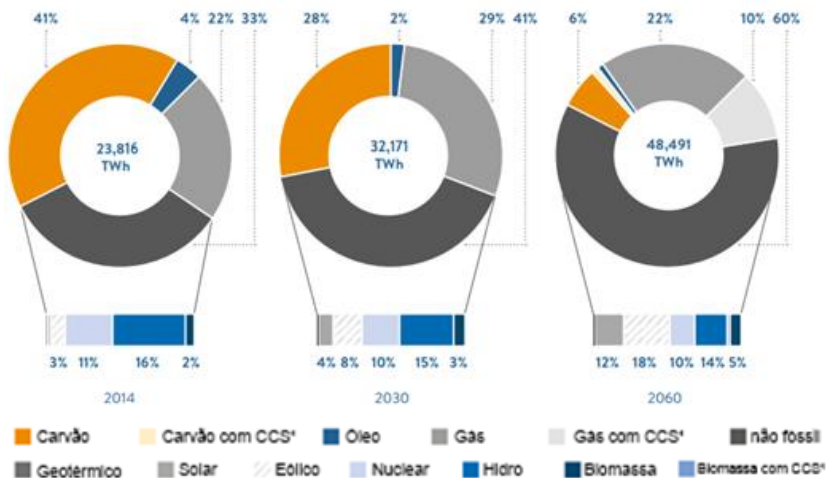


Figura 2 – Projeção da evolução da geração de eletricidade no mundo. Fonte: The World Energy Council (2016).

Contínuos avanços tecnológicos levam a projeções que os custos de capital inicial para sistemas fotovoltaicos decresçam em mais de 75% até 2060, sendo impulsionado pela disposição em apostar em tecnologias de energia limpa. Como resultado, projeta-se que a capacidade total instalada FV alcance 1.011 GW em 2030 e ultrapasse 4.000 GW até 2060, representando 4% e 12% da geração total de energia no mundo, respectivamente (WEC, 2016).

A Fig. 3 apresenta, durante o período de 2010 a 2017, o custo médio total de instalação, o fator de capacidade médio e o custo nivelado médio de instalação de sistemas fotovoltaicos.

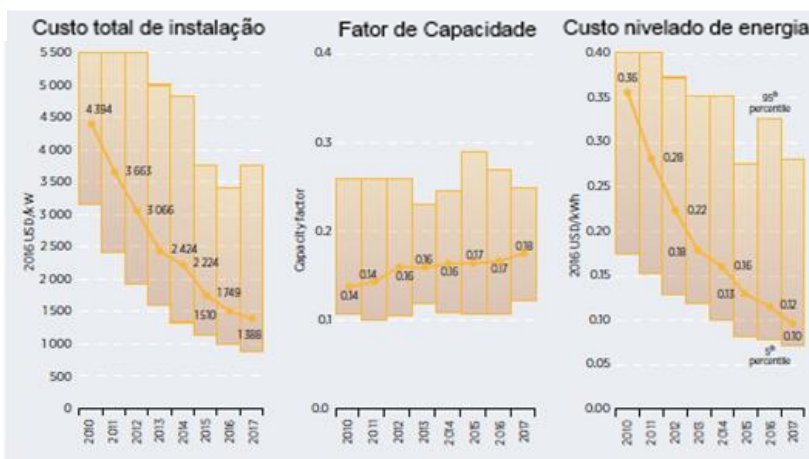


Figura 3 – Custo total de instalação, fator de capacidade e o custo nivelado de energia (LCOE). Fonte: IRENA (2018).

Observa-se que os valores médios de fator de capacidade têm aumentado de 14% a 18% nos últimos oito anos. Estudos realizados no nordeste brasileiro indicam um fator de capacidade médio de 20% em 2014, para cinco tecnologias diferentes de módulos fotovoltaicos (DESCHAMPS, 2015). Tal aumento se deve à maior implementação destes sistemas em regiões com maior irradiação solar, melhorias no desempenho destes sistemas e ao uso de sistemas com rastreamento, estes que compõem 79% dos novos sistemas instalados nos Estados Unidos em 2016 (BOLINGER, 2017).

Adicionalmente, o custo total médio de instalação tem diminuído de 4.394 US\$/kW para 1.388 US\$/kW e o custo nivelado médio de energia de 0,00036 US\$/MWh para 0,0001 US\$/MWh, com estudos com objetivo de redução para 0,00006 USD/MWh até 2020

(DOE, 2015) e utilizando a minimização do custo nivelado de energia como metodologia para cálculo da configuração ideal de grandes instalações fotovoltaicas (KEREKES, 2013).

Uma necessidade para que a tecnologia solar fotovoltaica forneça uma parte considerável da energia injetada na rede elétrica é que o custo da eletricidade deve ser economicamente competitivo com outras formas mais convencionais de geração de energia.

Baurzhan e Jenkins (2016) mostram que com taxas anuais estimadas de decréscimo de 4% e 7,67% nos custos de sistemas fotovoltaicos na África subsaariana, espera-se que sistemas fotovoltaicos residenciais se tornem competitivos com geradores a diesel entre 9 e 17 anos. Além dos aspectos geográficos, os incentivos estaduais e federais desempenham um papel importante nos mercados atuais de sistemas fotovoltaicos (SHRIMALI et al., 2016; ZHAI, 2013).

A Fig. 4 apresenta a evolução dos preços de compra de energia para sistemas de geração solar fotovoltaica de grande porte nos Estados Unidos de 2007 a 2015.

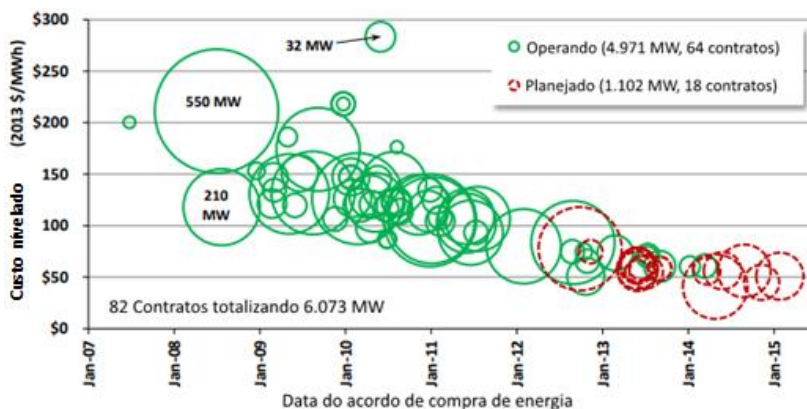


Figura 4 – Preços dos acordos de compra de energia nos Estados Unidos. Fonte: BOLINGER et al. (2015).

Nota-se um declínio considerável nos últimos quatro anos, chegando a alcançar contratos com valores em torno de 50 US\$/MWh em 2015. No Brasil, os preços médios de venda de energia solar fotovoltaica em leilões de energia de reserva realizados no dia 18 de dezembro de 2017 foram de 43,84 US\$/MWh (144,51 R\$/MWh), representando uma redução de 48,53% dos preços médios dos leilões realizados em 2015 (www.ccee.org.br).

No Brasil, centrais geradoras fotovoltaicas representam 9,69% das usinas atualmente em construção e 14,08% das com construção ainda não iniciada (www.aneel.gov.br).

2.2 Estudos energéticos em Campi Universitários

Atualmente a urbanização, a industrialização e a constante busca da melhora da qualidade de vida resultam em elevadas exigências por edificações mais confortáveis, aumentando diretamente o consumo de energia em edificações (NASUTION et al., 2014), que são as maiores consumidoras de eletricidade em regiões de climas quentes (REZAIIE et al., 2013, LAM et al., 2004; KAPSOMENAKIS et al., 2013). Nas metrópoles mundiais, o consumo de eletricidade devido ao uso de aparelhos condicionadores de ar e refrigeração representa de 33 a 50% de seu valor total, que por sua vez tem aproximadamente 80% da eletricidade gerada pela queima de combustíveis fósseis (IPCC, 2007).

O conceito de universidade sustentável pode ser definido como uma instituição de ensino superior que envolve e promove a minimização de efeitos ambientais, econômicos e sociais gerados pelo uso de seus recursos (VELAZQUEZ et al., 2006). Sedlacek (2013) salienta que as universidades têm papel fundamental no desenvolvimento sustentável em nível regional. Uma preocupação maior com sustentabilidade energética em campus universitários surgiu desde a divulgação da Diretiva Européia sobre o Desempenho Energético em Edificações (EPBD)(JANSSEN, 2004).

Kolokotsa et al. (2016) afirmam que, no que diz respeito ao espaço físico, população e aos diversos tipos de atividades realizadas nos campi, as universidades podem ser consideradas como mini-cidades. Alshuwaikhat e Abubakar (2008) mostram que os impactos energéticos e ambientais causados por universidades através de suas atividades e operações de ensino e pesquisa podem ser consideravelmente reduzidas utilizando-se escolhas eficientes de medidas organizacionais e gerenciais.

Nos Estados Unidos, os assinantes do acordo do ACUPCC (*American College and University President's Climate Commitment*) comprometem-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa nos campi e seus impactos ambientais. Até 2014, as 679 instituições participantes representam 41,6% dos alunos de ensino superior do país (DAUTREMONT-SMITH et al., 2009).

A integração da energia solar fotovoltaica às edificações de um campus universitário é uma grande alternativa para reduzir o consumo

da rede da distribuidora (PINTO et al., 2016; NASPOLINI et al., 2016) sendo que o Brasil tem as condições necessárias para aproveitar tais tecnologias (RÜTHER e ZILLES, 2011).

A Tab. 1 apresenta as instituições de ensino superior, os países de origem, a potência instalada e o atual status dos maiores sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em campi universitários. Nota-se uma grande quantidade de sistemas já instalados em universidades nos Estados Unidos.

Tabela 1– Resumo dos maiores sistemas fotovoltaicos conectados à rede em campus universitário. Fonte: HASAPIS et al. (2017), adaptado.

Instituição	País	kWp	Status
The University Of Arizona	EUA	28.095	Instalado
Arizona State University	EUA	23.567	Instalado
Rutgers, the State University of New Jersey	EUA	17.417	Instalado
Mount St. Mary's University	EUA	17.400	Instalado
Michigan State University	EUA	11.000	Instalado
Colorado State University	EUA	6.754	Instalado
California State University, Fullerton	EUA	6.000	Instalado
West Hills Community College District	EUA	6.000	Instalado
United States Air Force Academy	EUA	5.150	Instalado
The Hashemite University	Jordânia	5.000	Em Construção
Arizona Western College	EUA	4.616	Instalado
Universidad de Murcia	Espanha	2.750	Instalado
Oregon University	EUA	2.000	Instalado
Cornell University	EUA	2.000	Em Construção
Yale University	EUA	1.250	Planejado
University of Queensland	Austrália	1.220	Instalado
TU Delft	Holanda	1.200	Em Construção
University of California Merced	EUA	1.000	Instalado
Universidade de São Paulo	Brasil	500	Instalado
Universidade Federal de Santa Catarina	Brasil	110	Instalado

A seguir são apresentadas recentes pesquisas nas áreas de identificação de perfis de consumo energético em edificações em campi universitários e inserção de fontes de energia renováveis e análises de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos inseridos em ambientes universitários.

Yarbrough et al. (2015) explicaram como uma edificação individual interage com o pico de consumo do campus da Indiana University, a fim de facilitar eventuais economias de custo de demanda no horário de ponta. Agarwal et al. (2009) apresentaram dados coletados de edificações distintas de uso misto (com equipamentos de TI representando mais de um quarto do consumo total de energia) da University of California at San Diego com o objetivo de identificar os principais componentes de uso de energia e as fontes de pico de demanda. Escobedo et al. (2014) estimaram o consumo de energia para os edifícios do principal campus da Universidad Nacional Autónoma de México e estimaram cenários até 2020 incluindo tecnologias de eficiência energética e energias renováveis.

Park e Kwon (2016) exploraram sistemas de geração de energia renovável no campus da Kyung-Hee University, na Coreia do Sul, e demonstram que estabelecer sistemas conectados à rede é mais eficiente do que sistemas isolados.

Alyahya e Irfan (2016) avaliaram o papel que instituições universitárias exercem para alcançar a meta de 41 GW de potência instalada na Arábia Saudita até 2030.

Lee et al. (2016) analisaram a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos na University of New Haven e possivelmente outras localizadas no nordeste americano. Kalkan et al. (2011) investigaram os aspectos técnicos e de viabilidade da integração de um sistema FV isolado com objetivo de diminuir ao máximo as energias consumidas no Highfield Campus na University of Southampton. Talavera et al. (2014) simularam vários sistemas fotovoltaicos nos telhados e estacionamentos na Universidad de Jaén e realizaram um estudo de análise econômica.

Zhou et al. (2013) investigaram por forma de questionário o perfil de consumo de energia ao longo de cinco anos de edificações de dez centros de ensino distintos em universidades na província de Guangdong, na China. A pesquisa indicou uma grande diferença entre as universidades com relação à área de pesquisa. A Fig. 5 apresenta os resultados do trabalho.

Deshko e Shevchenko (2013) demonstraram as possibilidades e os problemas de se utilizar certificações para determinar medidas de eficiência energética em edificações de campi universitários. Os autores analisaram 114 universidades estaduais ao longo do território Ukraniano, sendo os resultados observados na Fig. 6.

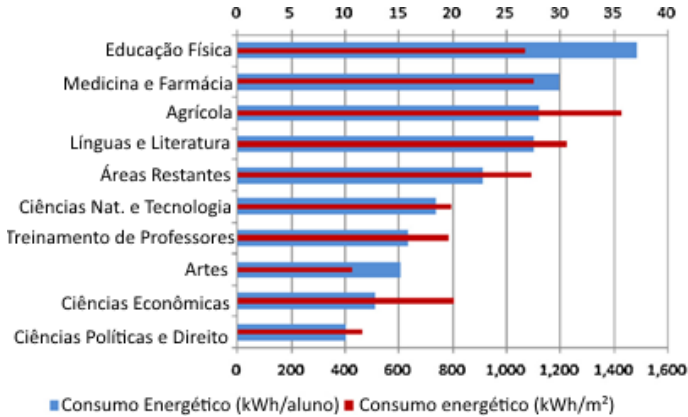


Figura 5 – Consumo energético (2006 a 2010) de edificações de áreas de pesquisa distintas província de Guangdong. Apresentados por aluno (inferior) e por metro quadrado (superior).

Fonte: ZHOU et al. (2013).

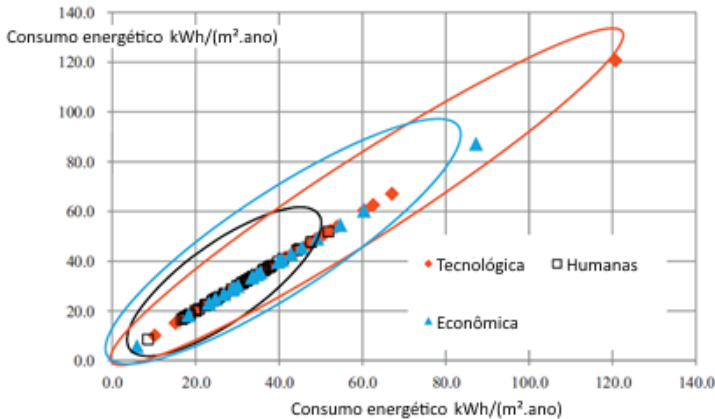


Figura 6 – Consumo energético de campus universitários de áreas de pesquisa distintas por metro quadrado Ano base: 2008.

Fonte: DESHKO E SHEVCHENCKO et al. (2013).

Na Universidade Federal de Santa Catarina, o Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica-UFSC) se dedica desde 1997 a pesquisar e promover a utilização da geração solar de eletricidade no campus, tendo instalado o primeiro gerador fotovoltaico integrado a uma edificação e conectado na rede elétrica pública do Brasil já naquele ano (RÜTHER e DACOREGIO,

2000). Mais recentemente, com a expansão do laboratório de energia solar da UFSC para o Sapiens Parque em Florianópolis, foram integrados geradores solares fotovoltaicos. Assim, o conjunto de edificações de energia positiva gera não somente toda a eletricidade para atender a suas demandas, como também para alimentar 100% da carga das baterias do ônibus elétrico do laboratório (fotovoltaica.ufsc.br), gerando ainda um excedente de eletricidade na UC que é injetado na rede elétrica da concessionária local de energia (CELESC) e cujos créditos são abatidos da conta de eletricidade da UC Cidade Universitária.

2.3 Fornecimento de energia elétrica no Brasil

No Brasil o órgão regulador do setor elétrico é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada em dezembro de 1996. A ANEEL atua normatizando diretrizes e políticas estabelecidas para o setor elétrico pelo Governo Federal fiscalizando o fornecimento de energia elétrica à sociedade.

Atualmente, desde a Lei nº 8.631/1993, as tarifas de energia são diferentes para cada estado e fixadas pela ANEEL para cada concessionária (Lei nº 8.987/1995 e posteriores alterações), alterando o regime econômico-financeiro das concessões de serviço pelo preço e não mais pelo custo (PAIXÃO, 2000).

Em 2004, foi lançado pelo Governo Federal um novo modelo para a comercialização da energia elétrica para o Setor Elétrico Brasileiro (Leis nº 10.847/2004 e nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004). Esta nova reformulação definiu que a comercialização de fosse realizada em dois ambientes distintos de contratação: regulado e livre.

No ambiente de contratação regulado (ACR), as concessionárias de distribuição adquirem energia elétrica por meio de leilões regulados pela ANEEL e fornecem para o cliente tanto o contrato de uso do sistema de distribuição como da energia consumida. Já no ambiente de contratação livre (ACL), a distribuidora fornece apenas o contrato de uso do sistema de distribuição. Os contratos de fornecimento de energia elétrica é livremente negociado entre geradores e consumidores.

A Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica para o ambiente de contratação regulado, ambiente de estudo deste trabalho.

2.3.1 Principais definições da REN 414/2010

As principais definições e termos da REN 414/2010 utilizadas neste trabalho são as seguintes:

“ Ciclo de faturamento: *Período correspondente ao faturamento de determinada unidade consumidora.*

Consumidor: *Pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à sua unidade consumidora.*

Demanda: *Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente.*

Demanda contratada: *Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).*

Demanda Faturável: *Valor de demanda de potência ativa, considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).*

Demanda medida: *Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento.*

Distribuidora: *Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.*

Energia elétrica ativa: *Aquela que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh).*

Energia elétrica reativa: *Aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de uma sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reactivo-hora (kvarh).*

Fatura: *Documento comercial que apresenta a quantia monetária total que deve ser paga pelo consumidor à distribuidora, em função do fornecimento de energia elétrica, da conexão e uso do sistema ou da prestação de serviços, devendo especificar claramente os serviços fornecidos, a respectiva quantidade, tarifa e período de faturamento de modo a possibilitar ao consumidor o acompanhamento de seu consumo mensal.*

Posto Tarifário: *Período de tempo em horas para a aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia. ”*

Na área de concessão da distribuidora local (CELESC), o horário de ponta compreende o período entre 18h30m e 21h29m (ANEEL, 2016). Com exceção dos finais de semana e feriados nacionais (REN 414/2010).

“Tarifa: *Valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R\$ (Reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa, base para a definição do preço a ser pago pelo consumidor e explicitado na fatura de energia elétrica.*

Unidade Consumidora: *Conjunto composto por instalações, ramal de entrada, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.”*

2.3.2 Estrutura Tarifária

Dentro do ambiente de contratação regulado, os consumidores são divididos nos grupos A e B, referentes ao nível de tensão que são atendidos.

Unidades consumidoras atendidas com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou a partir de sistemas subterrâneos (< 2,3 kV) estão enquadradas no Grupo A, conforme a Tab. 2.

Unidades consumidoras atendidas com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV estão enquadrados no Grupo B.

Consumidores enquadrados no Grupo A são caracterizados pela tarifação binômia, ou seja, são cobrados tanto pela demanda quanto pela energia que consomem.

Tabela 2 – Subgrupos de consumidores do grupo A.

Subgrupo	Tensão de fornecimento
A1	> 230 kV
A2	88 a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 a 44 kV
A4	2,3 a 25 kV
AS	< 2,3 kV (Subterrâneo)

Para ambos os grupos, a energia é cobrada pelo valor efetivamente consumido, enquanto a demanda será cobrada a partir do referencial de demanda contratada pelo consumidor. A distribuidora local de energia elétrica deverá ser capaz de fornecer este valor de demanda. Para o faturamento mensal da demanda utiliza-se o maior valor mensal de demanda (medida ou contratada).

As unidades consumidoras enquadradas no Grupo A estão enquadradas na estrutura tarifária horossazonal. Esta estrutura de tarifação é caracterizada pela aplicação de tarifas diferentes para consumo de energia elétrica e demanda de potência, de acordo com seu respectivo horário de utilização do dia, seja esta durante o horário de ponta ou fora deste.

Tal estrutura é motivada pela racionalização do consumo de energia elétrica. Como existem diferentes tarifas para diferentes horários do dia, espera-se que o consumidor utilize os horários mais baratos, aliviando o sistema elétrico.

A tarifação horossazonal se caracteriza em duas modalidades de contratação: Verde e Azul. A Tab. 3 apresenta suas características de tarifação em ambas as modalidades.

Tabela 3 – Características de tarifação das modalidades Azul e Verde.

	Energia	Demanda
Azul	Ponta	Ponta
	Fora Ponta	Fora Ponta
Verde	Ponta	Valor único
	Fora Ponta	

As unidades alimentadas com uma tensão de fornecimento acima de 69 kV estarão obrigatoriamente enquadradas na modalidade tarifária

Horossazonal Azul. Nos casos em que a unidade consumidora seja alimentada com uma tensão de fornecimento inferior a 69 kV, independentemente de sua demanda contratada, o consumidor escolhe sua modalidade tarifária. A alteração da modalidade tarifária ocorre a pedido do consumidor, desde que a última alteração tenha ocorrido antes dos últimos 12 ciclos de faturamento ou quando houver alteração na tensão de fornecimento.

Consumidores do Grupo A no ACR terão um valor mínimo de contratação de demanda de 30 kW. Os seguintes critérios são estabelecidos pela REN 414/2010 com relação à contratação de demanda:

Pedido de aumento: A distribuidora tem até 30 dias para disponibilizar a nova demanda, desde que efetuada a solicitação por escrito.

Pedido de redução: Deve ser feito por escrito e com antecedência de 90 dias (Grupo A4) ou 180 dias (demais grupos), podendo-se reduzir a demanda contratada somente uma vez a cada 12 meses. Caso seja implementadas medidas de eficiência energética, a distribuidora pode reduzir a demanda a qualquer hora.

Ultrapassagem da demanda contratada: Ocorre quando a demanda de potência ativa exceder mais de 5% da demanda contratada, cobrando-se o dobro da tarifa sobre o montante excedente.

2.3.3 Valor a ser cobrado do consumidor

A tarifas aplicadas deverão ser suficientes para arcar com as despesas de operação e expansão dos componentes elétricos que compõem o sistema, resultando em baixos índices de falhas e um fornecimento de energia com qualidade.

A REN 414/2010 define os dois diferentes tipos de tarifas publicadas pela ANEEL para a distribuidora CELESC:

“Tarifa de Energia (TE): *Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia.*

Tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD): *Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.*”

Os valores das tarifas são definidos considerando três custos distintos:

Aquisição de energia: A distribuidora compra uma certa quantidade de energia que seja suficiente para atender o mercado cativo.

Transporte de energia: A distribuidora tem despesas referentes à operação e manutenção da redes de distribuição (transmissão e distribuição).

Encargos e tributos: Os encargos são criados por leis com o objetivo de viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Tributos são os pagamentos devidos ao poder público. As distribuidoras de energia elétrica recolhem e repassam os tributos.

Nas faturas de energia elétrica estão incluídos os seguintes tributos federais, estaduais e municipais:

Tributos Federais: Para atender programas sociais do Governo Federal, são cobrados pela União impostos tais como: PIS - Programa de Integração Social e COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social. Suas alíquotas são de 1,65% para o PIS e 7,6% para o COFINS (Leis n 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004) sendo apurados de forma não cumulativa, ou seja, a alíquota média varia com o volume de créditos apurados mensalmente pela distribuidora e com os tributos pagos sobre os custos e despesas no mesmo período.

Tributos Estaduais: É cobrado o ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (Constituição Federal de 1988). Em Santa Catarina, a alíquota é de 25%.

Tributos Municipais: A distribuidora arrecada a COSIP - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública.

Desde 2015 (REN 547/2013), também passaram a contar nas contas de energia o sistema de bandeiras tarifárias, que indicam o custo atual de energia em função das condições atuais de geração de energia.

As bandeiras tarifárias incidem sobre o consumo da energia elétrica a ser faturada. Existem três tipos distintos de bandeiras tarifárias: verde, amarela e vermelha. As bandeiras são determinadas mensalmente pela ANEEL levando em consideração a geração hidrelétrica. Quando os reservatórios estão com nível considerado adequado os custos de geração de energia não sofrem aumento (bandeira verde); porém na medida em que os reservatórios vão se esvaziando, os custos de geração aumentam (bandeira amarela). Quando os reservatórios estão com pouca água se torna necessário acionar usinas termelétricas (bandeira vermelha), o que eleva o valor dos custos com geração de energia.

O objetivo deste sistema é de sinalizar aos consumidores o custo real de geração de energia, incentivando-os a utilizar de forma mais consciente a energia elétrica. É apresentado a seguir o acréscimo previsto sobre as tarifas para cada bandeira tarifária (ANEEL, 2017a):

Bandeira Verde: A tarifa não sofre acréscimo.

Bandeira Amarela: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01 para cada kWh consumido.

Bandeira Vermelha: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03 (Patamar 1) ou R\$ 0,05 (Patamar 2) para cada kWh consumido.

Por fim, o valor da tarifa e suas atualizações são definidas nos contratos de concessão entre as distribuidoras e o poder concedente, (União). Tais contratos preveem reajustes anuais, periódicos (cada quatro anos) e extraordinários (caso necessário) das tarifas. Os reajustes são necessários para assegurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Para os consumidores do Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a ANEEL publica tarifas sem a incidência de tributos. As distribuidoras incluem os tributos em suas tarifas conforme mostra a Eq. 1 (ANEEL, 2016b).

$$\text{Valor Cobrado} = \frac{\text{Tarifa ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (1)$$

2.4 Geração de Energia Elétrica dentro da Unidade Consumidora (Geração Distribuída)

A unidade consumidora poderá instalar geradores de pequeno porte a partir de fontes renováveis, podendo gerar sua própria energia e fornecer o excedente de geração para a rede de distribuição.

Para isso, a ANEEL regulamentou pela REN 482/2012, as condições gerais para o acesso à rede de sistemas de mini e microgeração e a REN 687/2015 para compatibilizar o sistema de compensação de energia com a REN 414/2010.

A REN 482/2012 define microgeração como uma central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW e minigerção como centrais geradoras com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW. No sistema de compensação vigente no Brasil, a unidade consumidora pode usufruir de créditos de energia ativa a serem consumidos em até 60 meses.

Uma questão importante abordada na REN 482/2012 é a limitação da potência instalada da central geradora à potência disponibilizada para a unidade consumidora, que para o Grupo A, é a demanda contratada junto à distribuidora (REN 414/2010). No caso de aumento da potência instalada deve-se solicitar aumento demanda contratada.

No Brasil, até o dia 23/05/17, 93,2% das centrais geradoras atendiam apenas uma unidade consumidora. De toda potência instalada 72% representava geradores de até 5 kW, associados a consumidores residenciais, que por sua vez representavam 79,5% das unidades cadastradas. Dos geradores renováveis de energia, a energia solar fotovoltaica contribuiu com 99% do número total de instalações e 70% da potência total instalada (ANEEL, 2017b).

O Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) autorizou a concessão de isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à UC pelo Convênio ICMS 16/2015. Para os estados que aderiram ao convênio, a isenção do ICMS incide na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede pela UC com os créditos de energia ativa originados na própria UC. Nos demais estados, o ICMS é cobrado sobre toda a energia consumida da rede.

Até novembro de 2017, somente os estados de Santa Catarina, Paraná, Espírito Santo e Amazonas não haviam aderido ao convênio e isentado a cobrança de ICMS sobre a micro e minigerção. (CONFAZ, 2015).

Com a Lei nº 13.169/2015, ficaram reduzidas a zero as alíquotas referentes ao PIS e ao COFINS também incidentes na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede pela UC com os créditos de energia ativa originados na própria UC

A REN 482/2012 também permite consumidores a utilizar seus respectivos créditos de energia em outras unidades dentro da área de concessão da distribuidora. As três formas existentes são descritas a seguir:

Geração Compartilhada: Reunião de consumidores por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

Autoconsumo Remoto: Para unidades consumidoras de mesma titularidade (Pessoa Jurídica ou Física) que possuem UC com geração distribuída em local diferente da UC na qual a energia será compensada, dentro da mesma área de concessão.

Múltiplas UC (Condomínios): Caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída.

A Fig 7 apresenta, para os próximos sete anos, a projeção da ANEEL para a instalação de microgeradores em unidades consumidoras para o mercado residencial e comercial. Observa-se que o número atual de UC com microgeradores representaria aproximadamente 3% das projetadas para o ano de 2024.

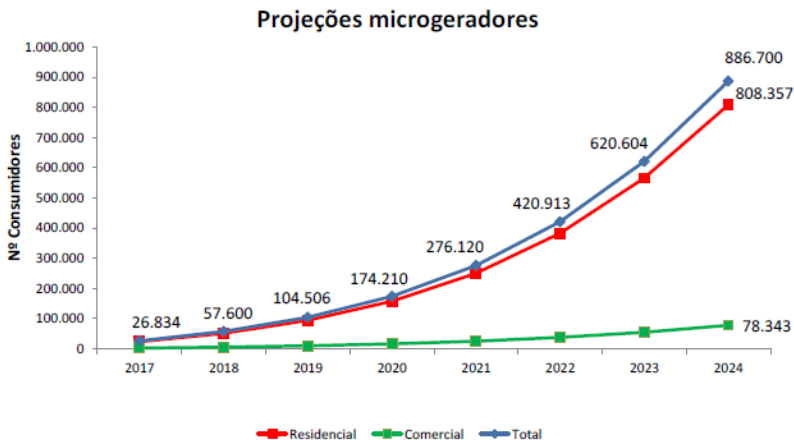


Figura 7 – Projeção do número de unidades consumidoras adotando microgeração. Fonte: ANEEL (2017).

A Fig 8 apresenta a projeção da ANEEL para a potência total instalada nos próximos sete anos. Neste caso, a potência instalada em 2024 aumentaria em 3145% com relação a 2017.

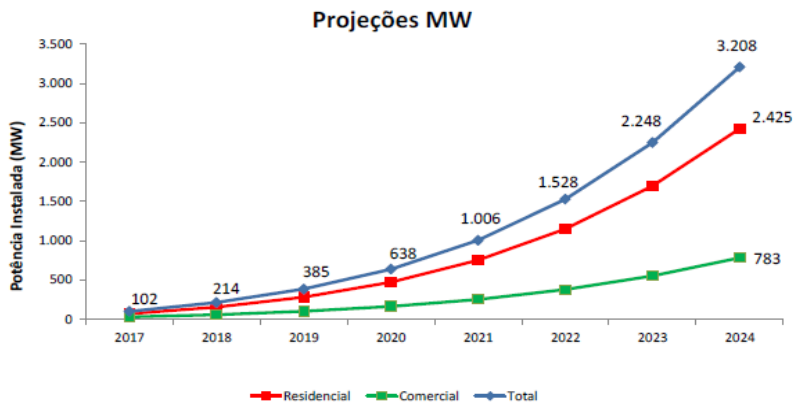


Figura 8 – Projeção da potência instalada. Fonte: ANEEL (2017).

2.5 Perfis de Curvas de Carga

Para determinar o consumo energético de uma unidade consumidora, seja ela residencial, industrial ou comercial, é imprescindível o conhecimento do perfil de sua curva de carga.

A Fig. 9 apresenta as curvas de carga típicas de unidades consumidoras residenciais, industriais e comerciais.

A curva de carga residencial se caracteriza como uma curva de crescimento contínuo, com um aumento de demanda no fim da tarde, e facilmente influenciável por condições meteorológicas e econômicas. Neste caso, é possível observar o aumento de consumo no horário de ponta devido ao retorno dos cidadãos às suas residências após o horário de expediente do trabalho.

A curva de carga industrial é caracterizada pela quantidade de turnos de operação, não sendo influenciável pelas condições meteorológicas. Tal comportamento poderá sofrer variações devido aos diferentes tipos de indústrias. É possível perceber um consumo elevado ao longo do dia e um declínio no horário de ponta, devido à aplicação de métodos para reduzir a demanda e, principalmente, pela imposição pelo setor elétrico de uma tarifa diferenciada para este horário, que costuma ser muito superior ao preço da tarifa no horário fora de ponta.

Finalmente, a curva de carga comercial tem uma sensibilidade maior devido às estações do ano, datas comemorativas, condições meteorológicas e condições econômicas. É possível observar uma elevação do consumo em torno das 08h00 aumentando até por volta do meio dia, quando ocorre uma pequena redução devido ao horário de almoço. No período vespertino ocorre um aumento de carga e em torno das 19h00 ocorre seu pico de carga.

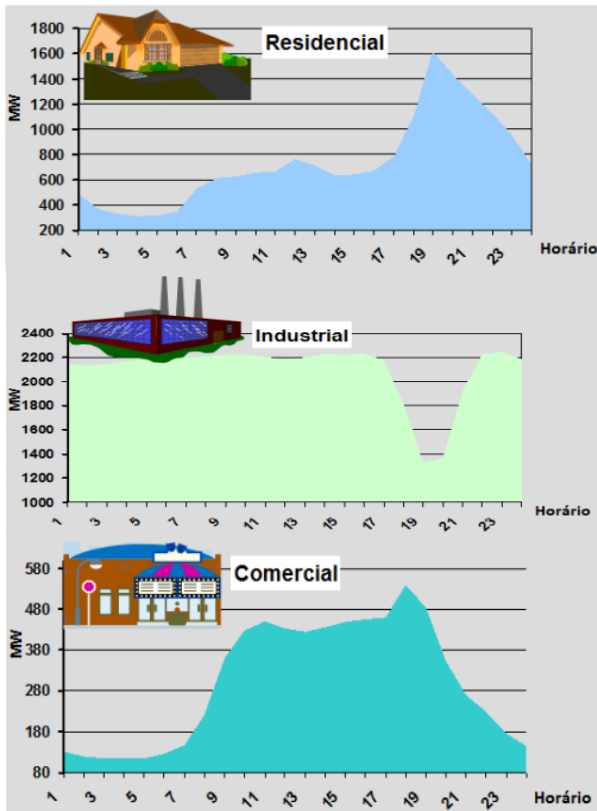


Figura 9 - Curvas de carga típicas residencial, industrial e comercial.
Fonte: COUTINHO (2010).

Observa-se que as unidades consumidoras da classe de consumo industrial e residencial representam mais de 50% de todo o consumo de energia no Brasil. Apesar do número de unidades consumidoras industriais ter diminuído em 2,3% nos últimos 12 meses, seu consumo como um todo sofreu um aumento de 2,8%. Enquanto isso, notou-se um aumento de 2,2% e 0,9% nas unidades residenciais e comerciais, enquanto que o consumo médio nestas classes diminuiu em 1,8% e 2,8%, respectivamente (MME, 2017).

A Fig. 10 mostra as porcentagens representativas do consumo de energia oriundas de diferentes tipos de unidades consumidoras no Brasil no período de outubro de 2016 a setembro de 2017.

Consumo de Energia Elétrica em Setembro/2017 Consumo de Energia Elétrica em 12 meses

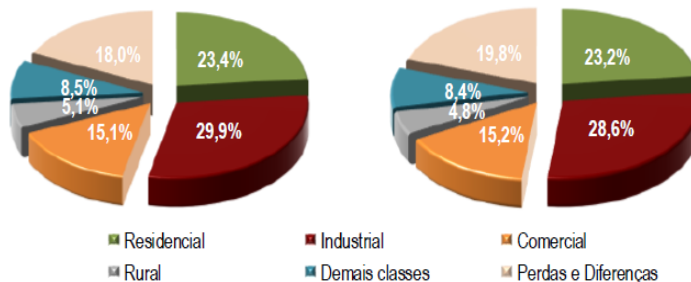


Figura 9 – Consumo de energia no mês de setembro de 2017 e acumulado em 12 meses. Fonte: MME (2017).

No Subsistema Sul do Sistema Interligado Nacional, as demandas máximas mensais registradas em 2017 foram maiores que as registradas em 2016 e 2015 em sete dos nove meses analisados, como mostra a Fig. 11.

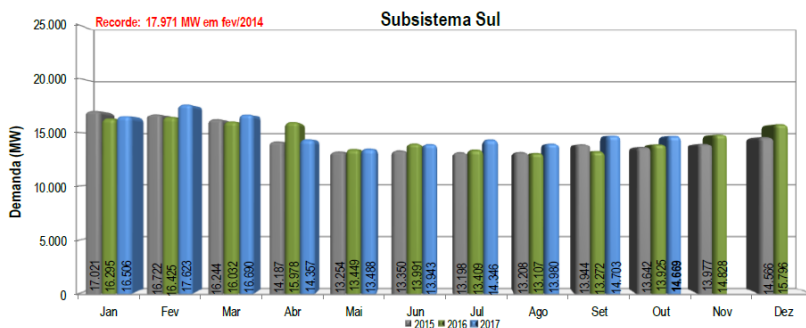


Figura 10 – Demandas máximas mensais do Subsistema Sul do Sistema Interligado Nacional. Fonte: MME (2017).

2.6 Consumo de energia elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina em 2016

Em 2016, a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) contou com 82 Unidades Consumidoras (UC), das quais 23 pertenciam ao subgrupo A4 (alimentação em 13,8 kV) com contratos de fornecimento de energia elétrica junto à distribuidora de energia local (Centrais Elétricas de Santa Catarina - Celesc) na modalidade tarifária Horossazonal Verde. A Fig. 12 apresenta a distribuição do consumo de energia elétrica de todas as unidades consumidoras da UFSC, distribuídas pelas cidades onde estão localizadas. As unidades consumidoras localizadas em Florianópolis são responsáveis por 96% do consumo total de energia elétrica da UFSC.

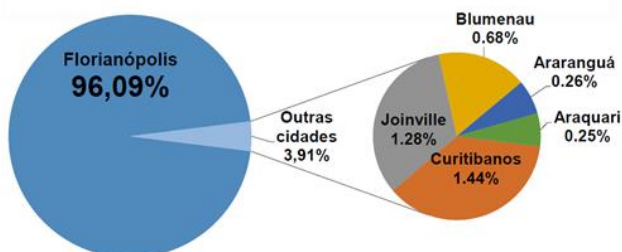


Figura 11 – Distribuição do consumo de energia elétrica na Universidade Federal de Santa Catarina em 2016.

Fonte: DPAE (2017).

A Fig. 13 apresenta os percentuais das despesas totais faturadas para as unidades consumidoras da UFSC. Neste trabalho, a UC denominada como CTC abrange as edificações das Engenharias Civil, Química e de Alimentos e o Centro de Ciências Biológicas.

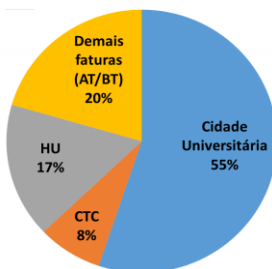


Figura 12 – Percentuais das despesas totais faturadas na Universidade Federal de Santa Catarina em 2016.

Fonte: DPAE (2017)

Dentre as UCs da UFSC destacaram-se a UC Cidade Universitária, a UC Hospital Universitário e a UC CTC responsáveis por respectivamente 55%, 17% e 8% de suas despesas totais com energia elétrica, respectivamente. As demais UCs da UFSC foram responsáveis por aproximadamente 20% de sua despesa total com energia elétrica. A Fig. 14 apresenta para o ano de 2016, a energia ativa total consumida e as despesas totais com energia elétrica da UFSC.

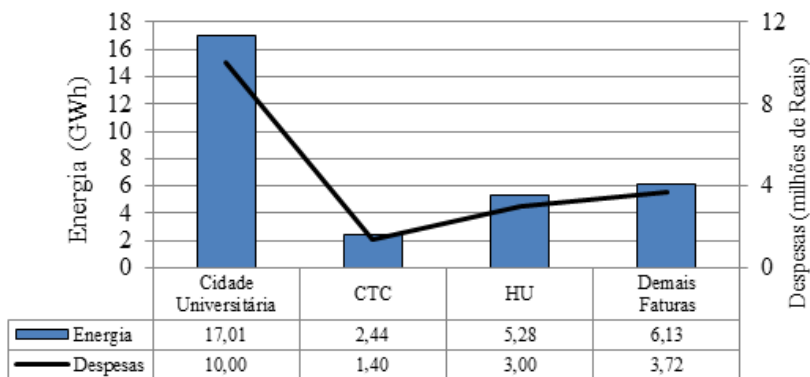


Figura 14 – Energia ativa consumida e despesas com energia elétrica na Universidade Federal de Santa Catarina em 2016. Fonte: DPAE (2017).

Em 2016, a UFSC apresentou (englobando todas as suas 82 UCs) um consumo total de energia elétrica de aproximadamente 30,1 GWh e despesas relativas à mesma junto à Celesc de aproximadamente R\$ 18,2 milhões. O custo adicional referente a impostos federais, descontados das faturas de energia elétrica e recolhidos diretamente para a União (5,85 %) através de guia própria (código de receita 5147) foi de R\$ 1,06 milhões, totalizando a despesa anual com energia elétrica da UFSC em aproximadamente R\$ 19,19 milhões naquele ano.

3 METODOLOGIA

Este trabalho propõe um método para avaliar os impactos proporcionados pela modalidade de contratação da energia elétrica junto à concessionária local e pela inserção de 5 MW de sistemas solares fotovoltaicos sobre as despesas com energia elétrica da Unidade Consumidora Cidade Universitária-UC.

O método desenvolvido não avalia a migração da UC para o mercado livre de energia.

A UC a ser analisada neste trabalho pertence ao subgrupo A4 (alimentada em 13,8 kV) e a UFSC contrata sua energia elétrica junto à concessionária local (Celesc) na modalidade Horossazonal Verde.

O trabalho foi dividido nas etapas abaixo relacionadas:

- a) Análise do perfil de consumo da UC;
- b) Análise da modalidade de contratação de sua energia e seus impactos sobre as despesas com energia elétrica;
- c) Análise técnica da inserção da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW à UC;
- d) Avaliação dos impactos da inserção da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW e da modalidade de contratação sobre as despesas com energia elétrica da UC.

3.1 Análise do perfil de consumo da UC Cidade Universitária

Para todos os meses do ano de 2016, através dos dados de demanda registrados pelo medidor de energia elétrica (marca CCK) instalado pela Celesc na entrada da UC foram levantadas as curvas de demanda, em intervalos de 15 minutos e calculadas as energias consumidas em intervalos de 15 minutos, em base horária, mensal e anual.

A energia elétrica consumida pela UC, em intervalos de 15 minutos, pode ser obtida através da Eq. (2).

$$E = D \cdot \frac{15}{60} \quad (2)$$

Em que:

E = Energia elétrica consumida, em intervalos de 15 minutos, expressa em Wh;

D = Demanda ativa medida, em intervalos de 15 minutos, expressa em W.

A energia elétrica consumida, no intervalo de tempo especificado, pode ser calculada como a soma das energias consumidas calculadas a cada intervalo de cinco minutos, integrante do intervalo de tempo especificado (k,i), conforme mostra a Eq. (3).

$$E_i = \sum_{k=1}^i E_k \quad (3)$$

Em que:

E_i = Energia consumida no intervalo especificado, expressa em Wh;

E_k = Energia consumida, expressa em Wh;

i = Limite superior da somatória;

k = Limite inferior da somatória.

3.2 Análise da modalidade de contratação da energia e seus impactos sobre as despesas com energia elétrica UC Cidade Universitária

A Tab. 4 apresenta, para a concessionária Celesc e para os anos de 2015 e 2016, a evolução das tarifas de aplicação (sem impostos) para o Subgrupo A4 (13,8 kV) nas modalidades de contratação Horossazonal Verde e Horossazonal Azul. Para a distribuidora Celesc, o reajuste tarifário anual das tarifas de demanda e de energia ocorre no mês de agosto.

*Tabela 4 – Tarifas de aplicação para o Subgrupo A4 (sem impostos).
Fonte: ANEEL, 2015b e ANEEL, 2016a*

Horossazonal Verde				
Ano	Demanda (R\$/kW)		Energia (R\$/kWh)	
			Ponta	Fora Ponta
2016	9,09		1,04231	0,30126
2015	9,11		1,0837	0,32193
Horossazonal Azul				
Ano	Ponta		Fora Ponta	
	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/kWh)
2016	25,19	0,43184	9,09	0,30126
2015	25,31	0,46944	9,11	0,32193

As Eq 4a e 4b apresentam o valor a ser faturado para a energia elétrica consumida no mercado cativo, tanto na modalidade horossazonal verde como na horossazonal azul (REN 414/2010).

$$VF_{(a)} = [(CE_{(FP)} \cdot (TE_{(FP)} + TUSD_{(FP)})) + (CE_{(P)} \cdot (TE_{(P)} + TUSD_{(P)}))] + (DF_{(FP)} \cdot TD_{(FP)}) + (DF_{(P)} \cdot TD_{(P)}) \quad (4a)$$

$$VF_{(v)} = [(CE_{(FP)} \cdot (TE_{(FP)} + TUSD_{(FP)})) + (CE_{(P)} \cdot (TE_{(P)} + TUSD_{(P)}))] + (DF \cdot TD) \quad (4b)$$

Em que:

$VF_{(a)}$ = Valor faturado de energia elétrica enquadrada na horossazonal azul, expressa em R\$;

$VF_{(v)}$ = Valor faturado de energia elétrica enquadrada na horossazonal verde, expressa em R\$;

$CE_{(FP)}$ = Consumo de energia ativa no horário FP, expressa em kWh;

$CE_{(P)}$ = Consumo de energia ativa no horário P, expressa em kWh;

$TE_{(FP)}$ = Tarifa de consumo de energia ativa no horário FP, expressa em R\$/kWh;

$TE_{(P)}$ = Tarifa de consumo de energia ativa no horário P, expressa em R\$/kWh;

$DF_{(FP)}$ = Demanda de potência ativa no horário FP, expressa em kW;

$DF_{(P)}$ = Demanda de potência ativa no horário P, expressa em kW;

$TD_{(FP)}$ = Tarifa de demanda de potência ativa no horário FP, expressa em R\$/kW;

$TD_{(P)}$ = Tarifa de demanda de potência ativa no horário P, expressa em R\$/kW;

DF = Demanda de potência ativa, expressa em kW;

TD = Tarifa de demanda de potência ativa, expressa em R\$/kW;

$TUSD_{(FP)}$ = Tarifa de uso do sistema de distribuição no horário FP, expressa em R\$/kWh;

$TUSD_{(P)}$ = Tarifa de uso do sistema de distribuição no horário P, expressa em R\$/kWh.

Para o faturamento mensal da demanda utiliza-se o maior valor mensal de demanda (medida ou contratada). A demanda medida consiste na maior demanda de potência ativa, verificada por medição,

integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento.

Caso o reajuste tarifário ocorra dentro de um ciclo de faturamento da UC (no caso desta UC a medição é realizada no dia 25 de cada mês) será aplicada uma tarifa proporcional, conforme mostra a Eq. (5) (REN 414/2010).

$$TP = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (5)$$

Em que:

TP = Tarifa Proporcional a ser aplicada;

T_i = Tarifa em vigor durante o período de faturamento;

P_i = Número de dias em que esteve em vigor a tarifa durante o período de faturamento;

i = Período de faturamento.

Nos meses onde os montantes de demanda de potência ativa medidos excederem em mais de 5%, os valores da demanda contratada serão adicionados ao faturamento a cobrança por ultrapassagem conforme a Eq. (6) (REN 414/2010).

$$D_{(p)} = (PAM_{(p)} - PAC_{(p)}) \cdot 2 \cdot VR_{(p)} \quad (6)$$

Em que:

$D_{(p)}$ = Valor correspondente à demanda de potência ativa excedente, expressa em R\$;

$PAM_{(p)}$ = Demanda de potência ativa medido, expressa em kW;

$PAC_{(p)}$ = Demanda de potência ativa contratada, expressa em kW;

$VR_{(p)}$ = Valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência ao subgrupo A4;

p = Posto tarifário ponta ou fora ponta.

Para o ano de 2016 e para os perfis de demanda FP e P, considerando as prescrições da REN 414/2010 foram simulados quatro cenários de contratação da demanda junto à concessionária de energia elétrica, através da variação da demanda a contratar de 60% da demanda mínima até 120% da demanda máxima registrada em 2016, em intervalos de 2% da demanda média medida FP e P. Para cada cenário simulado foram calculadas as despesas anuais com demanda (despesas

com demanda + despesas com ultrapassagem de demanda). O valor da demanda a contratar junto à concessionária é aquele que resulta em menor despesa anual com demanda e que atenda às prescrições da REN 414/2010 (ANEEL, 2010).

Os cenários analisados levaram em consideração quatro formas de contratação de demanda, conforme descritas a seguir:

Demanda única: Se aplica, normalmente, à UC's com pouca ou nenhuma variação da demanda medida ao longo do período analisado.;

2 patamares de contratação: Normalmente aplicada para UC com variação sazonal de demanda. Contratação de dois valores de demanda ao longo do ano, um para o período de maiores demandas e outro para o período de menores demandas;

3 patamares de contratação: Contratação que modela com mais precisão a curva de carga da UC, resultando em três valores de demanda a contratar (através de aditivos contratuais) ao longo do ano;

4 patamares de contratação: Esta modalidade de contratação exige do consumidor uma dinâmica ainda maior em celebrar (com a distribuidora) os aditivos contratuais para os quatro valores de demanda a contratar. Tal modalidade pode ser muito vantajosa ao consumidor se a concessionária de energia elétrica aceitar as alterações de demanda propostas ao longo do período analisado sem propor custos adicionais de reforço do sistema de distribuição.

Para cada perfil de demanda FP e P, foi selecionado o respectivo patamar de contratação da demanda (com indicação do(s) mês(es) e do(s) respectivo(s) valor(es) mensais da demanda a contratar junto à concessionária local) que proporcionou a menor despesa anual com demanda para a UC tanto no horário FP como no horário P.

Para as demandas a contratar que proporcionaram a menor despesa anual com demanda para a UC tanto no horário FP como no horário P, através das Eq. 4a e 4b e das tarifas vigentes para o ano 2016 (Tab.4) foram avaliadas duas possíveis modalidades de contratação da energia elétrica, a saber, Horossazonal Verde e Horossazonal Azul. Para a UC e para o período analisado, foi considerada mais adequada a modalidade de contratação de energia cuja despesa total anual com energia elétrica (sem impostos) resultasse no menor valor.

Adicionalmente, após a definição da melhor modalidade de contratação de energia elétrica junto à concessionária local (Celesc) foram calculadas as despesas com demanda e com energia (com impostos) para a UC. As tarifas com impostos utilizados para esta análise são apresentados no Apêndice A. Tais despesas foram comparadas com as respectivas despesas faturadas pela Celesc para a UC Cidade Universitária no ano de 2016.

3.3 Análise da inserção da minigeração solar fotovoltaica à UC Cidade Universitária UFSC

3.3.1 Recurso solar

Para avaliar o recurso solar no Campus Trindade da UFSC, local de inserção da UC Cidade Universitária, a metodologia adotada consiste em levantar, para o ano de 2016, a evolução mensal da irradiação solar global média diária no plano horizontal e da temperatura ambiente média diária, através de dados registrados de irradiância no plano horizontal e de temperatura ambiente.

Foram utilizados dados medidos, de irradiância e de temperatura ambiente com resolução temporal de 1 minuto, da estação solarimétrica nº 3 do BSRN (*Baseline Surface Radiation Network*) (KÖNIG-LANGLO et al., 2013), localizada em Florianópolis - SC, no prédio da Engenharia Mecânica da UFSC (COLLE, 2017), obtidos via o *Data Publisher for Earth and Environmental Science* PANGAEA (<https://dataportals.pangaea.de/bsrn>).

A Fig. 15 apresenta a evolução mensal do percentual de dados válidos de irradiância e temperatura ambiente.

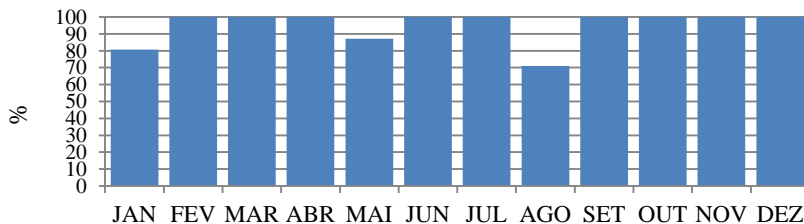


Figura 15 - Percentual mensal de dados meteorológicos válidos de irradiância e temperatura em 2016 para o Campus Central da UFSC.

Para o ano de 2016, foram registrados pela estação solarimétrica nº 3 do BSRN, localizada em Florianópolis, aproximadamente 94,8%

dos dados totais de irradiância e temperatura ambiente. Neste período, foi registrado falta de dados durante seis dias em janeiro, quatro dias em maio e nove dias em agosto.

Nos dias com falta de dados foi utilizada a metodologia de preenchimento de dados (*gap filling*) de SCHWANDT et al. (2013). O procedimento de preenchimento de dados para dados faltosos de até 10 dias é de substituir as falhas dos primeiros cinco dias com dados do dia anterior ao início da falha e os cinco últimos dias de falha com dados do dia após a falha. O limite de 10 dias é definido devido ao fato de admitir-se que o tempo permanece constante por um período de até cinco dias. Além disso, a posição do sol não se desvia significativamente durante um período de cinco dias.

Para Florianópolis, a irradiação solar global horizontal, em intervalos de 1 minuto, foi calculada conforme a Eq. (7).

$$Irr = I \cdot \frac{1}{60} \quad (7)$$

Em que:

Irr = Irradiação solar global horizontal, em intervalos de um minuto, expressa em Wh/m²;

I = Irradiância no plano horizontal, em intervalos de um minuto, expressa em W/m² (Obtido via BSRN).

A irradiação solar global horizontal calculada, no intervalo de tempo especificado, pode ser obtida através da Eq. (8).

$$Irr_i = \sum_{k=1}^i Irr_k \quad (8)$$

Em que:

Irr_i = Irradiação solar global horizontal no intervalo especificado, expressa em Wh/m²;

Irr_k = Irradiação solar horizontal, no intervalo de tempo k integrante do intervalo de tempo especificado, expressa em Wh/m²;

i = Limite superior da somatória;

k = Limite inferior da somatória.

A irradiação solar global horizontal, no intervalo de tempo especificado, é caracterizada como a soma das irradiações solares horizontais calculadas a cada intervalo de um minuto, integrante do intervalo de tempo especificado (k, i).

Os valores da irradiação solar global horizontal média diária obtidos para o ano de 2016 foram comparados com valores médios

diários de irradiação solar global horizontal dos bancos de dados da NASA, NREL e ATLAS Brasileiro de Energia Solar. Os valores de temperatura média diária obtidos para o ano de 2016 foram comparados com valores médios diários de temperatura ambiente dos bancos de dados da NASA e do INMET. O Apêndice B apresenta a descrição dos bancos de dados utilizados.

3.3.2 Geração solar fotovoltaica

A Fig. 16 mostra a abrangência da UC Cidade Universitária. Esta UC alimenta cargas elétricas de 52 departamentos de diversos cursos que compõem 10 Centros de Ensino, que por sua vez ocupam uma área de aproximadamente 490.000 m² (DPAE, 2017).



Figura 16 – Abrangência da UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC. Fonte: DPAE (2017).

A Fig. 17 apresenta a área edificada da UC, totalizando aproximadamente 109.300 m², que corresponde a 22,3% de sua área total (CUSTÓDIO, 2016). A Fig. 18 indica as edificações selecionadas para a instalação da minigeração fotovoltaica de 5 MW, todas edificações existentes e com percentual de sombreamento anual menor que 5% referentes as áreas das coberturas determinadas para integração FV.



Figura 17 – Área edificada da UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC. Fonte: CUSTÓDIO (2016).



Figura 18 – Edificações selecionadas da UFSC em Florianópolis-SC. Fonte: CUSTÓDIO (2016), adaptado.

Neste trabalho foi escolhida para a simulação a tecnologia de Silício Multicristalino (p-Si) para os módulos fotovoltaicos, devido ao elevado valor de eficiência (maximizando a potência instalada), boa relação custo/benefício e grande escala de produção mundial.

A Tab. 5 apresenta as principais características do módulo fotovoltaico escolhido, composto por 60 células solares fotovoltaicas e com dimensões de 100 x 160 cm.

Tabela 5 - Características do módulo fotovoltaico.

Tecnologia	Potência (W)	V _{mpp} (V)	I _{mpp} (A)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)
Silício Multicristalino (p-Si)	265	30,6	8,66	37,7	9,23

Em que:

V_{MPP} = Tensão de máxima potência; V_{OC} = Tensão de circuito aberto;
 I_{MPP} = Corrente de máxima potência; I_{SC} = Corrente de curto circuito;

A contribuição energética e o desempenho dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica a serem integrados às edificações foram avaliados através de simulações utilizando o *software* PVsyst (MERMOUD, 2017). Este trabalho utiliza sua versão 6.6.3 (www.pvsyst.com). Adicionalmente, o ambiente topográfico do terreno foi inserido nas simulações.

A Tab. 6 apresenta as perdas padronizadas adotadas nas simulações via PVsyst para os sistemas FV analisados.

Tabela 6 – Perdas padronizadas adotadas para o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Fonte: PVsyst.

Tecnologia	Perda ôhmica	Perda por eficiência	Perdas por <i>mismatch</i>	Perda por sujeira	Indisponibilidade do sistema	Perdas LID
Silício Multicristalino (p-Si)	1,5%	-0,8%	1,0%	3,0%	2,0%	1,3%

A Tab. 7 apresenta o resumo das edificações selecionadas, a quantidade total de módulos e a potência instalada. Para atingir a capacidade instalada de 4,99 MW (5 MW) são necessários 18.845 módulos fotovoltaicos de p-Si selecionados.

Tabela 7 - Edificações escolhidas, inclinações utilizadas, número de módulos FV e capacidade instalada.

<i>Edificação</i>		<i>Inclinação /Angulação Azimutal</i>	<i>Nº de módulos</i>	<i>Potência instalada (kWp)</i>
1	Biblioteca Universitária	27° / - 4°	1.44	381,60
2	Prédios CDS	27° / 26°	234	62,01
3	CDS-Piscina Olímpica	41° / - 85° 19° / - 65° 0° / - 85° 19° / 115° 41° / 115°	2.428	643,42
4	Reitoria	30° / 0°	648	171,72
5	Centro de Cultura e Eventos	30° / - 4°	465	123,23
6	Prédios CCE	27° / 0°	558	147,87
7	Imprensa Universitária	27° / - 4°	378	100,17
8	Restaurante Universitário	16° / - 5° 16° / -184°	884	234,26
9	Prédios CFM	27° / - 41°	1120	296,80
10	CDS-Ginásios 1 e 2	30° / - 5° 15° / - 5° 0° / - 5° 30° / 175° 15° / 175°	906	240,09
11	CDS-Ginásio 3	29° / - 5° 10° / - 5° 0° / - 5° 10° / 175° 29° / 175°	786	208,29
12	RU-Secretaria/Almoxarifado	30° / - 5°	247	65,45
13	Centro de Convivência	27° / - 5°	304	80,56
14	Prédios CFH	27° / - 5°	1.044	276,66
15	Prédios CSE	27° / 0°	760	201,40
16	Prédios Centro Tecnológico	27° / 17° 27° / - 4° 27° / 12°	2.048	542,72
17	Colégio de Aplicação	27° / 0°	756	200,34
18	Prédios CCS²	27° / 0°	1.188	314,82
19	Prédios CCB/CFM/EFI	27° / - 5°	2.214	586,71
20	Fundação CERTI/LEPTEN	27° / - 4°	437	115,80
TOTAL			18.845	4.993,92

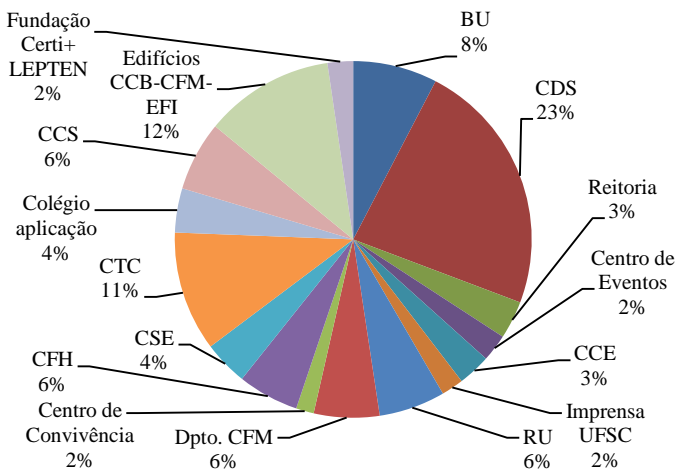


Figura 19 – Percentuais da potência fotovoltaica a ser instalada na UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC.

Como exemplo, a Fig. 20 apresenta as edificações selecionadas para o Centro Tecnológico com a localização das respectivas instalações solares fotovoltaicas. As simulações via PVsyst foram realizadas com o posicionamento dos módulos em ângulos de inclinação e angulações azimutais (ângulo de orientação com relação ao norte geográfico) variados, dependendo da integração específica a cada edificação. O Apêndice C mostra, em modelo 3D, todas as edificações selecionadas para compor a minigeração solar fotovoltaica de 5 MW com a localização de suas respectivas instalações solares fotovoltaicas.

Devido ao fato de uma estrutura com cobertura completamente curva não estar disponível no banco de edificações de modelagem 3D do software PVsyst, todas as coberturas curvas deste projeto foram modeladas com cinco inclinações diferentes, demonstrado pela Fig. 21. Nas estruturas curvas os módulos foram colocados em paisagem a fim de que o menor lado fosse responsável pela curvatura do edifício.

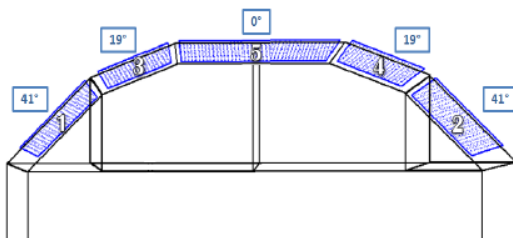


Figura 21– Modelagem 3D do edifício da piscina olímpica dentro do software PVsyst. Fonte: Napolini et al., 2016.

A Fig. 22 apresenta o percentual de irradiação solar disponível em Florianópolis em função da inclinação e azimute utilizados. Os pontos representam as inclinações e ângulos azimutais das 20 edificações selecionadas. Observa-se que a maioria das edificações selecionadas se enquadram na faixa de 95% de incidência de irradiação solar total disponível em Florianópolis. As simulações realizadas utilizando angulações azimutais de ± 175 graus, 115 graus e -65 graus foram referentes aos ginásios do CDS, conforme Fig. 47, 54 e 55 no apêndice C.

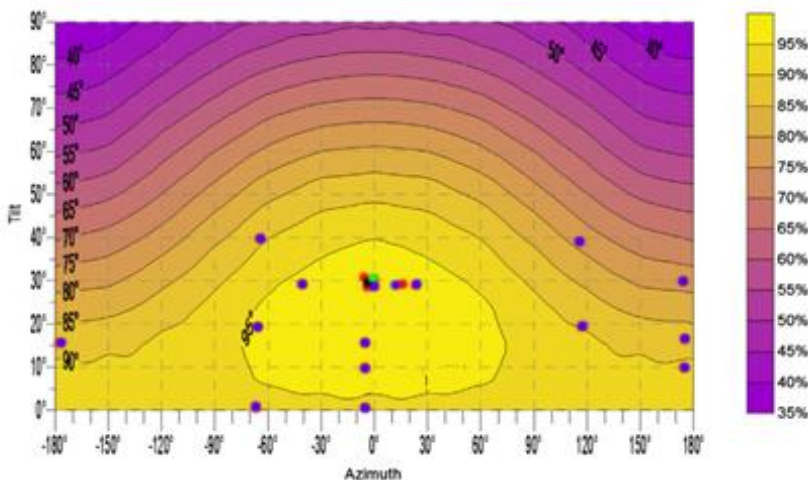


Figura 22 – Fração da incidência do recurso solar máximo disponível em Florianópolis em função do desvio azimutal e da inclinação. Fonte: SANTOS e RÜTHER, 2014 (adaptado).

A Tab. 8 apresenta a potência instalada por faixa de irradiação disponível. Verifica-se que 80,8% dos sistemas fotovoltaicos foram simulados com inclinações e ângulos azimutais dentro da faixa de 95% de incidência da irradiação total disponível em Florianópolis.

Tabela 8 – Potência instalada por faixas de irradiação.

Recurso solar disponível	(%)	95	90	85	80	75	≤ 70
Potência instalada	(kW)	4.035	371	395	0	193	0
	(%)	80,8	7,4	7,9	0	3,8	0

Dados de irradiação global horizontal e temperatura ambiente calculados para Florianópolis, a partir de dados medidos do BSRN, foram importados no *software* PVsyst em base horária. Foram calculados, para cada sistema fotovoltaico analisado, a energia gerada, o desempenho global (*Performance Ratio - PR*), o fator de capacidade e a produtividade (*Annual Energy Yield - Y*).

O desempenho global (*PR*) do sistema fotovoltaico no intervalo de tempo especificado é obtido pela Eq. (9).

$$PR_i = \frac{E_i^{gerada} \cdot I^{ref}}{P \cdot Irr_i} \quad (9)$$

Em que:

PR_i = Desempenho global no intervalo de tempo especificado;

i = Intervalo de tempo especificado;

P = Potência instalada na usina;

E_i^{gerada} = Energia gerada pela usina no intervalo de tempo especificado (obtido via *software* PVsyst);

I^{ref} = Irradiância de referência (1.000 W/m²);

Irr_i = Irradiação solar no intervalo de tempo especificado (obtido via dados BSRN).

A produtividade do sistema fotovoltaico no intervalo de tempo especificado é calculada pela Eq. (10).

$$Y_i = \frac{E_i^{gerada}}{P} \quad (10)$$

Em que:

Y_i = Produtividade no intervalo de tempo especificado;

i = Intervalo de tempo especificado;

P = Potência instalada da usina, expressa em kW;

E_i^{gerada} = Energia gerada pela usina no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh (obtido via software PVsyst).

O fator de capacidade no intervalo de tempo especificado é obtido pela Eq. (11).

$$FC_i = \frac{E_i^{gerada}}{P \cdot i} \quad (11)$$

Em que:

FC_i = Fator de capacidade no intervalo de tempo especificado;

i = Intervalo de tempo especificado;

P = Potência instalada na usina; expressa em kW;

E_i^{gerada} = Energia gerada pela usina no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh (obtido via software PVsyst).

3.3.3 Impactos da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW e da modalidade de contratação sobre as despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária

Para os 12 meses de 2016, dados de demanda em intervalos de 15 minutos, extraídos do medidor de energia elétrica da UC Cidade Universitária, instalado pela Celesc, foram explorados para levantar a evolução mensal da demanda original (sem a inserção da geração fotovoltaica de 5 MW), em intervalos de 1 hora.

Para os 12 meses de 2016, foram levantadas (por simulação via PVsyst) a evolução mensal da potência elétrica oriunda da geração fotovoltaica de 5 MW (potência FV), em intervalos de 1 hora (resolução mínima de saída de dados do *software*). A partir das curvas mensais de potência FV foram calculadas as respectivas energias geradas (energias evitadas de serem adquiridas da concessionária local) em base horária, mensal e anual.

Através das curvas mensais de demanda original da UC e das curvas mensais da potência FV foi levantada a evolução mensal da demanda da UC considerando a contribuição da geração FV de 5 MW.

Como a agregação da geração solar fotovoltaica à UC além de reduzir o consumo de energia elétrica oriundo da concessionária também reduz suas demandas máximas, nova sugestão da demanda que deveria ser contratada junto à concessionária local deve ser simulada. As

novas demandas a serem contratadas devem atender as prescrições da REN 414/2010 (ANEEL, 2010) e ao critério de mínima despesa anual com demanda. Visando simular o novo perfil da demanda a contratar para a UC Cidade Universitária, a partir das curvas de demanda da UC com a contribuição da geração fotovoltaica de 5 MW foram identificados os novos valores máximos da demanda no horário P e FP.

Com base nas tarifas apresentadas na Tab. 4, no novo perfil da energia ativa solicitada à concessionária devido à inserção da minigeração solar FV de 5 MW e na demanda a contratar atendendo as prescrições da REN 414/2010 e ao critério de mínima despesa anual com demanda, foram calculadas as despesas com energia elétrica tanto na modalidade de contratação Horossazonal Verde como na Horossazonal Azul para a UC Cidade Universitária. Foi selecionada a modalidade de contratação da energia elétrica que proporciona à UC a menor despesa anual com energia elétrica (sem impostos).

Para analisar os impactos da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW e da modalidade de contratação da energia elétrica sobre as despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária da UFSC, foram comparadas (levando em consideração impostos incidentes sobre as mesmas) as despesas faturadas pela concessionária na condição original e as despesas que seriam faturadas pela concessionária na condição da inserção da geração solar fotovoltaica de 5 MW integrada à UC na modalidade de contratação da energia elétrica mais adequada junto ao ACR.

3.4 Análise econômica

Será avaliado o valor presente do capital e o valor presente líquido (VPL) do fluxo de caixa, expressos pelas Eq. (12) e (13), respectivamente.

Para uma taxa de juros pré-determinada, o Valor Presente do Capital é igual a quantia anual equivalente a um fluxo de custos. O Valor Presente Líquido representa o valor presente total final do projeto. Quando o VPL é maior do que zero, o retorno de capital investido no projeto é maior do que o custo de investimento inicial.

$$VP(t) = -I + \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1+i)^j} \quad (12)$$

$$VPL = VP(n) \quad (13)$$

Em que:

$$1 \leq t \leq n;$$

VP(t) = Valor presente do capital, expresso em R\$;

VPL = Valor presente líquido, expresso em R\$;

I = Investimento inicial, expresso em R\$;

R_j = Receita proveniente do ano j , expresso em R\$;

C_j = Custo proveniente do ano j , expresso em R\$;

i = Taxa anual de juros empregada;

j = Índice genérico que representa o período $j = 1$ a t ;

n = Vida útil do equipamento, expresso em anos.

Olhando sob o ponto de vista da UC Cidade Universitária, a receita anual seria igual à soma dos custos anuais evitados com demanda e com energia elétrica proporcionados pela agregação da usina solar fotovoltaica de 5 MW à UC e o custo anual é equivalente ao custo anual de operação e de manutenção dos sistemas fotovoltaicos.

4 RESULTADOS

4.1 Análise do perfil de consumo da UC Cidade Universitária

A Fig. 23 apresenta, para a UC Cidade Universitária e para o ano de 2016 a evolução mensal da demanda medida e da temperatura ambiente máxima registrada, em intervalos de 15 minutos, nos horários P e FP.

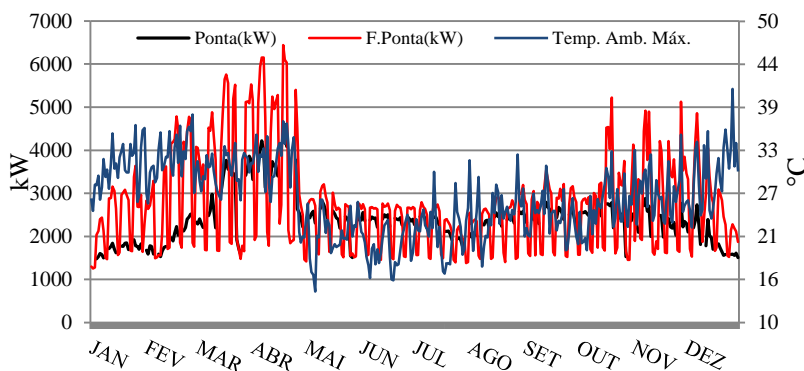


Figura 23 – Demandas medidas nos horários P e FP e temperaturas ambientes máximas registradas na UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Nesta UC o consumo de energia elétrica constitui-se basicamente de condicionamento ambiental e iluminação. Embora com elevada temperatura, o mês de janeiro apresentou baixo valor de demanda máxima nos horários P e FP devido ao recesso escolar. No período analisado, em março e abril foram registrados os maiores valores de demanda máxima FP, sendo registrado em março demanda máxima de 5.760 kW e em abril de 6.445 kW. Já para o horário P, os maiores valores registrados ocorreram nos meses de abril e maio, sendo registrado em abril demanda máxima de 4.596 kW e em maio de 3.773 kW.

A temperatura ambiente exerce grande impacto sobre a magnitude da demanda. Isto pode ser facilmente explicável pelo fato de que sistemas de condicionamento de ar são amplamente utilizados para conforto térmico. A Fig. 24 apresenta a evolução mensal da temperatura ambiente média diária medida no ano de 2016 e as temperaturas médias obtidas através de dados oriundos do INMET e da NASA.

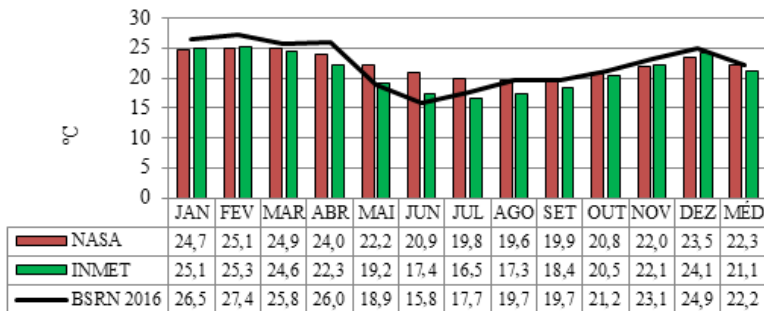


Figura 24 - Evolução mensal da temperatura ambiente em Florianópolis em 2016 e médias históricas dos bancos de dados da NASA e INMET.

A temperatura média diária medida no ano de 2016 foi de 22,2°C. A temperatura média mensal para Florianópolis oriunda do banco de dados da NASA foi de 22,3 °C e do INMET foi de 21,1 °C. As diferenças entre a temperatura média diária anual medida em 2016 e as oriundas dos bancos de dados da NASA e do INMET foram respectivamente de 0,1°C e 1,1°C.

Observa-se que durante o período de baixas demandas (maio a setembro) os respectivos valores da temperatura ambiente média diária foram menores do que 20°C. A Fig. 25 apresenta para o ano de 2016 e para a UC Cidade Universitária, a evolução mensal da demanda medida nos horários FP e P e da demanda contratada pela UFSC junto à concessionária de energia elétrica.

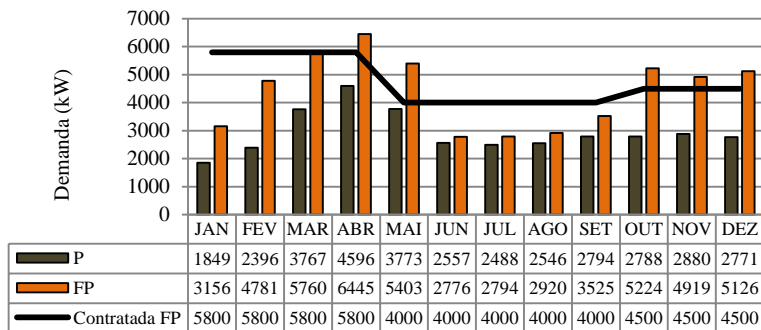


Figura 25 – Evolução mensal da demanda medida – P e FP e da demanda contratada pela UC Cidade Universitária – UFSC em Florianópolis-SC em 2016.

Em 2016, a maior demanda medida FP (6.445 kW) ocorreu em abril, mês de elevada temperatura média (26°C) e plena atividade acadêmica. Nos meses mais frios do ano (junho a agosto) os valores da demanda medida FP foram muito menores. A demanda contratada pela UFSC para a UC foi realizada em três patamares, sendo contratado o valor de demanda de 4.000 kW de maio a setembro, 4.500 kW de outubro a dezembro e 5.800 kW de janeiro a abril.

A Fig. 26 apresenta, para o ano de 2016, a evolução mensal da energia ativa consumida pela UC Cidade Universitária nos horários P e FP.

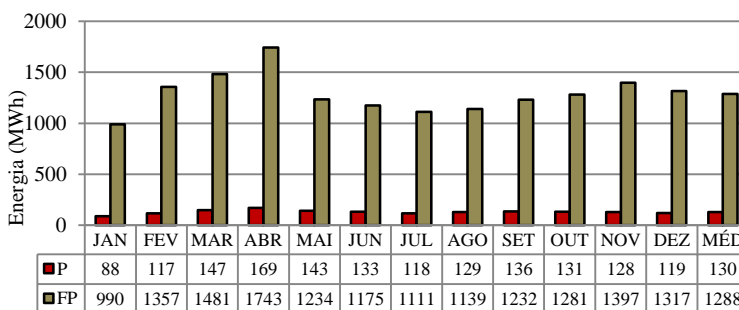


Figura 26 – Evolução mensal da energia ativa consumida – P e FP da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Nota-se forte predominância do consumo de energia elétrica no horário FP. Em 2016, a UC apresentou consumo médio mensal de 1.288 MWh no horário FP e 130 MWh no horário P. Em 2016, o consumo total de energia ativa desta UC no horário P foi de 1.558,39 MWh. O consumo total no horário FP foi de 15.455,88 MWh.

A Fig. 27 apresenta, para 2016, a evolução mensal da energia reativa excedente pela UC nos horários P e FP.

Em 2016, esta UC apresentou energia reativa excedente média mensal de 647 kVArh no horário FP e 239 kVArh no horário P.

A Tab. 9 apresenta, para o ano de 2016, o resumo das despesas com energia da UC Cidade Universitária UFSC.

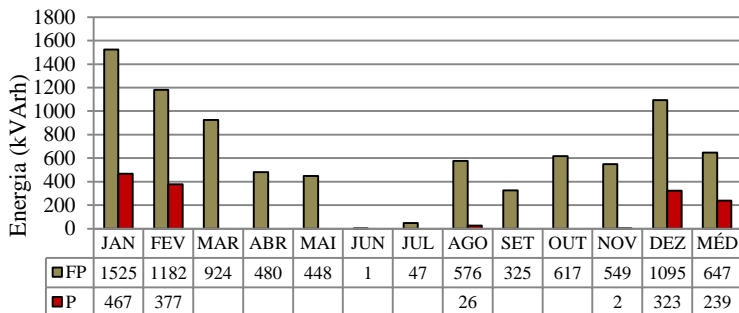


Figura 27 – Evolução mensal da energia reativa excedente – P e FP da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Tabela 9 – Resumo de despesas com energia elétrica com a concessionária da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

ENERGIA ATIVA CONSUMIDA			
PONTA		FORA PONTA	
Medição	Custo	Medição	Custo
1.558,39 MWh	R\$ 2.388.902,24	15.455,88 MWh	R\$ 6.968.658,82
CUSTO TOTAL COM ENERGIA		R\$ 9.357.561,06	
DEMANDA			
Contratada	Custo	Ultrapassagem	
5.800 kW	R\$ 288.914,11	R\$ 17.152,73	
4.000 kW	R\$ 280.425,23	R\$ 37.276,46	
4.500 kW	R\$ 199.987,56	R\$ 46.250,34	
CUSTO TOTAL COM DEMANDA		R\$ 870.006,43	
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE			
PONTA		FORA PONTA	
Medição	Custo	Medição	Custo
1.195 kVArh	R\$ 434,51	7.769 kVArh	R\$ 2.851,09
OUTROS GASTOS			
ADICIONAL DE BANDEIRA		COSIP	
R\$ 217.868,78		R\$ 2.272,74	
DEVOLUÇÃO IMPOSTOS FEDERAIS (IRPJ, PIS, COFINS, CSLL)		- R\$ 621.198,12	
MULTAS		R\$ 170.050,81	
DESPESAS TOTAIS COM A DISTRIBUIDORA (faturado)		R\$ 9.999.847,39	

Em 2016, a UC apresentou um consumo de energia ativa no horário FP de 1.558,39 MWh com despesa de R\$ R\$ 2.388.902,24, consumo com energia ativa no horário P de 15.455,88 MWh e despesa de R\$ 6.968.658,82, consumo total de energia (FP + P) de 17.014.27 MWh e correspondente despesa de R\$ 9.357.561,06. A despesa anual com adicional de bandeira foi de R\$ 217.868,78. Neste período, o total de energia reativa excedente da UC no horário P foi de 1.195 kVarh, com despesa de R\$ 434,51. A energia reativa excedente total no horário FP foi de 7.769 MWh com despesa de R\$ 2.851,09. A despesa total com energia reativa excedente da UC Cidade Universitária em 2016 foi de R\$ 3.285,60; correspondendo à aproximadamente 0,04% das despesas totais com energia elétrica.

As despesas da UC com demanda foram de R\$ 769.326,9 e as despesas por ultrapassagem de demanda foram de R\$ 100.679,53, totalizando R\$ 870.006,43.

No período analisado, observou-se que foram lançadas nas faturas de energia elétrica outras despesas tais como, COSIP (R\$ 2.272,74), descontos referentes a impostos federais (IRPJ, PIS, COFINS, CSLL) cujo valor foi de R\$ 621.198,12 e valores por atraso de pagamento de R\$ 170.050,81.

Em 2016, a despesa total anual com energia elétrica faturada para UC Cidade Universitária foi de R\$ R\$ 9.999.847,39.

A Fig. 28 apresenta em valores percentuais e por itens integrantes da fatura de energia elétrica da UC, a composição da despesa total faturada em 2016.

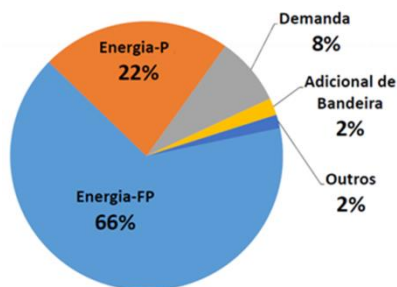


Figura 28 – Composição da despesa total faturada da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

No período analisado, para a UC Cidade Universitária, as despesas com a energia ativa consumida representam 90% (66% P, 22% FP e 2% Adicional de Bandeira) do valor faturado pela concessionária

para esta UC enquanto as despesas com demanda representam apenas 8% do valor faturado. A despesa total com energia reativa excedente da UC Cidade Universitária em 2016 corresponde a aproximadamente 0,04% das despesas totais com energia elétrica e foi incluída no ítem outros (2%).

4.2 Análise da modalidade de contratação de energia elétrica da UC Cidade Universitária

Para o perfil de demanda máxima FP, através do cálculo das despesas anuais com demanda em cada um dos patamares descritos na metodologia, verificou-se que a contratação da demanda em quatro patamares (outubro a fevereiro, março a maio, junho a agosto e setembro) é a solução que proporciona à UC a menor despesa anual com demanda no horário FP.

Para cada curva de custo com demanda, o valor da demanda correspondente ao mínimo custo será o valor de demanda sugerido para contratação no respectivo período.

A Fig. 29 apresenta para a UC e para o horário FP, os custos com demanda (sem impostos) para o patamar de quatro contratações no ano.

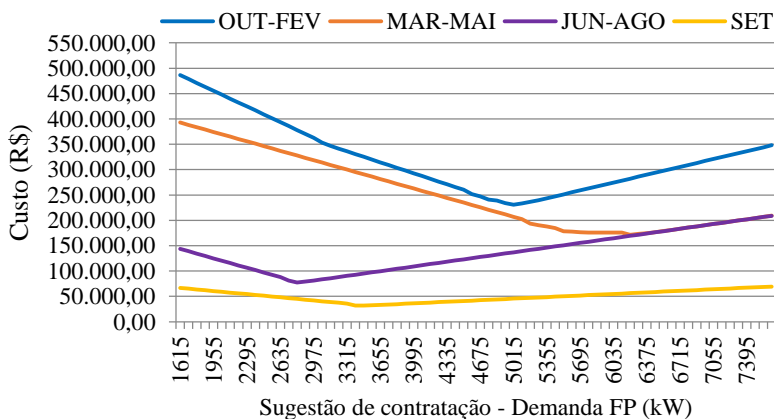


Figura 29 – Curva de custos de demanda FP para o patamar de quatro contratações da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Nota-se que a partir da demanda FP medida em 2016, para os meses de outubro a fevereiro, o valor de demanda FP a contratar seria de

5.015 kW; para março a maio seria de 6.205 kW; de junho a agosto seria de 2.805 kW e para setembro seria de 3.400 kW, conforme ilustrado na Fig. 30.

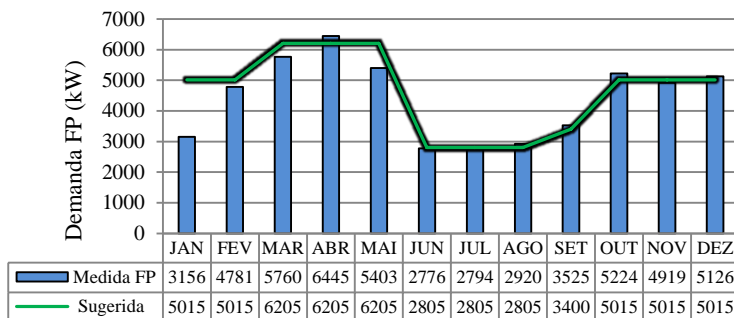


Figura 30 – Demanda medida e sugerida para o horário FP para a UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Adotando o mesmo critério para a contratação da demanda no horário P verificou-se que o patamar de quatro valores anuais de demanda contratada (setembro a fevereiro, março, abril a maio e junho a agosto) foi o que apresentou para a UC o menor valor de despesa com demanda no horário P.

A Fig. 31 apresenta para os quatro patamares de demanda a contratar a curva de custos com demanda (sem impostos) no horário P.

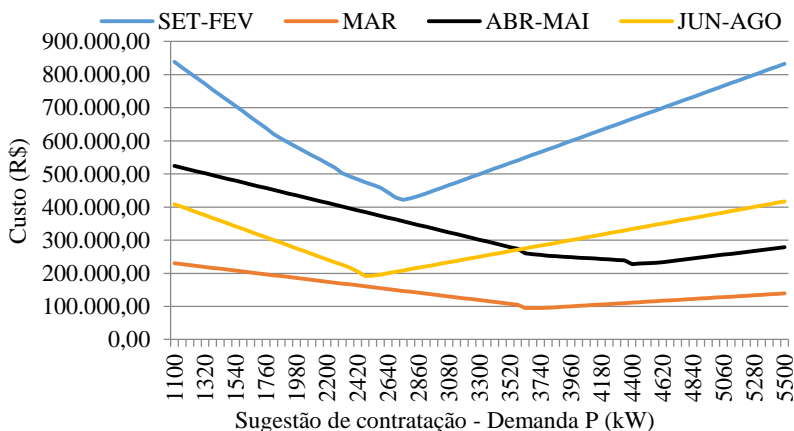


Figura 31 – Curva de custos de demanda P para o patamar de quatro contratações da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Observa-se que para os meses de setembro a fevereiro, a sugestão do valor de demanda P a contratar seria de 2.750 kW; para março seria de 3.630 kW; de abril a maio seria de 4.400 kW e de junho a agosto seria de 2.475 kW, conforme ilustrado na Fig. 32.

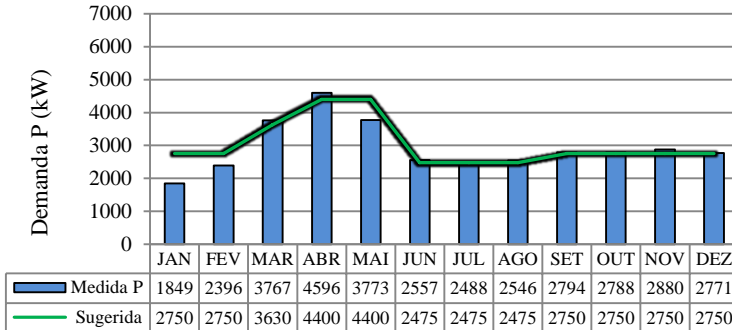


Figura 32 – Demanda medida e sugerida para o horário P para a UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Para a UC Cidade Universitária, com base nas tarifas apresentadas na Tab. 4, nas informações de energia ativa consumida (Fig. 26) e nos diversos patamares sugeridos de demanda a contratar nos horários FP e P (Fig. 30 e 32), a Fig. 33 apresenta as despesas totais mensais (sem impostos) para contratação da energia na modalidades Horossazonal Verde e Horossazonal Azul utilizando a Eq. 4.

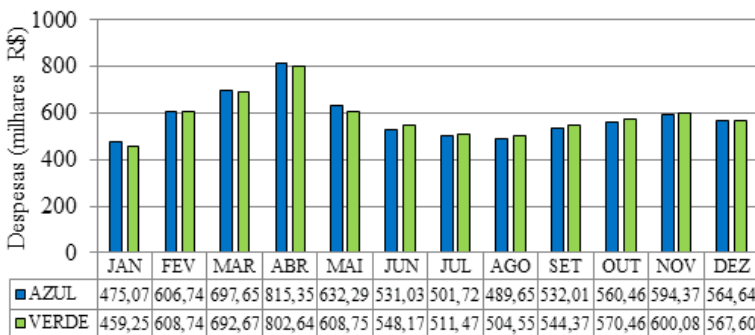


Figura 33 - Evolução mensal das despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Para a UC e para a modalidade de contratação Horossazonal Verde, os resultados mostram que a despesa anual com energia elétrica

(sem impostos) seria de R\$ 7.018.807,21 e para a modalidade de contratação Horossazonal Azul (sem impostos) seria de R\$ 7.001.011,65. Destaca-se a leve vantagem financeira (0,25%) para a contratação da energia elétrica na modalidade de contratação Horossazonal Azul.

Devido à pequena diferença percentual (0,25%) entre as despesas com energia elétrica obtidas para as modalidades Horossazonal Verde e Horossazonal Azul, a contratação da energia elétrica da UC poderia ser feita em qualquer uma das duas modalidades de contratação.

No ano de 2016, a UFSC contratou para a UC Cidade Universitária sua energia elétrica na modalidade Horossazonal Verde, considerada mais apropriada para o perfil de consumo de energia daquela UC, a despeito da (pequena) diferença negativa de valor total anual das despesas com energia em 2016 incorridas nesta modalidade. Devido às incertezas associadas à previsão da demanda, bem como à ocorrência de demandas máximas da UC predominantemente no horário FP não se julga adequada a migração de modalidade tarifária.

As Fig. 34 apresenta, para o ano de 2016, a evolução mensal da demanda medida, da demanda contratada pela UFSC e da sugestão de contratação de demanda adotando-se o critério do mínimo custo com demanda.

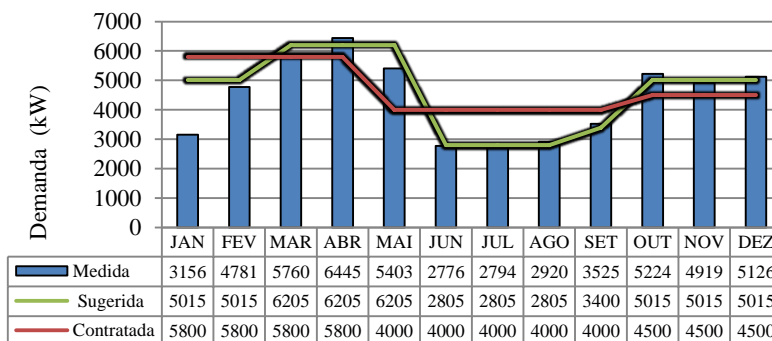


Figura 34 – Evolução mensal das demandas medidas, contratadas e sugeridas de contratação da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Verifica-se que, se em 2016 a demanda fosse contratada pelo critério do mínimo custo (contratação ótima) a despesa anual com demanda seria de R\$ 733.982,83, proporcionando neste ano um custo evitado com demanda (com impostos) de R\$ 136.023,60 (15,63%) e de

custo total faturado (com impostos) de 1,36%. Devido à incerteza associada à previsão da demanda pode-se concluir que a UC Cidade Universitária está contratando adequadamente a demanda junto à distribuidora de energia elétrica e que no mercado cativo existe pouco potencial de redução das despesas faturadas com energia elétrica.

4.3 Análise da inserção da minigeração solar fotovoltaica à UC Cidade Universitária

4.3.1 Recurso solar

A Fig. 35 apresenta a evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária medida no ano de 2016 (BSRN-2016), bem como a evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária oriunda dos bancos de dados NASA, NREL e ATLAS.

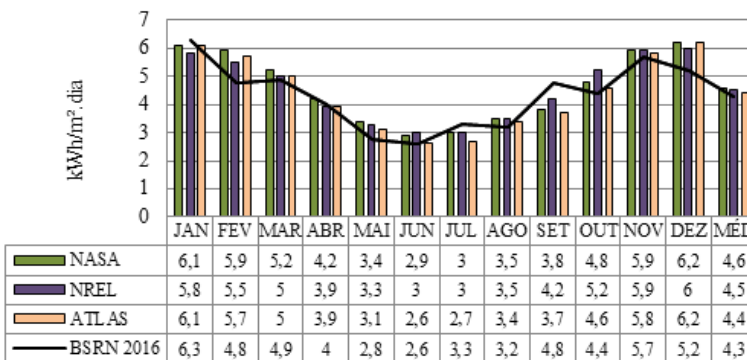


Figura 35 – Irradiação global horizontal média diária para as distintas bases de dados disponíveis para Florianópolis – SC.

A irradiação solar global horizontal em Florianópolis é variada ao longo do ano, apresentando valores na faixa de 2,8 a 6,3 kWh/m².dia. A Fig. 35 indica que a irradiação solar global horizontal média diária medida foi de 4,3 kWh/m², valor este aproximado aos valores da NASA (4,6 kWh/m²), NREL (4,5 kWh/m²) e do Atlas (4,4 kWh/m²). Sendo o Atlas o que apresentou menor diferença percentual média anual entre os dados (1,9%), comparados com os dados da NREL (4,7%) e os da NASA (5,9 %). Considerando o fato de que o Campus Central da UFSC se encontra em um vale, rodeado por montanhas ao Leste e Oeste que bloqueiam a radiação solar direta nas primeiras e últimas horas do dia e

considerando também a variabilidade interanual da disponibilidade de irradiação solar (média brasileira de 6%), estes valores podem ser considerados plenamente satisfatórios.

Percebem-se diferenças pouco acentuadas entre as médias mensais medidas e oriundas dos bancos de dados. Nos meses de fevereiro, maio, setembro e dezembro foram verificados as maiores diferenças percentuais entre os dados medidos e oriundos dos três bancos de dados, variando de 11% a 23%.

4.3.2 Geração solar fotovoltaica

A Tab. 10 apresenta, para 2016, o resultado da simulação realizada utilizando a metodologia apresentada nesta dissertação. São apresentados o rendimento global (*PR*), produtividade anual (*Yield*), o fator de capacidade e a geração anual das simulações para as edificações selecionadas.

Tabela 10 – Geração e indicadores de desempenho para minigeração fotovoltaica de 5 MW localizada junto da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Edificação		PR (%)	YIELD (kWh/kWp)	F.Cap. (%)	Geração (MWh)
1	Biblioteca Universitária	74,67	1.28	14,57	488,44
2	Prédios CDS	73,70	1.267	14,42	78,57
3	CDS-Piscina Olímpica	76,91	1.15	13,09	739,62
4	Reitoria	74,63	1.281	14,58	219,92
5	Centro de Cultura e Eventos	75,18	1.286	14,64	158,52
6	Prédios CCE	75,04	1.29	14,68	190,71
7	Imprensa Universitária	73,66	1.263	14,38	126,49
8	Restaurante Universitário	77,59	1.198	13,64	280,65
9	Prédios CFM	74,98	1.225	13,94	363,43
10	CDS-Ginásios 1 e 2	78,79	1.206	13,72	289,44
11	CDS-Ginásio 3	76,12	1.175	13,38	244,72
12	RU-Secretaria/Almoxarifado	75,82	1.297	14,77	84,90
13	Centro de Convivência	75,93	1.301	14,81	104,79
14	Prédios CFH	74,65	1.28	14,57	354,00
15	Prédios CSE	75,27	1.294	14,73	260,53
16	Prédios CTC	73,81	1.268	14,43	688,13
17	Colégio de Aplicação	72,17	1.24	14,12	248,49
18	Prédios CCS	73,87	1.269	14,45	399,65
19	PrédiosCCB/CFM/EFI	72,05	1.235	14,06	724,41
20	Fundação CERTI/LEPTEN	74,58	1.279	14,56	148,09
TOTAL					6.193.5

Em 2016, os sistemas que mais gerariam energia elétrica seriam os que seriam instalados no CDS (Ginásios 1, 2 e 3) com aproximadamente 1.352,35 MWh, no conjunto de edificações do CCB/CFM/EFI com geração aproximada de 724,41 MWh e nas edificações do Centro Tecnológico com aproximadamente 688,13 MWh. Em 2016, a energia gerada pela mini geração fotovoltaica de 5 MW seria de 6.193,5 MWh. Observa-se ainda, que o rendimento global dos subsistemas variaria entre 72% a 78% e a produtividade anual variaria entre 1.150 kWh/kW e 1.301 kWh/kW.

A Fig. 36 apresenta, para 2016, a evolução mensal da geração de energia por subsistema integrante da mini geração fotovoltaica de 5 MW que seria conectada na UC Cidade Universitária.

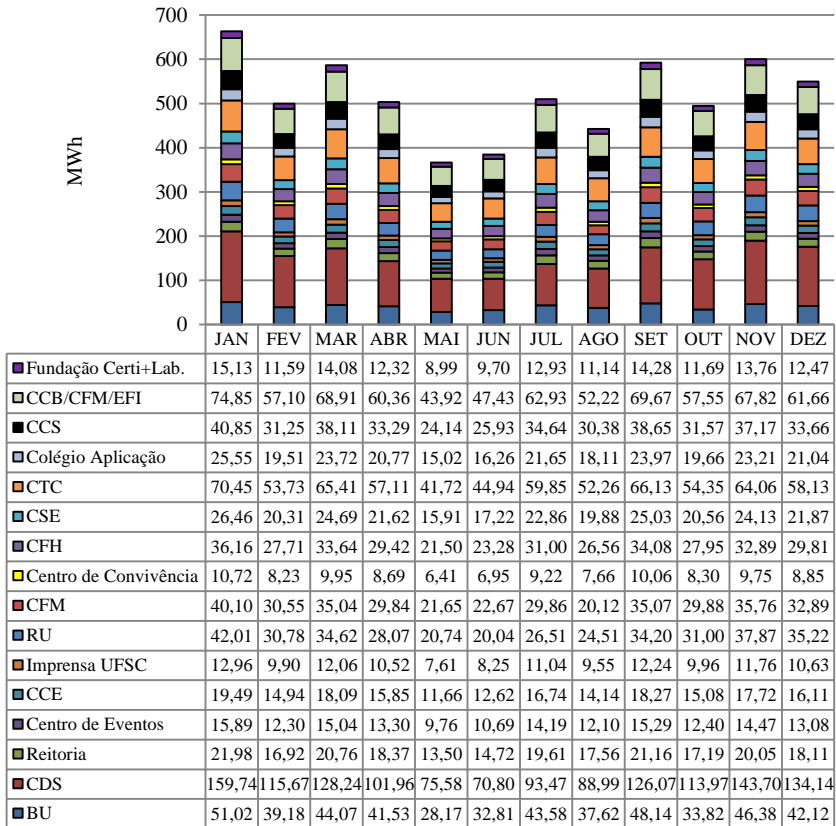


Figura 36 - Evolução mensal de geração solar proposta para a UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Observa-se que a maior geração fotovoltaica ocorreria nos meses de janeiro, março, setembro e novembro, com aproximadamente 663, 586; 592 e 600 MWh, respectivamente.

A Fig. 37 ilustra, em valores percentuais da minigeração fotovoltaica de 5 MW, a contribuição energética das edificações apresentadas na Tab. 10.

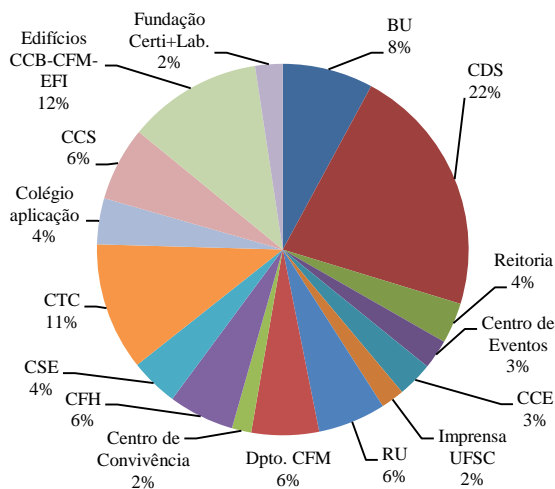


Figura 37 – Percentuais da energia gerada por conjunto de edificações da UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC.

Entre os centros de ensino alimentados pela UC Cidade Universitária, o CDS, CTC, CFH, CFM, CCS, CCB/EFI, CCE, CSE contribuiriam com aproximadamente 70% da energia gerada. O Centro de Ensino que contribuiria com a maior energia gerada seria o CDS (22%) destacando-se (12%) para a edificação do ginásio da piscina olímpica.

4.3.3 Impactos da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW e da modalidade de contratação sobre as despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária

A Fig. 38 apresenta, para o ano de 2016, em intervalos de uma hora, a evolução mensal da curva de demanda original da UC e a evolução mensal de demanda da mesma com a contribuição da minigeração FV de 5 MW. O Apêndice D mostra as respectivas evoluções diárias.

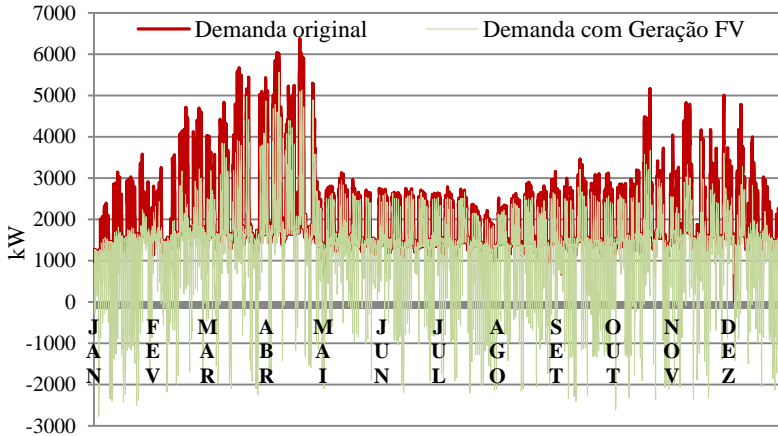


Figura 38 - Evolução mensal da demanda original e demanda com a contribuição de uma usina FV de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em Florianópolis-SC.

Observa-se que, principalmente durante os feriados e finais de semana, a potência FV geralmente excede a demanda da UC Cidade Universitária gerando um fluxo de energia da UC para a distribuidora. No período analisado a demanda máxima da curva original ocorreu no mês de abril, com valor de 6.445 kW e com a inserção da usina de 5 MW na UC, a maior demanda medida FP ocorreria em abril, com valor de 5.568 kW, representando uma redução do pico de demanda em 13,61%.

A partir da curva de demanda da UC com a contribuição da geração fotovoltaica de 5 MW foram identificados os novos valores máximos de demanda P e FP visando simular o novo perfil da demanda a contratar na condição de inserção da geração fotovoltaica de 5 MW na UC Cidade Universitária.

A Fig. 39 apresenta, para a UC Cidade Universitária com inserção da geração fotovoltaica de 5 MW e para o ano de 2016 a evolução mensal da demanda nos horários P e FP e a Fig. 40 detalha seus valores máximos mensais nos mesmos horários.

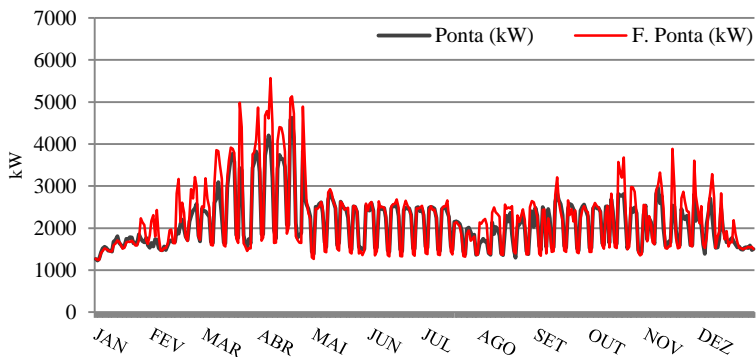


Figura 39 – Demandas simuladas nos horários P e FP na UC Cidade Universitária UFSC em Florianópolis-SC, considerando a operação de uma usina solar fotovoltaica de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em 2016.

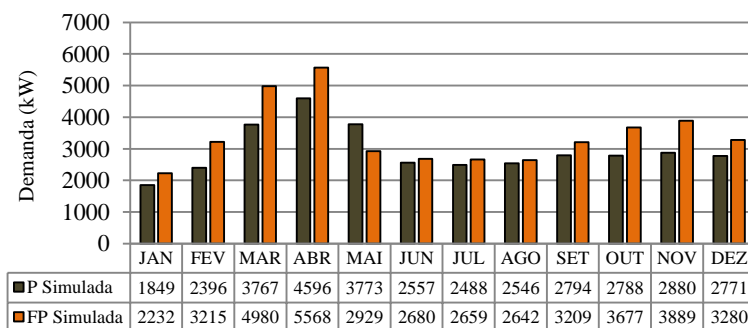


Figura 13 – Evolução mensal da demanda simulada – P e FP pela UC Cidade Universitária – UFSC em Florianópolis-SC, considerando a operação de uma usina solar fotovoltaica de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em 2016.

A Fig. 41 apresenta, para o ano de 2016 e para a UC Cidade Universitária com inserção da geração fotovoltaica de 5 MW, a evolução mensal da energia consumida no horário FP (proveniente da rede) e a contribuição energética proporcionada pela geração solar fotovoltaica.

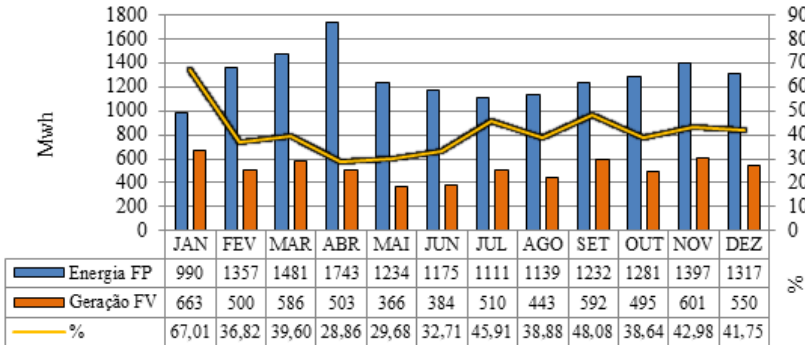


Figura 41 - Evolução mensal da energia consumida FP e contribuição da geração FV na UC Cidade Universitária – UFSC em Florianópolis-SC, considerando a operação de uma usina solar fotovoltaica de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em 2016.

Verifica-se que, em 2016, o gerador solar fotovoltaico de 5 MW proporcionaria maior redução de consumo de energia elétrica oriundo da distribuidora no horário FP nos meses de janeiro (67,01%), julho (45,91%), setembro (48,08%), novembro (42,98%) e dezembro (41,75%). Para a UC, a geração solar fotovoltaica proporcionaria uma redução anual de aproximadamente 40% do consumo total de energia elétrica oriundo da concessionária, no horário FP.

A Fig. 42 apresenta, para o ano de 2016, a evolução mensal da energia ativa consumida pela UC Cidade Universitária nos horários P e FP.

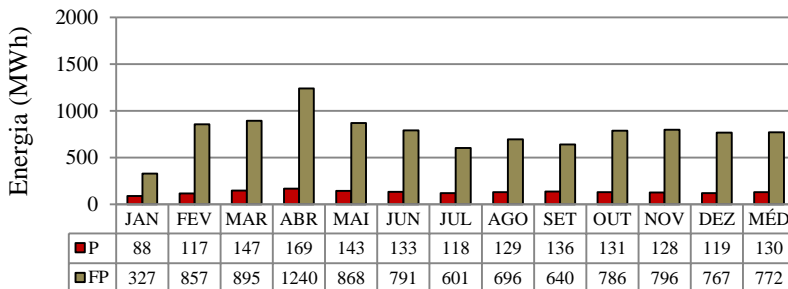


Figura 42 – Evolução mensal da energia ativa consumida na UC Cidade Universitária – UFSC em Florianópolis-SC, considerando a operação de uma usina solar fotovoltaica de 5 MW instalada no Campus Central da UFSC em 2016.

Continua a forte predominância do consumo de energia elétrica no horário FP. Em 2016, com a contribuição da minigeração FV de 5 MW, a UC solicitaria da distribuidora um consumo médio mensal de 772 MWh no horário FP e de 130 MWh no horário P com um consumo total de energia ativa no horário P de 1.558,39 MWh e um consumo total no horário FP seria de 9.264 MWh. O apêndice E apresenta a evolução mensal do MW médio demandado e da energia ativa (FP + P) consumida pela UC Cidade Universitária.

Para a inserção da energia solar fotovoltaica à UC, a REN 482/2012 prescreve que a demanda contratada junto à distribuidora de energia elétrica, desde que haja disponibilidade no sistema elétrico, deve ser maior ou igual a capacidade FV instalada.

Para o ano de 2016 e para o perfil de demanda máxima FP considerando a inserção da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW, atendendo primeiramente as prescrições da REN 482/2012 e posteriormente ao critério de menor despesa anual com demanda conforme descrito na metodologia, a contratação da demanda deve ser feita em apenas dois patamares: de maio a março com contratação de demanda no valor de 5.000 kW e em abril com contratação de demanda de 5.325 kW, conforme mostra a Fig. 43.

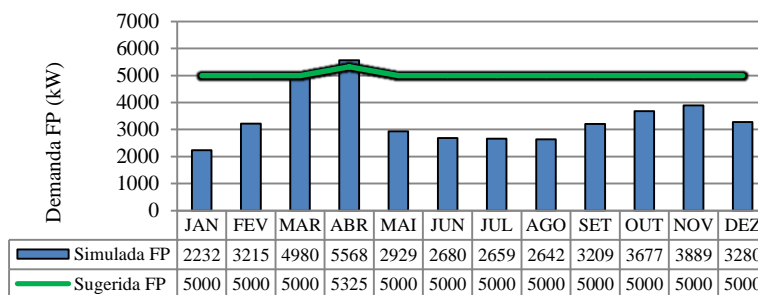


Figura 43 – Demanda simulada e sugerida para o horário FP para a UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC com inserção da usina de 5 MW.

Este trabalho considera que a inserção da minigeração solar fotovoltaica na UC não altera os perfis de consumo de energia da distribuidora no horário de ponta, tendo em vista o fato de que neste horário a disponibilidade solar é mínima ou até inexistente. A demanda a ser contratada no horário P deve ser igual a apresentada na Fig. 32.

Para a UC Cidade Universitária, com base nas tarifas apresentadas na Tab. 4, nas informações de energia ativa consumida mostradas na Fig. 42 e nas demandas a contratar conforme descrito na metodologia, a Fig. 44 apresenta a evolução mensal das despesas totais (energia e demanda) para contratação da energia elétrica na modalidades Horossazonal Verde e Horossazonal Azul, sem levar em consideração os impostos.

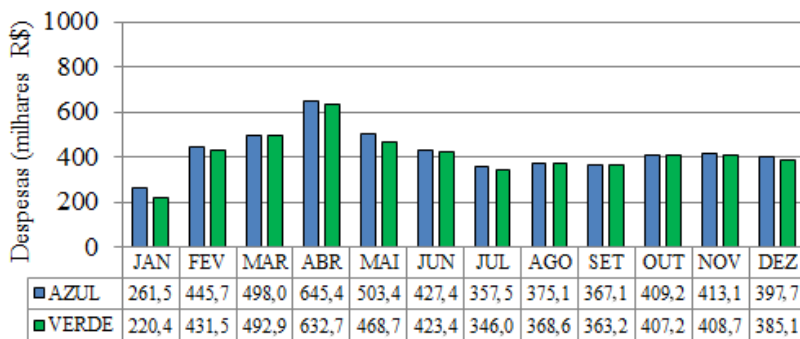


Figura 44 - Evolução mensal das despesas com energia elétrica da UC Cidade Universitária da UFSC em Florianópolis-SC com a inserção da usina FV de 5 MW.

Para a UC com a inserção da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW e para a modalidade de contratação Horossazonal Verde, os resultados mostram que a despesa total anual com energia elétrica (sem impostos) seria de R\$ 4.948.863,47 e para a modalidade de contratação Horossazonal Azul (sem impostos) seria de R\$ 5.101.840,84. Além da vantagem financeira de 3,09% sobre a despesa total anual com energia elétrica e devido à ocorrência das maiores demandas no horário FP, conclui-se que a contratação da energia elétrica para esta UC na modalidade Horossazonal Verde é a mais adequada.

Para a UC e para a modalidade de contratação da energia elétrica mais adequada (Horossazonal Verde) e ainda considerando tarifas com impostos para o ano de 2016 (Apêndice A), a agregação da geração solar fotovoltaica de 5 MW à UC proporcionaria despesas anuais com demanda de R\$ 545.584,83; proporcionando naquele ano despesas evitadas com demanda de R\$ 324.421,60 (37,29%).

A Tab. 11 apresenta, para o ano de 2016, as despesas mensais (com impostos) referentes à energia solicitada à distribuidora no horário

FP e as despesas (com impostos) que seriam evitadas pela agregação da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW à UC Cidade Universitária.

Tabela 11 – Evolução mensal das despesas faturadas de energia FP e os custos evitados pela inserção da usina FV de 5 MW no Campus Central da UFSC em Florianópolis-SC.

Mês	Despesas Faturadas (R\$)	Despesas Evitadas pela usina FV de 5 MW (R\$)
JAN	443.916,30	297.448,58
FEV	615.107,56	226.490,13
MAR	670.212,26	265.379,17
ABR	818.431,89	236.196,25
MAI	579.377,27	171.969,88
JUN	540.842,39	176.895,05
JUL	513.681,81	235.841,44
AGO	519.595,01	201.996,10
SET	531.979,37	255.762,90
OUT	552.201,38	213.349,32
NOV	617.951,44	265.626,23
DEZ	565.362,14	236.014,44
ANUAL	6.968.658,82	2.782.969,48

Em 2016, a despesa anual faturada pela concessionária com a energia FP foi, de R\$ 6.968.658,82 e a despesa anual evitada devido à minigeração FV de 5 MW seria de R\$ 2.782.969,48, correspondendo respectivamente a 39,94% da despesa faturada com energia no horário FP e 29,74% do despesa total referente a energia faturada (FP + P) da UC Cidade Universitária. As maiores contribuições da geração solar fotovoltaica de 5 MW ocorreriam nos meses de janeiro, março e novembro, proporcionando respectivas despesas evitadas de R\$ 297.448,58; R\$ 265.379,17 e R\$ 265.626,23.

4.4 Análise econômica

Nesta análise foram realizadas as seguintes considerações:

- $I = R\$ 20.000.000,00$ (4 milhões por MW);
- $i = 3\%$;

- $n = 25$ anos;
- Custo anual evitado com demanda de R\$ 324.421,60;
- Custo anual evitado com energia de R\$ 2.782.969,48;
- Custo anual com manutenção dos equipamentos de 1%;
- Queda de rendimento anual dos módulos de 0,005%;
- Troca de inversores após 15 anos de utilização (cinco vezes um custo de R\$ 525.101,80 para um inversor de 1 MW);
- Não será considerada a inflação.

A Fig. 45 apresenta a evolução do valor presente.

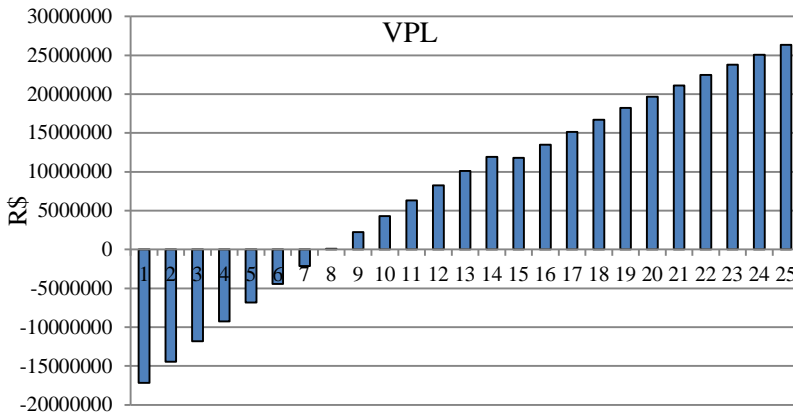


Figura 45 – Evolução anual Valor Presente do Capital.

Nas condições analisadas, obtém-se pay back de aproximadamente 8 anos e VPL de R\$ 26.324.529,66.

5 CONCLUSÃO, LIMITAÇÕES DO TRABALHO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou uma metodologia para avaliar os impactos da geração solar fotovoltaica e da modalidade de contratação da energia elétrica sobre as despesas com energia elétrica em Campus Universitário.

A metodologia desenvolvida e a análise realizada possibilitam introduzir em ambientes universitários, em especial na UFSC a cultura da gestão da energia elétrica de unidades do campus. Adicionalmente, foi definida uma sistemática de integração de geração solar fotovoltaica para edificações integradas ao Campus Central da UFSC em Florianópolis-SC, de forma a viabilizar a inserção da geração solar fotovoltaica. As propostas de integração solar fotovoltaica às edificações do Campus Central da UFSC não levaram em conta questões estruturais relacionadas à carga máxima admissível sobre as coberturas, ou adequação as instalações elétricas existentes para receber os geradores solares fotovoltaicos propostos, muito embora se possa admitir pela tipologia das edificações do Campus que estas questões não devem representar limitações.

Analisando a disponibilidade do recurso solar em Florianópolis-SC no ano de 2016, conclui-se que os valores de irradiância encontrados permitem a agregação da energia solar fotovoltaica em todos os meses do ano.

Em 2016, a UFSC contratou adequadamente sua energia elétrica junto à concessionária local (Horossazonal Verde) para a UC Cidade Universitária e que, junto ao ambiente de contratação regulado (ACR) existe um pequeno potencial de redução das despesas faturadas com energia elétrica para esta UC (aproximadamente R\$ 136.023,60; correspondendo à 1,36% da despesa total com energia elétrica da UC).

Conclui-se que somente utilizando as áreas de coberturas das edificações que compõem a UC Cidade Universitária é possível atingir a meta de 5 MW de potência instalada utilizando a tecnologia p-Si. Em 2016, o sistema fotovoltaico simulado de aproximadamente 5 MW conectado à rede elétrica teria gerado aproximadamente 6.193,5 MWh, correspondente a 40% do consumo total de energia da respectiva UC. Para atender ao consumo total anual da UFSC, um gerador solar fotovoltaico de cerca de 13 MWp teria que ser instalado.

Para o ano de 2016 e para a UC Cidade Universitária, resultados preliminares mostram que a inserção da geração solar fotovoltaica de 5 MW no Campus Trindade da UFSC e a gestão da modalidade de

contratação de sua energia elétrica junto ao ACR contribuiria para reduzir as despesas anuais com energia elétrica em aproximadamente R\$ 3.107.391,08; correspondendo à 31,07% da despesa total faturada com energia elétrica da UC. Portanto, a inserção em maior escala da energia solar fotovoltaica na UC Cidade Universitária contribui efetivamente para reduzir as despesas com energia elétrica da UFSC além de diminuir a carga de suas instalações elétricas.

Com relação às despesas totais com energia, o percentual gasto com reativa excedente é desprezível; o custo com energia reativa excedente não compensa tomar ações para correção de fator de potência na UC.

A análise econômica para a integração da geração solar fotovoltaica de 5% MW_p à UC Cidade Universitária demonstrou pay back descontado (para taxa de juros de 3% aa) de aproximadamente 8 anos e VPL de R\$ 26.324.529,66.

Para garantir a redução da demanda da unidade consumidora e consequentemente a redução de seu custo devido à demanda, torna-se necessário dimensionar um sistema de armazenamento da energia que seria utilizada apenas nos momentos de maior demanda e que pudesse garantir, neste período, sua redução adequada e desejada.

Outras formas bastante efetivas para reduzir as despesas com energia elétrica da UC seriam, desenvolver a cultura do Uso Racional da Energia Elétrica e a elaboração/implantação de Projetos de Eficiência Energética (PEE) a serem submetidos à concessionária de energia elétrica (CELESC), visando a obtenção via fundo perdido, de recursos para a substituição de equipamentos pouco eficientes por equipamentos mais eficientes.

Como sugestão para trabalhos futuros recomenda-se:

- Aplicação da metodologia proposta neste trabalho para a demais 22 Unidades Consumidoras da UFSC, alimentadas em média tensão (13,8 kV);
- Análise do potencial de redução de despesas com energia elétrica mediante a migração da UC para o Ambiente de Contratação Livre;
- Análise dos impactos da inserção da minigeração solar fotovoltaica de 5 MW sobre o alimentador da UC Cidade Universitária;
- Análise dos impactos proporcionados por sistemas de armazenamento da energia solar FV conectados à UC sobre as despesas com energia elétrica da mesma;
- Análise dos impactos proporcionados pela inserção da geração solar FV e da modalidade de contratação da energia elétrica aliadas com medidas de eficiência energética sobre as despesas com energia elétrica da UC.

REFERENCIAS

AGARWAL, Y., WENG, T., GUPTA, R.K., 2009. **The energy dashboard improving the visibility of energy consumption at a campus-wide scale**, In: Proceedings of the First ACM Workshop on Embedded Sensing Systems for Energy efficiency in Buildings, ACM, New York, pp.55-60.

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010. **Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010**. Disponível em <
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012**. Disponível em
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2013. **Resolução Normativa Nº 547, de 16 de Abril de 2013**. Disponível em
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2015a. **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de Novembro de 2015**. Disponível em
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2015b. **Resolução Homologatória Nº 1.927, de 4 de Agosto de 2015**. Disponível em
<http://celesc.firbweb.com.br/wp-content/uploads/2015/03/RH-1.927-de-2015-Reajuste-Tarifario.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016a. **Resolução Homologatória Nº 2.120, de 16 de Agosto de 2016**. Disponível em
<http://celesc.firbweb.com.br/wp-content/uploads/2016/08/RH-2.120-de-2016-Revisao-Tarifaria-1.pdf>

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016b. **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública**, 7ª Ed., Brasília.

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2017a. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**, 24 de maio de 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2017b. **Nota Técnica nº 136/2017-SRG/ANEEL**, 27 de outubro de 2017.

AKTAS, A.Z., 2015. **A review and comparison of renewable energy strategies or policies of some countries.** 4th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, Palermo, Italy.

ALSHUWAIKHAT, H.M., ABUBAKAR, I., 2008. **An integrated approach to achieving campus sustainability: assessment of the current campus environmental management practices,** Journal of Cleaner Production, vol. 16, pp.1777-1785.

ALYAHYA, S., IRFAN, M.A., 2016. **Role of Saudi universities in achieving the solar potential 2030 target,** Energy Policy, vol. 91, pp. 325-328.

BAURZHAN, S., JENKINS, G., 2016. **Off-grid solar PV: is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries?,** Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 60, pp. 1405-1418.

BOLINGER, M., WEAVER, S., ZUBOY, J. 2015. **Is \$50/MWh solar for real? Falling project prices and rising capacity factors drive utility-scale PV toward economic competitiveness.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 23, n. 12, p.1847-1856.

BOLINGER, M., STEEL, J., LaCOMMARE, K.,H., 2017. **Utility-Scale Solar 2016: An Empirical Analysis of Project Cost, Performance, and Pricing Trends in the United States,** Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL).

BNEF, **4Q 2017 Global PV Market Outlook – Booming again.** Bloomberg New Energy Finance, 2017.

BRASIL. Constituição, 1988. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 1988. 292 p.

BRASIL. **Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993.** Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o service public de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8631.htm

BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.** Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em : http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm

BRASIL. Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002. Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptdão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10637.htm

BRASIL. Lei nº 10.883, de 29 de dezembro de 2003. Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/L10.833.htm

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002 e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato20042006/2004/lei/110.848.htm.

BRASIL. Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004. Dispõe sobre a Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social incidentes sobre a importação de bens e serviços e dá outras providências. Disponível em : http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato20042006/2004/lei/110.865.htm

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o progresso de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em : http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato20042006/2004/Decreto/D5163.htm

BRASIL. **Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015.** Altera a Lei no 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para elevar a alíquota da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL em relação às pessoas jurídicas de seguros privados e de capitalização, e às referidas nos incisos I a VII, IX e X do § 1º do art. 1º da Lei Complementar no 105, de 10 de janeiro de 2001; altera as Leis nos 9.808, de 20 de julho de 1999, 8.402, de 8 de janeiro de 1992, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, 12.715, de 17 de setembro de 2012, 9.249, de 26 de dezembro de 1995, 11.484, de 31 de maio de 2007, 12.973, de 13 de maio de 2014, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, e 10.865, de 30 de abril de 2004; e dá outras providências. Disponível em : http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2015-2018/2015/lei/113169.htm

COLLE, S., 2017. **Basic measurements of radiation at station Florianopolis (2016).** Universidade Federal de Santa Catarina, PANGAEA

CONFAZ, Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015.** Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15

COUTINHO, P.C., ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O ONS e a operação do sistema nacional - SIN.** Brasília - DF. 05/03/2010.

CUSTÓDIO, I., P. 2016. **UFSC Solar: ensaios de energia fotovoltaica integrada à arquitetura.** TCC, Departamento de Arquitetura e Urbanismo, Universidade Federal de Santa Catarina.

DATA PUBLISHER for EARTH and ENVIRONMENTAL SCIENCE PANGAEA. Disponível em: <https://dataportals.pangaea.de/bsrn>

DAUTREMONT-SMITH, J., CORTESE, A.D., DYER, G., WALTON, J., 2009. **ACUPCC Implementation Guide, Information and Resources for Participating Institutions Version 1.1,** American College and University Presidents Climate Commitment.

DESCHAMPS, E., M. 2015. **Avaliação do desempenho de diferentes tecnologias solares fotovoltaicas no nordeste brasileiro**. TCC, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina.

DESHKO, V.I., SHEVCHENCKO, O.M., 2013. **University campuses energy performance estimation in Ukraine based on measurable approach**, Energy and Buildings, vol. 66, pp. 582-590.

DOE, **Photovoltaics, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy**, U.S. Department of Energy, 2015.

DPAE, 2017. Departamento de Projetos de Arquitetura e Engenharia. **Mapas da localização das faturas de energia elétrica**. Disponível em: <http://dpae.seoma.ufsc.br/mapas/>

EARPC, 2017. **Renewable Energy 100: The course to a Carbon-Free Campus**, Environment America Research and Policy Center. Disponível em: https://environmentamerica.org/sites/environment/files/reports/AME%20Renewable100%20Rpt%20Mar16%201.2.pdf?_ga=2.37488041.864942830.1518147168-390177547.1518147168

ESCOBEDO, A., BRICEÑO, S., JUÁREZ, H., CASTILLO, D., IMAZ, M., SHEINBAUM, C., 2014. **Energy consumption and GHG emission scenarios of a university campus in Mexico**, Energy for Sustainable Development, vol. 18, pp. 49-57.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics Report**. 2017. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.

Google Earth, 2017. Disponível em: www.google.com.br/intl/pt-BR/Earth

HASAPIS, D., SAVVAKIS, N., TSOUTSOS, T., KALAITZAKIS, K., PSYCHIS, S., NIKOLAIDIS, N.P., 2017. Design of large scale presuming in Universities: The solar energy vision of the TUC campus, Energy and Buildings, vol. 141, pp. 39-55.

INPE. **Solar Radiation in Brazil**. Disponível em <http://en.openei.org/datasets/dataset> Acesso em: 03/09/15

INMET. **Banco de dados de irradiação solar e temperatura ambiente** para a estação Florianópolis. Disponível em <http://www.inmet.gov.br/> Acesso em: 10/09/15.

International Energy Agency, **Tracking Clean Energy Progress-Energy Technology Perspectives 2016 excerpt as IEA Input to the Clean Energy Ministerial**. IEA Publications, May 2016.

IPCC Fourth Assessment Report, 2007. **Intergovernmental panel on climate change**.

IRENA, 2018. **Renewable Power Generation Costs in 2017**, International Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2017. **Renwable Capacity Statistics 2017**, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

JANSSEN, R., 2004. Towards Energy Efficient Buildings in Europe, EuroACE. Disponível em: <http://www.euroace.org>

KARABULUT, A., ALKAN, M.A. 2010. **An empirical study investigating the teaching of renewable energy sources which are important in the global financial crisis environment at university level. What others manifest?** The world economy in the theoretical turbulence of global financial crisis, pp. 420-427.

KALKAN, N., BERGIN, K., CANGUL, O., MORALES, M.G., SALEEM, M.M.K.M., MARJI, I. METAXA, A., TSIGKOGIANNI, E., 2011. **A renewable energy solution for Highfield Campus of University of Southampton**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.15, pp.2940-2959.

KAPSOMENAKIS, J., KOLOKOTSA, D., NIKOLAOU, T., SANTAMOURIS, M., ZEREFOS, S.C., 2013. **Forty years increase of the air ambient temperature in Greece: The impact on buildings**, Energy Conversion and Management, vol. 74, pp. 353-365.

KEREKES, T., KOUTROULIS, E., SÉRA, D., TEODORESCU, R., KATSANEVAKIS, M., 2013. **Anoptimization method for designing large PV plants**, IEE Journal of Photovoltaics, vol. 3, pp. 814-822.

KOLOKOTSA, D., GOBAKIS, K., PAPANTONIOU, S., GEORGATOU, C., KAMPELIS, N., KALAITZAKIS, K., VASILAKOPOULOU, K., SANTAMOURIS, M., 2016. **Development of a web based energy management system for University Campuses: The CAMP-IT platform**. Energy and Buildings, vol. 123, pp. 119-135.

KÖNIG-LANGLO, G., SIEGER, R., SCHMITHÜSEN, H., BÜCKER, A., RICHTER, F., DUTTON E.G. 2013. **The Baseline Surface Radiation Network and its World Radiation Monitoring Centre at the Alfred Wegener Institute**. GCOS - 174, WCRP Report 24/2013, 30 pp.

LAM, J.C., TSAGN C.L., LI, D.H.W., 2004. **Long term ambient temperature analysis and energy use implications in Hong Kong**, Energy Conversion and Management, vol. 45, pp. 315-327.

LEE, J., CHANG, B., AKTAS, C., GORTHALA, R., 2016. **Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England**, Renewable Energy, vol. 99, pp. 452-464.

LONG, C. N., DUTTON, E. G., 2002: **BSRN Global Network recommended QC tests, V2.0**.

MAXWELL, E. L.; GEORGE, R. L.; WILCOX, S. M. **A Climatological Solar Radiation Model**: American Solar Energy Society Annual Conference Albuquerque, NM, 1998.

MERMOUD, A. **PVsyst: Software for the Study and Simulation of Photovoltaic Systems**. 1993-2017.

MME, 2017. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro – Outubro/2017**. Ministério de Minas e Energia.

NASA. **Surface meteorology and Solar Energy Release Data Set**. Disponível em: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse> Acesso em: 03/09/15.

NASPOLINI, H.F., BOING NETO, J., PINTO, G.X.A., RÜTHER, R., 2016, **Estimativa da produção energética e de desempenho de um sistema fotovoltaico integrado ao complexo aquático da Universidade Federal de Santa Catarina**, VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte.

NASUTION, H., SUMERU, K., AZIZ, A.A., SENAWI, M.Y. , **Experimental study of air conditioning control system for building energy saving**, in: The 6th International Conference on Applied Energy, vol. 61, 2014, pp. 63–66.

NREL. **CSR Model data for South America**. Disponível em: <https://www.data.gov> Acesso em: 03/09/15.

PAIXÃO, L., E. 2000. **Memórias do Projeto RE-SEB. A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro**. São Paulo: Massao Editor.

PARK, E., KWON, S.J., 2016. **Solutions for optimizing renewable power generation systems at Kyung-Hee University's Global Campus, South Korea**, Renewable Energy, vol. 58, pp. 439-449.

PEREIRA, E.B., MARTINS, F.R., GONÇALVES, A.R., COSTA, R.S., LIMA, F.J.L., RÜTHER, R., ABREU, S.L., TIEPOLO, G.M., PEREIRA, S.V., SOUZA, J.G. 2017. **2ª Edição Atlas Brasileiro de Energia Solar**, INPE, São José dos Campos, Brazil. ISBN: 978-85-17-00089-8.

PINTO, G.X.A., NASPOLINI, H.F., RÜTHER, R., 2016, **Impactos sobre a demanda e contribuição energética da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica**, VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte.

PV MAGAZINE. 2017. **PV Magazine**. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2017/08/07/china-installed-24-4-gw-of-solar-in-first-half-of-2017-shows-official-nea-data>

PVSyst - **Software de dimensionamento fotovoltaico**. Modelo 6.63, 2017. Disponível em: www.pvsyst.com

REZAIIE, B., DINCER, I., ESMAILZADEH, E., 2013. **Energy options for residential buildings assessment**, Energy Conversion and Management, vol.65, pp. 637-646.

RÜTHER, R., DACOREGIO, M.M., 2000. **Performance assessment of a 2kWp grid-connected, building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil**, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol.7, pp. 257-266.

RÜTHER, R., ZILLES, R., 2011. **Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil**, Energy Policy, vol. 39, pp. 1027-1030.

SANTOS, I.P., RÜTHER, R., 2014. **Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil**, Renewable Energy, vol. 63, pp. 116-124.

SCHWANDT, M., CHHATBAR, K., MEYER, R., FROSS, K., MITRA, I., VASHISTHA, R., GIRIDHAR, G., GOMATHINAYAGAM, S., KUMAR, A. 2013. **Development and test of gap filling procedures for solar radiation data of the Indian SRRR measurement network**, Energy Procedia.

SEDLACEK, S., 2013. **The role of universities in fostering sustainable development at the regional level**, Journal of Cleaner Production, vol. 48, pp. 74 -84.

SHRIMALI, G., TRIVEDI, S., SRINIVASAN, S., GOEL, S., NELSON, D., 2016. **Cost-effective policies for reaching India's 2022 renewable targets**, Renewable Energy, vol. 93, pp. 255-268.

TALAVERA, D.L., DE LA CASA, J., MUÑOZ-CERÓN, E., ALMONACID, G., 2014. **Grid parity and self-consumption with photovoltaic systems under the present regulatory framework in Spain: The case of the University of Jaén Campus**, Renewable Energy, vol. 33, pp. 752-771.

VELAZQUEZ, L., MUNGUÍA, N., PLATT, A., TADDEI, J., 2006. **Sustainable university: what can be the matter?**, Journal of Cleaner Production, vol. 14, pp. 810-819.

WESLETTER W., 1998. **Renewable energy e energy efficient policy and the environment**, Renewable Energy, vol.13, pp. 275-276.

WORLD ENERGY COUNCIL, 2016. **World Energy Scenarios**, ISBN: 978 0 946121 57 1. Disponível em : www.worldenergy.org

YARBROUGH, I., SUN, Q., REEVES, D.C., HACKMAN, K., BENNETT, R., HENSHEL, D.S., 2015. **Visualizing building energy demand for building peak energy analysis**, Energy and Buildings, vol. 91, pp. 10-15.

ZHAI, P., 2013. **Analyzing solar energy policies using a three tier model: a case study of photovoltaic adoption in Arizona, United States**, Renewable Energy, vol. 57, pp. 317-322.

ZHANG, T., CHANDLER, W.S., HOELL, J.M., WESTBERG, D., WHITLOCK, C.H., STACKHOUSE JR., P.W. **A Global Perspective on Renewable Energy Resources: Nasa's Prediction of Worldwide Energy Resources (Power) Project**, Proceedings of ISES World Congress, vol. I-V, pp. 2636-2640, 2007.

ZHOU, X., YAN, J., ZHU, J., CAI, P., 2013. **Survey of energy consumption and energy conservation measures for colleges and universities in Guangdong province**, Energy and Buildings, vol. 66, pp. 112-118.

APÊNDICE A – Tarifas com imposto aplicadas sobre a demanda faturada na modalidade de contratação Horossazonal Verde em 2016

Tabela 12 – Tarifas com imposto aplicadas sobre a demanda e energia FP na modalidade horossazonal verde.

Mês	Tarifa Demanda (R\$/kW)	Tarifa Energia FP (R\$/kWh)
JAN	12.690	0.448
FEV	12.831	0.453
MAR	12.808	0.453
ABR	13.288	0.470
MAI	13.285	0.469
JUN	13.027	0.460
JUL	13.085	0.462
AGO	13.016	0.456
SET	13.032	0.432
OUT	13.004	0.431
NOV	13.346	0.442
DEZ	12.952	0.429

APÊNDICE B – Bancos de dados meteorológicos utilizados

Uma descrição completa dos bancos de dados utilizados é apresentada a seguir:

- DADOS BSRN:

O BSRN é um projeto da GEWEX (*Data and Assessments Panel from the Global Energy and Water Cycle Experiment*) dentro da WCRP (*World Climate Research Programme*) e visa detectar mudanças importantes no campo de radiação da Terra que pode estar relacionada às mudanças climáticas. Em 2004, o BSRN foi designado como a rede global de referência para radiação de superfície para o GCOS (*Global Climate Observing System*) e suas estações também contribuem para o GAW (*Global Atmospheric Watch*). Desde 2008, é operado pelo AWI (*Alfred Wegener Institute for Polar and Marine Research*) na Alemanha e em 2011, o BSRN e a NDACC (*Network for the Detection of Atmospheric Composition Change*) alcançaram um acordo para se tornarem redes cooperativas. No total o BSRN conta com 59 estações em diferentes zonas climáticas, com latitudes entre 80° N e 90° S, a estação solarimétrica de Florianópolis está em operação desde 1 de junho de 1994. Os dados medidos são previamente aprovados pelo sistema de controle de qualidade (LONG, 2002).

- DADOS NASA:

Dados de irradiação global horizontal média diária e de temperatura ambiente média diária no período compreendido entre julho de 1983 até junho de 2005, para uma latitude de -27° e longitude de -48° foram utilizados. Estes dados foram obtidos do Centro de Dados de Ciência Atmosférica do Centro de Pesquisa Langley no SSE (*Surface meteorological and Solar Energy*) web portal (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>), que é apoiado pelo projeto LaRC POWER (*Langley Research Center Prediction of Worldwide Energy Resource*), do programa de Ciências Aplicadas dentro da Divisão de Ciências da Terra da Diretoria de Missões Científicas da NASA (ZHANG et al, 2007). Os dados fornecidos apresentam médias mensais do total diário (kWh/m².dia), com resolução espacial de 1° latitude x 1° longitude (aproximadamente 110 x 110 km²).

- DADOS NREL:

Foram utilizados dados de irradiação global horizontal média diária do modelo CSR (*Concentrated Solar Radiation*) da NREL. O modelo providencia dados médios para células de superfície de aproximadamente 40 km por 40 km (MAXWELL et al., 1998). O modelo utiliza como entrada os valores médios climatológicos mensais de cobertura de nuvens, vapor de água precipitável, aerossóis, albedo da superfície e espessura da camada de ozônio. Estes parâmetros de entrada estão disponíveis a partir de várias fontes, como a NASA e NCDC (*National Climatic Data Center*). Os dados tem precisão de 10%. A cidade de Florianópolis fica localizada nas células nº 1336127, 1336128 e 1335128, da Região 27 da América do Sul do modelo CSR do NREL. Este trabalho utiliza os dados da célula 1335128, de longitude -48,579° e latitude -27,8°. Os dados representam o período compreendido entre 1985 a 1992 e foram obtidos via web (<https://www.data.gov/>).

- DADOS ATLAS Brasileiro de Energia Solar:

Foram utilizados dados da 2ª Edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, 2017). A base de dados é composta por estimativas fornecidas pelo modelo BRASIL-SR seu processo de validação foi feito utilizando dados observados em estações solarimétricas da rede SONDA, em estações privadas e em estações automáticas operadas pelo INMET. O banco de dados representa o período compreendido entre 2005 a 2015 com resolução espacial de 0,1° latitude x 0,1° longitude (aproximadamente 10 x 10 km²). Os dados foram obtidos via LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia) / CCST (Centro de Ciência do Sistema Terrestre) / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) para Florianópolis: latitude -27° 30' e longitude -48° 35'.

- DADOS INMET:

Foram utilizados dados médios de temperatura ambiente média diária do BDMEP do INMET, no período de 1998 a 2013, para a cidade de Florianópolis (latitude -27.28° e longitude -48.56°), utilizando a estação operante nº 83897. Os dados foram acessados via web (<http://www.inmet.gov.br/>).

APÊNDICE C – Edificações escolhidas e seus respectivos modelos 3D utilizados para simulação



*Figura 46 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da BU.
Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.*

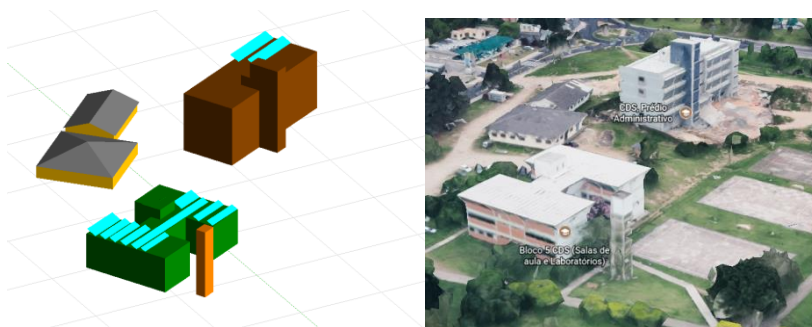


Figura 47 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica dos prédios do CDS. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.

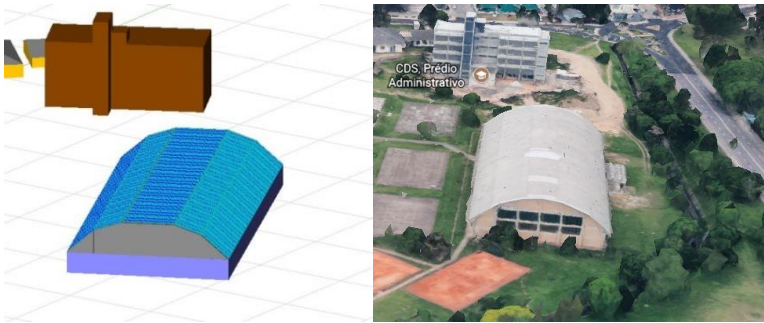


Figura 48 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do ginásio de natação. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.

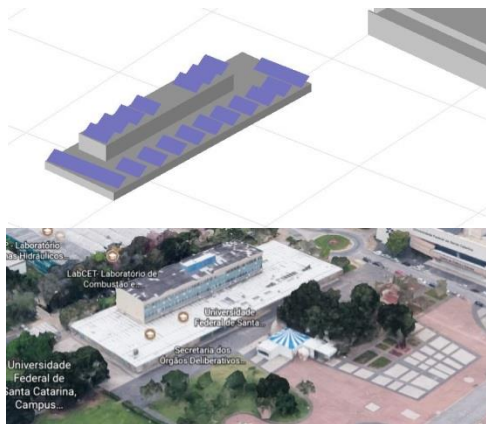


Figura 49 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da reitoria. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.

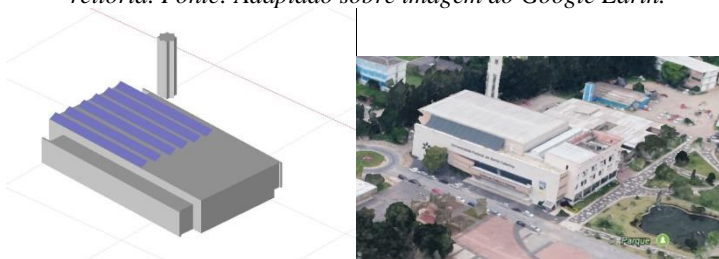
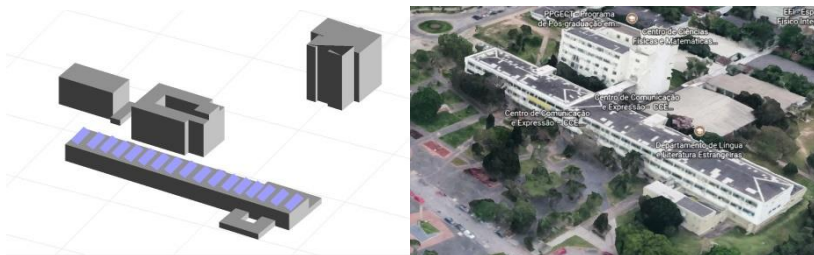


Figura 50 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do centro de eventos. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.



*Figura 51 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CCE.
Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.*

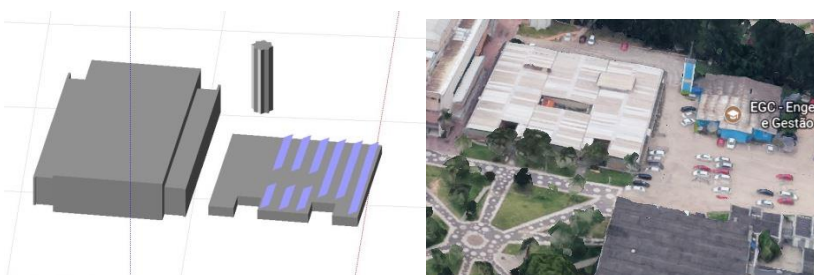
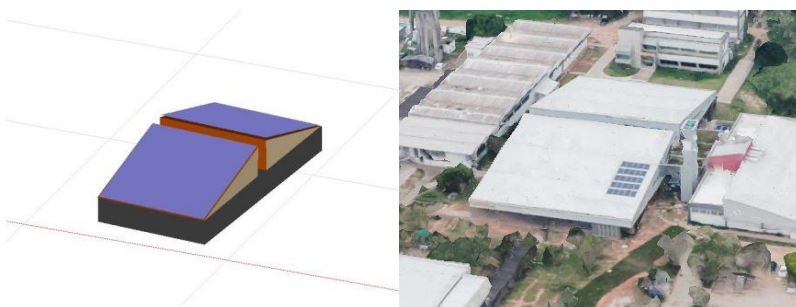


Figura 14 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da Imprensa UFSC. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.



*Figura 15 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do RU.
Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.*

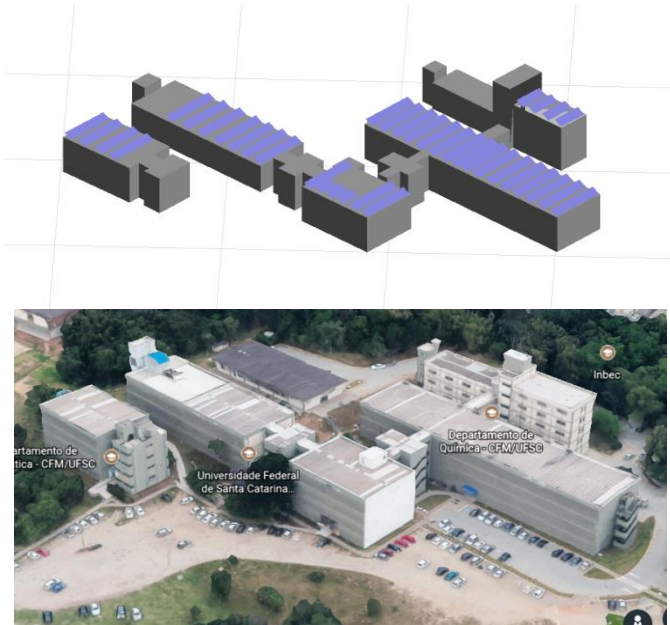


Figura 16 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CFM.
 Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.

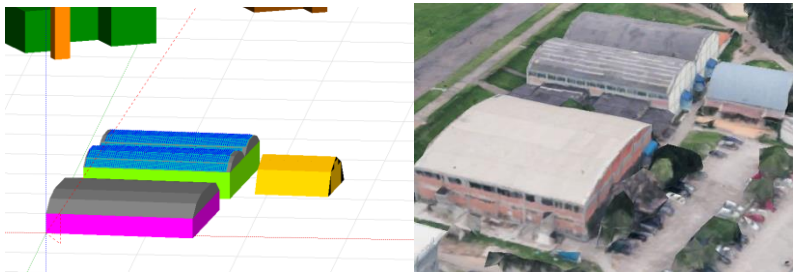


Figura 55 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica dos ginásios 1 e 2. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.

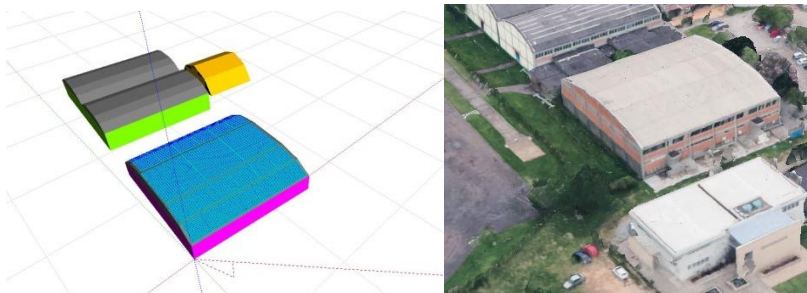


Figura 56 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do ginásio 3. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.

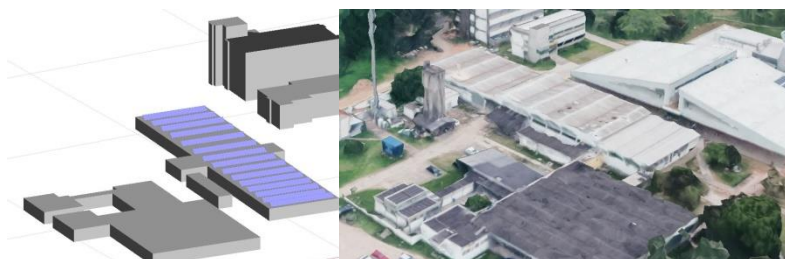


Figura 57 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da secretaria RU. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.

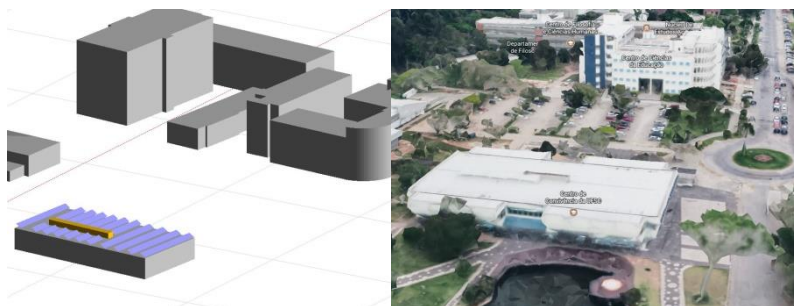
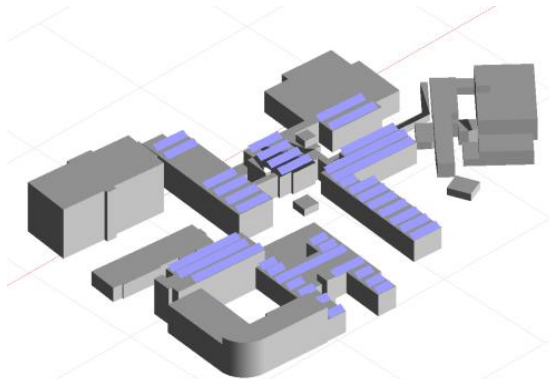


Figura 58 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do centro de convivência. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.



*Figura 59 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CFH.
Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.*

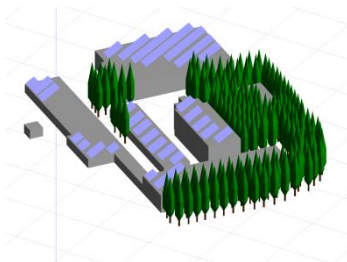
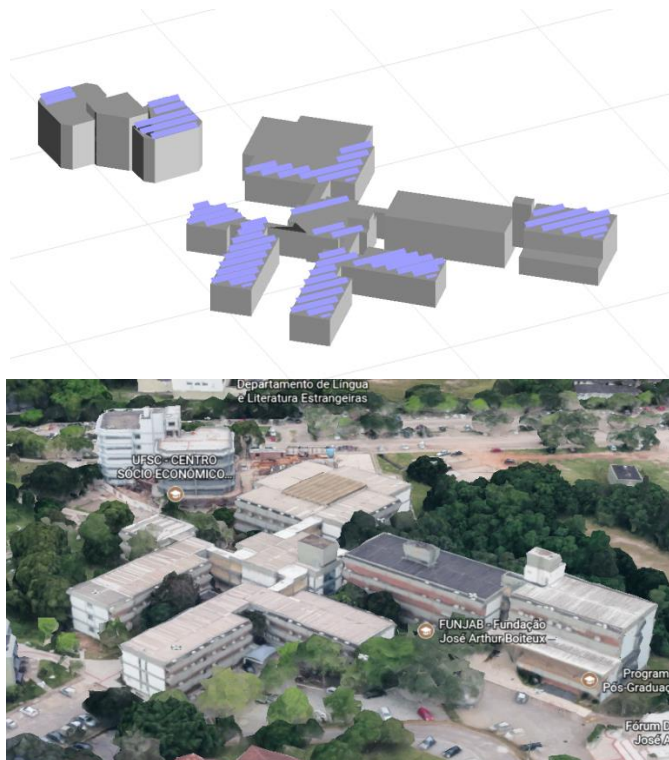


Figura 60 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do Colégio Aplicação. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.



*Figura 17 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CSE.
Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.*

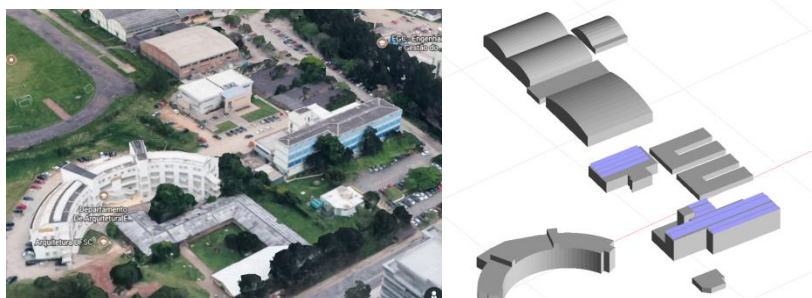


Figura 18 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica da Fundação CERTI/LEPTEN. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.

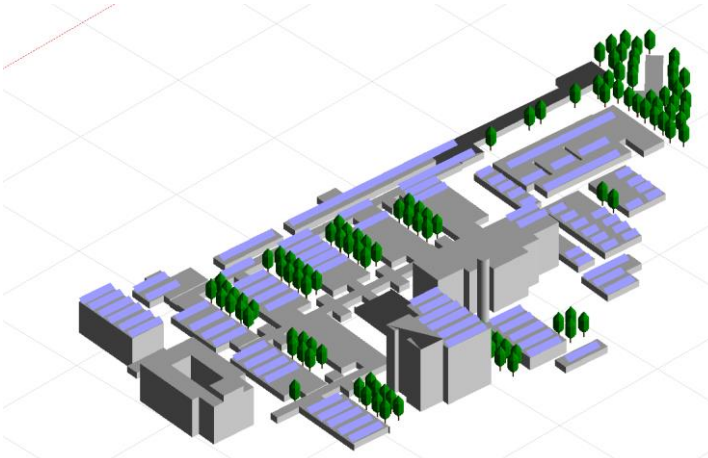
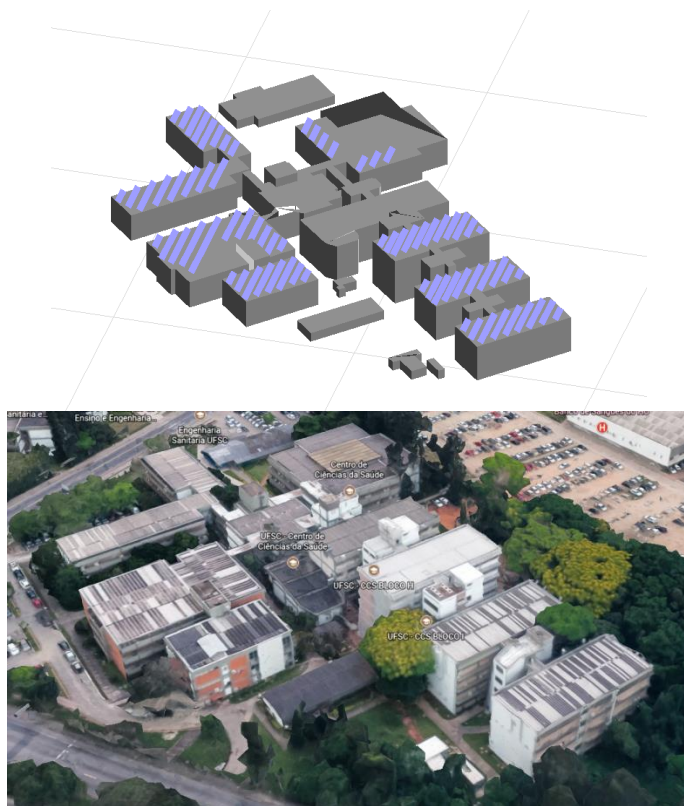


Figura 19 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CFM-CCB-EFI. Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.



*Figura 20 – Modelagem 3D da instalação solar fotovoltaica do CCS.
Fonte: Adaptado sobre imagem do Google Earth.*

APÊNDICE D – Evolução diária da demanda original e da demanda com a contribuição da minigeração FV de 5 MW

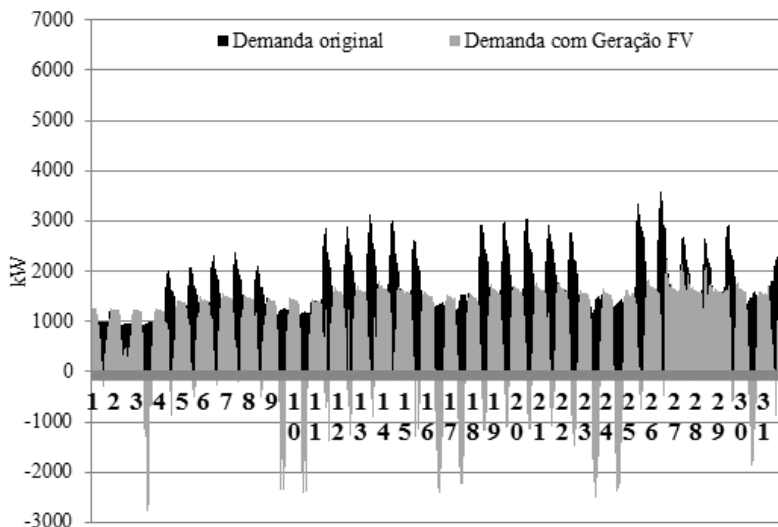


Figura 65 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Janeiro.

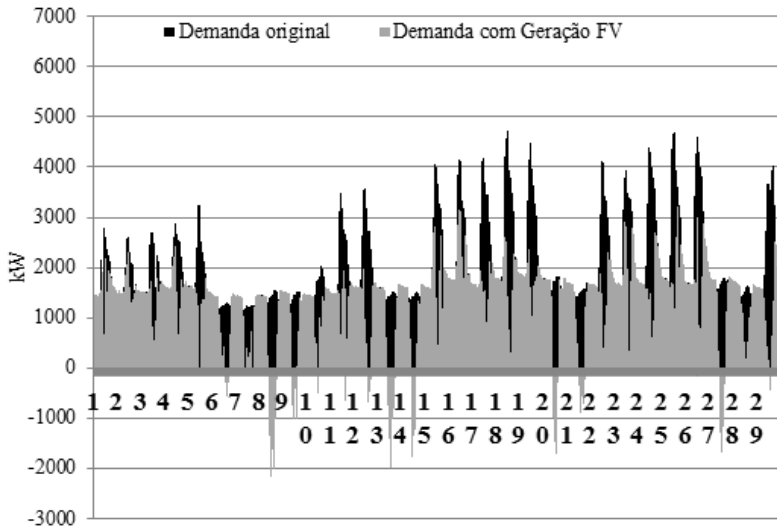


Figura 66 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Fevereiro.

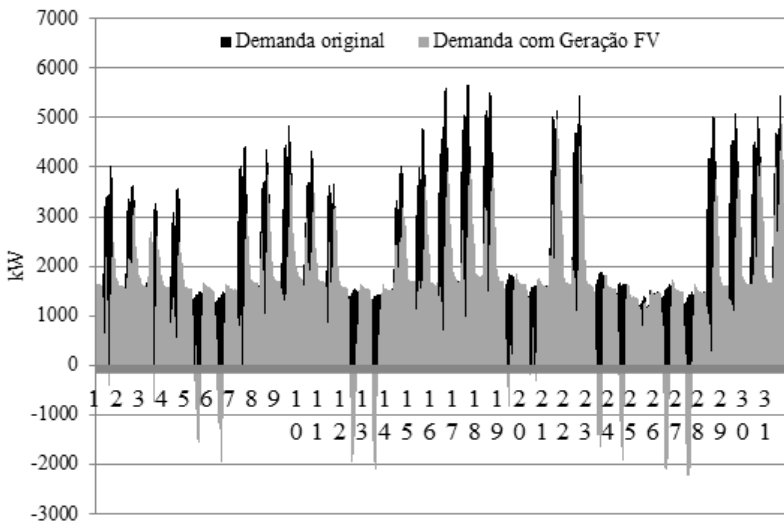


Figura 67 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Março.

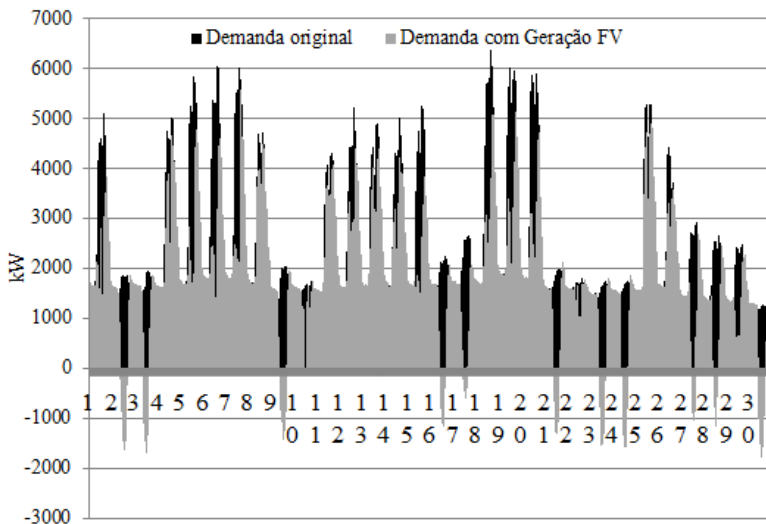


Figura 68 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Abril.

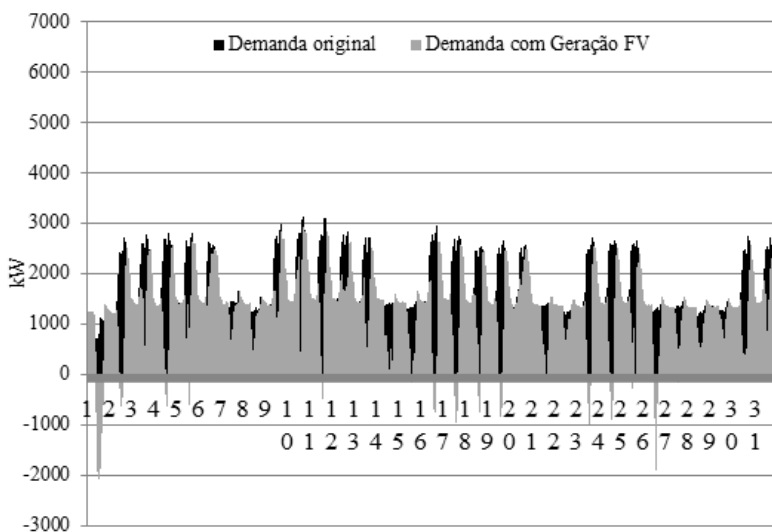


Figura 69 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Maio.

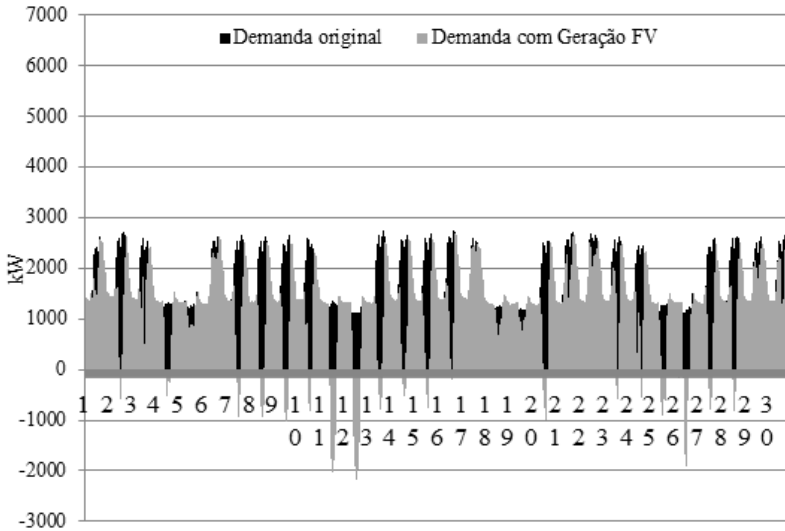


Figura 70 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Junho.

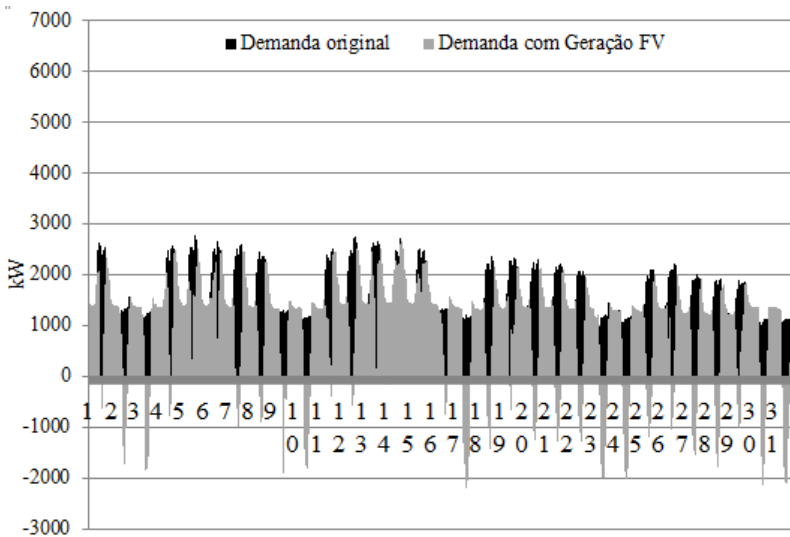


Figura 21 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Julho.

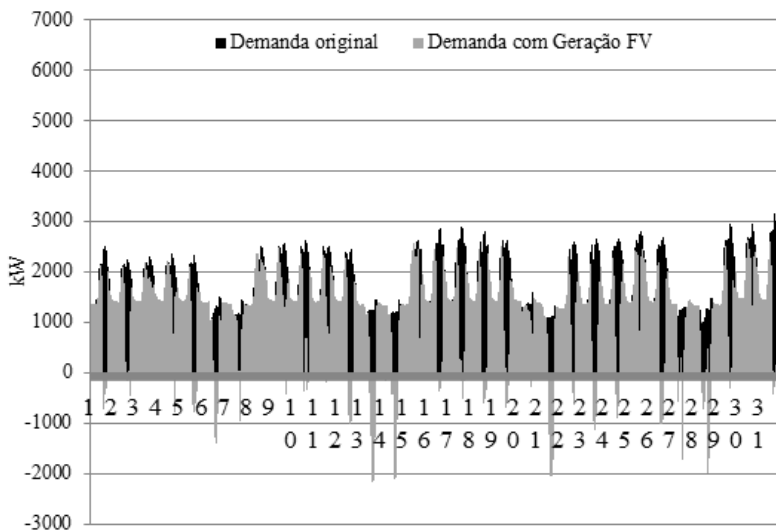


Figura 22 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Agosto.

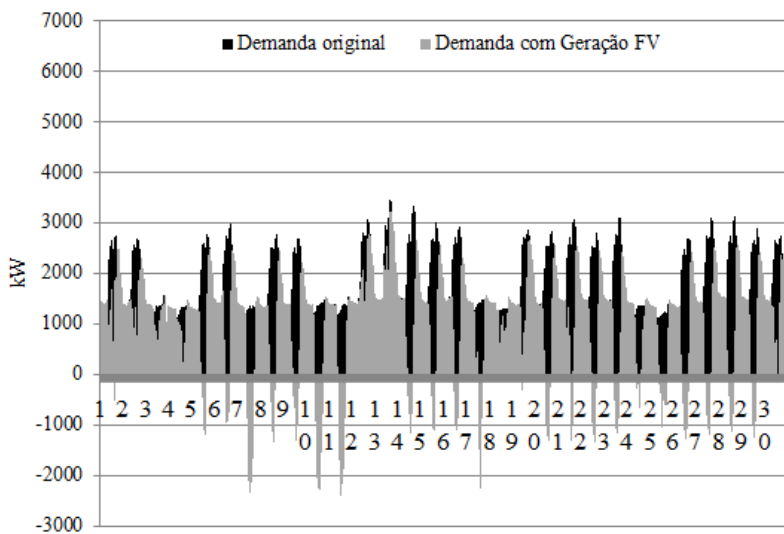


Figura 23 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Setembro.

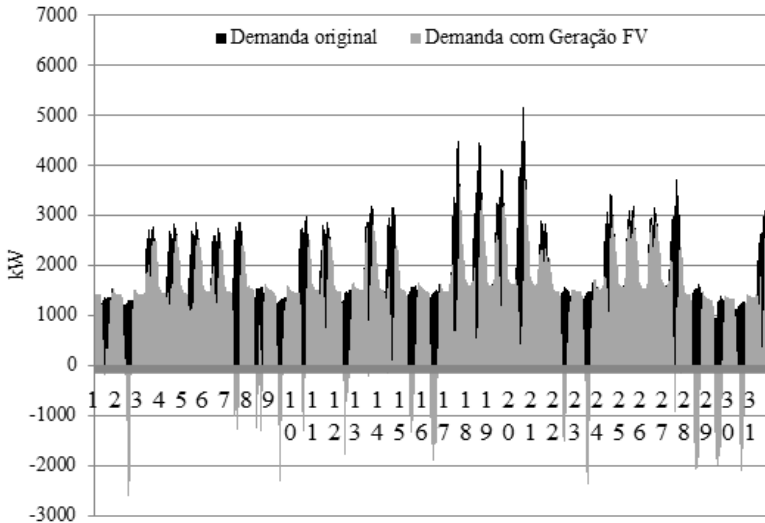


Figura 24 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Outubro.

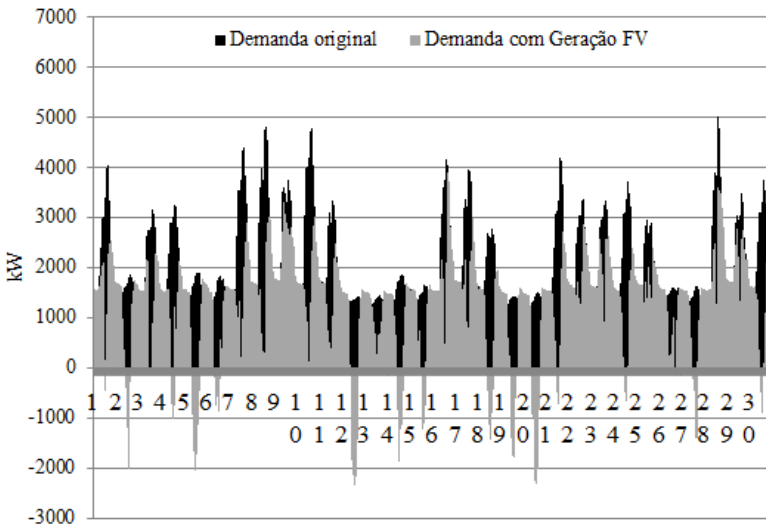


Figura 75 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Novembro.

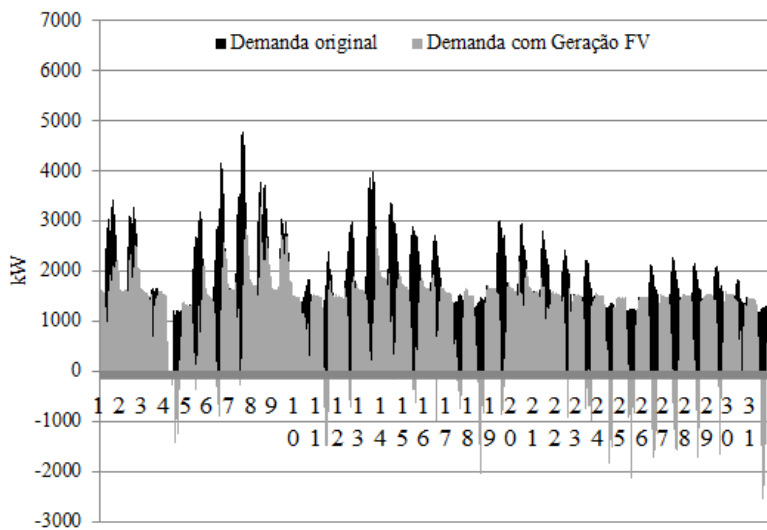


Figura 76 - Evolução diária de demanda original e da demanda com a contribuição de minigeração FV de 5 MW - Dezembro.

APÊNDICE E – Evolução mensal do MW médio demandado e GWh consumido pela UC com e sem a usina FV de 5 MW.

Tabela 13- Evolução mensal do MW médio demandado e GWh consumido pela UC com e sem a usina FV de 5 MW.

Consumo UFSC em 2016				
Mês	MW médio		Energia Ativa (GWh)	
	Original	Com usina 5MW	Original	Com usina 5MW
JAN	1,71	1,28	1,08	0,42
FEV	2,04	1,59	1,47	0,97
MAR	2,36	1,92	1,63	1,04
ABR	2,54	2,18	1,91	1,41
MAI	1,79	1,46	1,38	1,01
JUN	1,79	1,48	1,31	0,92
JUL	1,65	1,40	1,23	0,72
AGO	1,78	1,46	1,27	0,83
SET	1,86	1,45	1,37	0,78
OUT	1,94	1,65	1,41	0,92
NOV	2,11	1,63	1,53	0,92
DEZ	1,86	1,47	1,44	0,89
ANUAL	1,95	1,58	17,02	10,82