

ANÁLISE ECONÔMICA ESTRATÉGICA PARA A INSERÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO EM CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE ACORDO COM AS RESOLUÇÕES NORMATIVAS E OS INCENTIVOS GOVERNAMENTAIS VIGENTES

Adrieli Ruviaro – adrieli.ruviaro@hotmail.com
Mauricio Sperandio – mauricio.sperandio@ufsm.br
Felipe Lucchese – felipecluchese@gmail.com
Universidade Federal de Santa Maria, PPGEE

Resumo. Com o intuito de reduzir a fatura de energia elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, este trabalho propõe como solução a instalação de Painéis Fotovoltaicos (FVs). O governo federal, assim como o governo estadual incentivam os sistemas de geração distribuída por meio decretos que promovem a isenção de impostos. A normatização dos sistemas de geração distribuída decorreu da homologação da resolução nº 482 de 2012, posteriormente atualizada para a nº 687 de 2015, possibilitando assim ao consumidor a instalação de micro e mini usinas geradoras de energia elétrica, com potência máxima de até 5 MW. Além disto, a normativa nº 714 de 2016 permite que o contrato de demanda seja alterado quantas vezes for necessário, com algumas restrições e prazos na sequência do trabalho descritas. De modo a buscar um sistema que seja viável economicamente e que se beneficie dos incentivos que a minigeração têm, cinco dimensionamentos são propostos, correspondendo a 5 MW, 4 MW, 3 MW, 2 MW e 1 MW de potência instalada. Para a obtenção da curva de geração dos FVs foi utilizado o software HOMER[®] e para determinar as atuais e novas contas de energia elétrica, como também, para a análise de viabilidade econômica, foi utilizado o software Microsoft[®] Excel[®]. De forma estratégica, a cada dimensionamento proposto é estabelecido um novo contrato de demanda, reduzindo assim os custos com o consumo de energia, como também, com a demanda contratada, perante a concessionária. Os resultados mostraram-se positivos, sendo que em todas as simulações o retorno do investimento foi inferior a 6 anos. Todavia, em sistemas de maior porte, acima de 3 MW, além de necessitarem de um grande aporte financeiro, acabam por inflexibilizar a mudança contratual de demanda.

Palavras-chave: Contrato de Demanda, Minigeração Distribuída, Resoluções Normativas, Viabilidade Econômica

1. INTRODUÇÃO

Localizada no centro do Rio Grande do Sul, a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) é uma instituição de ensino superior pública com um campus universitário de 1.863,57 hectares de extensão, contando com vasta estrutura física de edificações que perfazem 239.578 m². Para tanto, a sua fatura mensal de energia elétrica gira em torno de R\$ 1 milhão. Nesta fatura estão inclusos os custos com: contrato de demanda; consumo de energia; também conta com diversos impostos; com os acréscimos por bandeiras tarifárias e por energia reativa excedente; e com as multas caso ocorra ultrapassagem da demanda contratada. Em contrapartida, o governo federal e o governo estadual do Rio Grande do Sul apresentam uma diversidade de políticas e resoluções que incentivam os sistemas de Geração Distribuída (GD). Dentre os sistemas de GD, os provenientes da radiação solar são os que possuem um maior crescimento e aceitação, destacando-se quando comparada com as demais fontes.

Tendo em vista a redução dos custos com a fatura de energia elétrica da UFSM, juntamente com as circunstâncias acima mencionadas, este trabalho propõe a instalação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), buscando assim, o aproveitamento do espaço que a Universidade possui alinhado com a possibilidade de gerar energia limpa no próprio local de consumo. Como não se têm o conhecimento de qual valor de potência instalada possui maior compatibilidade com as necessidades e características do campus, são propostos cinco diferentes dimensionamentos, os quais de modo a aproveitar os benefícios que as políticas de incentivo a minigeração oferecem, correspondem a 5 MW, 4 MW, 3 MW, 2 MW e 1 MW de potência instalada. Desta forma, será possível determinar qual cenário é mais viável economicamente. Para tanto, na análise econômica será considerada além da parcela referente a redução do consumo de energia elétrica perante a concessionária, também, de maneira estratégica será determinado para cada dimensionamento novos valores para o contrato de demanda. Evitando assim a ocorrência de acréscimos na fatura por ultrapassagens da demanda contratada, bem como, o pagamento de um contrato superior a potência ativa do campus.

2. DESENVOLVIMENTO

As resoluções normativas para o embasamento deste estudo, assim como o perfil quanto consumidor da UFSM frente à concessionária, serão apresentados nas seções a seguir.

2.1 Geração distribuída e as políticas brasileiras

As normatizações para os sistemas de geração distribuída decorreram da homologação da resolução nº 482 em Abril de 2012 (ANEEL, 2012). Em 2015 a mesma foi atualizada para a resolução nº 687 (ANEEL, 2015), vigorando desde Março de 2016 até o presente momento. Esta atualização contou com diversas alterações, uma delas trata da potência máxima a ser instalada na minigeração, passando de 1 MW para 3 MW quando as fontes de geração forem hídricas e para 5 MW nas demais fontes renováveis. Outra importante modificação foi quanto ao período no qual a energia permanece em forma de crédito aumentando de 36 meses para 60 meses.

O crédito acima mencionado é concedido de acordo com o sistema de compensação. Este sistema de compensação funciona como uma política de incentivo, onde a unidade geradora/consumidora injeta na rede somente a energia gerada excedente a consumida. O ressarcimento desta energia que foi injetada na rede acontece quando a energia consumida for superior a energia gerada, funcionando como se fosse um banco de baterias. Caso não haja geração nem energia a ser compensada, o consumidor pode recorrer à energia disponibilizada pela concessionária. Desta forma, o faturamento é resultante da diferença entre a energia injetada e a energia consumida da rede, juntamente com a parcela fixa referente ao contrato de demanda. Este contrato deve ter, no mínimo, um valor proporcional à potência instalada pelo micro ou minigerador. Existem vários sistemas de compensação de energia, todavia, neste trabalho será considerado este modelo, conforme a Fig. 1 ilustra.

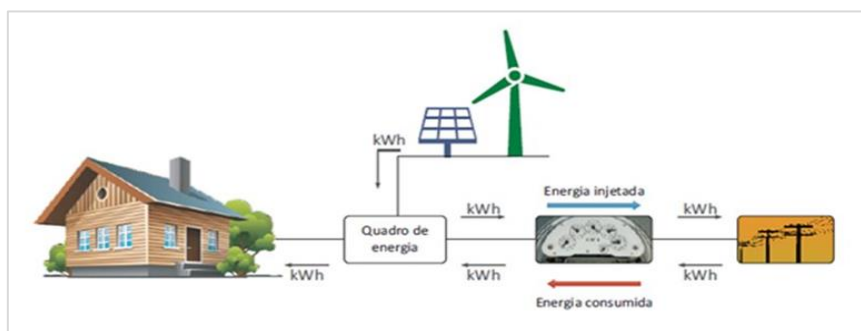


Figura 1- Diagrama do sistema de compensação de energia elétrica considerado neste trabalho.

Desde o dia 01 de Junho de 2016 tanto o Governo Federal quanto o Governo Estadual do Rio Grande do Sul passaram a incentivar a minigeração e microgeração de energia distribuída. A Lei nº 13.169 (2015) instituída pelo Governo Federal reduzindo a zero as alíquotas do Programa Integração Social (PIS/Pasep) e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) para o sistema de compensação de energia elétrica. Já o Governo Estadual conforme o Decreto nº 52.964 (2016) isentou o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), qual anteriormente tinha alíquota de 30% sobre os sistemas de GD.

Em decorrência da atualização da normativa e dos incentivos governamentais a micro e a minigeração estão em processo de expansão. A prova disto são os números de conexões, em 2015 eles somavam um montante de 1.930, já em 2018, até o dia 15 de janeiro, foram somadas 20.412 conexões, totalizando assim uma potência instalada de 245.308,12 kW. Ainda como pode ser visto na Fig. 2, dentre as fontes de geração renováveis, a solar têm um grande destaque, representando mais de 99% do total. Sendo que, somente no Rio Grande do Sul das 2.495 usinas existentes (30.377,98 kW), 2.485 delas tem como fonte a radiação solar (ANEEL, 2016a, 2017b).

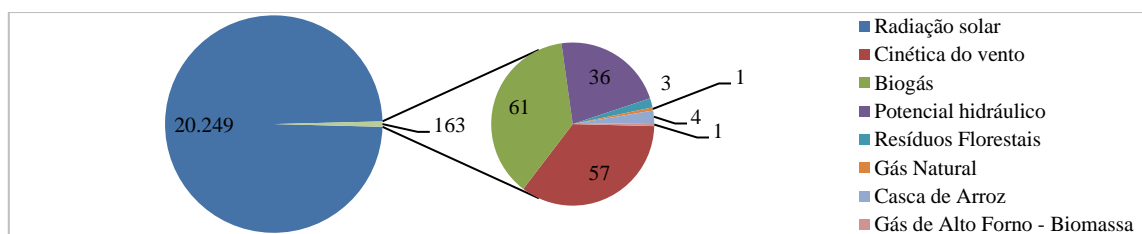


Figura 2- Quantidade e fonte das micro/mini geradoras distribuídas no Brasil.

Um dos principais motivos para este destaque são as condições geográficas, pois, conforme o mapa mundial de irradiação disponibilizado pela SOLARGIS (2017), em todo o território brasileiro os patamares de Radiação Global Horizontal (GDI) são altos em comparação com a Europa e os Estados Unidos, países estes que investem muito mais neste tipo de energia. Na região sul do país a incidência solar possui bons números, como apresentado na Fig. 3. Estes números são referentes as medições realizadas na região de Santa Maria, onde está localizado o campus da UFSM em estudo, de acordo com projeto SONDA (2017).

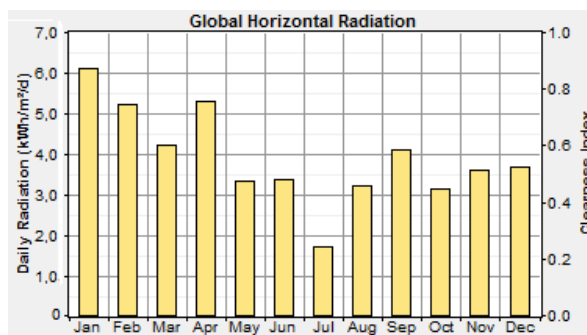


Figura 3- Radiação Global Horizontal mensal referente a região de Santa Maria - RS.

Outro importante diferencial é quanto ao espaço físico para instalação dos FVs, podendo ser acima de telhados/coberturas como também sobre o chão, não necessitando de um grande distanciamento entre os painéis, como no caso das turbinas eólicas, além de não causar impactos ao meio ambiente e à sociedade como, por exemplo, as inundações devido aos reservatórios para as hidrelétricas. Neste trabalho, como a UFSM possui aproximadamente 78.000 m² de área disponível em telhados para instalação de equipamentos, a proposta é que os painéis sejam instalados nestes locais. Considerando uma área unitária em torno de 1,63 m² para cada painel de 270 Wp, seria possível a alocação de até 47.926 painéis na instituição, correspondendo a uma potência instalada de 12,94 MW. Todavia, com este valor de potência instalada não seria possível o enquadramento como minigerador (Lei nº 13.169, 2015), para assim, obter dos benefícios e incentivos que ele possui. Por este motivo, a maior área que seria ocupada corresponderia a aproximadamente 30.000 m², equivalendo ao dimensionamento de 5 MW.

O SFCR é composto pelos PVs que geram a energia, esta energia segue posteriormente para os inversores, os quais a transformam de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), integrando assim os painéis fotovoltaicos com a rede de energia elétrica da Universidade. Além destes principais equipamentos, o disjuntor, fusível, Dispositivo de Proteção Contra Surtos (DPS) e entre outros, também serão considerados na análise de viabilidade econômica.

2.2 Fatura de energia elétrica da UFSM

Os consumidores são as pessoas físicas ou jurídicas conectadas ao sistema elétrico de potência, divididos em grupos e subgrupos, de acordo com a tensão de fornecimento. A UFSM pertence ao grupo A (alta tensão) e subgrupo A4 (13,8 kV). Quanto à modalidade tarifária, neste subgrupo pode ser optada pela horária Verde ou Azul, a Universidade possui contrato na Azul. Esta modalidade considera tarifas com valores diferenciados, de acordo com o horário do dia, tanto na parcela de consumo quanto na parcela de demanda (ANEEL, 2016a). Sendo assim, o atual contrato do consumidor em questão é de 5 MW para o horário fora de ponta e de 3 MW para o horário de ponta. Segundo a CPFL Energia (2017) o horário de ponta se estende das 18h00min às 21h00min, portanto, as demais 21 horas do dia correspondem ao horário fora de ponta.

A Fig. 4 apresenta os picos de potência ativa em comparação com a demanda contratada da UFSM, entre março de 2016 a fevereiro de 2017. Lembrando que o faturamento da parcela referente à demanda é dado pelo maior valor entre a demanda contratada e a potência ativa máxima medida. Além disso, caso a potência ativa ultrapasse em mais de 5% do valor contratado, a diferença excedida é valorada com tarifa duas vezes maior em comparação com a tarifa de contrato normal. A partir destes conceitos, ao analisar a Fig. 4 nota-se que durante os meses de Março, Abril, Junho e Novembro a fatura de energia contou com a parcela de ultrapassagem de demanda contratada, em compensação, nos demais meses os valores contratados não se aproximaram das máximas potências ativas, desta forma, durante estes meses foram pagos por contratos superiores ao necessário.

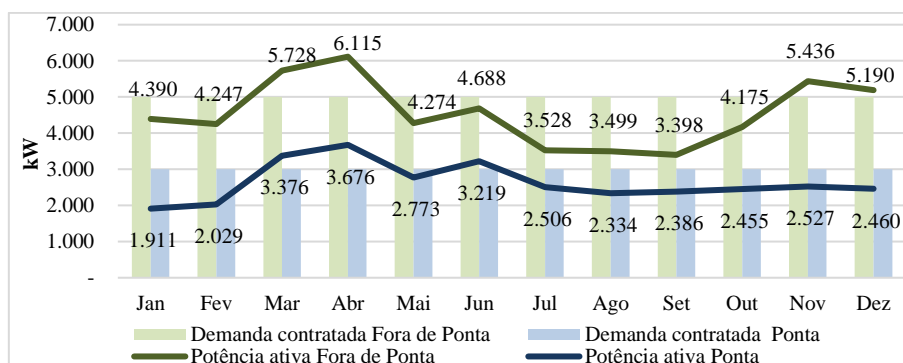


Figura 4 - Picos da potência ativa nos dois períodos do dia em comparação com a demanda contratada da UFSM.

As tarifas acima mencionadas são publicadas pela distribuidora, nelas não estão incluídos os acréscimos por imposto federal, estadual e municipal. Logo, na segunda coluna da Tab. 1 são apresentadas as tarifas da RGE Sul (2017b), sendo ela a responsável pela distribuição de energia elétrica em Santa Maria e região. Na terceira coluna são apontados os novos valores das tarifas, com a incidência dos impostos. Foi considerada alíquota para o PIS de 1,65%, para o COFINS de 7,6% e para o ICMS de 30% ao poder público (RGE Sul, 2017a). O imposto municipal é referente à contribuição para iluminação pública e possui taxa fixa, independente da tarifa, por este motivo ele não está incluído nos novos valores abaixo declarados.

Tabela 1 – Tarifas de energia elétrica para consumidores participantes do Subgrupo A4 e modalidade tarifária horária Azul

	Tarifa sem Impostos	Tarifa com Impostos
Consumo Fora de Ponta	R\$ 0,2771	R\$ 0,46
Consumo Ponta	R\$ 0,4031	R\$ 0,66
Demanda Fora de Ponta	R\$ 17,99	R\$ 29,61
Demanda Ponta	R\$ 26,70	R\$ 43,95
Demanda Ultrapassagem Fora de Ponta	R\$ 35,98	R\$ 59,23
Demanda Ultrapassagem Ponta	R\$ 53,40	R\$ 87,90

De acordo com os atuais valores de demanda contratada juntamente com o histórico das medições horárias de potência ativa da Universidade, foram calculadas a partir das tarifas da Tab. 1 as parcelas referentes ao consumo, demanda contratada e ultrapassagem da demanda contratada, determinando assim as faturas finais mensais apresentadas na Fig. 5. Nestes valores não estão contidos os possíveis acréscimos por bandeiras tarifárias ou reativos.

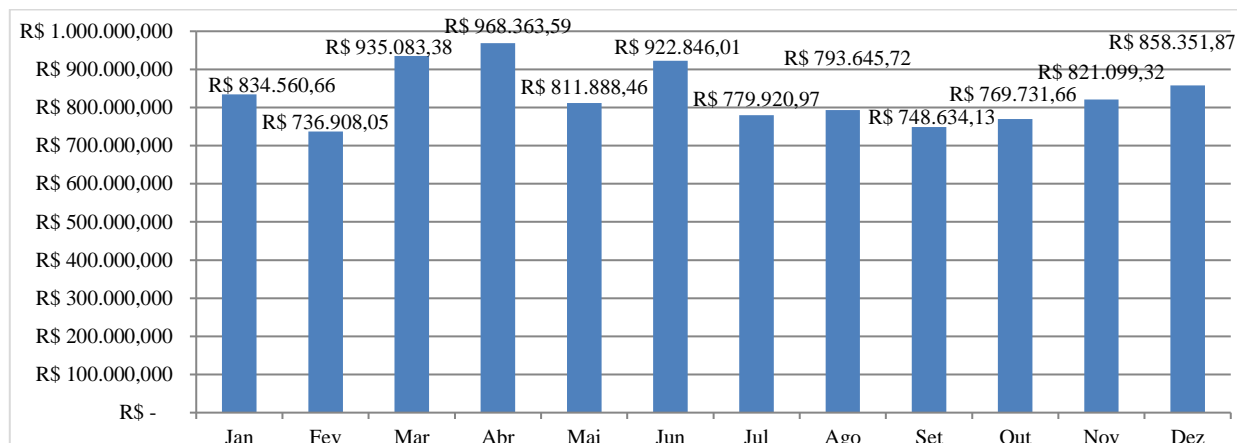


Figura 5 - Faturas mensais de energia elétrica da UFSM.

As bandeiras tarifárias representam mensalmente se haverá ou não acréscimo sob a parcela de consumo. Elas são representadas pelas cores que compõem o semáforo: se verde não há acréscimos; se amarela são acrescentados R\$ 0,01 para cada quilowatt-hora (kWh); e a vermelha é dividida em dois patamares, no primeiro são acrescentados R\$ 0,03 por kWh e no segundo R\$ 0,05 por kWh (ANEEL, 2017a). Elas representam uma importante parcela, sendo que somente no mês de Abril foi somada uma diferença de R\$ 78.250,48 entre a bandeira verde e a vermelha patamar 2, conforme a Fig. 6 ilustra a comparação.

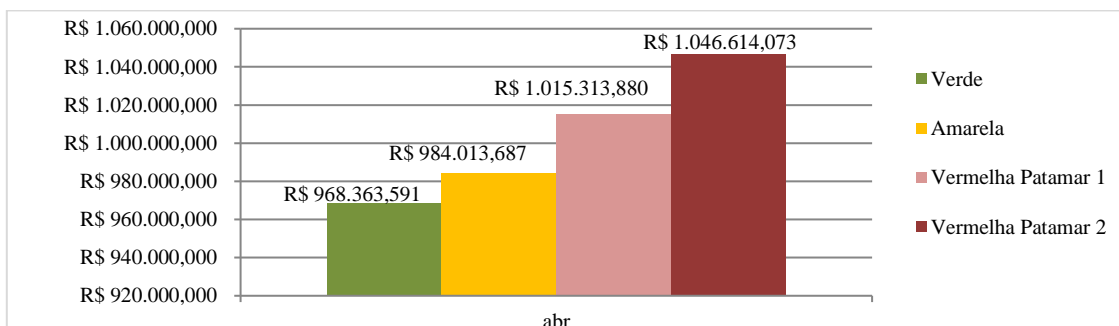


Figura 6 – Diferença mensal na fatura de energia do mês de abril conforme a bandeira tarifária.

Por meio da Resolução Normativa nº 714 de 10 de maio de 2016 (2016b), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu que o consumidor do grupo A pode, durante o período de um ano, realizar diversos acréscimos no contrato de demanda e apenas uma redução no mesmo. No artigo 6º, entre as seções 2 e 6 são apresentadas as novas condições para a contratação de demanda. Quanto aos prazos, para aumento do contrato, a distribuidora tem 30 dias para atender à solicitação, e para a redução da demanda contratada, a distribuidora tem o prazo de 90 dias para os consumidores do subgrupo A4, e para os demais consumidores do grupo A o prazo é de 180 dias. Assim sendo, acrescenta-se ao trabalho a possibilidade, além da inserção da minigeradora fotovoltaica, também da readequação contratual para os cinco dimensionamentos propostos.

2.3 Análise de viabilidade econômica

Como detalhada nas seções acima, a inserção de geração distribuída tem diversas vantagens e incentivos, a fatura de energia elétrica por sua vez possui diversos acréscimos, os quais seriam reduzidos com a instalação do SFCR. Contudo, o custo para instalação deste sistema é consideravelmente alto, por este motivo é tão importante a simulação de diversos cenários, para assim determinar qual deles resulta numa maior redução da fatura alinhado com o montante de valor investido. Desta forma, para determinar qual a melhor opção, serão utilizados métodos para análise da viabilidade econômica, sendo eles: o Valor Presente Líquido (VPL); a Taxa Interna de Retorno (TIR); e o *Payback*. Em termos gerais, o VPL determina a partir do seu resultado a viabilidade do projeto ao longo de sua vida útil, a TIR como o nome já diz, representa uma taxa de retorno do investimento, e o *Payback* é o tempo que levaria para o investimento ser recuperado durante a vida útil do equipamento (Samanez, 2014).

Conforme pesquisa de mercado, o custo unitário, em média, de um painel fotovoltaico de 270 Wp é de aproximadamente R\$ 500,00 e o custo médio de um inversor de 20 kW é de R\$ 9.800,00. Além destes valores, é preciso considerar uma parcela referente à execução, que neste trabalho será valorado a R\$ 1,00 por Wp. A vida útil para a análise econômica, bem como a taxa de juros, é de 20 anos e de 8 % ao ano, respectivamente. Os custos com os demais equipamentos necessários para instalação do sistema solar estão apresentados na Tab. 2.

3. RESULTADOS

Para o desenvolvimento e obtenção dos resultados deste trabalho foram utilizados os softwares HOMER® e Microsoft® Excel®. Com o auxílio do HOMER® obtiveram-se as curvas de geração dos painéis fotovoltaicos nos cinco cenários propostos. Para chegar a tais resultados foi considerada a incidência de radiação solar da região de Santa Maria com um ângulo de inclinação dos painéis de 29º orientados para o norte geográfico, sem sombreamentos, devido à localização da UFSM, sendo ela, Latitude 29º 43' ao Sul e Longitude 53º 42' ao Oeste. Além disto, foram declaradas no HOMER® as especificações dos painéis e dos inversores considerados para esta análise. Com os dados de geração de cada dimensionamento exportados do HOMER® o Microsoft® Excel® foi utilizado para uma análise comparativa minuciosa entre estes dados e as reais potências ativas da universidade, desta forma, sendo possível a visualização de quanto a energia gerada, em cada cenário, impactaria na potência ativa horária do campus. A partir disto, foram determinadas novas máximas potências ativas em cada período do dia, que posteriormente resultaram nas novas demandas a serem contratadas (Resolução nº 714). Por último, foram calculadas no Microsoft® Excel® as faturas de energia para o atual e novos cenários propostos, e realizadas as respectivas análises de viabilidade econômica.

A potência gerada pelos painéis fotovoltaicos está diretamente relacionada com o nível de radiação solar. Desta forma, a Fig. 7 demonstra a curva anual de geração de um SFCR com 5 MW de potência instalada já convertida de CC para CA, ou seja, referentes a saída do inversor. Estes dados foram obtidos com auxílio do software HOMER®. Além disto, vale destacar que a potência máxima geração foi de 4,8738 MWp, sendo que a média ficou em torno de 3,5 a 4 MWp, conforme pode ser visualizado na Fig. 7. Nos demais dimensionamentos a curva de geração permanece a mesma, proporcional a potência instalada de cada um deles.

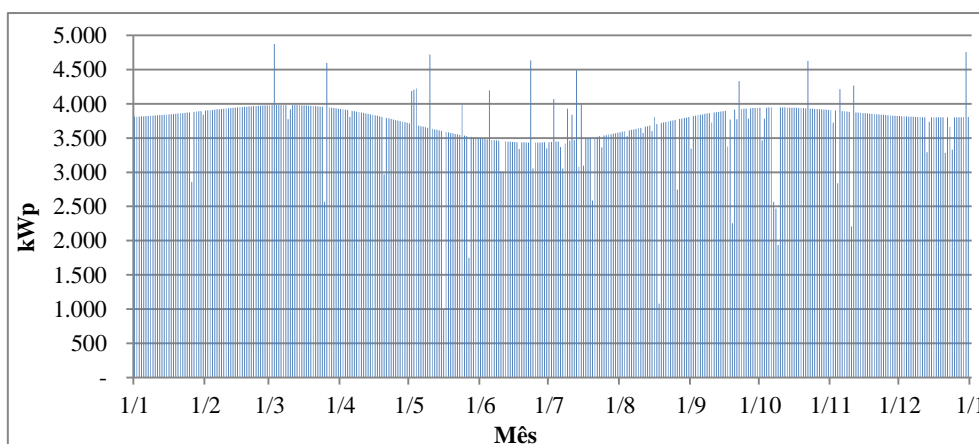


Figura 7 - Curva de geração CA anual de acordo com radiação solar.

Com a curva de geração anual de cada dimensionamento já convertida e a potência ativa da Universidade, novos valores de potência ativa perante a concessionária podem ser determinados e, por consequência, conforme as normas de resolução nº 714 os contratos de demanda podem ser reajustados. Os novos contratos propostos, bem como a diferença econômica de cada cenário são apresentados nas próximas subseções. Em todas as análises foi considerada a bandeira verde, pois não é possível se prever a sua variação com assertividade.

3.1 Potência instalada de 5 MW

Este primeiro dimensionamento considera a potência máxima de geração permitida para a minigeração distribuída, em contrapartida, o contrato de demanda durante o período fora de ponta não pode ser inferior a 5 MW (Resolução nº 687) mesmo que as potências ativas máximas sejam consideravelmente inferiores. Buscando mesmo com esta restrição a melhor readequação contratual, no período fora de ponta o contrato do mês de Abril foi alterado para 5,4 MW, pois neste mês há o maior pico de potência ativa registrada. Ao que se refere ao período de ponta, em todos os meses novos valores de contrato foram determinados. De forma detalhada, a Fig. 8 apresenta os atuais e novos contratos sugeridos, bem como as potências máximas registradas.

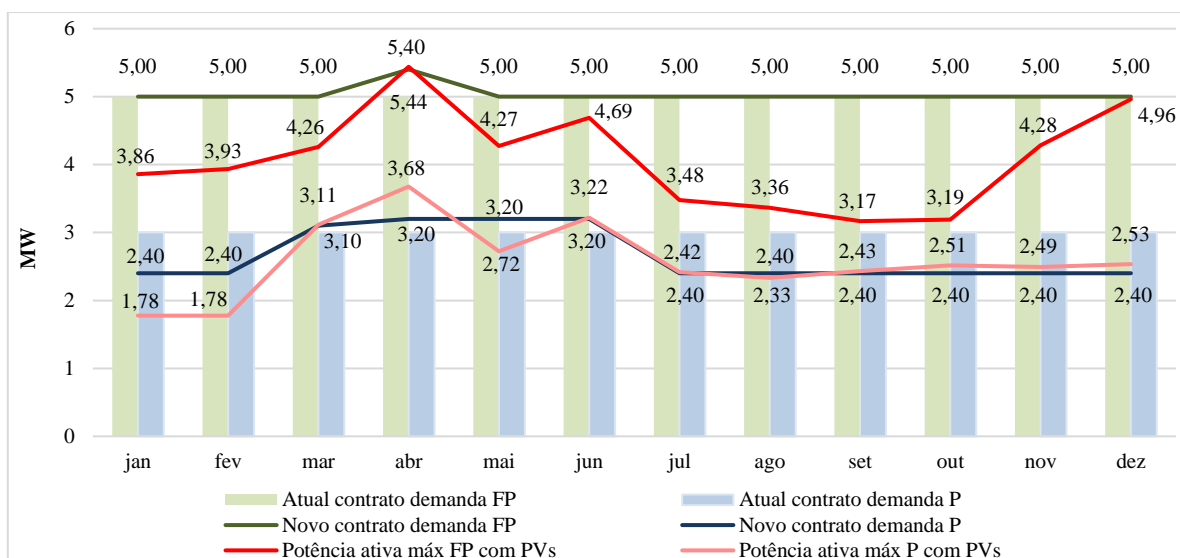


Figura 8 - Valores de contrato de demanda sugeridos com inserção de GD de 5 MW.

Com auxílio do Microsoft® Excel® foi calculada a diferença anual resultante da instalação desde sistema de geração, totalizando um valor de R\$ 3.967.722,96. Desta redução na fatura de energia elétrica final anual, à readequação contratual corresponde a uma parcela de R\$ 139.843,46 e a parcela de consumo de energia elétrica representou uma economia frente a concessionária de R\$ 3.827.879,50. Como pôde ser visto, a diminuição dos custos com contrato não representou uma grande parcela, devido à restrição em sua readequação.

3.2 Potência instalada de 4 MW

Nesta segunda análise todos os valores contratuais foram alterados, conforme a Fig. 9 apresenta. No período fora de ponta o contrato variou de 4 a 5,4 MW de potência instalada, e pelo mesmo motivo do dimensionamento anterior, durante os meses de Junho a Outubro o contrato permaneceu de 4 MW mesmo que o valor da potência máxima ativa tenha sido inferior a ele. Já os contratos do período de ponta permaneceram com valores semelhantes ao anterior, com potência instalada de 5 MW. Neste SFCR o maior pico de geração registado, foi de 3,89904 MW já convertido para CA.

Este dimensionamento acarrearía em uma diminuição total de R\$ 3.358.576,77 na fatura anual de energia elétrica. Deste valor, R\$ 303.507,57 correspondem a readequação contratual e R\$ 3.109.993,41 à parcela de consumo de energia elétrica.

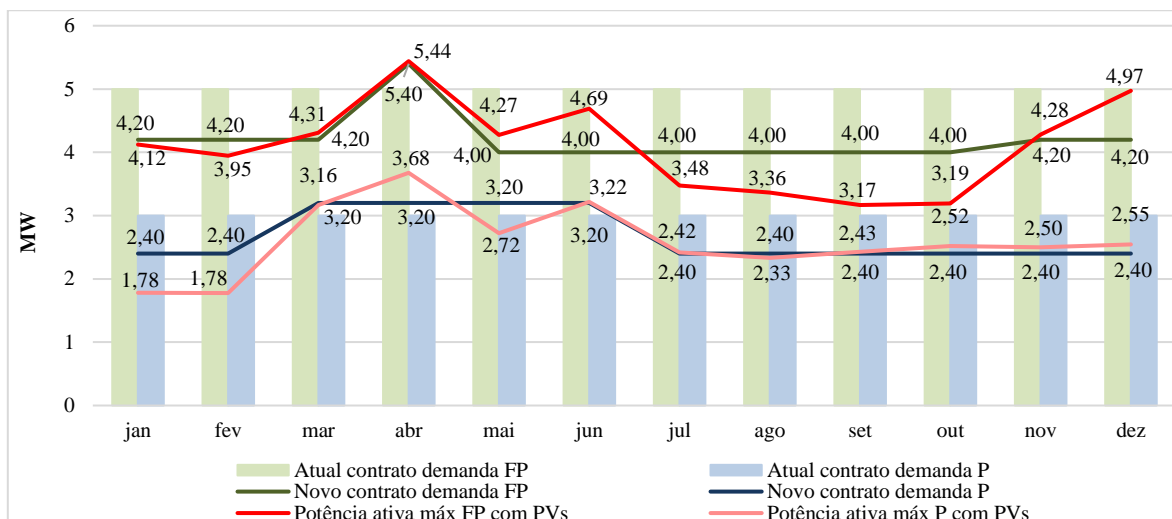


Figura 9 - Valores de contrato de demanda sugeridos com inserção de GD de 4 MW.

3.3 Potência instalada de 3 MW

Com menores restrições para a readequação contratual, pois, o contrato pode ser reduzido até 3 MW, na Fig. 10 podem ser visualizados os novos valores de contrato de demanda e as máximas potências ativas mensais. Nos meses de Abril e Dezembro o valor de contratação fora de ponta sugerido é inferior a potência ativa máxima. Tal determinação é consequente de diversas análises, por meio de simulações, onde mostrou-se vantajoso o pagamento de multa durante dois meses, evitando assim o pagamento de um contrato superior a potência ativa durante os demais meses. Vale destacar que a potência máxima gerada medida na saída no inversor foi de 2,92428 MWp.

Tal mudança apresentaria uma diminuição de R\$ 362.493,94 na parcela de demanda, durante o período de um ano. A parcela de consumo é responsável pela diminuição de R\$ 2.294.825,01, totalizando R\$ 2.657.318,95 entre a alteração contratual e redução do consumo perante a concessionária.

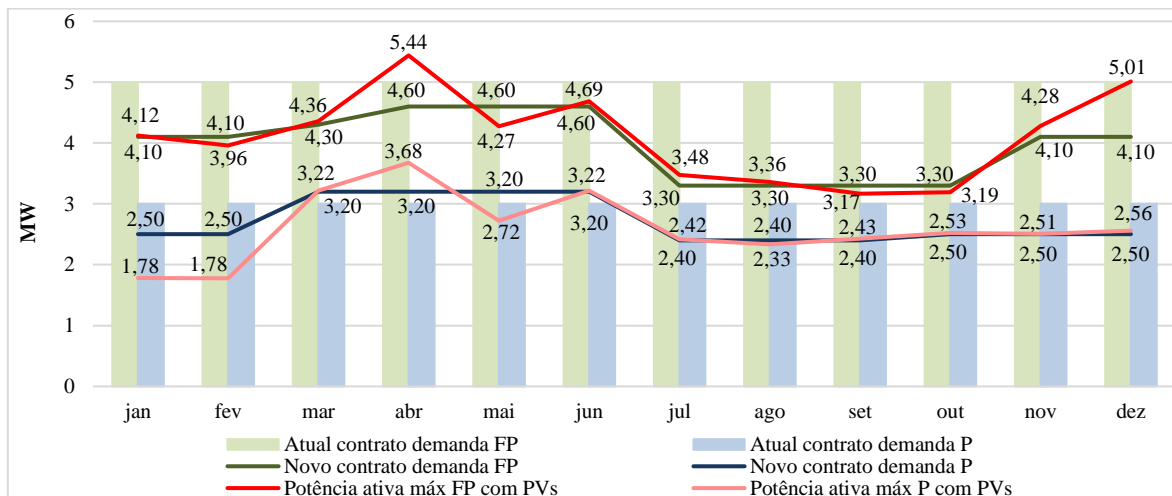


Figura 10 - Valores de contrato de demanda sugeridos com inserção de GD de 3 MW.

3.4 Potência instalada de 2 MW

Para esta potência instalada, qual quando convertida de CC par CA teve pico de geração de 1,94952 MW, o contrato de ponta permanece o mesmo do caso anterior. Isto se dá porque durante este horário a radiação solar tende a ser menor, então, a potência ativa da Universidade tende a permanecer a mesma. No período fora de ponta a contratação também é semelhante com a potência instalada de 3 MW, sendo aumentada somente nos meses de Janeiro, Fevereiro, Novembro e Dezembro.

A Fig. 11 apresenta os valores de contrato mensais sugeridos, onde tais alterações ocasionariam uma redução de R\$ 347.791,37 nos custos com demanda. Quando a parcela referente ao consumo, os 2 MW de potência instalada ocasionariam uma redução de R\$ 1.529.883,54, que somada com a parcela de demanda, acarretariam em uma redução anual de R\$ 1.877.674,91 com fatura de energia elétrica.

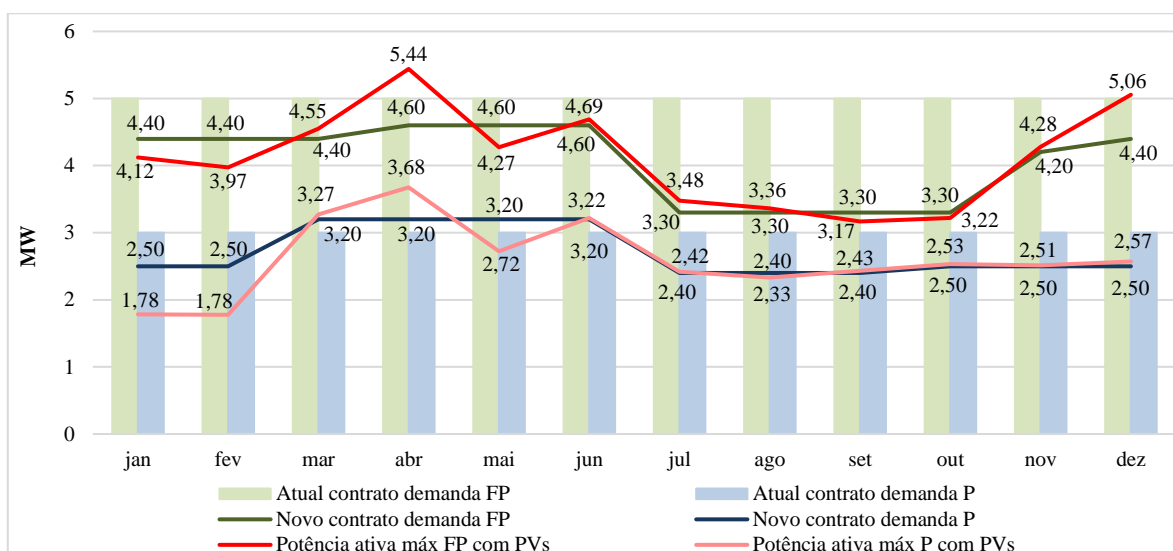


Figura 11 - Valores de contrato de demanda sugeridos com inserção de GD de 2 MW.

3.5 Potência instalada de 1 MW

O quinto e último dimensionamento proposto considera uma potência instalada de geração fotovoltaica de 1 MW que quando convertido para CAo seu pico de geração foi de 0,97476 MWp. Para tal sistema os valores de contrato de demanda sugeridos estão ilustrados na Fig. 12, quais promoveriam uma diminuição nos custos durante um ano de R\$ 294.753,84. Na parcela de consumo haveria uma diferença nos custos de R\$ 764.919,44 que somados a parcela de demanda resultariam numa redução anual da fatura de energia elétrica de R\$ 1.059.673,28.

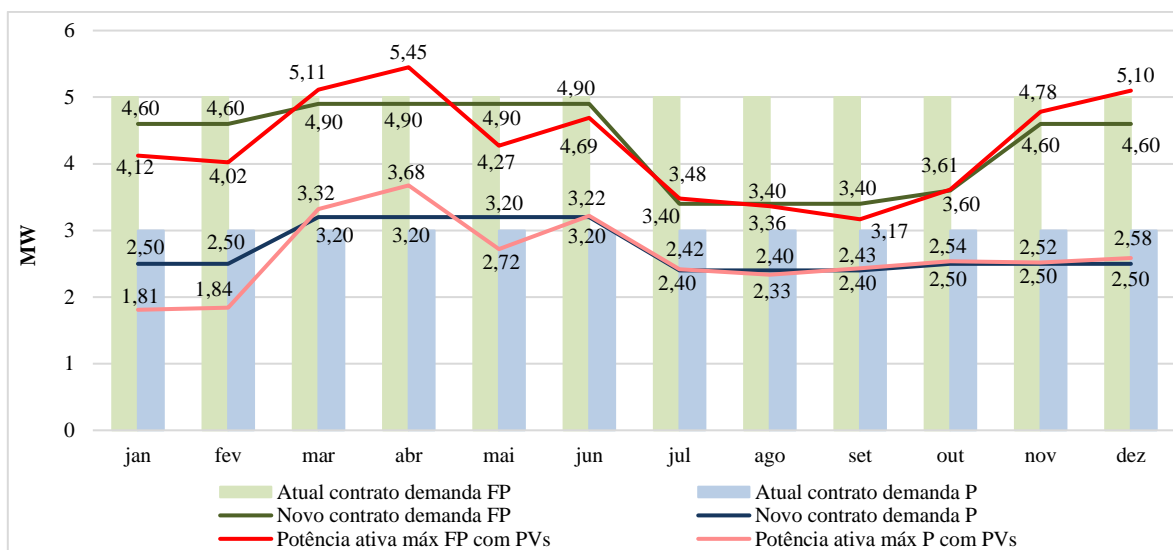


Figura 12 - Valores de contrato de demanda sugeridos com inserção de GD de 1 MW.

3.6 Comparação entre os cinco dimensionamentos

Em conformidade com a resolução nº 714, a demanda contratada deve ser igual ou superior a potência instalada pela microgeração, logo, os dimensionamentos com potência instalada de 5 e 4 MW não proporcionam flexibilidade para a realização da alteração contratual. Levando esta questão em consideração, entre os três demais cenários, o que resultaria numa maior diminuição da parcela de contrato de demanda seria o dimensionamento de 3 MW, ocasionando, conforme dados reais do campus, uma redução dos custos durante o período de um ano de R\$ 362.493,94. A segunda opção seria o SFCR de 2 MW, o qual resultaria numa diminuição anual na parcela de demanda de R\$ 347.791,37.

Ao comparar os cinco dimensionamentos quanto à viabilidade econômica, novas possibilidades de análise surgem. Para isto, é necessário considerar o preço e a quantidade de painéis e inversores, como também o custo com os demais equipamentos envolvidos na instalação do sistema solar e com a execução do mesmo. Desta forma, é possível determinar o custo total investido, o VPL, o TIR e o *Payback*. Os resultados para cada dimensionamento, considerando uma vida útil de 20 anos, são apresentados na Tab. 2.

Tabela 2 – Análise de viabilidade econômica.

	5 MW	4 MW	3 MW	2 MW	1 MW
Nº de FVs	18.518	14.814	11.111	7.407	3.703
Nº de Inversores	250	200	150	100	50
Custo com FVs	R\$ 9.240.482,00	R\$ 7.392.186,00	R\$ 5.544.389,00	R\$ 3.696.093,00	R\$ 1.847.797,00
Custo com Inversores	R\$ 2.450.000,00	R\$ 1.960.000,00	R\$ 1.470.000,00	R\$ 980.000,00	R\$ 490.000,00
Custo com demais equipamentos	R\$ 1.100.000,00	R\$ 900.000,00	R\$ 700.000,00	R\$ 500.000,00	R\$ 300.000,00
Execução	R\$ 5.000.000,00	R\$ 4.000.000,00	R\$ 3.000.000,00	R\$ 2.000.000,00	R\$ 1.000.000,00
Total de Investimento	R\$ 17.790.482,00	R\$ 14.252.186,00	R\$ 10.714.389,00	R\$ 7.176.093,00	R\$ 3.637.797,00
VPL	R\$ 25.132.929,89	R\$ 22.081.392,56	R\$ 18.032.879,10	R\$ 13.136.870,96	R\$ 7.825.904,74
TIR	28,51%	30,68%	32,87%	35,36%	41,06%
Payback	5 anos	5 anos	5 anos	4 anos	4 anos

Buscando conciliar a viabilidade econômica do sistema juntamente com a redução da parcela referente ao contrato de demanda, determinou-se como melhor dimensionamento o de 2 MW de potência instalada. Deste modo, o *payback* é de 4 anos, assim como o sistema de 1 MW e, a economia referente a parcela de demanda é apenas 4% inferior ao do dimensionamento de 3 MW.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho contemplou uma análise viabilidade econômica em instalar um sistema fotovoltaico com o intuito de reduzir os custos com energia elétrica. Logo, a instalação de painéis fotovoltaicos no campus sede da Universidade Federal de Santa Maria mostrou-se extremamente atrativa (TIR > 30%), e de rápido retorno, inferior a 6 anos. Todos os sistemas propostos teriam espaço físico para serem instalados, sendo o de maior área o de 5 MW com 32.670 m². No entanto, sistemas de maior porte, acima de 3 MW, além de necessitarem de um grande aporte financeiro, acabam por inflexibilizar o contrato de demanda. Por este motivo, os dimensionamentos de 3, 2 e 1 MW de potência instalada se destacam. Buscando um sistema viável, mas que também resulte numa redução nos custos com contrato de demanda, foi chegada a conclusão de que o dimensionamento com 2 MW de potência instalada é o que melhor atende ao objetivo proposto. Além de questões relativas a capacidade de investimento, outro ponto a favor de uma instalação de menor potência inicialmente é a queda dos preços ao longo do tempo. Uma futura expansão do parque gerador deve ser ainda mais atrativa.

O embasamento para proposta e desenvolvimento deste artigo transcorreu das Resoluções Normativas nº 714 de 2016, nº 482 de 2012 e nº 687 de 2015. Outra questão que motivou o estudo foram os incentivos governamentais para a GD, por meio da Lei nº 13.169 de 2015 e do Decreto nº 52.964 de 2016, instituídos pelo Governo Federal e Estadual do Rio Grande do Sul, respectivamente. A escolha da fonte de geração de energia, sendo ela a solar, transcorreu da compatibilidade entre os meses que apresentaram maior pico de potência ativa na Universidade com a curva de irradiação solar da região de Santa Maria. Desta forma, os meses que tendem ter um maior consumo são os mesmos meses que tendem a ter uma maior geração.

Outras ações também estão sendo tomadas para a redução da fatura de energia do campus universitário, dentre elas a migração para a classe A3 (69 kV), reconfiguração da rede interna de distribuição, correção do fator de potência, eficiência da iluminação, e ações de conscientização do uso de energia elétrica.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, ao Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio e incentivo na realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em novembro 2017.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Novas regras para geração distribuída entram em vigor, de 29 de Fevereiro de 2016**. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9086&id_area=90>. Acesso em setembro 2017.

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012.** Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em junho 2017.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 547, de 16 de Abril de 2013.** Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acesso em julho 2017.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de Novembro de 2015.** Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em junho 2017.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 714, de 10 de Maio de 2016.** Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016714.pdf>>. Acesso em junho 2017.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída.** Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>. Acesso em setembro 2017.
- BRASIL. **Decreto Nº 52.964, de 30 de Março de 2016.** Porto Alegre, RS, 30 mar. 2016. Disponível em <<http://minasenergia.rs.gov.br/upload/arquivos/201701/25113447-dec-52-964.pdf>>. Acesso em junho 2017.
- BRASIL. **Lei Nº 13.169, de 06 de Outubro de 2015.** Brasília, DF, 06 out. 2015. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/13169.htm>. Acesso em setembro 2017.
- CPFL Energia. **Horário de Pico.** Disponível em <<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/uso-consciente/Paginas/horario-de-pico.aspx>>. Acesso em julho 2017.
- RGE Sul. **Tarifas, Taxas e Tributos.** Disponível em <<https://www.rgesul.com.br/clientes-residenciais-comerciais/Paginas/informacoes/tarifas-taxas-tributos.aspx>>. Acesso em junho 2017.
- RGE Sul. **Taxas e Tarifas.** Disponível em <<http://servicos.rgesul.com.br/grandesclientes/site/content/informacaoe.aspx>> Acesso em junho 2017.
- Samanez, C. P., 2014. **Engenharia Econômica**, Pearson Prentice Hall.
- SOLARGIS. **Solar Radiation Maps.** Disponível em <<http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>>. Acesso em julho 2017.
- SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais. **Estação de São Martinho da Serra.** Disponível em <<http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/saomartinho.html>>. Acesso em junho 2017.

STRATEGIC ECONOMIC ANALYSIS FOR THE INSERTION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN UNIVERSITY CAMPUS IN ACCORDANCE WITH THE REGULATORY RESOLUTIONS AND GOVERNMENTAL INCENTIVES IN FORCE

Abstract. *In order to reduce the electricity bill of the Federal University of Santa Maria, this work proposes as a solution the installation of photovoltaic panels (FVs). The federal government, as well as the state government, encourage distributed generation systems through decrees that promote tax exemption. The standardization of distributed generation systems resulted from the approval of Resolution No. 482 of 2012, later updated to No. 687 of 2015, thus enabling the consumer to install micro and mini power plants generating electricity, with a maximum power of up to 5 MW. In addition, regulation 714 of 2016 allows the demand contract to be changed as many times as necessary, with some restrictions and deadlines following the work described. In order to find a system that is economically feasible and that benefits from the benefits of the minigeration, five designs are proposed, corresponding to 5 MW, 4 MW, 3 MW, 2 MW and 1 MW of installed power. To obtain the FV generation curve, Homer® software was used to determine the current and new electric energy bills, as well as the economical feasibility analysis of Microsoft® Excel® software. Strategically, with each proposed design, a new demand contract is established, thus reducing consumption costs, as well as contracted demand, before the concessionaire. The results were positive, and in all simulations the return on investment was less than 6 years. However, in larger systems, above 3 MW, in addition to needing a large financial contribution, they end up not flexible the contractual demand change.*

Key words: *Contract of Demand, Distributed Minigeration, Normative Resolutions, Economic Viability*