

PROJETO BÔNUS FOTOVOLTAICO: ANÁLISE ENERGÉTICA DE UMA DAS UNIDADES PROSSUMIDORAS CONTEMPLADAS

Andrigo Filippo Antonioli (UFSC) - andrigofilippo@gmail.com

Clarissa Debiazi Zomer (UFSC) - clazomer@gmail.com

JOAO PEDRO FREDERICO DE ABREU (UFSC) - frederico.abreu.1994@gmail.com

Helena Flávia Naspolini (UFSC) - helenafavianaspolini@gmail.com

Ana Lígia Papst de Abreu (IFSC) - arqanaligia@gmail.com

Samuel Luna Abreu (IFSC) - abreu@ifsc.edu.br

Ricardo Rütther (UFSC) - rruther@gmail.com

Resumo:

O objetivo deste trabalho é avaliar o impacto da geração fotovoltaica (FV) sobre o perfil de consumo e sobre as despesas com energia elétrica de uma Unidade Prossumidora (UP) contemplada no Projeto de Eficiência Energética das Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), intitulado “Bônus Fotovoltaico”. Os resultados mostraram que, sob a ótica da concessionária, o consumo anual da Unidade Consumidora (UC) antes da integração FV foi de 4.840 kWh/ano. Após a integração FV, a UC passou a ser uma UP e o seu consumo foi de 3.756 kWh/ano (redução de consumo de 22%) e a energia ativa excedente injetada na rede da concessionária, compensada nas faturas de energia elétrica foi de 2.485 kWh/ano. Já sob ótica do prossumidor, o consumo total anual da UP antes da inserção da geração FV foi de 4.840 kWh e após a integração FV foi de 4.924 kWh/ano. Observou-se então, que após o Projeto de Eficiência Energética “Bônus Fotovoltaico” a UP não apresentou mudança significativa no seu consumo total anual de energia elétrica (aumento de 2%). No entanto, a redução anual de despesas com a concessionária foi de R\$ 1.637,82 (54%).

Palavras-chave: *Eficiência energética, Prossumidor, GD-FV*

Área temática: *Conversão Fotovoltaica*

Subárea temática: *Controle e monitoramento de sistemas fotovoltaicos*

PROJETO BÔNUS FOTOVOLTAICO: ANÁLISE ENERGÉTICA DE UMA DAS UNIDADES PROSSUMIDORAS CONTEMPLADAS

Andrigo Filippo Antonioli – andrigofilippo@gmail.com

Helena Flávia Napolini - helenafavianapolini@gmail.com

João Pedro Frederico de Abreu – frederico.abreu.1994@gmail.com

Clarissa Debiazi Zomer – clazomer@gmail.com

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Ana Lígia Papst de Abreu – ana.abreu@ifsc.edu.br

Instituto Federal de Santa Catarina, Departamento de Construção Civil, Campus Florianópolis

Samuel Luna de Abreu – abreu@ifsc.edu.br

Instituto Federal de Santa Catarina, Campus São José

Ricardo Rüter - rruter@gmail.com

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Resumo: O objetivo deste trabalho é avaliar o impacto da geração fotovoltaica (FV) sobre o perfil de consumo e sobre as despesas com energia elétrica de uma Unidade Prossumidora (UP) contemplada no Projeto de Eficiência Energética das Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), intitulado “Bônus Fotovoltaico”. Os resultados mostraram que, sob a ótica da concessionária, o consumo anual da Unidade Consumidora (UC) antes da integração FV foi de 4.840 kWh/ano. Após a integração FV, a UC passou a ser uma UP e o seu consumo foi de 3.756 kWh/ano (redução de consumo de 22%) e a energia ativa excedente injetada na rede da concessionária, compensada nas faturas de energia elétrica foi de 2.485 kWh/ano. Já sob ótica do prossumidor, o consumo total anual da UP antes da inserção da geração FV foi de 4.840 kWh e após a integração FV foi de 4.924 kWh/ano. Observou-se então, que após o Projeto de Eficiência Energética “Bônus Fotovoltaico” a UP não apresentou mudança significativa no seu consumo total anual de energia elétrica (aumento de 2%). No entanto, a redução anual de despesas com a concessionária foi de R\$ 1.637,82 (54%).

Palavras-chave: Eficiência energética, Prossumidor, GD-FV

1. INTRODUÇÃO

A aplicação de sistemas fotovoltaicos (FV) às edificações, conhecida pelo termo em inglês, *Building-Applied Photovoltaics* (BAPV) é uma solução tecnológica adequada para fornecer eletricidade aos edifícios com um impacto mínimo. Tipicamente, os módulos FV são instalados sobre coberturas ou fachadas já existentes, respeitando a arquitetura e o envelope construtivo (ANTONIOLLI et al., 2016; MANOJ; SUDHAKAR; SAMYKANO, 2019; PORTOLAN; RÜTHER, 2012; WANG et al., 2016; WEN et al., 2017; ZOMER et al., 2013; ZOMER; ANTONIOLLI; CUSTÓDIO, 2016).

Os níveis médios de irradiação solar global horizontal registrados no Brasil estão entre os melhores do mundo (1.312-2.234 kWh/m².ano) (PEREIRA et al., 2017). A menor média anual de irradiação solar dentro do território brasileiro está na região sul do país (1.654 kWh/m².ano) onde fica localizado o estado de Santa Catarina, que apresenta níveis de irradiação solar entre 1.312 a 1.720 kWh/m².ano ao longo de seu território (95.443 km²).

O mercado brasileiro de geração distribuída (GD) para pequenos produtores começou em 2012, com a aprovação da resolução normativa RN 482/2012 (ANEEL, 2012), que criou e regulamentou o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) no país. Esse modelo de tarifação, também conhecido em outros países, como *net metering*, permitiu ao consumidor cativo possuir sistema de geração própria e acumular ou trocar créditos com a concessionária de energia elétrica.

Em 2015, com a publicação da RN 687/2015 foram regulamentados sistemas com múltiplas unidades de consumo, geração compartilhada e autoconsumo remoto (ANEEL, 2015). Essa resolução normativa facilitou o desenvolvimento de novos modelos de negócios em geração compartilhada no Brasil. As partes interessadas podem participar de um consórcio ou cooperativa, visando produzir sua própria energia através de um sistema distribuído de geração micro (até 75 kW) ou mini (entre 75 kW e 5 MW). Com a redução dos preços da tecnologia fotovoltaica (FV) nos últimos anos, a integração FV na cobertura de edificações se tornou cada vez mais acessível aos consumidores brasileiros, em parte devido aos sistemas de GD cuja viabilidade econômica, no Brasil, ocorreu por meio do SCEE.

Na ótica do consumidor, a GD representa uma economia relativa à compra de energia da rede. Ou seja, quanto mais energia o consumidor gerar, menos ele irá adquirir da distribuidora. Com isso, nasce a figura de um novo agente para o mercado de GD, o Prossumidor (Consumidor – Produtor), interessado em investir na autogeração de energia elétrica.

Apesar da GD muitas vezes ser vista como uma ameaça ao tradicional modelo de negócio praticado atualmente dentro do contexto legal e regulatório, a Celesc, Concessionária de Energia Elétrica de Santa Catarina, lançou o Projeto de Eficiência Energética intitulado “Bônus Fotovoltaico” com o intuito de incentivar o desenvolvimento de medidas que promovam a eficiência energética e o combate ao desperdício de energia elétrica.

Para a sociedade, é interessante que a distribuidora veja a GD-FV como uma nova oportunidade, em vez de um risco ao seu modelo antigo, podendo desenvolver novos modelos de negócio de modo a compartilhar dos benefícios que a GD-FV pode trazer para o sistema de distribuição.

Neste artigo, foi feita a análise energética de uma unidade consumidora (UC) com geração solar fotovoltaica contemplada no âmbito do Projeto Bônus Fotovoltaico, promovido pelo Programa de Eficiência Energética – PEE da Celesc. O estudo apresenta as premissas arquitetônicas utilizadas para o projeto do BAPV a ser instalado na residência, bem como as estratégias bioclimáticas utilizadas para reduzir seu consumo de energia. Estimativas de geração de energia FV realizadas a partir dados de irradiação solar, medidos em superfície e estimados a partir de imagens de satélite, foram comparadas com os valores de geração FV medidos pelo inversor. Seu principal objetivo foi avaliar o impacto da geração fotovoltaica (FV) sobre o perfil de consumo e sobre as despesas com energia elétrica de uma UP contemplada no Projeto de Eficiência Energética “Bônus Fotovoltaico”.

2. OBJETO DE ESTUDO

2.1 Projeto Bônus Fotovoltaico

O Projeto Bônus Fotovoltaico (CELESC, 2017) consistiu em um projeto realizado pelo Programa Eficiência Energética da Celesc que foi operacionalizado sob licitação e contrato pela ENGIE Geração de Energia Fotovoltaica. Seu objetivo foi incentivar a geração de energia elétrica, através da instalação de sistemas fotovoltaicos em residências unifamiliares, e promover a eficiência energética e o combate ao desperdício de energia elétrica. Inicialmente o projeto previa a realização de 1.000 instalações; porém, devido à grande aceitação e números de inscritos para o programa, bem como pela viabilização econômica da expansão resultante da economia de escala e redução de custos experimentada pela tecnologia fotovoltaica ao longo da execução do projeto, foram instalados no total 1.250 sistemas idênticos de produção de energia elétrica. O projeto teve como intuito viabilizar a instalação de kits fotovoltaicos de 2,6 kWp em unidades consumidoras residenciais e beneficiar os participantes com bônus de 60% do valor total do custo de aquisição de um sistema fotovoltaico em relação ao preço de mercado. Além disso, o projeto visou incentivar o consumidor a gerar energia através de fontes renováveis e fornecer o excedente da energia não utilizada pela residência para a rede de distribuição, incrementando a geração distribuída.

Para a participação do projeto, eram necessários alguns requisitos tais como: (a) a Unidade Consumidora deveria ser exclusivamente residencial e estar adimplente com a Celesc; (b) o participante deveria ter um número de CPF cadastrado na Celesc para a Unidade Consumidora inscrita; e (c) o consumo médio mensal de energia dos 12 meses anteriores à data do cadastro deveria ser de, no mínimo, 350 kWh.

Além disso, as residências nas quais iriam ser instalados os kits FV deveriam possuir telhado com espaço suficiente para colocação dos módulos, ou seja, 20 m² contínuos livres de sombreamento; a inclinação do telhado onde seriam instalados os módulos deveria estar entre 15° e 35° em relação ao plano horizontal e orientada para o Norte com um desvio azimutal máximo de 30° para leste ou oeste.

Sistemas BAPV orientados para norte (azimute zero), mesmo com diferentes valores de inclinação (15° a 45°), não apresentam diferenças relevantes na produtividade ou no rendimento econômico se comparados com sistemas BAPV com inclinação da latitude local. Já os BAPVs orientados para leste e oeste (desvio azimutal $\pm 90^\circ$), com diferentes valores de inclinação, apresentam redução significativa na produtividade do sistema (ANTONIOLLI et al., 2016). Simulações no Global Solar Atlas - GSA (2018) mostram que sistemas com azimute zero e inclinações variando entre 0-30° apresentam diferença insignificativa (1%) na produtividade. Já para sistemas com desvio azimutal $\pm 90^\circ$ as diferenças são $\geq 10\%$.

A distribuição dos sistemas FV em Santa Catarina foi feita de acordo com a divisão do estado em mesorregiões, conforme mapa da Fig. 1.



Fig. 1 - Mesorregiões do Estado de Santa Catarina.

Todos os sistemas FV integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico” são idênticos. São formados por um kit composto por dez módulos da marca JA Solar, modelo JAP6-60-265/4BB (265 Wp) e por um inversor da marca ABB, modelo UNO-3.0-TL-OUTD (3 kW).

2.2 Descrição arquitetônica da residência analisada

A residência objeto de estudo localiza-se na cidade de Florianópolis - SC (27,6°C/48,5°O), cidade caracterizada por possuir um clima com quatro estações bem definidas. Seu projeto arquitetônico foi concebido considerando o melhor aproveitamento da energia solar, tanto térmico quanto fotovoltaico. Portanto, a primeira decisão de projeto foi a escolha de um terreno adequado para sua implantação. A escolha de um terreno em aclive orientado ao norte foi uma das primeiras diretrizes projetuais com foco no aproveitamento solar nesta residência, minimizando a interferência de sombreamento do entorno, mesmo com possíveis alterações e/ou construções novas na vizinhança. O conceito de arquitetura bioclimática e redução de consumo de energia foram as diretrizes nas etapas iniciais de projeto.

A proposta inicial da edificação foi baseada em estudos de cortes esquemáticos e de volumetria (Fig. 2), com foco na orientação a norte: (a) dos coletores solares para aquecimento de água em telhado mais baixo do que o reservatório de água quente, possibilitando a circulação natural; (b) dos módulos FV em telhado superior com área suficiente para instalação do sistema. Como resultado do projeto, chegou-se ao corte apresentado na Fig. 3.

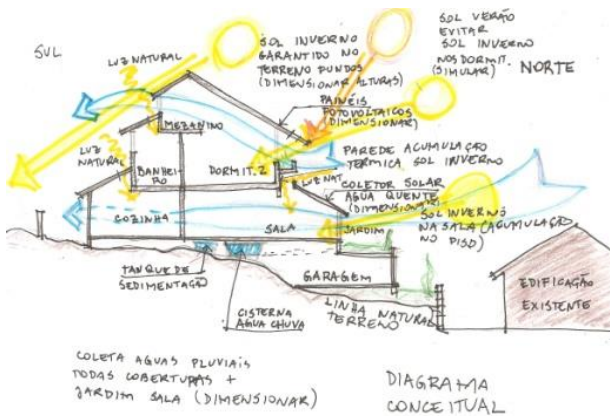


Fig. 2 – Esquema conceitual da proposta

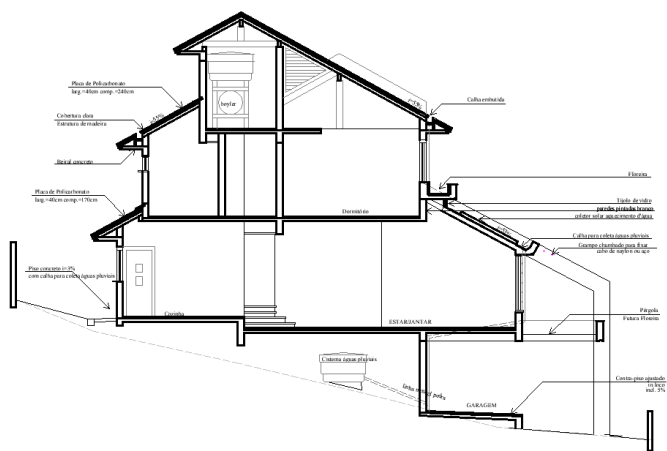


Fig. 3 – Corte esquemático da residência

A integração de módulos FV à edificação não foi realizada durante a construção, porém, foi reservado espaço no telhado com orientação adequada e infraestrutura com eletrodutos, o que facilitou a instalação posterior. Os coletores térmicos do sistema de aquecimento solar de água foram instalados durante a construção da mesma (Fig. 4).

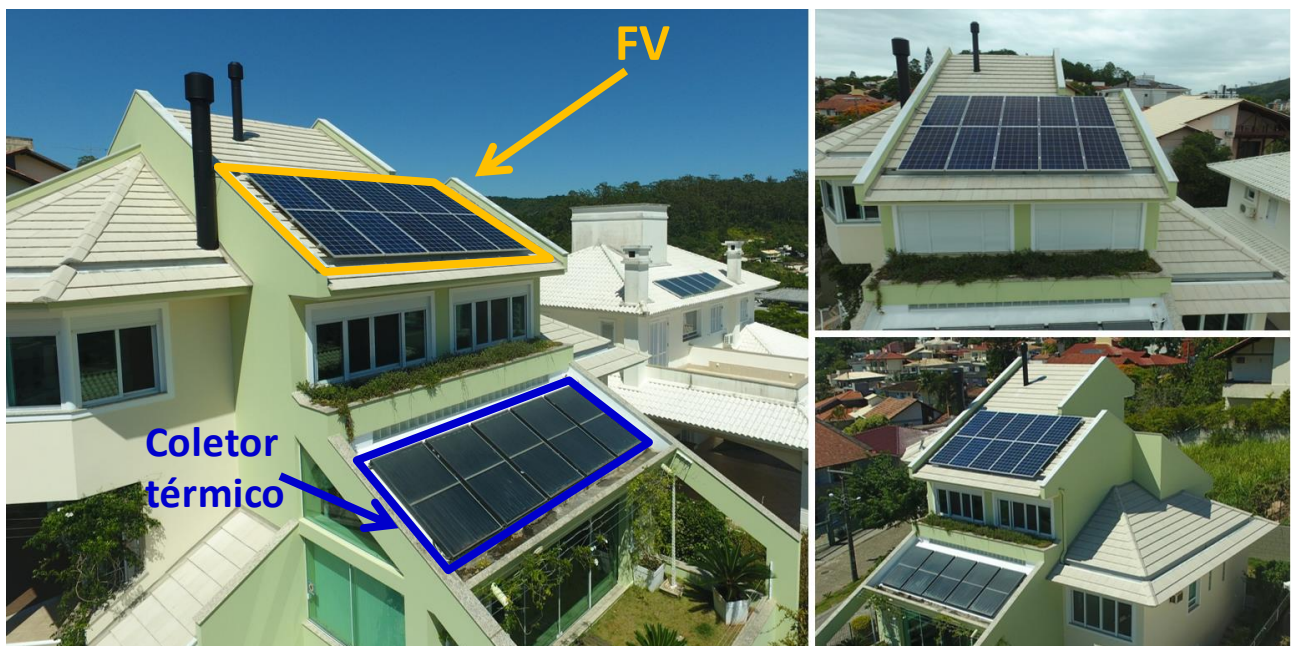


Fig. 4 – Kit FV e coletores térmicos aplicados à cobertura da residência contemplada pelo Programa Bônus FV.

Durante a fase de projeto, a inclinação adotada para o sistema FV foi de 28° (latitude aproximada de Florianópolis) com desvio azimutal de +30°, e a área destinada aos coletores termossolares foi de 10 m² para o sistema com capacidade de fornecimento de 500 litros de água aquecida por dia.

A fixação dos módulos FV à cobertura deu-se através de uma estrutura metálica garantindo um afastamento de 10 cm entre módulos e telhas cerâmicas. Dessa forma, há ventilação sob os mesmos e o calor pode ser dissipado mais facilmente. Vale ressaltar que o sistema FV é livre de sombreamento, visto que nem as chaminés próximas causam sombras sobre os módulos em nenhum período do ano.

3. METODOLOGIA

A metodologia foi dividida em três etapas. Na primeira etapa, foi feita a análise do recurso solar disponível em banco de dados de satélite e da estação meteorológica mais próxima do sistema FV. Na segunda etapa, a geração energética real medida do sistema FV foi comparada com a geração energética estimada e os índices de produtividade (*Yield*) teóricos e medidos foram comparados. A terceira etapa consistiu em analisar as faturas mensais de energia elétrica no período de um ano antes da instalação FV e de um ano após o início de operação do sistema FV a fim de identificar os impactos energéticos sob a ótica da Concessionária e da Unidade Prossumidora (UP).

3.1 Recurso solar no local de inserção da UP

Os dados de irradiação utilizados neste artigo são oriundos de duas fontes: (i) O Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª edição (PEREIRA et al., 2017), que apresenta dados de satélite disponibilizados pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), que se encontram na resolução espacial de 0,1° x 0,1° (aproximadamente 10 x 10 km) apresentados por meio do Sistema de coordenadas geográficas SIRGAS1 2000 e; (ii) A Estação Meteorológica da UFSC (COLLE, 2007), com dados medidos de irradiação com resolução temporal de 1 minuto. O período analisado compreende os meses de out/2016 a set/2017 a out/2018 a set/2019.

Nos dias em que os registros da estação da UFSC apresentaram falta de dados, foi utilizada a metodologia de preenchimento de dados (*gap filling*) de (SCHWANDT et al., 2014). 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, portanto variações bruscas de clima são desconsideradas.

Após a etapa de aquisição e tratamento de dados, foi feita a análise da variabilidade interanual da irradiação solar global horizontal (GHI) por meio dos dados medidos da estação solarimétrica da UFSC. Para isso, foram integrados os dados, em intervalos de um minuto, para escala mensal (kWh/m².mês) e comparadas as diferenças, mês a mês, entre os períodos de out/2016 a set/2017 e de out/2018 a set/2019, bem como a diferença total anual, objetivando mostrar a variabilidade interanual e intersazonal da irradiação solar.

Em seguida, os dados medidos foram transpostos, por meio do modelo de Perez (PEREZ et al., 1987), para duas situações: (i) Sistema FV com inclinação igual à latitude local e desvio azimutal zero; (ii) Sistema FV com inclinação igual à latitude local e desvio azimutal +30°, objetivando identificar a irradiação incidente no plano dos módulos FV (GPOA). Para sistema FV com inclinação igual à latitude local e desvio azimutal zero foram utilizados, na simulação realizada, valores de Irradiação Inclinada (GTI) extraídos do banco de dados de satélite do Atlas.

3.2 Geração e produtividade FV (*Yield*) da UP

O cálculo da produtividade foi dividido em duas etapas:

I - Cálculo *Yield* teórico: Por meio da Eq. 1, é possível calcular a produtividade teórica, que representa o quanto de energia é gerada para cada unidade de potência instalada (kWh/kW_p) usando como base dados de irradiação inclinada de satélite do Atlas e de irradiação oriunda da Estação de solo da UFSC.

$$Y_i = PR \times \frac{GTI_i}{Irr_{CPT}} \quad (1)$$

onde:

Y_i = produtividade do BAPV, no intervalo de tempo especificado i , [kWh/kW_p]

PR = taxa de desempenho (*Performance Ratio*) na base anual = tipicamente 80% (MARION et al., 2005; REICH et al., 2012; RÜTHER; VIANA; SALAMONI, 2010)

GTI_i = irradiação no plano inclinado, no intervalo de tempo especificado i [kWh/m²].

Irr_{CPT} = irradiação nas condições padrão de teste = 1 kW/m².

II - Cálculo *yield* medido: O cálculo da produtividade do microgerador do Bônus FV, tem como base os valores medidos da geração, que será dividida pelo valor de potência instalada do sistema (2,65 kWp), conforme apresentado na Eq. 2.

$$Y_i = \frac{E_{FVi}}{P_{FV}} \quad (2)$$

onde:

Y_i = Produtividade do BAPV, no intervalo de tempo especificado i [kWh/kWp]

E_{FVi} = Energia solar fotovoltaica gerada, no intervalo de tempo especificado i [kWh]

P_{FV} = Potência fotovoltaica instalada (= 2,65 kWp)

O *Yield* medido será comparado com o *Yield* teórico. Nesse item serão comparadas: a expectativa da produtividade fotovoltaica, baseada em estimativas por meio de valores teóricos e dados de irradiação de solo e satélite, com a produtividade medida, durante o período de out/2018 a set/2019.

3.3 Perfis de consumo da UP

3.3.1 Perfil de consumo de energia elétrica da UP sob a ótica da concessionária

Nesse item, são analisadas as faturas de energia elétrica da UP durante um ano de consumo após a integração FV (out/2018 a set/2019) e comparadas com os valores registrados em um ano anterior, sem sistema FV (out/2016 a set/2017).

Tanto os valores de consumo como os valores referentes à energia injetada na rede, são extraídos a partir dos dados apresentados nas faturas de energia elétrica. Com isso, é possível analisar a evolução dos custos com energia elétrica após a integração do sistema FV na UP. A UP tem rede trifásica e é obrigada a pagar um custo mínimo de disponibilidade da rede equivalente ao consumo de 100kWh (ANEEL, 2010).

3.3.2 Perfil real de consumo de energia elétrica da UP

Nesse item são analisadas as faturas de energia elétrica da UP durante um ano de consumo após a integração FV (out/2018 a set/2019) e comparadas com os valores registrados em um ano anterior, sem sistema FV (out/2016 a set/2017).

A Eq. 3 apresenta o consumo real da UP.

$$Consumo_i = Consumo\ Celesc_i + GerFV_i - Ener_Inj_i \quad (3)$$

Onde:

$Consumo_i$ = Consumo da UP, no intervalo de tempo especificado i [kWh]

$Consumo\ Celesc_i$ = Consumo da energia elétrica oriunda da Celesc (fatura), no intervalo de tempo especificado i [kWh]

$GerFV_i$ = Energia FV gerada na UP, no intervalo de tempo especificado i [kWh]

$Ener_Inj_i$ = Energia excedente injetada na rede elétrica da Celesc (fatura) [kWh]

Em seguida, os gastos financeiros antes e após a integração nos mesmos anos são comparados, com o objetivo de quantificar, em valores percentuais, qual foi o impacto financeiro na despesa anual com energia elétrica.

4. RESULTADOS

4.1 Recurso solar no local de inserção da UP

A Fig. 5 apresenta, para os períodos compreendidos entre out/2016 a set/2017 e out/2018 a set/2019, a Irradiação Global Horizontal (GHI) em Florianópolis, a partir de dados extraído da Estação Solarimétrica da UFSC.

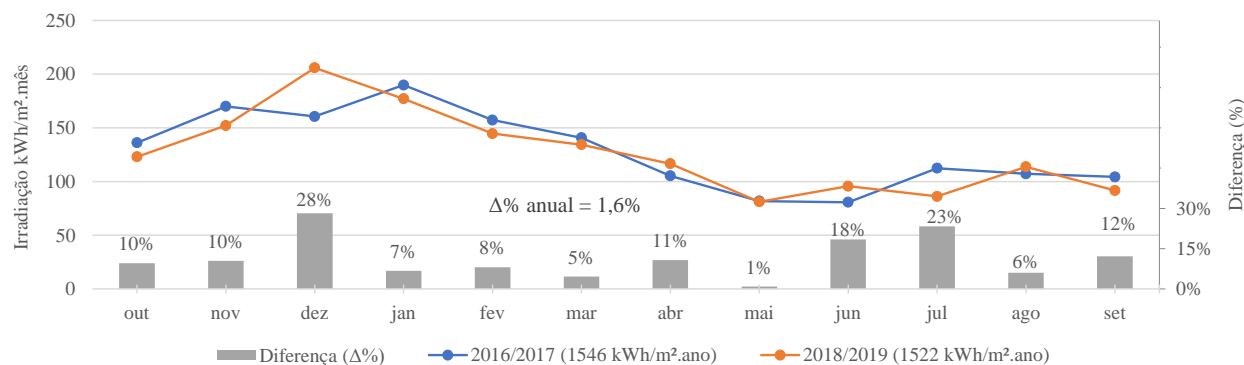


Fig. 5 – Irradiação Global Horizontal out/2016 a set/2017 e out/2018 a set/2019.
Base de dados: Estação Solarimétrica UFSC

Os resultados mostram que no período de 2016/2017, GHI apresentou valor de 1.546 kWh/m².ano e no período 2018/2019 valor de 1.522 kWh/m².ano. As diferenças em relação ao ano com geração FV para o ano anterior (sem geração FV), apresentaram valores absolutos maiores em dezembro (28%) e em julho (23%). No entanto, quando o comparativo é feito em uma base anual, a diferença é diluída, apresentando uma pequena variação (1,58%).

A Fig. 6 apresenta, para diferentes situações, o perfil da disponibilidade solar medida durante o período de 2018/2019 e os valores de irradiação inclinada extraídos do banco de dados de satélite do Atlas 2ª edição.

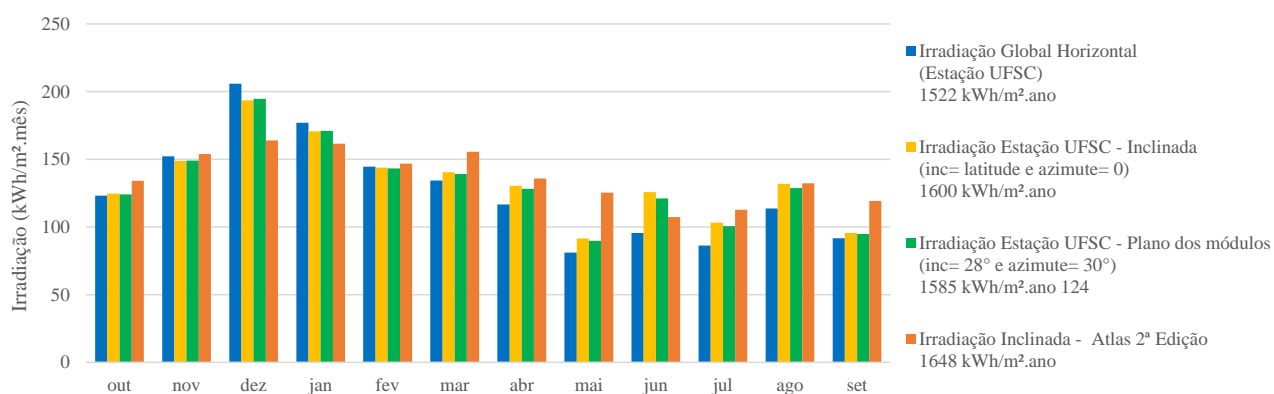


Fig. 6 - Perfil de disponibilidade solar dos dados de irradiação medidos por estação de solo (GHI, GTI e GPOA) durante 2018/2019 e dados de irradiação inclinada de satélite (GTI) extraídos do Atlas Brasileiro de Energia Solar

Os resultados mostram GHI para a Estação UFSC (1.522 kWh/m².ano), bem como os valores para suas transposições para a inclinação igual a latitude local - GTI (1.600 kWh/m².ano) e para o plano dos módulos/arranjo FV GPOA (1.585 kWh/m².ano). Nota-se que com a transposição do plano horizontal para o plano inclinado houve um acréscimo anual de 4,9% no valor da irradiação. Observa-se diferença inferior à 3,0% entre a irradiação inclinada calculada a partir de dados medidos na Estação UFSC e a irradiação inclinada obtida a partir dos valores extraídos do banco de dados do Atlas (1.648 kWh/m².ano).

O valor de irradiação incidente no plano dos módulos (1.585 kWh/m².ano) não apresentou diferença significativa (1%) quando comparado com o encontrado para inclinação igual à latitude e azimute igual a zero (1.600 kWh/m².ano), para dados oriundos da Estação UFSC. Logo, as condições de integração adotadas para o sistema fotovoltaico estão de acordo com o bom aproveitamento do recurso solar disponível.

4.1 Produtividade FV (Yield) da UP

A Fig. 7 apresenta a evolução mensal da produtividade estimada e medida para as três diferentes situações: (i) irradiação inclinada para a instalação FV com inclinação igual à latitude e azimute igual a zero (Estação UFSC); (ii) irradiação no plano dos módulos do BAPV (Estação UFSC) e; (iii) irradiação inclinada para a instalação FV com inclinação igual à latitude e azimute igual a zero (Atlas Brasileiro de Energia Solar).

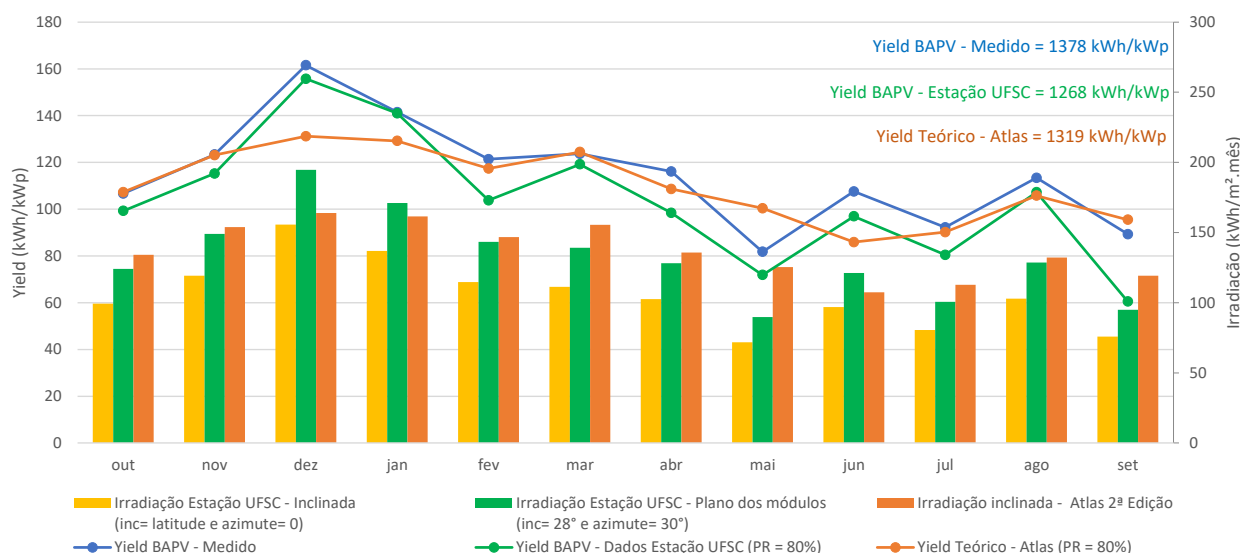


Fig. 7 – Produtividade (Yield) para diferentes situações: produtividade teórica, produtividade simulada (Estação da UFSC) e produtividade medida (2018/2019).

Ao comparar as curvas de perfil azul (*Yield BAPV* – medida: que representa o cálculo da produtividade através dos dados de geração extraídos diretamente do inversor do sistema BAPV durante o período de out/2018 a set/2019) e verde (*Yield BAPV* – Estação UFSC: que representa o cálculo da produtividade usando PR 80% e dados de irradiação medidos durante o período de out/2018 a set/2019) é possível observar que ambas apresentam variações semelhantes.

Observa-se que para as três diferentes situações os valores de produtividade anual foram respectivamente de 1.378 kWh/kWp.ano para “*Yield BAPV* – medida”, 1.268 kWh/kWp.ano para “*Yield BAPV* simulada – Estação UFSC” e 1.319 kWh/kWp para “*Yield* teórica – Atlas”. Observa-se que a produtividade anual BAPV medida foi 4,5% maior do que a produtividade teórica esperada com base nos valores de satélite.

Observa-se que os perfis de produtividade para as situações “*Yield BAPV* – medida” e “*Yield BAPV* estimada – Estação UFSC” são bem parecidos. Entretanto, os valores medidos em base anual foram maiores que a expectativa teórica (1.378 kWh/kWp contra 1.268 kWh/kWp, com diferença de 8,0%). Já para as situações “*Yield BAPV* – Estação UFSC” e “*Yield* Teórico – Atlas” os resultados foram respectivamente de 1.268 kWh/kWp e 1.319 kWh/kWp, com diferença de 3,8%.

4.2 Perfis de consumo da UP

4.2.1 Perfil de consumo de energia elétrica da UP sob a ótica da concessionária

A Fig. 8 apresenta a evolução mensal do consumo (fonte: Celesc) da UP antes da integração FV (azul claro, período 2016/2017), e depois da integração FV (azul escuro, período 2018/2019) e a energia excedente injetada na rede elétrica pela UP (amarela, período 2018/2019) obtidos a partir das faturas de energia elétrica da UP.

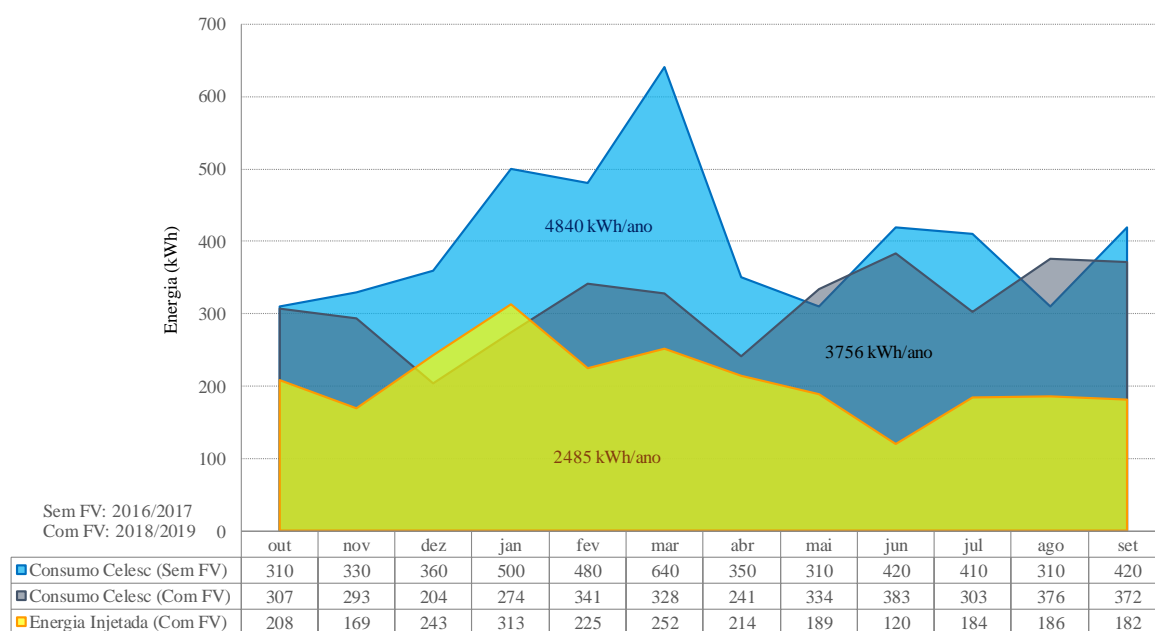


Fig. 8 – Perfil de consumo de energia elétrica da UP: Ótica da concessionária Celesc.

Sob a ótica da concessionária, os resultados mostram que o consumo anual da UC antes da integração FV foi de 4.840 kWh. Após a integração FV, o consumo anual da UP foi de 3.756 kWh/ano (redução de consumo de 22%) e a energia ativa excedente injetada na rede da concessionária (compensada nas faturas de energia elétrica da UP) foi de 2.485 kWh/ano.

4.2.2 Perfis de consumo de energia elétrica da UP

A Fig. 9 apresenta a evolução mensal do consumo da UP antes da integração FV (2016/2017, linha azul), depois da integração FV (2018/2019, linha rosa), da energia FV excedente injetada na rede elétrica (2018/2019, barra verde), da geração FV (2018/2019, barra azul) produzida pelo sistema BAPV e do consumo de energia elétrica da UC oriundo da concessionária (Celesc).

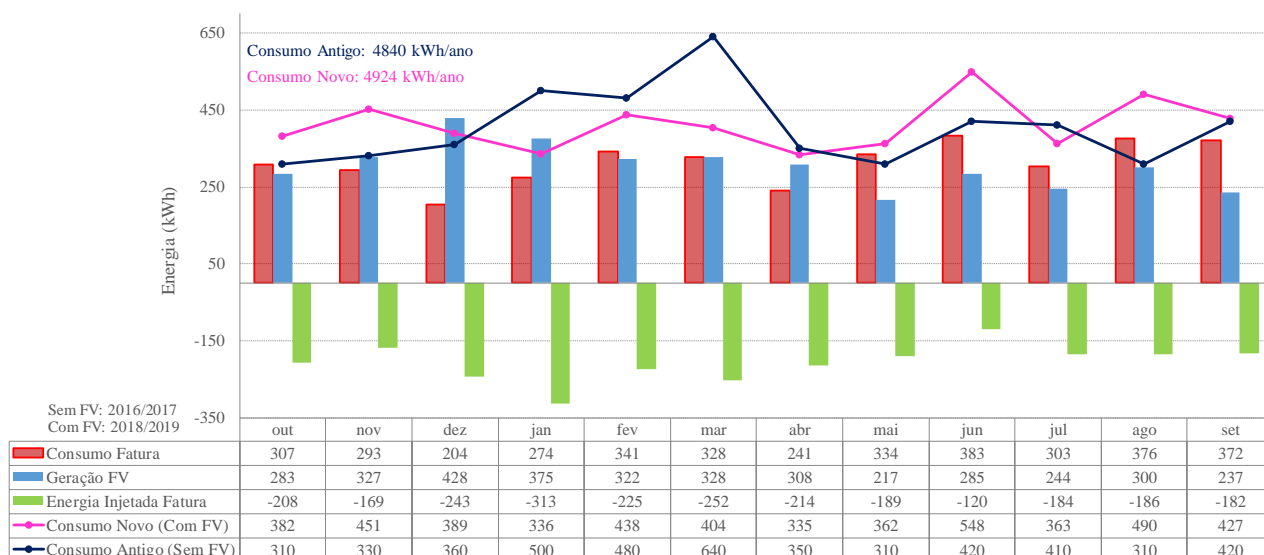


Fig. 9 – Perfis de consumo de energia elétrica da UP: Ótica do consumidor/prossumidor.

Os resultados mostram que antes da integração do sistema FV (2017), a UC apresentou consumo anual de energia elétrica de 4.840 kWh, totalmente suprida pela Celesc. Após a integração do sistema FV (2019), a UP apresentou geração FV de 2.653 kWh (dos quais 2.485 kWh foram injetados na rede da concessionária) e consumo de energia elétrica proveniente da Celesc de 3.756 kWh. Neste caso o consumo da UP foi de 4.924 kWh/ano (3.756 kWh oriundos da concessionária e 1.168 kWh oriundos da geração de energia FV).

Observou-se que após o Projeto de Eficiência Energética Bônus Fotovoltaico a UP não apresentou mudança significativa do seu consumo total anual de energia elétrica (aumentou em 2%). Entretanto, o fato de gerar sua própria

energia para autoconsumo somada ao acúmulo créditos devido à energia excedente injetada na rede elétrica para uso posterior, faz com que suas despesas com energia elétrica sejam reduzidas.

A Fig. 10 apresenta as despesas com energia elétrica (Celesc) antes e após a inserção da geração solar FV na UP e a redução das despesas (%) com a concessionária devido a integração FV.

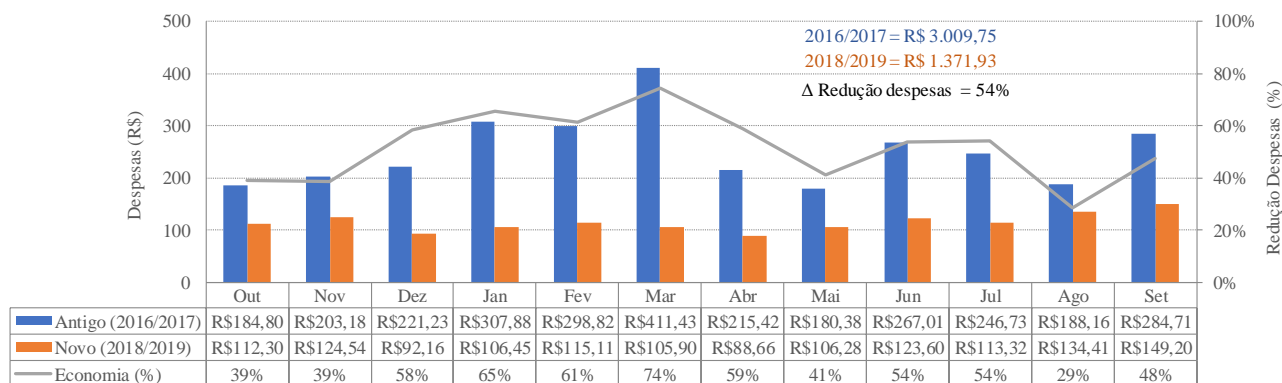


Fig. 10 – Gastos com energia: Antes e depois da integração FV.

Os resultados mostraram redução de despesas com a concessionária em todos os meses do período analisado. A agregação da energia solar FV à residência proporcionou redução anual das despesas com energia elétrica (com a Celesc) de R\$ 1.637,82 (54%).

5 CONCLUSÕES

O artigo apresentou uma análise energética aprofundada de uma UP contemplada pelo PEE Bônus Fotovoltaico. O contato com os proprietários da residência e os gerentes do projeto facilitaram o acesso às informações e enriqueceram o trabalho. Dados de geração de energia FV foram extraídos diretamente do inversor com resolução temporal de 5 minutos e dados de irradiação da estação meteorológica da UFSC apresentaram resolução temporal de 1 minuto. A proximidade com os proprietários também permitiu acesso ao projeto e às faturas de energia elétrica da residência.

Durante as análises do recurso solar disponível para a simulação (medido em solo e de satélite), foi possível observar a variabilidade interanual e inter sazonal dos valores de irradiação, por isso é indicado usar a média histórica de vários anos para reduzir e amortizar as diferenças geradas por anos atípicos.

O plano de orientação e inclinação dos módulos FV do BAPV ($Inc = 28^\circ$ e $Az = +30^\circ$) estão em condições muito próximas da instalação ideal ($Inc = latitude$ e $Az = 0$), não apresentando diferenças significativas no recurso solar disponível (1%).

Os valores de produtividade calculados por meio de dados de geração medidos apresentaram produtividade anual maior do que a produtividade esperada com base nos valores de satélite (1.378 kWh/kWp contra 1.319 kWh/kWp), com diferença de 4,3%, ou seja, a diferença encontrada não foi significativa.

Sob a ótica da concessionária, os resultados mostraram que o consumo anual da UC antes da integração FV foi de 4.840 kWh. Após a integração FV, o consumo anual da UP foi de 3.756 kWh/ano (redução de consumo de 22%) e a energia ativa excedente injetada na rede da concessionária (compensada nas faturas de energia elétrica da UP) foi de 2.485 kWh/ano.

Em um primeiro momento, a redução de 22% no consumo de apenas uma UC aparenta ser uma ameaça à concessionária, tendo em vista que o número de UPs vem se multiplicando a cada ano e novos modelos de negócios aplicados a esse segmento vem surgindo. Entretanto, sob a ótica do setor elétrico, os custos evitados devido à agregação da energia solar fotovoltaica à residência (geração distribuída) necessitam ser avaliados.

Sob a ótica do prossumidor, os resultados mostraram que o consumo total anual da UP antes da inserção da geração FV foi de 4.840 kWh e após a integração FV foi de 4.924 kWh/ano. Pode-se concluir então, que após o Projeto de Eficiência Energética “Bônus Fotovoltaico” a UP não apresentou mudança significativa do seu consumo total anual de energia elétrica (aumento de 2%). No entanto, a redução anual de suas despesas com a concessionária foi de R\$ 1.637,82 (54%).

O artigo mostra o exemplo prático de uma UP residencial devido ao fato de que esse tipo de sistema é o que mais cresce no mundo, com uma escalabilidade orgânica. Esse crescimento em massa de pequenos produtores se conectando à rede elétrica de distribuição gera um paradigma para as concessionárias, que até então não sabem afirmar se isso é bom ou ruim.

Agradecimentos

Os autores agradecem a empresa Engie Brasil, por contribuírem no desenvolvimento desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de Setembro de 2010** Brasília Governo Federal - Ministério de Minas e Energia, , 2010.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**, 2012.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**, 2015.
- ANTONIOLLI, A. F. et al. Avaliação técnica e econômica entre sistemas fotovoltaicos aplicados a edificações (BAPV) e sistemas idealmente instalados para máxima geração anual. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 3, n. 1, p. 4–12, 2016.
- CELESC. **Projeto Bônus Fotovoltaico**. Disponível em: <<http://bonusfotovoltaico.celesc.com.br/>>.
- COLLE, S. **Horizon at station Florianopolis** PANGAEA, , 2007. Disponível em: <<https://doi.org/10.1594/PANGAEA.669515>>
- GSA. **The World Bank Group: Global Solar Atlas**.
- MANOJ, N.; SUDHAKAR, K.; SAMYKANO, M. Case Studies in Thermal Engineering Performance comparison of BAPV and BIPV systems with c-Si, CIS and CdTe photovoltaic technologies under tropical weather conditions. **Case Studies in Thermal Engineering**, v. 13, n. December 2018, p. 100374, 2019.
- MARION, B. et al. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. n. February, 2005.
- PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª. Edição Revisada e Ampliada**. 2.ed. ed. São José dos Campos : INPE: [s.n.].
- PEREZ, R. et al. A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 39, n. 3, p. 221–231, 1987.
- PORTOLAN, Í.; RÜTHER, R. The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family , urban residences at low latitudes in Brazil. **Energy & Buildings**, v. 50, p. 290–297, 2012.
- REICH, N. H. et al. Performance ratio revisited : is PR > 90 % realistic ? **Research and Applications**, n. January, p. 717–726, 2012.
- RÜTHER, R.; VIANA, T.; SALAMONI, I. **Reliability and long term performance of the first grid-connected, building-integrated amorphous silicon PV installation in Brazil**. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference. **Anais...2010**
- SCHWANDT, M. et al. Development and test of gap filling procedures for solar radiation data of the Indian SRRA measurement network. **Energy Procedia**, v. 57, p. 1100–1109, 2014.
- WANG, W. et al. Environmental assessments and economic performance of BAPV and BIPV systems in Shanghai. **Energy & Buildings**, v. 130, p. 98–106, 2016.
- WEN, Z. et al. A rapid evaluation method of existing building applied photovoltaic (BAPV) potential. **Energy & Buildings**, v. 135, p. 39–49, 2017.
- ZOMER, C. D. et al. Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports. **Energy & Buildings**, v. 66, p. 607–615, 2013.
- ZOMER, C. D.; ANTONIOLLI, A. F.; CUSTÓDIO, I. P. Centro De Pesquisa E Capacitação Em Energia Solar Da Ufsc : Integração Fotovoltaica À Arquitetura E Simulações De Desempenho Energético. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 11, n. 1, p. 36–42, 2016.

BÔNUS FOTOVOLTAICO PROJECT: ENERGY ANALYSIS OF ONE OF THE SELECTED PROSUMER UNITS

Abstract: *The purpose of this work is to evaluate the impact of photovoltaic generation (PV) on the consumption profile and on the expenses with electric energy of a Prosumer Unit (PU) contemplated in the Energy Efficiency Project of Santa Catarina Power Plants (Celesc) entitled “Photovoltaic Bonus”. The results showed that, from the utility’s perspective, the annual consumption of the Consumer Unit (CU) before the PV integration was 4,840 kWh / year. After the PV integration, the CU became a PU and its consumption was 3,756 kWh / year (22% reduction) and the surplus active energy injected into the utility grid, offset by electricity bills was 2,485 kWh / year. From the prosumer’s perspective, the total annual consumption of PU before the insertion of the PV generation was 4,840 kWh and after the integration PV was 4,924 kWh / year. It was then observed that after the “Photovoltaic Bonus” Energy Efficiency Project the PU did not show a significant change in its total annual electricity consumption (2% increase). However, the annual reduction in expenses with the concessionaire was R \$ 1,637.82 (54%).*

Keywords: *Energy efficiency, Prosumer, PV-DG*