

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONOMICA DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM BAIXA TENSÃO APLICADAS AS TARIFAS CONVENCIONAIS E BRANCA

Amanda Mendes Ferreira Gomes (UFSC) - amandamendesfg@gmail.com

Gustavo Xavier de Andrade Pinto (UFSC) - gustavoxap@gmail.com

Ricardo Rüther (UFSC) - rruther@gmail.com

Resumo:

O presente artigo tem por objetivo a análise da viabilidade econômica de adesão dos postos tarifários implementados pela modalidade de Tarifa Branca, vinculados ao uso de sistemas solares fotovoltaicos (FV), em três diferentes perfis de consumo de unidades consumidoras (UC) alimentadas em baixa tensão localizadas na Grande Florianópolis-SC. A redução do custo do kit FV+instalação no decorrer dos anos mostrou-se como fator crucial para o aumento da atratividade e viabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em baixa tensão, tanto para a tarifação convencional quanto para a branca. Foi observado que, para UCs com perfis de consumo de energia elétrica com pico noturno, é recomendado migração para a tarifação branca após a instalação de um sistema FV. Para perfis de consumo de energia elétrica constante ao longo do dia e perfis com picos de consumo no período diurno, aconselha-se, após a instalação de um sistema FV, estar no ambiente tarifação convencional

Palavras-chave: *Energia Solar Fotovoltaica, Tarifa Branca, Tarifa Convencional.*

Área temática: *Mercado, economia, política e aspectos sociais*

Subárea temática: *Impactos sociais, econômicos e ambientais de energias renováveis*

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONOMICA DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM BAIXA TENSÃO APLICADAS AS TARIFAS CONVENCIONAIS E BRANCA

Amanda Mendes Ferreira Gomes – amandamendesfg@gmail.com

Gustavo Xavier de Andrade Pinto – gustavoxap@gmail.com

Ricardo Rütther – rruther@gmail.com

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Resumo. O presente artigo tem por objetivo a análise da viabilidade econômica de adesão dos postos tarifários implementados pela modalidade de Tarifa Branca, vinculados ao uso de sistemas solares fotovoltaicos (FV), em três diferentes perfis de consumo de unidades consumidoras (UC) alimentadas em baixa tensão localizadas na Grande Florianópolis-SC. A redução do custo do kit FV+instalação no decorrer dos anos mostrou-se como fator crucial para o aumento da atratividade e viabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em baixa tensão, tanto para a tarifação convencional quanto para a branca. Apesar de que em muitos casos o custo nivelado de energia seja menor que a tarifa aplicada pela distribuidora (convencional e branca FP) o benefício destes sistemas é fortemente influenciado pela economia da energia utilizada para autoconsumo e de créditos provenientes de energia injetada na rede elétrica. Em ambos os casos quanto maior for a tarifa no período tarifário de geração, maior será o benefício econômico. Resultando em uma atratividade maior para os sistemas enquadrados na tarifação convencional de baixa tensão.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Tarifa Branca, Tarifa Convencional.

1. INTRODUÇÃO

O modelo tradicional de geração de energia centralizada vem perdendo espaço em razão do seu impacto ambiental e das perdas geradas nas longas linhas de transmissão de energia. Diante disso, abriu-se caminho para uma nova forma de produção de energia: a Geração Distribuída (GD). Sua regulamentação e o sistema de compensação de energia foram instaurados através da resolução normativa - REN 482/2012 (ANEEL, 2012b) e, posteriormente atualizado pela REN 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (ANEEL, 2012a e 2015). Após isso, o Brasil tem se deparado com um aumento constante da penetração de fontes distribuídas de energia em sua rede elétrica, com destaque para energia solar fotovoltaica (FV). Para que a energia FV tenha um contínuo crescimento e incremento na matriz energética brasileira de forma distribuída (mini e micro geração), o custo da eletricidade deve ser economicamente competitivo com outras formas convencionais de geração de energia (Pinto, 2018).

Em 2019, no Brasil, são instalados cerca de 300 sistemas de geração de energia FV por dia útil, equivalente a quase 3 MW (ANEEL, 2019a). A redução média dos preços foram um dos motivos que possibilitaram este crescimento, visto que de janeiro a julho de 2019 houve uma redução de 4% no preço do custo do kit fotovoltaico (um kit fotovoltaico composto por módulos, inversores, estrutura e acessórios) e 8,9% no preço final para o cliente (kit FV + custos de integração), devido principalmente à redução do preço dos módulos FV e a variação do câmbio (GREENER, 2019).

As rotinas de uso das edificações urbanas residenciais apresentam um comportamento propício para a utilização da energia FV, pois o recurso solar está disponível no período horário em que a energia elétrica é mais demandada (Rütther, 2004). As técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) proporcionaram as Unidades Consumidoras (UC) a capacidade de adaptar seu consumo de energia de forma a trazer benefícios tanto próprio quanto para a rede de distribuição da distribuidora local (Celesc). Este tipo de controle também incentivou o autoconsumo, já que é possível maximizar o consumo residencial instantâneo da geração FV e alterar o perfil de consumo faturado da UC diminuindo seus custos com energia elétrica no horário de ponta (P) (Gellins, 1985).

Atualmente, existem ferramentas computacionais capazes de auxiliar nas tomadas de decisão de GLD, GD e tarifação energética para as UCs de classes específicas, como as pertencentes ao grupo A, porém, para o grupo B esse ainda é um ponto crítico (Magalhães, 2015). Este artigo visa avaliar os aspectos econômicos da agregação de sistemas FV em diferentes modelos de tarifação em baixa tensão (convencional e branca) para auxiliar nas tomadas de decisão de consumidores a partir de 2020.

2. METODOLOGIA

O presente artigo tem por objetivo a análise da viabilidade econômica de adesão dos postos tarifários implementados pela modalidade de Tarifa Branca, vinculados ao uso de sistemas solares fotovoltaicos, em três diferentes perfis de consumo de unidades consumidoras (UC) alimentadas em baixa tensão localizadas na Grande Florianópolis-SC. Este estudo foi realizado no âmbito do projeto de P&D Estratégico ANEEL - Um investimento =

múltiplas funções: Desenvolvimento e avaliação técnica, regulatória e econômica de sistemas de armazenamento de energia aplicados a sistemas de geração centralizada e distribuída, que tem como um dos objetivos o estudo da integração da geração distribuída por fontes renováveis intermitentes atreladas aos benefícios econômicos relacionados à tarifação das distribuidoras locais.

2.1 Unidades Consumidoras e Sistemas Solares Fotovoltaicos

Todas as residências pertencentes a este estudo estão dentro do ambiente de contratação regulado, estando atendidas com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV e se enquadram dentro do grupo B, consequentemente, subgrupo B1 de atendimento residencial, com tensão nominal de 220V/380V trifásico e tarifa convencional (monômnia) de fornecimento (ANEEL, 2010). As UCs são residências de classe média alta estando situadas nas cidades de Florianópolis (27°59'69" S, 48°54'95" O) e Palhoça (27°64'27" S, 48°66'95" O), conforme indicado na

Figura 1.

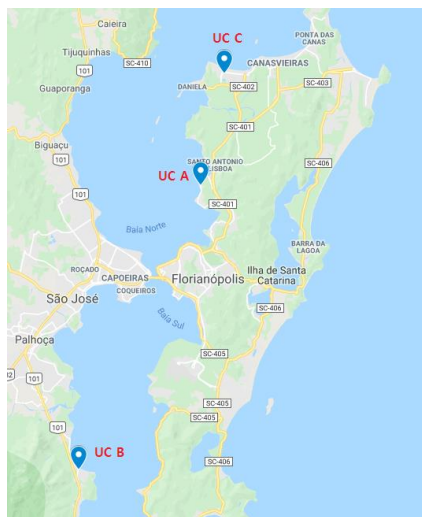


Figura 1 – Localização das UC A, B e C geograficamente. Fonte: Google Maps, 2019.

Cada UC possui um consumo médio específico diferente devido às variações de uso da energia elétrica em cada edificação e o perfil comportamental dos seus usuários, como por exemplo: o período de maior consumo energético, variações sazonais e hábitos de consumo. Os dados foram obtidos por meio de uma visita técnica em cada UC e preenchimento de um formulário sobre as cargas instaladas, hábitos de consumo e uso da edificação, além da análise histórica do valor médio de energia consumido mensalmente para o período de setembro de 2018 a agosto de 2019.

Os valores de consumo mensais foram extrapolados de forma a alcançar uma média horária de acordo com os parâmetros anteriormente analisados. Os valores serão divididos em dois perfis de consumo: dias úteis e dias não úteis (sábado, domingo e feriados), utilizando o calendário oficial pertinente para cada cidade. Na Tabela 1 é possível observar a divisão de dias faturados para cada UC pela distribuidora local.

Tabela 1 – Calendário de dias úteis e dias não úteis de cada UC.

MÊS/ANO	UC A			UC B			UC C		
	Nº DIAS FATURADOS	DIAS ÚTEIS	DIAS NÃO ÚTEIS	Nº DIAS FATURADOS	DIAS ÚTEIS	DIAS NÃO ÚTEIS	Nº DIAS FATURADOS	DIAS ÚTEIS	DIAS NÃO ÚTEIS
set/18	33	22	11	33	22	11	33	22	11
out/18	30	21	9	30	21	9	30	21	9
nov/18	32	20	12	32	20	12	32	20	12
dez/18	28	20	8	28	20	8	28	20	8
jan/19	31	21	10	31	21	10	31	21	10
fev/19	32	22	10	32	22	10	32	22	10
mar/19	29	19	10	29	19	10	29	19	10
abr/19	29	21	8	29	21	8	29	21	8
mai/19	32	20	12	32	20	12	30	20	10
jun/19	29	21	8	29	21	8	31	21	10
jul/19	29	20	9	29	20	9	29	20	9
ago/19	30	22	8	30	22	8	30	22	8

A média de consumo diária para os dias úteis será definida utilizando 90% do valor da média de consumo diário cada mês e, para os dias não úteis, utilizando o valor 110%, visto que, de acordo com os questionários, as UCs possuem um maior uso da edificação nos dias não úteis. Os dias faturados foram obtidos diretamente da fatura de energia elétrica da UC de acordo com seu ciclo de faturamento.

Cada UC possui ainda um sistema de microgeração solar FV instalado em suas edificações, onde os eventuais créditos de energia gerados seriam compensados na mesma. A Tabela 2 apresenta as principais características dos sistemas FV de cada UC.

Tabela 2 – Principais características dos sistemas FV nas UCs A, B e C.

Parâmetro	UC A	UC B	UC C
Potência total instalada	3,72 kWp	6,82 kWp	5,3 kWp
Número de módulos multicristalinos (p-Si)	12	22	20
Número de inversores FV	1	1	2
Potência individual do inversor FV	3,0 kW	6,0 kW	3,0 kW
Custo médio Inversor FV	R\$ 6.490,00	R\$ 12.980,00	R\$ 12.980,00
Ano de instalação do sistema FV	2017	2016	2017
Custo do kit FV+instalação no ano de instalação	6,52 R\$/Wp	7,99 R\$/Wp	6,52 R\$/Wp
Custo do kit FV+instalação em junho de 2019	5,00 R\$/Wp	4,41 R\$/Wp	5,00 R\$/Wp

Os sistemas FV foram instalados anteriormente ao P&D estratégico ANEEL e não possuem qualquer vínculo entre si. Seus dimensionamentos foram vinculados principalmente à área total e capital disponível em cada UC no período em que foram instalados.

Para os valores de preços dos kits FV somados ao valor dos serviços de integração indicados na Tabela 2 da UC A e UC C foram utilizadas as referências para kits FV de 4 kWp e para a UC B de 8 kWp. Os valores utilizados foram sempre de junho do ano correspondente, ou seja, junho de 2017 para a UC A e UC C e junho de 2016 para a UC B (GREENER, 2019). O custo médio do inversor FV de 3 kW foi adequado ao mercado comercial.

A geração dos sistemas FV de cada UC foram simuladas utilizando o *software* PVsyst (www.pvsyst.com) com as características indicadas na Tabela 2. Foram utilizados as médias mensais de irradiação global horizontal do local provenientes do ATLAS Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (Perreira et al., 2017), e para a temperatura ambiente foram empregadas as bases de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) (<http://www.inmet.gov.br/>), que conta com dados históricos para a região no período de 1998 a 2013, sendo importados médias mensais deste período. Ambas variáveis meteorológicas foram importadas para o *software* PVsyst (www.pvsyst.com) em base mensal.

Adicionalmente, o consumo de cada UC foi importado em base horária no PVsyst (www.pvsyst.com). Os valores utilizados para a simulação das perdas que foram inseridos no *software* estão representados na Tabela 3.

Tabela 3 – Perdas padronizadas inseridas no *software* PVsyst para as simulações.

Perda ôhmica	Perda da eficiência dos módulos	Perda por mismatch	Perda por sujeira	Indisponibilidade do sistema	Perdas LID
1,50%	-0,80%	1,0%	3,0%	0%	2%

2.2 Tarifas Homologadas e Tributos

A tarifa é o 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 (ANEEL, 2010). A tarifa homologada (sem tributos) é composta por duas componentes: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TE é utilizada para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia e a TUSD para faturamento mensal de usuário do sistema de distribuição (ANEEL, 2010).

Em 2012, por meio da REN 479/2012, a ANEEL estabeleceu a modalidade Tarifária Horária Branca, uma nova opção de tarifa do tipo *time of use* (TOU). Com ela, os consumidores novos e antigos do grupo B poderão optar por pagar valores diferentes de acordo com o dia e hora do consumo. Nos dias úteis, o valor da Tarifa Branca varia de acordo com as revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, mas sempre obedecendo aos três horários pré-estabelecidos: ponta (aquele com maior demanda de energia), intermediário (via de regra, uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta) e o fora de ponta (aquele com menor demanda de energia). Os sábados, domingos e feriados nacionais operam com a tarifa horária fora ponta (FP) (ANEEL, 2016).

No período de 22 de agosto de 2019 até 21 de agosto de 2020 (ANEEL, 2019b), o valor da tarifa convencional homologada sem tributos pela ANEEL para os consumidores do grupo B da distribuidora local foi de 0,46978 R\$/kWh e para a Tarifa Branca foi de 0,83916 R\$/kWh para a componente da ponta, 0,53394 R\$/kWh para o intermediário e 0,39765 R\$/kWh para o fora ponta.

Na área de concessão da Celesc, o horário de ponta compreende o período entre 18h30m e 21h29m e essa opção tarifária não pode ser aderida por baixa renda, iluminação pública e unidades consumidoras com sistema de pré-pagamento. O pedido de adesão da Tarifa Branca foi implementado em três etapas, sendo elas: a partir de 01 de janeiro de 2018, para os consumidores com média de consumo maior que 500 kWh/mês e novas ligações, seguidos pelos consumidores com média de consumo maior que 250 kWh/mês em 01 de janeiro de 2019, e por último, os demais consumidores, a contar de 01 de janeiro de 2020, independente da média de consumo (Celesc, 2019a).

Para alcançar o valor final, a tarifa homologada é acrescida de dois tributos federais e um estadual. Os tributos federais são PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) com alíquotas de até 1,65% e 7,60%, respectivamente. Já o tributo estadual é o ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) com alíquota para classe residencial com consumo até 150 kWh de 12% e 25% para consumo acima deste patamar. A Tab. 4 apresenta as alíquotas mensais dos tributos referentes ao PIS, COFINS e ICMS do período analisado (Celesc, 2019b).

Tabela 4 – Valores percentuais das alíquotas de impostos.

Ano	2018						2019					
Mês	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago
PIS (%)	0,41	0,41	0,75	1,44	1,52	0,98	0,25	0,00	0,12	0,84	1,54	1,65
COFINS (%)	1,94	1,87	3,46	6,63	6,99	4,52	1,17	0,00	0,55	3,89	7,07	7,60
ICMS até 150 kWh (%)							12					
ICMS acima de 150 kWh (%)							25					

Diante dos tributos, a tarifa final é calculada de acordo com a Eq. (1) (Celesc, 2019b).

$$Tarifa\ final = \frac{Tarifa\ homologada\ ANEEL}{[100 - (alíquota\ PIS + alíquota\ CONFINS + alíquota\ ICMS)]/100} \quad (1)$$

Os sistemas FV instalados em cada UC são capazes de evitar custos na fatura de energia devido ao excedente de potência ativa injetada na rede elétrica pela própria UC. Para regulamentar este tipo de atividade a ANEEL dispõe da REN 482/2012.

O Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) estabeleceu por meio do Convênio ICMS 16/2015 a possibilidade de isenção da componente ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à UC sobre os créditos gerados da injeção de energia na rede. O estado de Santa Catarina, porém, só aderiu ao convênio a partir de 01 de julho de 2018, com prazo de 48 meses para sua implementação (ICMS 42/18). O decreto para a aplicação do convênio entrou em vigor somente a partir de 30 de agosto de 2019 (SEF, 2019). Com isso, a componente de ICMS incidente sobre a tarifa de energia será compensada.

A análise do ciclo de compensação de energia do presente artigo segue as prescrições das REN 482/2012 e REN 687/2015, especificamente o Art. 6º e seus incisos I, IV, V, XI e XII (ANEEL, 2012a e 2015). Adicionalmente, o custo de disponibilidade para UCs do grupo B com alimentação trifásica é de 100 kWh (ANEEL, 2010).

2.3 Análise Econômica

A viabilidade financeira dos sistemas de microgeração FV será realizada utilizando indicadores econômicos como o Valor Presente Líquido – VPL, a Taxa Interna de Retorno - TIR, o Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE), Taxa mínima de atratividade – TMA e o Tempo de Retorno de Investimento (*payback*) (Sommerfeldt e Madani, 2017).

O VPL se manifesta como o somatório dos valores monetários do fluxo de caixa com uma taxa de juros fixa, sendo, portanto, um valor total ao final do tempo do projeto descrito conforme Eq. (3) e (4). O investimento será economicamente viável se o VPL for positivo. A TIR, apresentada pela Eq. (5), indica qual a taxa de juros necessária para que o VPL seja nulo, ou seja, é a taxa que expressa a rentabilidade de um projeto. Quando são utilizados valores de juros i menores que a TIR o projeto apresenta viabilidade. Por fim, a Eq.(6) mostra o cálculo do LCOE, que representa o custo por unidade de medida de energia gerada (Bortolini et al., 2014).

$$VP(t) = -I + \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1 + i)^j} \quad (3)$$

$$VPL = VP(n) \quad (4)$$

$$VPL = 0 = -I + \sum_{j=1}^n \frac{(R_j - C_j)}{(1 + TIR)^j} \quad (5)$$

$$LCOE_{FV} = \frac{I + \sum_{j=1}^t \frac{M_t}{(1 + i)^j}}{\sum_{j=1}^t \frac{E_{FV} \cdot (1 - d)^j}{(1 + i)^j}} \quad (6)$$

Onde:

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

I = Investimento inicial, em R\$;

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

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

i = Taxa anual de juros empregada;

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

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

VPL = Valor presente líquido, em R\$;

TIR = Taxa interna de retorno;

Mt = Custos anuais referentes à operação e manutenção do sistema;

E_{FV} = Energia fotovoltaica gerada ao longo do período j ;

d = Degradação anual do sistema FV;

n = Vida útil do sistema FV;

Já o *payback* indica em quanto tempo o capital investido é recuperado, isto é, quando o VP acumulado se torna um valor positivo. Também existe o *payback* descontado que considera as variações dos valores ao longo do tempo e a taxa de desconto (TD) (Hoji, 2012).

Para as simulações foram considerada uma vida útil (n) do sistema FV de 25 anos, troca dos inversores a cada 10 anos e degradação anual do sistema (d) de 0,5%.

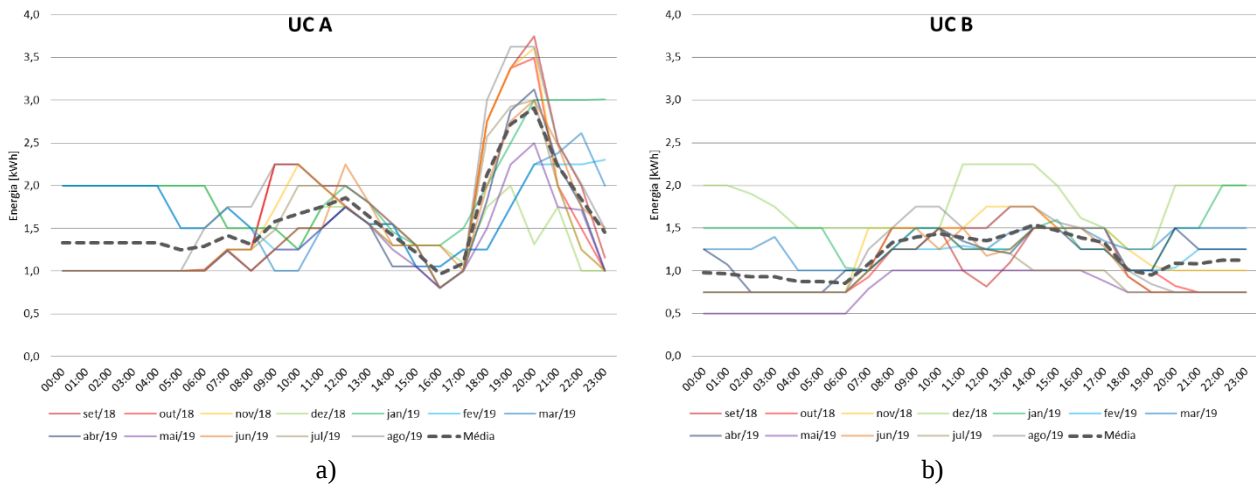
Os indicadores apresentados anteriormente serão analisados para os cenários de viabilidade econômica com tarifação convencional e branca.

As análises feitas serão realizadas utilizando custos referentes ao ano de instalação e para custos de junho de 2019, conforme indicado na Tab. 2.

3 RESULTADOS

3.1 Unidades Consumidoras e Sistemas Solares Fotovoltaicos

A partir da metodologia proposta, a Fig. 2 apresenta, para cada UC, as curvas representativas da média horária de consumo de energia elétrica para todos os dias dos respectivos períodos de faturamento mensal.



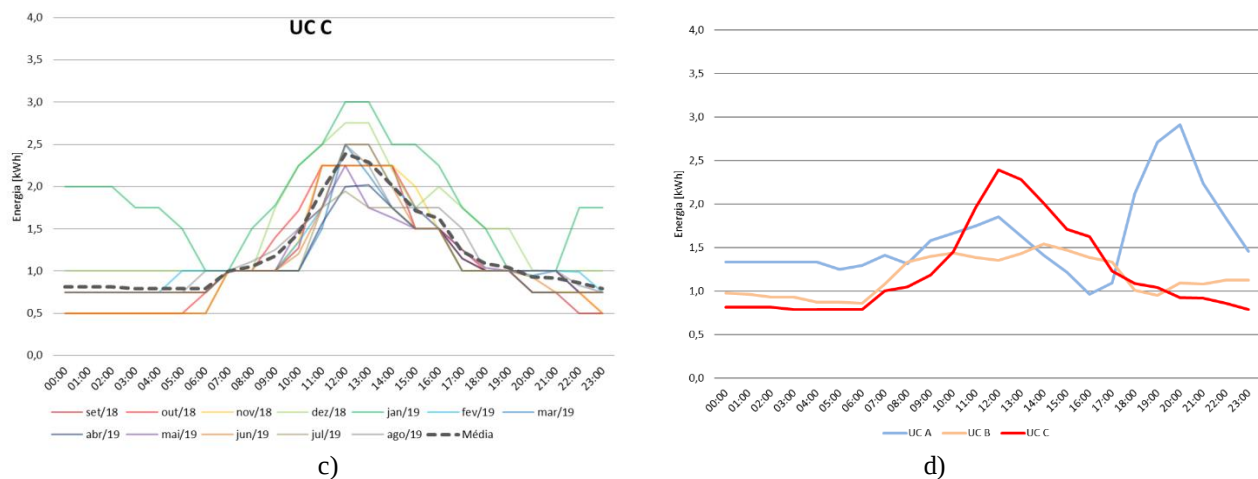


Figura 2 – Evolução horária do perfil de consumo médio mensal das UCs A (a), B (b) e C (c) e do perfil de consumo médio anual das UCs A, B e C (d).

Observa-se que a UC A possui atividade energética elevada das 18:00horas as 21:00horas, visto que os habitantes dessa edificação a frequentam mais neste período. A UC B possui um consumo médio mais expressivo durante o dia, pois nesta, diferentemente da UC A, os habitantes há mais frequência no período diurno. Por fim, a UC C também acomoda pessoas no decorrer do dia e possui um perfil com grande pico de consumo ao meio dia devido a cargas de ar-condicionado e máquinas de lavar e secar roupas.

A Tab. 5 apresenta, para o período analisado, a evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária e temperatura ambiente mensal média na Grande Florianópolis.

Tabela 5 – Evolução mensal do percentual de dados válidos e da irradiação solar global horizontal média diária.

	Set. 2018	Out. 2018	Nov. 2018	Dez. 2018	Jan. 2019	Fev. 2019	Mar. 2019	Abr. 2019	Mai. 2019	Jun. 2019	Jul. 2019	Ago. 2019
kWh/m².dia	3,57	4,32	5,54	5,92	5,82	5,45	4,72	3,77	3,06	2,57	2,70	3,39
°C	18,42	20,52	22,12	24,06	25,06	25,31	24,64	22,30	19,18	17,39	16,52	17,32

A irradiação global horizontal média diária na Grande Florianópolis se altera durante o período analisado, variando entre 2,57 kWh/m².dia (junho) e 5,92 kWh/m².dia (dezembro), com média anual de 4,23 kWh/m².dia. Já a média mensal da temperatura ambiente na Grande Florianópolis varia entre 16,5°C (julho) a 25,3°C (dezembro), com média anual de 20,9°C.

A Fig. 3 apresenta as simulações energéticas realizadas para cada UC, de acordo com os parâmetros previamente descritos.

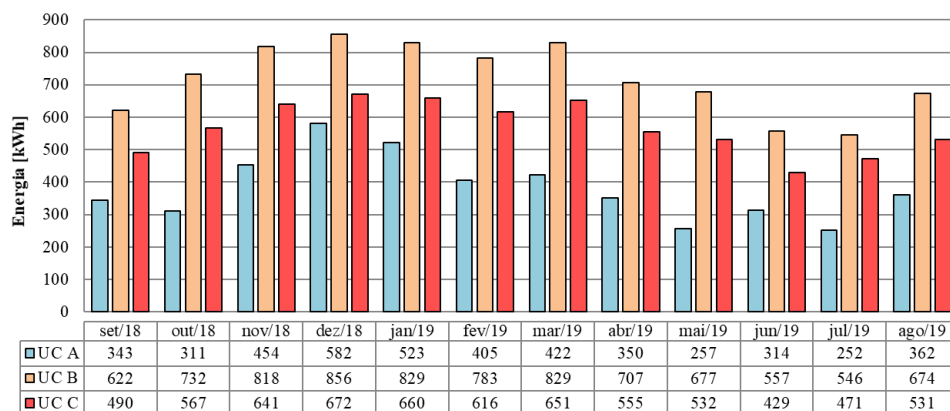


Figura 3 – Evolução mensal da geração FV para cada UC.

Os resultados mostram uma geração anual de 4.575 kWh para a UC A, 8.630 kWh para a UC B e 6.815 para a UC C. É importante ressaltar que as gerações observadas nas UCs são proporcionais ao tamanho de cada sistema. Os maiores valores de geração mensal para cada UC foram observados no mês de dezembro de 2018, mês de maior incidência de irradiação no local. Os menores valores de geração mensal para a UC A e B foram verificados em julho de 2019 e para a UC C em junho de 2019, que são os dois meses com menor irradiação disponível no local.

Para a tarifação convencional, a Fig. 4 indica a evolução mensal do consumo energético total da UC, o consumo faturado, a energia gerada consumida dentro da própria UC (autoconsumo) e a energia gerada excedente injetada na rede elétrica, para cada UC. A energia FV gerada em cada UC é igual à soma da energia excedente injetada e autoconsumida.

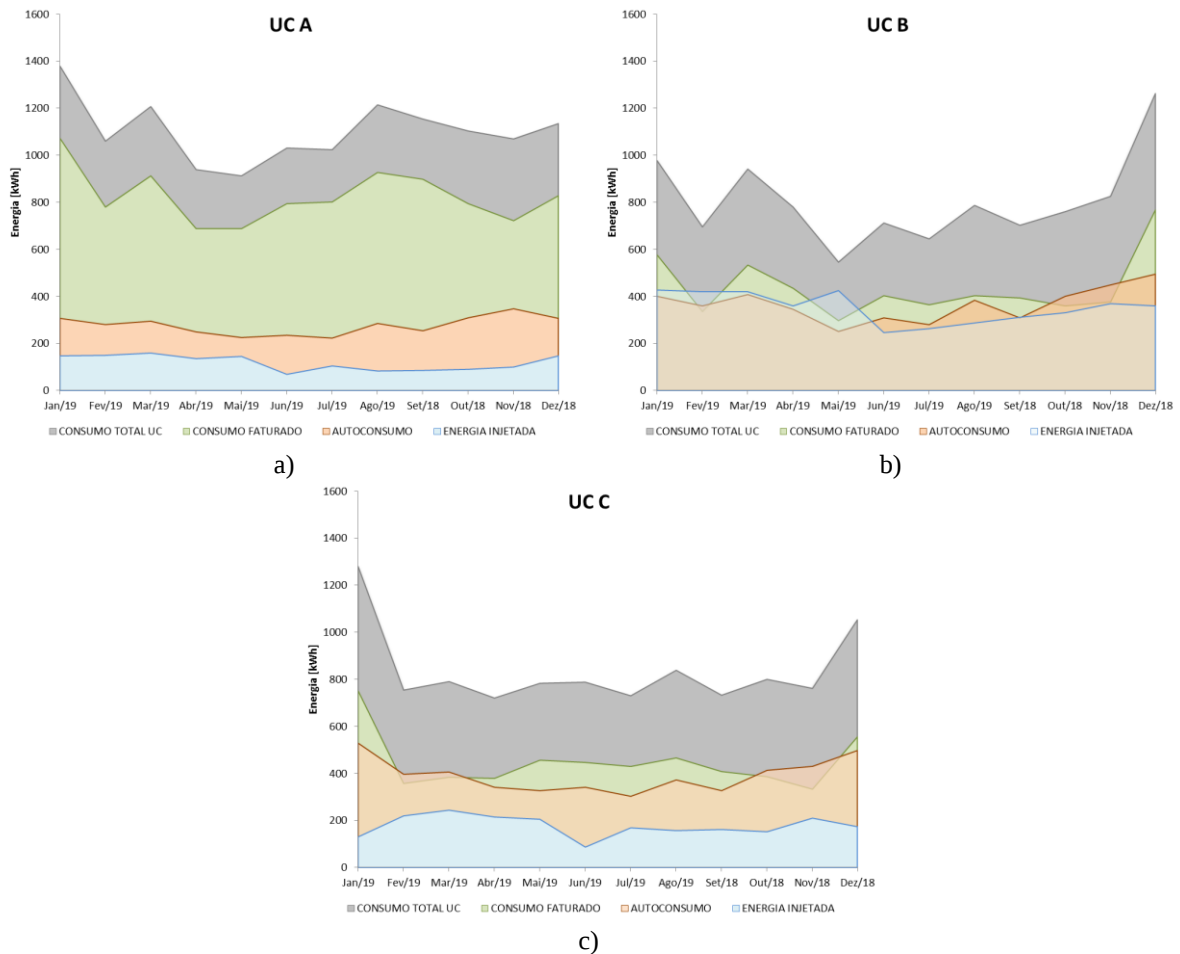
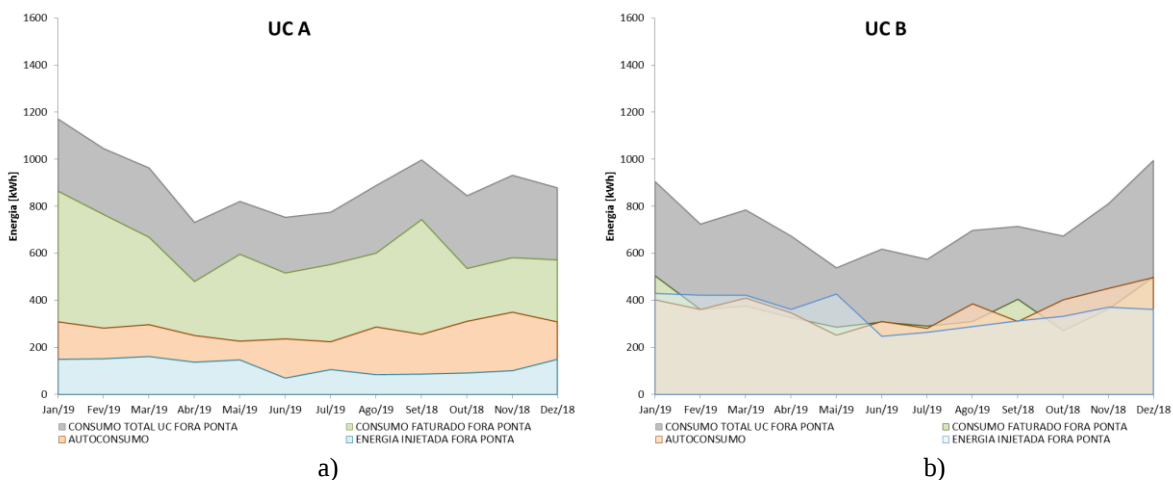
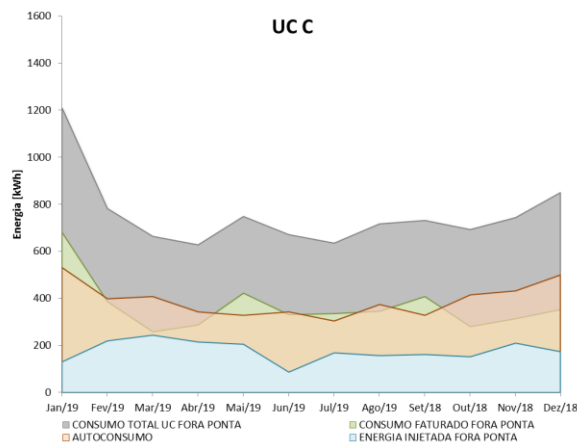


Figura 4 – Evolução mensal do consumo total e faturado, autoconsumo e energia injetada no ambiente de tarifa convencional para cada UC.

Para a UC A, em média, 68% de toda a energia gerada pelo sistema FV instalado é utilizada para o autoconsumo, representando 24% do consumo anual da UC. Já para a UC B, 49% da energia FV gerada foi injetada na rede elétrica da distribuidora, totalizando 44% do consumo. Na UC C, 69% de toda energia FV produzida foi utilizada para autoconsumo, ou seja, 47% de toda sua energia consumida.

A Fig. 5, por fim, apresenta, dentro da tarifação branca, a evolução mensal do consumo energético total fora ponta da UC, o consumo faturado fora ponta, o autoconsumo da UC e a energia gerada excedente injetada na rede elétrica no horário fora ponta, para cada UC.





c)

Figura 5 – Evolução mensal do consumo fora ponta total e faturado, autoconsumo e energia injetada fora ponta no ambiente de tarifa convencional para cada UC.

Foram analisadas as energias no posto fora ponta devido a este ser quando ocorre a compensação da geração FV. A mudança da estrutura tarifária não altera a parcela de autoconsumo da energia gerada pelo sistema FV para nenhuma das UCs. Porém, o percentual que este autoconsumo representa sobre o consumo fora ponta com relação ao consumo total da UC se modifica. A mudança tarifária altera somente o valor de energia do período de compensação.

Na UC A, este cenário representa 31% de todo o consumo fora ponta e, 50% e 51% para as UCs B e C, respectivamente.

Observa-se que os hábitos de utilização das cargas elétricas da UC tem grande influência sobre o aproveitamento da energia FV para autoconsumo, por exemplo, em UCs onde o perfil de consumo de energia elétrica é maior durante os períodos de maior incidência de irradiação solar, o autoconsumo será maior.

3.2 Análise Econômica

A Tab. 6 apresenta, para valores de custos do ano de instalação (Tab. 2), os valores do TIR, *payback*, VPL e LCOE para as taxas mínimas de atratividade de 0%, 5% e 10% dentro dos diferentes cenários conforme descritos anteriormente para cada UC dentro da tarifação convencional e branca.

Tabela 6 – Indicadores de viabilidade financeira para os diferentes cenários com custos do ano de instalação.

UC		UC A				UC B				UC C			
	TMA	TIR (%)	PAYBACK (anos)	VPL (R\$)	LCOE (R\$/kWh)	TIR (%)	PAYBACK (anos)	VPL (R\$)	LCOE (R\$/kWh)	TIR (%)	PAYBACK (anos)	VPL (R\$)	LCOE (R\$/kWh)
CONVENCIONAL	0%	9,3	8,3	33.470,87	0,1635	5,1	14,4	36.887,96	0,3045	8,6	11,4	40.755,33	0,1623
	5%		13,3	10.020,53	0,3281		24,5	329,66	0,5408		14,3	11.059,11	0,3256
	10%		Não-viável	-1.096,87	0,5338		Não-viável	-17.103,85	0,8058		Não -viável	-3.177,01	0,5296
BRANCA	0%	4,8	14,4	15.059,72	0,1635	0,9	23,7	5.364,09	0,3045	2,6	16,7	10.075,34	0,1623
	5%		Não-viável	-488,02	0,3281		Não-viável	-17.663,25	0,5408		Não -viável	-6.452,14	0,3256
	10%		Não-viável	-7.934,50	0,5338		Não-viável	-28.811,34	0,8058		Não -viável	-14.571,10	0,5296

Observa-se que para todas as UCs os menores valores de *payback* ocorreram dentro do cenário de tarifação convencional, apresentando taxas internas de retorno de 5,1 a 9,3%. Dentro do cenário de tarifação branca os valores da TIR foram menores, variando de 0,9 a 4,8%.

A Tab. 7 mostra, para valores de custos de junho de 2019 (Tab. 2), os valores do TIR, *payback*, VPL e LCOE para as taxas mínimas de atratividade de 0%, 5% e 10% dentro dos diferentes cenários para cada UC.

Tabela 7 – Indicadores de viabilidade financeira para os diferentes cenários com custos de junho de 2019.

UC		UC A				UC B				UC C			
TMA		TIR (%)	PAYBACK (anos)	VPL (R\$)	LCOE (R\$/kWh)	TIR (%)	PAYBACK (anos)	VPL (R\$)	LCOE (R\$/kWh)	TIR (%)	PAYBACK (anos)	VPL (R\$)	LCOE (R\$/kWh)
CONVENCIONAL	0%	13,9	6,2	40.538,87	0,1254	14,6	6,0	67.407,46	0,1681	13,2	6,1	50.825,33	0,1244
	5%		7,5	16.471,86	0,2516		7,0	28.186,38	0,2985		7,4	20.250,52	0,2497
	10%		12,2	5.070,78	0,4093		11,3	9.527,96	0,4448		13,2	5.610,24	0,4062
BRANCA	0%	8,54	11,4	22.127,72	0,1254	8,8	11,4	35.883,59	0,1681	6,3	13,3	20.145,34	0,1244
	5%		14,3	5.963,31	0,2516		14,0	10.193,47	0,2985		17,3	2.739,27	0,2497
	10%		Não-viável	-1.766,85	0,4093		Não-viável	-2.179,53	0,4448		Não-viável	-5.783,85	0,4062

Observa-se novamente que para todas as UCs os menores valores de *payback* ocorreram dentro do cenário de tarifação convencional, apresentando taxas internas de retorno de 13,2 a 14,6%. Dentro do cenário de tarifação branca os valores da TIR aumentaram, variando de 6,3 a 8,8%.

4 - CONCLUSÃO

Este trabalho visou analisar a viabilidade econômica de sistemas solares fotovoltaicos e adesão aos postos tarifários Convencional e de Tarifa Branca, em três diferentes perfis de consumo de unidades consumidoras (UC) alimentadas em baixa tensão localizadas na Grande Florianópolis-SC.

Verificou-se que os hábitos de consumo de energia elétrica da UC apresenta grande influência sobre o aproveitamento da energia FV para o autoconsumo. A mudança da estrutura tarifária não altera a parcela de autoconsumo da energia gerada pelo sistema FV para nenhuma das UCs analisadas.

Mesmo com investimento inicial alto, os valores de LCOE encontrados na maioria dos cenários viáveis são menores do que as tarifas finais cobradas pela distribuidora local. Quanto maior a diferença entre a tarifa final e o LCOE mais atrativo e viável o investimento se torna.

A redução do custo do *kit* FV+instalação no decorrer dos anos mostrou-se como fator crucial para o aumento da atratividade e viabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em baixa tensão, tanto para a tarifação convencional quanto para a branca.

Apesar de que em muitos casos o custo nivelado de energia seja menor que a tarifa aplicada pela distribuidora (convencional e branca FP) o benefício destes sistemas é fortemente influenciado pela economia da energia utilizada para autoconsumo e de créditos provenientes de energia injetada na rede elétrica. Em ambos os casos quanto maior for a tarifa no período tarifário de geração, maior será o benefício econômico. Resultando em uma atratividade maior para os sistemas enquadrados na tarifação convencional de baixa tensão.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), bem como a Engie Brasil Energia pelo suporte e apoio financeiro no projeto P&D Estratégico ANEEL 021/2016.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010. Resolução Normativa N° 414, de 9 de Setembro de 2010.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012a. Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2012b. Resolução Normativa N° 479, de 3 de abril de 2012.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2015. Resolução Normativa N° 687, de 24 de Novembro de 2015.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2016. Tarifa Branca, de 30 de outubro de 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2019a. Relatório de Air N°003/2018-SRD/SGT/SRM/SG/SCG/SMA/ANEEL
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2019b. Resolução Homologatória N° 2.593, de 20 de agosto de 2019.
- Bortolini, M.; Gamberi, M.; Graziani, A. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system, 2014. Energy Conversion and Management, v. 86, p. 81–92.
- Centrais Elétricas de Santa Catarina, CELESC, 2019a. Informativo Celesc: Tudo que você precisa saber sobre Tarifa Branca. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/arquivos/central-ajuda/tarifa-branca_2019.pdf>

- Centrais Elétricas de Santa Catarina, CELESC, 2019b. Dúvidas frequentes: Tarifas e taxas de energia. Disponível em: <<https://www.celeesc.com.br/tarifas-de-energia#tributos>>
- Conselho Nacional de Política Fazendária, Confaz, 2015. Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15
- Gellings, W. Clark, 1985. The concept of demand-side management for electric utilities. Proceedings of the IEEE, Vol. 73, no. 10.
- GREENER Brasil, GREENER, 2019. Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º trimestre de 2019 - Tecnologias de Módulos, São Paulo.
- Hoji, M., 2012. Administração Financeira e Orçamentaria. 10. ed. São Paulo: Editora Atlas S.A.
- INMET, 2019. Banco de dados de irradiação solar e temperatura ambiente para a estação Florianópolis. Disponível em <http://www.inmet.gov.br/>
- Magalhães, F. B., Fortes, F. Z., Vidaurre, R. M., Fortes, M. Z., 2015. Development of an Application for Brazilian Energy Tariff Choice. IEEE Latin America Transactions, v. 13, n. 4, pp. 1005-1010.
- 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. de A., 2018. Impactos da geração solar fotovoltaica e da modalidade de contratação da energia elétrica sobre as despesas com energia elétrica em campus universitário, Dissertação de Mestrado, PPGEC, UFSC, Florianópolis.
- PVSyst, 2019. Software de dimensionamento fotovoltaico. Modelo 6.8.6, 2019. Disponível em: <www.pvsyst.com>
- Rüther, R., 2018. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. 2004.
- SEF. Secretaria de Estado da Fazenda. Decreto Nº 233, de 30 de agosto de 2019. Disponível em: http://legislacao.sef.sc.gov.br/html/decretos/2019/dec_19_0233.htm
- Sommerfeldt, N.; Madani, H. Revisiting the techno-economic analysis process for building-mounted, grid-connected solar photovoltaic systems: Part two - Application. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 74, n. June 2016, p. 1394–1404, 2017.

ECONOMIC VIABILITY ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS APPLIED TO RESIDENTIAL (CONVENTIONAL AND BRANCA) ENERGY TARIFFS

Abstract. *This work aims to analyze the economic viability of adhering to the energy tariff system implemented by the Branca energy tariff modality, linked to the use of photovoltaic solar systems (PV), in three different residential consumer units located in the Florianópolis-SC metropolitan area. Reducing the cost of the PV kit+ installation over the years has proved to be a crucial factor in increasing the attractiveness and viability of residential grid-connected photovoltaic systems for both conventional and branca energy tariff modalities. It has been observed that for consumer units with profiles presenting peak consumption at night, migration to branca energy billing is recommended after the installation of a PV system. For profiles of constant electricity consumption throughout the day and profiles with peak consumption in the daytime, it is advisable, after the installation of a PV system, to be in the conventional energy billing environment.*

Key words: Photovoltaic Solar Energy, Branca Tariff, Conventional Tariff.