

MAXIMIZAÇÃO DO BENEFÍCIO ECONÔMICO DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ATRAVÉS DA OTIMIZAÇÃO DA ORIENTAÇÃO DE SEUS GERADORES E DA CONTRATAÇÃO DE DEMANDA DE POTÊNCIA ATIVA

André Mendes Martins (IFG) - mendesmartins@gmail.com

Carlos Augusto Guimarães Medeiros (PUC Goiás) - mgacarlos@yahoo.com.br

José Luis Domingos (IFG) - jose.domingos@ifg.edu.br

Resumo:

Este trabalho tem por objetivo realizar estudo para aumentar os benefícios econômicos da instalação de sistema fotovoltaico conectado à rede, em consumidores do Grupo A de tarifação, através da otimização da orientação de seus geradores e da contratação de demanda de potência ativa. O estudo é realizado de forma qualitativa por meio de estudo de caso no Instituto Federal de Goiás, e leva em consideração os efeitos da estrutura tarifária brasileira, as condições climáticas locais e o perfil da curva de carga da unidade consumidora em questão. Os resultados mostram que, a modalidade tarifária verde é a mais benéfica financeiramente e utilizando-se os parâmetros otimizados, é possível reduzir os custos com energia elétrica no período analisado em quase 3%, sem grandes investimentos. Conclui-se que para se obter o maior benefício econômico da instalação de um SFCR não se pode focar apenas na maximização da produção de energia, mas atentar-se, ainda, a outros fatores tais como, a estrutura tarifária, as condições climáticas locais e a curva de carga do consumidor.

Palavras-chave: *Otimização, Ângulo de Incidência, Demanda Contratada*

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

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

MAXIMIZAÇÃO DO BENEFÍCIO ECONÔMICO DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ATRAVÉS DA OTIMIZAÇÃO DA ORIENTAÇÃO DE SEUS GERADORES E DA CONTRATAÇÃO DE DEMANDA DE POTÊNCIA ATIVA.

André Mendes Martins – mendesmartins@gmail.com

Faculdade Araguaia, Departamento de Engenharia Civil

Carlos Augusto Guimarães Medeiros – mgacarlos@yahoo.com.br

Pontifícia Universidade Católica de Goiás, Escola de Engenharia

José Luís Domingos – jose.domingos@ifg.edu.br

Instituto Federal de Goiás, Núcleo de Estudos e Pesquisas Experimentais

Resumo. *Este trabalho tem por objetivo realizar estudo para aumentar os benefícios econômicos da instalação de sistema fotovoltaico conectado à rede, em consumidores do Grupo A de tarifação, através da otimização da orientação de seus geradores e da contratação de demanda de potência ativa. O estudo é realizado de forma qualitativa por meio de estudo de caso no Instituto Federal de Goiás, e leva em consideração os efeitos da estrutura tarifária brasileira, as condições climáticas locais e o perfil da curva de carga da unidade consumidora em questão. Os resultados mostram que, a modalidade tarifária verde é a mais benéfica financeiramente e utilizando-se os parâmetros otimizados, é possível reduzir os custos com energia elétrica no período analisado em quase 3%, sem grandes investimentos. Conclui-se que para se obter o maior benefício econômico da instalação de um SFCR não se pode focar apenas na maximização da produção de energia, mas atentar-se, ainda, a outros fatores tais como, a estrutura tarifária, as condições climáticas locais e a curva de carga do consumidor.*

Palavras-chave: *Otimização, Ângulo de Incidência, Demanda Contratada*

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, os consumidores de energia elétrica com carga instalada superior a 75 kW são enquadrados no Grupo A de tarifação, e o faturamento da utilização da energia elétrica é constituído de duas parcelas: uma referente à demanda de potência ativa faturável e outra referente ao consumo de energia elétrica. Além dessa diferença no faturamento, em relação aos consumidores residenciais, esses consumidores necessitam celebrar um contrato de fornecimento de energia elétrica com a concessionária, que contém uma série de exigências, dentre elas, a de indicar o valor de demanda de potência ativa que se deseja utilizar.

Uma das exigências do contrato, é a de indicar o valor da demanda de potência ativa que desejam utilizar. Caso a demanda medida (a cada 15 minutos), em determinado ciclo de faturamento, ultrapasse a contratada em mais de 5%, são incidentes cobranças por ultrapassagem. Assim, o montante contratado deve estar ajustado às suas necessidades, pois caso contrate um valor muito baixo, estará sujeito a multas por ultrapassagem e, se contratar um valor muito alto, pagará por montantes que não serão utilizados. No entanto, definir esse montante não é um processo fácil, devido às variabilidades e incertezas ao longo do ano quanto à potência demandada pelo consumidor.

Para complicar ainda mais este problema, em 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012), que permitiu o acesso de micro e minigeração distribuída às redes de distribuição de energia elétrica. Desde então muitos consumidores têm aderido à geração própria, mais especificamente aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), como forma de reduzir os gastos com energia elétrica. Nessa fonte, a potência elétrica obtida (através da conversão fotovoltaica) é fortemente influenciada pelos níveis de radiação solar incidente, que podem oscilar bruscamente em pequenos intervalos de tempo (devido à passagem de nuvens, por exemplo), sendo necessário que a rede elétrica supra essa demanda, o que pode ocasionar a ultrapassagem dos montantes contratados.

Além disso, o desempenho dos geradores fotovoltaicos é influenciado pelo ângulo de incidência dos raios solares, ou seja, por sua orientação azimutal de superfície e a inclinação em relação ao plano horizontal, pois estas variáveis alteram a densidade de irradiação solar que os atinge. Nesse sentido, para maximizar a produção anual de energia, boa parte dos estudos realizados sobre o tema recomendam que geradores fotovoltaicos fixos sejam instalados voltados para o equador e inclinados no mesmo ângulo da latitude do local. No entanto, essa recomendação só é válida em situações de céu limpo, o que nem sempre acontece (Duffie & Beckman, 2013; CEPREL - CRESESB, 2014; Zilles et al., 2012). Alguns estudos sugerem que as condições climáticas locais como nebulosidade, regime de chuvas, temperatura, ventos e poeira podem influenciar na orientação ótima e devem ser levados em consideração para se obter a máxima produção anual ou sazonal de energia. Há ainda os estudos que consideram que para minimizar os custos com energia elétrica, além de levar

em conta estas variáveis, pode-se considerar também, o perfil da curva de carga da unidade consumidora e a estrutura tarifária a que está submetido (Chang, 2010; Haysom et al., 2015; Ghazi & Ip, 2014).

Sob este contexto, o objetivo deste trabalho é realizar um estudo de caso, em um consumidor enquadrado no grupo A de tarifação, com o intuito de minimizar sua fatura anual de energia elétrica, após a instalação de SFCR, otimizando-se tanto a contratação da demanda de potência ativa quanto o ângulo de incidência dos raios solares (orientação azimutal e inclinação) nos módulos fotovoltaicos, levando-se em consideração a estrutura tarifária (ao qual o consumidor está submetido), sua curva de carga e as condições climáticas locais. Tem-se ainda, como objetivo específico, avaliar qual a modalidade tarifária mais vantajosa para o consumidor estudado, após a instalação do SFCR.

2. RADIAÇÃO SOLAR EM SUPERFÍCIES INCLINADAS

As relações trigonométricas existentes entre a posição do Sol no céu em determinado instante e uma superfície na Terra são fundamentais para se determinar a radiação solar incidente. Superfícies inclinadas e com determinada orientação descrevem ângulos em relação ao plano horizontal e ao meridiano local (linha Norte-Sul), como mostra a Fig. 1.

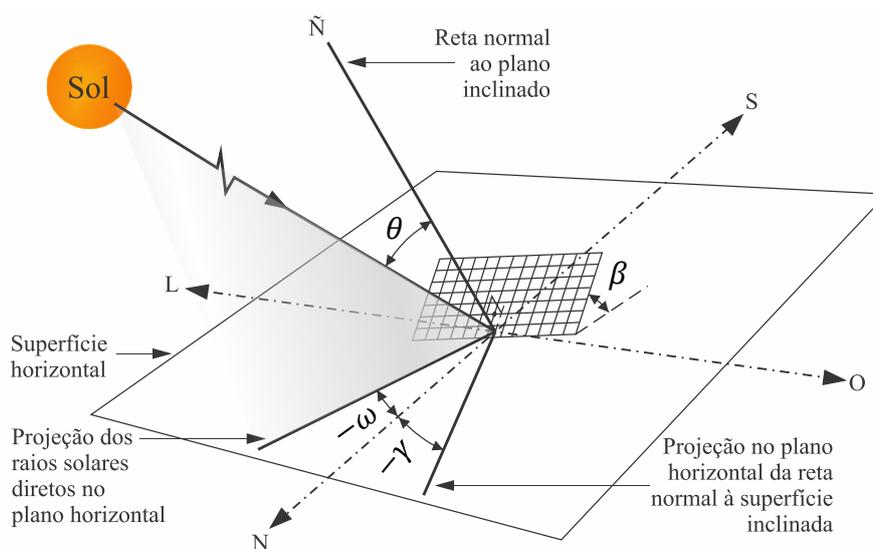


Figura 1 – Relações trigonométricas entre o Sol e uma superfície inclinada e orientada arbitrariamente. Fonte: Adaptado de Iqbal (1983).

Onde

β é o ângulo de inclinação da superfície em relação ao plano horizontal, em graus, com variação de 0° a 90° . Por convenção, ao ser utilizado para obtenção do ângulo de incidência, é positivo no hemisfério norte e negativo no hemisfério sul (mesmo sinal da latitude local);

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

θ é o ângulo de incidência dos raios solares em uma superfície inclinada e arbitrariamente orientada em alguma direção, em graus, e pode ser obtido a partir da Eq. (1) (Iqbal, 1983).

$$\cos \theta = (\sin \phi \cdot \cos \beta - \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma) \cdot \sin \delta + (\cos \phi \cdot \cos \beta + \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega, \quad (1)$$

onde

ϕ é a latitude geográfica;

δ é a declinação solar, em graus, com variação de $23,45^\circ$ a $-23,45^\circ$. Por convenção, quando a incidência dos raios solares está ao norte do equador é positiva e quando está ao sul é negativa;

ω é o ângulo horário, em graus. É a diferença angular entre o meridiano de uma superfície, sentido norte-sul, e o meridiano do Sol. Por convenção, ao meio dia é 0° , e aumenta 15° a cada hora, sendo negativo pela manhã e positivo pela tarde.

3. TARIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Esta seção aborda algumas definições quanto às formas de tarifação e faturamento de energia elétrica de unidades consumidoras com base na resolução normativa nº 414 de 2010 (ANEEL, 2010) da Agência Nacional de Energia Elétrica

(ANEEL) e o sistema de compensação de energia elétrica para consumidores com micro e minigeração distribuída conforme resolução n° 482 de 2012 (ANEEL, 2012) e 687 de 2015 (ANEEL, 2015).

3.1 Estrutura tarifária

As unidades consumidoras de energia elétrica, do Grupo A, são tarifadas pelo seu consumo de energia elétrica (em kWh) e por sua potência demandada (em kW), com a incidência de tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia, chamadas de postos tarifários.

Os postos tarifários são períodos, em horas, definidos em função das curvas de demanda das concessionárias de energia elétrica. Basicamente são dois períodos: fora de ponta e ponta. A aplicação dos postos tarifários, em cada uma das componentes da fatura de energia elétrica, depende da modalidade tarifária ao qual o consumidor está enquadrado, podendo ser em três modalidades: convencional binômica, horária verde e horária azul. A Fig. 2 apresenta cada uma dessas modalidades e suas respectivas características.

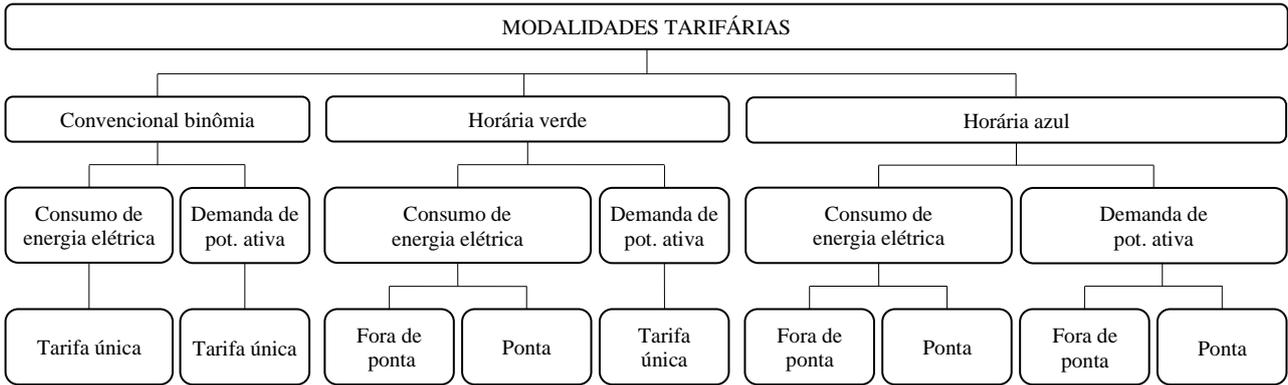


Figura 2 – Modalidades tarifárias e suas características.

3.2 Faturamento das unidades consumidoras

O faturamento das unidades consumidoras depende da modalidade tarifária ao qual o consumidor está enquadrado, pois cada uma aplica tarifas diferenciadas para cada uma das componentes da fatura (energia consumida e demanda de potência utilizada). Essas definições de faturamento fornecem as bases para o modelo de otimização implementado, ou seja, a função objetivo e suas respectivas restrições. Não foram levados em consideração os custos referentes ao fator de potência. São abordadas apenas as modalidades tarifárias horárias, já que a convencional tem tarifas mais caras do que as horárias.

Horária verde. Na modalidade tarifária horária verde os consumidores são tarifados pelo consumo de energia elétrica em dois postos tarifários, fora de ponta e ponta e, pela demanda de potência ativa faturável sem a incidência de postos tarifários. A função objetivo para faturamento na modalidade tarifária horária verde é definida através da Eq. (2) até Eq. (5):

$$f_{verde}(DC, \beta, \gamma) = \sum_{i=1}^{12} (CE_{fp(i)} + CE_{p(i)} + D_{(i)}) \quad (2)$$

$$\text{Sujeita a } \begin{cases} DC \geq 30 \text{ kW} \\ -90 \leq \beta \leq 0 \\ -90 \leq \gamma \leq 0 \end{cases} \quad (2)$$

$$CE_{fp(i)} = (EEAM_{fp(i)} - GEFV_{fp(i)}) \cdot TE_{fp} \quad (3)$$

$$CE_{p(i)} = (EEAM_{p(i)} - GEFV_{p(i)}) \cdot TE_p \quad (4)$$

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

$$\text{Sujeita a } \begin{cases} DF_{(i)} = \max(DM_{(i)}, D) \\ y_{(i)} = \begin{cases} 0, \text{ se } DM_{(i)} \leq 1,05 \cdot DC \\ 1, \text{ se } DM_{(i)} > 1,05 \cdot DC \end{cases} \end{cases} \quad (5)$$

onde

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

TD é a tarifa de demanda de potência ativa, sem a incidência de postos tarifários (R\$/kW);

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

Horária azul. Na modalidade tarifária horária azul os consumidores são tarifados pelo consumo de energia elétrica e pela demanda de potência ativa faturável em dois postos tarifários, fora de ponta e ponta. A função objetivo para faturamento na modalidade tarifária horária azul, além da Eq. (2) até Eq. (4), tem-se:

$$f_{\text{azul}}(DC_{fp}, DC_p, \beta, \gamma) = \sum_{i=1}^{12} (CE_{fp(i)} + CE_{p(i)} + D_{fp(i)} + D_{p(i)})$$

$$\text{Sujeita a } \begin{cases} DC_{fp} \geq 30 \text{ kW} \\ DC_p \geq 30 \text{ kW} \\ -90 \leq \beta \leq 0 \\ -180 \leq \gamma \leq 180 \end{cases} \quad (6)$$

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

$$\text{Sujeita a } \begin{cases} DF_{fp(i)} = \max(DM_{fp(i)}, DC_{fp}) \\ y_{fp(i)} = \begin{cases} 0, \text{ se } DM_{fp(i)} \leq 1,05 \cdot DC_{fp} \\ 1, \text{ se } DM_{fp(i)} > 1,05 \cdot DC_{fp} \end{cases} \end{cases} \quad (7)$$

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

$$\text{Sujeita a } \begin{cases} DF_{p(i)} = \max(DM_{p(i)}, DC_p) \\ y_{p(i)} = \begin{cases} 0, \text{ se } DM_{p(i)} \leq 1,05 \cdot DC_p \\ 1, \text{ se } DM_{p(i)} > 1,05 \cdot DC_p \end{cases} \end{cases} \quad (8)$$

onde

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

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

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

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

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

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

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

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

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

TD_p é a tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao posto tarifário ponta (R\$/kW);

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

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

3.3 Sistema de compensação da energia elétrica

O sistema de compensação adotado no Brasil, é o *net metering*, ou seja, o consumidor é faturado pela diferença entre a energia que consumiu e a que produziu. Caso o consumidor produza mais energia elétrica do que consome, durante o período de faturamento, os montantes de energia excedente são acumulados em forma de créditos, que podem ser usados para abatimento nas próximas faturas em até 60 meses (ANEEL, 2015).

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

Quando a quantidade de créditos acumulados é maior do que a energia consumida, os custos com a parcela referente ao consumo de energia elétrica, para este ciclo de faturamento, são quitados. Ressalta-se que, os consumidores do grupo B, devem pagar os valores referentes ao custo de disponibilidade, e os consumidores do grupo A, os custos com a demanda contratada.

4. METODOLOGIA UTILIZADA

Nesta seção são apresentados os procedimentos utilizados em cada etapa da pesquisa, cujo resumo dos procedimentos realizados pode ser visto na Fig. 3. Para permitir uma boa caracterização das variações sazonais da radiação solar e de temperatura do ar, bem como as de demanda de carga em diferentes situações e hábitos de uso da unidade consumidora (em períodos diurnos e noturnos) devem ser utilizados dados de pelo menos 5 anos consecutivos.

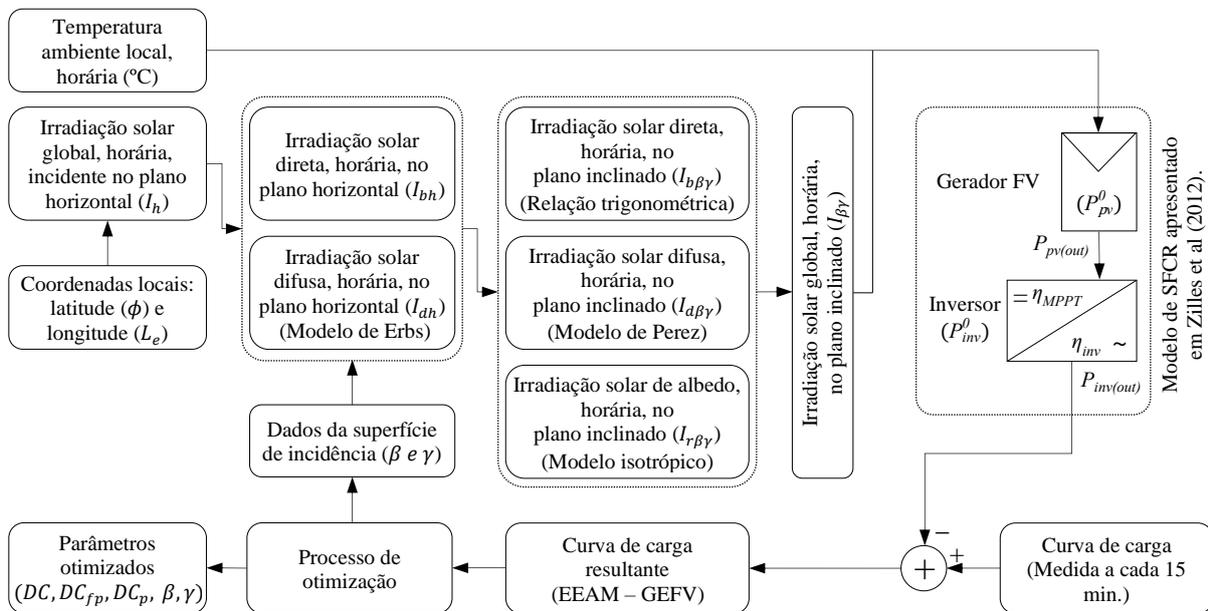


Figura 3 – Síntese dos procedimentos metodológicos utilizados na pesquisa.

4.1 Levantamento de dados

Curva de carga. São solicitados junto à concessionária de energia elétrica local os dados de demanda de potência ativa da unidade consumidora estudada, de no mínimo 5 anos consecutivos, para se traçar as curvas de carga de cada ano e se observar seu comportamento nesse período. Dados incompletos ou não fornecidos devem ser considerados nulos.

Temperatura do ar e irradiação solar. São solicitados ao órgão nacional competente ou instituição acreditada os dados de temperatura do ar e de irradiação solar global registrados no plano de inclinação (mesmo ângulo de instalação do gerador fotovoltaico a ser instalado no local de instalação do estudo de caso) advindos da estação meteorológica terrestre (refletem melhor as condições de nebulosidade local do que as estimativas satelitais) mais próxima do local onde é realizado o estudo de caso, para o mesmo período dos dados de curva de carga, para se traçar as curvas de temperatura anuais. Caso os dados obtidos sejam no plano horizontal, estimá-los no plano inclinado, por meio de modelos matemáticos. Utilizar o modelo de Erbs (1982) para se estimar suas parcelas direta e difusa. Em seguida utilizar o modelo de Perez (1990), para transpor a irradiação solar difusa no plano horizontal para o inclinado. A irradiação solar de albedo (tratá-la de forma isotrópica) e a direta devem ser estimadas por meio das equações apresentadas em Iqbal (1983). Dados incompletos ou não fornecidos são considerados nulos.

4.2 Geração de energia elétrica fotovoltaica

A geração de energia elétrica fotovoltaica deve ser estimada por meio do modelo apresentado em Zilles, Macêdo e outros (2012). O modelo fornece a potência elétrica de saída do conjunto de inversores ($P_{inv(out)}$) em função dos seguintes parâmetros: irradiância solar no plano de instalação dos geradores fotovoltaicos, temperatura do ar, potência nominal do gerador fotovoltaico, potência nominal do inversor e suas eficiências (de seguimento do ponto de máxima potência e de conversão c.c./c.a.), a eficiência dos circuitos de corrente contínua e alternada e as perdas por degradação e sujidade dos módulos. Como a base de dados solares é horária, para equiparar com os valores de demanda de carga (mensurado a cada 15 min.), é utilizado o mesmo valor de potência produzida nos quatro quinze minutos que totalizam cada hora.

4.3 Curva de carga resultante

Nessa etapa a curva de carga (sinal positivo) é somada algebricamente com a curva de geração fotovoltaica (sinal negativo) de forma a se obter a curva de carga resultante para cada ano.

4.4 Processo de otimização

Para resolver o problema de otimização proposto utilizar um método determinístico para verificar se converge, devido à função objetivo apresentar certa não linearidade. Caso o modelo seja desenvolvido no MatLab, pode ser utilizada como ferramenta de otimização o solucionador “fminsearch”. Caso não convirja, utilizar um método heurístico, preferencialmente, o *Particle Swarm Optimization* (PSO), devido à sua facilidade de implementação e por não ser afetado pelo tamanho e não linearidade do problema a ser otimizado.

5. RESULTADOS

5.1 Levantamento de dados

O estudo de caso proposto foi realizado na unidade consumidora do IFG – Campus Goiânia. Para tanto foram solicitados, junto à concessionária local, os dados da memória de massa do medidor de energia, instalado na unidade consumidora, de 6 anos consecutivos, mais especificamente de 1º de janeiro de 2013 à 31 de dezembro de 2018 e utilizados apenas os de demanda de potência ativa. Os valores que não puderam ser recuperados foram considerados zerados, ou seja, como se não houvesse consumo.

Os dados de irradiação solar e de temperatura foram solicitados ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), para o mesmo período dos dados de demanda de potência ativa. Os dados de irradiação solar global fornecidos são no plano horizontal e por isso foi necessário estimar a irradiação solar no plano inclinado por meio dos modelos matemáticos citados na seção 4.

Todos os dados fornecidos precisaram ser ajustados para a hora oficial, incluindo o período do horário de verão. Ressalta-se que o horário de ponta, na concessionária local, compreende o período entre as 18 horas e 00 minutos e as 20 horas e 59 minutos e durante a vigência do horário de verão, compreende o período entre as 19 horas e 00 minutos e as 21 horas e 59 minutos.

5.2 Geração de energia elétrica fotovoltaica

O SFCR projetado para o IFG – Campus Goiânia é composto por 798 módulos fotovoltaicos de 315 Wp cada e um conjunto de 7 inversores com potência nominal de 33 kW cada, totalizando potência nominal de geração fotovoltaica de 251,37 kWp (P_{pv}^0). Já a potência nominal de saída dos inversores é de 231,00 kW (P_{inv}^0). Foram consideradas as seguintes perdas na estimativa de geração fotovoltaica: sujidade = 2%; degradação dos módulos = 0,8%, circuitos CC = 2%; e circuitos CA = 2%. As perdas operacionais do inversor já foram consideradas no modelamento matemático, pois dependem do autoconsumo e do carregamento do inversor.

5.3 Implementação do PSO

O modelo para simulação foi desenvolvido no programa MatLab, e, primeiro, utilizou-se o método determinístico, por meio do solucionador “fminsearch”, mas que não convergiu bem. Em seguida, utilizou-se a função de otimização nativa do MatLab, o “particleswarm”, que convergiu melhor do que o método determinístico adotado anteriormente. Para implementar o PSO foi preciso configurar uma série de parâmetros que foram ajustados de acordo com as funções objetivos de cada uma das formas de faturamento, como mostra a Tab. 1.

A definição de alguns parâmetros foi feita com base em valores tipicamente utilizados na literatura e são apropriados para resolução de todo tipo de problema de otimização (Chang, 2010). Já o vetor população inicial foi definido da seguinte forma: os geradores fotovoltaicos serão orientados para o equador terrestre e inclinados no mesmo valor da latitude local (-16,63°) e a demanda contratada é a mesma já utilizada antes da instalação do SFCR.

Tabela 1 – Parâmetros usados para implementar o PSO

PARÂMETRO	VALORES ADOTADOS	
	HORÁRIA VERDE	HORÁRIA AZUL
Número de variáveis	3 (γ, β, DC)	4 ($\gamma, \beta, DC_{fp}, DC_p$)
Tamanho da população	60	120
Máximo de iterações	100	120
Tolerância	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-6}$
c_1	2	2
c_2	2	2
w_{max}	0,9	0,9
w_{min}	0,4	0,4
Vetor população inicial	[0 -16,63 350]	[0 -16,63 350 350]

5.4 Resultados do processo de otimização

Utilizando-se a função objetivo, e suas restrições, definidos na seção 3 encontrou-se os valores otimizados de demanda a ser contratada, de orientação azimutal e inclinação do gerador fotovoltaico, para cada uma das modalidades tarifárias analisadas.

Os parâmetros obtidos no processo de otimização foram comparados com os de um cenário inicial sem otimização, onde o valor da fatura total de energia elétrica é obtido considerando os módulos fotovoltaicos instalados conforme recomenda a literatura: inclinação igual à latitude e voltados para o equador terrestre ($\beta = -16,63^\circ$ e $\gamma = 0^\circ$). Para a modalidade tarifária horária verde, a demanda contratada considerada é de 350 kW (Valor atualmente contratado, sem a instalação do SFCR) e para a modalidade tarifária horária azul os valores de demanda contratada na ponta e fora de ponta também são considerados os mesmos, 350 kW.

Tarifação horária verde. A fatura total de energia elétrica no período analisado, sem os parâmetros otimizados, alcança o valor de R\$ 2.220.180,16. O processo de otimização fornece para a inclinação e para o ângulo azimutal, os valores de $-17,48^\circ$ e $-34,86^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada o valor de 302 kW, após 57 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Fig. 4. Com estes parâmetros a fatura total atinge o valor de R\$ 2.161.820,32. A comparação entre os cenários analisados pode ser vista na Tabela 2.

Tarifação horária azul. A fatura total de energia elétrica no período analisado, sem os parâmetros otimizados, alcança o valor de R\$ 2.549.597,25. O processo de otimização fornece para a inclinação e para o ângulo azimutal, os valores de $-18,32^\circ$ e $-24,77^\circ$, respectivamente, e para a demanda contratada no período fora ponta e ponta os valores de 276 kW e 301 kW, após 49 iterações (ao atingir a tolerância), como mostra a Fig. 5. Com estes parâmetros a fatura total atinge o valor de R\$ 2.367.649,65. A comparação entre os cenários analisados pode ser vista na Tabela 2.

5.5 Análise dos resultados

Os resultados mostram que a adoção da modalidade tarifária horária verde é a mais indicada para a unidade consumidora avaliada, mesmo sem a otimização dos parâmetros propostos. Com sua adoção, e sem os parâmetros otimizados, a fatura total (no período analisado) é 6,23% menor do que com a azul com os parâmetros otimizados.

Analisando-se apenas a modalidade tarifária horária verde, com a otimização, a redução na fatura total de energia elétrica, no período avaliado, é de apenas 2,63%. Essa redução inexpressiva se deve ao fato de que na modalidade horária verde, as tarifas de consumo de energia elétrica no horário de ponta são mais do que 5 vezes maiores do que no fora de ponta. Consequentemente, a otimização orienta os painéis fotovoltaicos $34,86^\circ$ para o oeste, com o intuito de aumentar a produção de energia no período onde as tarifas são mais caras. Mesmo com esse incremento, o custo com o consumo de energia elétrica na ponta representa mais de 58% da fatura de energia elétrica, como mostra a Fig. 6, não sendo suficiente para reduzi-la substancialmente.

O mesmo ocorre com a tarifação horária azul, onde as tarifas de consumo de energia elétrica no horário de ponta são em média 1,5 vezes maiores do que na fora de ponta e as de demanda são, em média, quase 3 vezes maiores, por isso, o processo de otimização orienta os painéis fotovoltaicos para o oeste em quase 25° . No entanto, as componentes de demanda e de consumo na ponta ainda são responsáveis por 64% da fatura de energia elétrica, como pode ser visto na Fig. 7, resultando em uma fatura quase 10% maior do que na modalidade verde.

As curvas anuais de radiação solar no período analisado mostram que nos meses de novembro, dezembro e janeiro, que, para o hemisfério Sul, são os de maior nível de radiação solar, há grandes variações nos seus montantes, indicando que houve muita nebulosidade nesse período (em Goiás é o período mais chuvoso). O mesmo acontece com as curvas anuais de temperatura, que apresentam pouca amplitude térmica nesses meses devido à presença de nuvens.

Consequentemente, o processo de otimização aumenta a levemente a inclinação dos módulos fotovoltaicos para elevar a produção de energia nos meses de inverno.

Tabela 2 - Valores de fatura anual em cada ano, antes e após o processo de otimização, em função das modalidades tarifárias.

ANO	MOD. TAR.	FATURA ANUAL (R\$)	EEC (MWh)	EEC _{fp} (MWh)	EEC _p (MWh)	GEFV (MWh)	β (°)	γ (°)	DC (kW)
2013	Verde	R\$ 316.217,64	905,87	751,25	154,62	444,13	-16,63	0,0	350
	Azul	R\$ 335.156,68							350 (DC _{fp})
	Verde	R\$ 308.772,07							350 (DC _p)
	Azul	R\$ 309.515,99							306
2014	Verde	R\$ 317.195,07	806,56	676,33	130,23	446,75	-17,51	-37,16	273 (DC _{fp})
	Azul	R\$ 362.767,23							306 (DC _p)
	Verde	R\$ 310.265,49							302
	Azul	R\$ 342.063,60							273 (DC _{fp})
2015	Verde	R\$ 332.656,53	691,40	577,84	113,56	458,63	-16,63	0,0	301 (DC _p)
	Azul	R\$ 399.843,78							350
	Verde	R\$ 321.864,41							350 (DC _{fp})
	Azul	R\$ 365.139,88							350 (DC _p)
2016	Verde	R\$ 415.063,23	847,96	700,63	147,33	457,32	-16,63	0,0	288 (DC _{fp})
	Azul	R\$ 450.441,70							288 (DC _p)
	Verde	R\$ 408.830,11							308
	Azul	R\$ 432.120,56							288 (DC _{fp})
2017	Verde	R\$ 411.064,35	716,33	587,22	129,11	460,02	-20,01	-29,42	308 (DC _p)
	Azul	R\$ 475.376,97							288 (DC _{fp})
	Verde	R\$ 398.318,35							319
	Azul	R\$ 438.129,16							268 (DC _{fp})
2018	Verde	R\$ 441.564,04	675,10	557,89	117,21	460,58	-18,26	-19,13	319 (DC _p)
	Azul	R\$ 539.591,58							350
	Verde	R\$ 423.399,31							350 (DC _{fp})
	Azul	R\$ 479.995,91							300
Todos os anos	Verde	R\$ 2.220.180,16	4.643,24	3.851,18	792,06	465,59	-16,63	0,0	253 (DC _{fp})
	Azul	R\$ 2.549.597,25							284 (DC _p)
	Verde	R\$ 2.161.820,32							302
	Azul	R\$ 2.367.649,65							276 (DC _{fp})
						2.752,29	-17,48	-34,86	301 (DC _p)
						2.765,53	-18,32	-24,77	
						2.772,95			

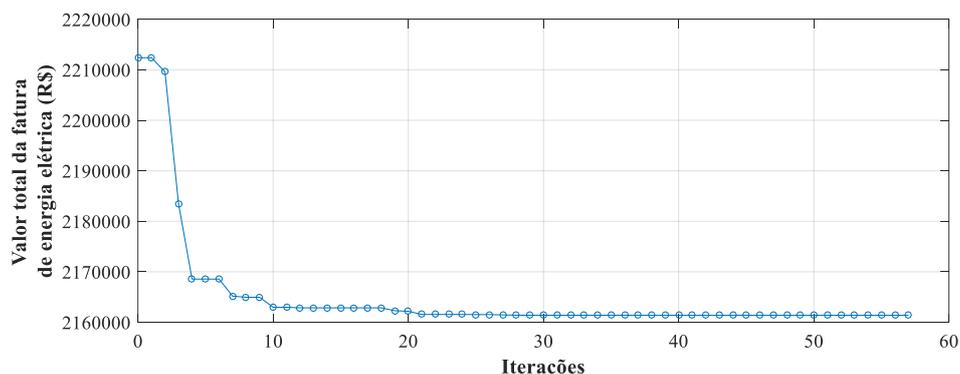


Figura 4 – Evolução da fatura total de energia elétrica, na tarifação horária verde, a cada iteração do processo de otimização.

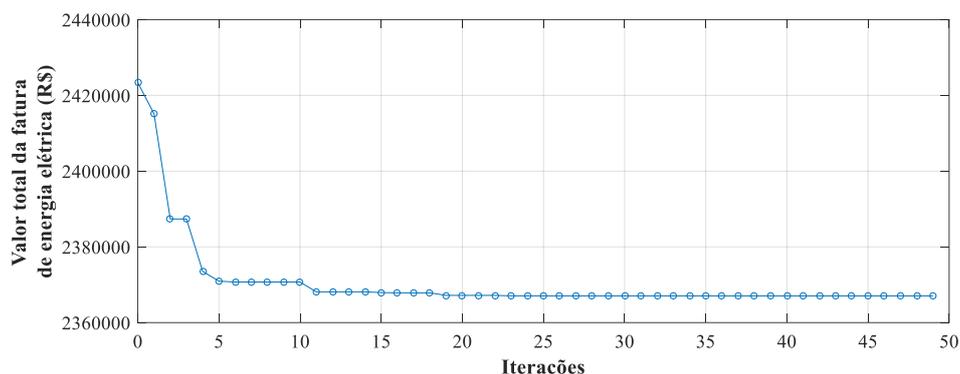


Figura 5 – Evolução da fatura total de energia elétrica, na tarifação horária azul, a cada iteração do processo de otimização.

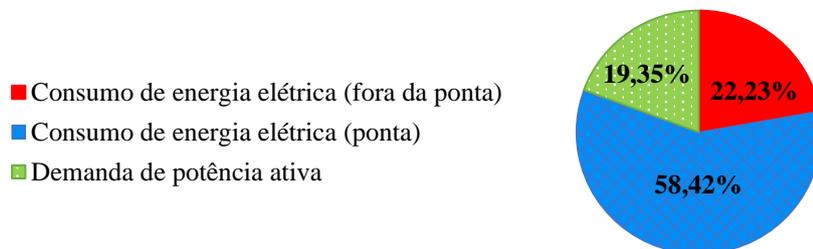


Figura 6 – Parcelas de cada uma das componentes da fatura total de energia elétrica na modalidade tarifária horária verde (2013-2018).

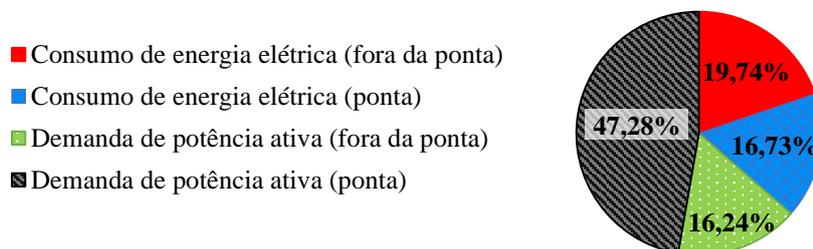


Figura 7 – Parcelas de cada uma das componentes da fatura total de energia elétrica na modalidade tarifária horária azul (2013-2018).

6. CONCLUSÃO

Este artigo apresenta, por meio de estudo de caso, a minimização da fatura de energia elétrica, de um consumidor com SFCR, através da otimização da contração de demanda e da orientação dos geradores fotovoltaicos em função da estrutura tarifária brasileira.

Os resultados indicam que é possível reduzir a fatura total de energia, no período analisado, em quase 3% (com a adoção da modalidade tarifária horária verde), por meio da revisão do contrato de fornecimento de energia elétrica (redução da demanda contratada) e da adequação da orientação dos geradores fotovoltaicos, sem a necessidade de grandes

investimentos por parte do consumidor (caso ainda não tenha instalado o SFCR, já que é possível prever a orientação otimizada dos geradores na fase de projeto). A redução com a otimização, na modalidade tarifária horária verde, não foi tão expressiva quanto se esperava em virtude do perfil da curva de carga do consumidor, que tem grande consumo energético no período ponta, onde o sistema fotovoltaico tem pouca influência.

Assim, espera-se obter reduções mais expressivas na fatura de consumidores com consumo e picos de demanda predominantemente diurnos, sobretudo os que usam aparelhos cujo consumo coincide com os períodos de maior incidência da luz do Sol, como, por exemplo, equipamentos de condicionamento de ar e similares.

O estudo mostra ainda que para se obter o maior benefício econômico da instalação de um SFCR é necessário levar em consideração a estrutura tarifária contratada pelo consumidor, as condições climáticas locais e o perfil da curva de demanda de cargas.

Em estudos futuros sugere-se incluir no processo de otimização a obtenção da potência otimizada do sistema de geração fotovoltaica e os custos com a estrutura para redirecionar seus geradores.

Agradecimentos

Agradecemos ao Instituto Federal de Goiás o fornecimento das memórias de massa dos medidores para a elaboração deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Alam, M. N. (2016). Particle swarm optimization: Algorithm and its codes in MATLAB. *Research Gate*.
- ANEEL. (2010). Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. *Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada*.
- ANEEL. (2012). Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. *Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*.
- ANEEL. (2015, Novembro 17). Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. *Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição*.
- CEPEL - CRESESB. (2014). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro.
- Chang, Y.-P. (2010). Optimal the tilt angles for photovoltaic modules in Taiwan. *Electrical Power and Energy Systems*, 32, pp. 956-964.
- Chang, Y.-P. (2010). Optimal the tilt angles for photovoltaic modules using PSO method with nonlinear time-varying evolution. *Energy*.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Process* (4ª ed.). Hoboken, New Jersey, Estados Unidos da América: John Wiley & Sons.
- Erbs, D. G., Klein, S. A., & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28, pp. 293-302.
- Ghazi, S., & Ip, K. (2014). The effect of weather conditions on the efficiency of PV panels in the southeast of UK. *Renewable Energy*, pp. 50-59. doi:10.1016/j.renene.2014.03.018
- Haysom, J. E., Hinzer, K., & Wright, D. (2015). Impact of electricity tariffs on optimal orientation of photovoltaic modules. *Progress in photovoltaics*, 24(2), 253–260.
- Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation*. Toronto, Canadá: Academic Press.
- Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michaelsky, J., & Stewart, R. (1990). Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, 44, pp. 271-289.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A., & Oliveira, S. F. (2012). *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica* (1ª ed.). São Paulo: Oficina de Textos.

MAXIMIZING THE ECONOMIC BENEFIT OF INSTALLATION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS THROUGH PARAMETER OPTIMIZATION

Abstract. *This paper aims to conduct a study to increase the economic benefits of installing grid-connected photovoltaic systems, in Group A charging consumers, by optimizing the orientation of their generators and contracting active power demand. The study is conducted qualitatively through a case study at the Federal Institute of Goiás, and considers the effects of the Brazilian tariff structure, local climatic conditions and the load curve profile of the consumer unit in question. The results show that, the green tariff mode is the most financially beneficial and by using the optimized parameters, it is possible to reduce electricity costs in the period analyzed by almost 3%, without major investments. It is concluded that in order to obtain the greatest economic benefit from the installation of an SFCR one cannot only focus on maximizing energy production, but also on other factors such as tariff structure, local climatic conditions and the consumer load curve.*

Key words: *Optimization, Angle of Incidence, Contracted Demand.*