

# A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE: BARREIRA ECONOMICA, PONTOS DE CONEXÃO E MECANISMOS DE INCENTIVO

**Ricardo da Silva Benedito** – risibe@usp.br

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo

**Wilson Negrão Macedo** – wnmacedo@pq.cnpq.br

Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará

**Roberto Zilles** – zilles@iee.usp.br

Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo

## 3.6 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

**Resumo.** O principal objetivo desse trabalho é contribuir para a discussão da paridade tarifária entre as energias fornecidas pelo sistema elétrico convencional e por Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). Para isso foram criados alguns cenários que permitem, a partir de uma avaliação econômica, constatar que o momento o qual se vislumbra a paridade entre a tarifa praticada junto ao consumidor final e o kWh fotovoltaico não está tão distante e não ocorrerá uniformemente no Brasil. Nos três casos estudados, o tempo mínimo para a equiparação é de 12 anos e o tempo máximo é de 23 anos. Contudo a paridade poderá ocorrer antes de 12 anos para diversas localidades não consideradas nesse estudo. O trabalho também aborda a influência da carga tributária incidente na importação de componentes sobre o custo de geração fotovoltaico no Brasil e discute as diferentes formas de incentivo à disseminação dos SFCR.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos, Geração Distribuída, Mecanismos de Incentivo

## 1. INTRODUÇÃO

A expansão da oferta de energia elétrica tradicionalmente é pensada por meio da instalação de grandes usinas de geração, instaladas em regiões onde há disponibilidade de recursos energéticos. Essa forma de planejamento do setor elétrico resolveu e resolve os problemas de abastecimento elétrico. No entanto, como o tempo entre o início da construção de uma grande usina até a sua entrada em operação não é desprezível, é necessário realizar previsões precisas e antecipadas do momento certo de entrada da nova usina, tanto sobre o ponto de vista técnico como financeiro. Isso porque a entrada em operação de uma grande usina geradora representa também uma capacidade instalada adicional, inicialmente ociosa, prevista para abastecer o crescimento da demanda futura. Aliado a esses empreendimentos é necessária a construção de linhas de transmissão que permitam que a energia produzida possa ser levada aos centros de consumo. Adicionalmente, a instalação de grandes plantas geradoras está sempre associada a altos impactos ambientais, além de necessitarem de grandes esforços na reunião do montante financeiro necessário ao empreendimento, o qual, sendo de longo prazo, torna-se mais arriscado, o que aumenta seu custo de capital. Finalmente, a instalação de grandes usinas de geração elétrica está associada à grande disponibilidade do recurso (grandes quedas d'água, por exemplo) algo cada vez mais raro e caro de ser utilizado.

Assim, torna-se atrativo considerar a opção por acompanhar o crescimento da demanda nos centros urbanos, ou em seus setores residenciais, aumentando-se a oferta de eletricidade mediante a instalação de pequenos sistemas fotovoltaicos nos próprios locais de consumo. A Fig. 1(a) apresenta um esquema simplificado da forma tradicional de produção, transporte, distribuição e uso final da energia elétrica. Com o aumento da demanda nas cidades, projeta-se a construção e instalação de novas centrais geradoras (hidroelétricas, termelétricas, nucleares) e novas linhas de transmissão. A geração distribuída de energia considera uma forma alternativa de incrementar a oferta de eletricidade. Trata-se da instalação de sistemas fotovoltaicos, próximos do consumo e, muitas vezes, sobre áreas já ocupadas, com o intuito de postergar investimentos na instalação de novas grandes plantas de geração e suas respectivas linhas de transmissão, além de evitar os impactos ambientais que geralmente acompanham esses grandes empreendimentos, Fig. 1(b).

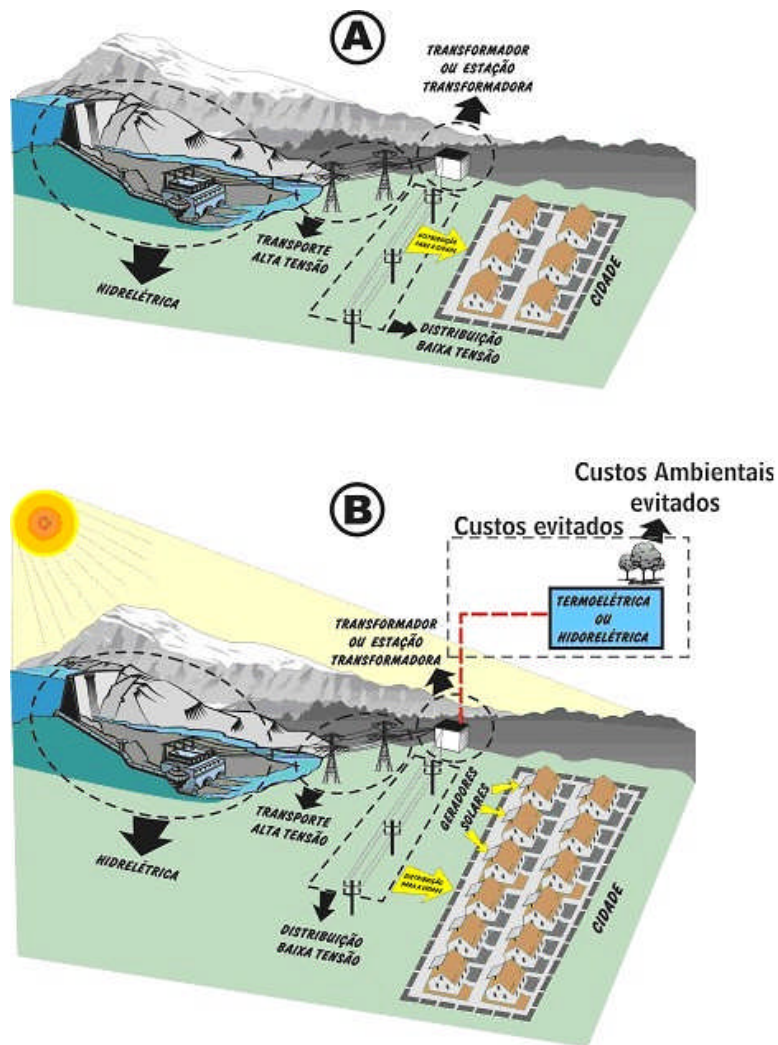


Figura 1(a) - Diagrama esquemático de um sistema elétrico incluindo a geração, transmissão e distribuição de eletricidade; (b) Diagrama esquemático de um sistema elétrico considerando a geração distribuída com sistemas fotovoltaicos.

Nos centros urbanos, a tecnologia fotovoltaica pode ser utilizada em áreas já ocupadas, como telhados de residências, coberturas de estacionamentos, coberturas de postos de gasolina, sobre edifícios públicos, para citar apenas alguns exemplos. As Figs. 2, 3 e 4 ilustram três dessas instalações.



Figura 2 - Sistema de 12 kW<sub>p</sub>, integrado na fachada do prédio da administração do IEE-USP.



Figura 3 - Sistema fotovoltaico integrado a um estacionamento do IEE-USP. Produção de eletricidade ao mesmo tempo em que fornece sombra aos carros.



Figura 4 - Sistema fotovoltaico integrado ao telhado do laboratório do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE).

Em função de suas características, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) são uma opção tecnicamente interessante para ser utilizada na geração distribuída de eletricidade. Como a geração ocorre no ponto de consumo o custo da geração poderia ser comparado com a tarifa elétrica adotado para o consumidor.

## **2. ASPECTOS ECONÔMICOS DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Para se verificar em que momento o custo do kWh fotovoltaico poderá ser equiparado ao custo do kWh comercializado pelas distribuidoras aos consumidores residenciais, foram construídos alguns cenários envolvendo as cidades de São Paulo, Salvador e Manaus e um sistema hipotético de 3 kWp.

A escolha das localidades foi pautada nas diferentes disponibilidades do recurso solar e na diversidade de tarifas praticadas pelas distribuidoras, nesses locais.

### **2.1 Custo do kWh fotovoltaico**

O custo ( $C$ ) do kWh fotogerado pode ser obtido a partir da razão entre o custo do ciclo de vida anualizado ( $ALCC$ ) e a energia anual ( $ECA$ ) entregue pelo sistema em corrente alternada, resultando na Eq. (1):

$$C = \frac{ALCC}{ECA} = \frac{FRC \times LCC}{ECA} \quad (1)$$

Os termos *FRC* e *LCC* representam, respectivamente, o fator de recuperação de capital e o custo do ciclo de vida do sistema. O primeiro é uma figura de mérito econômica que varia em função da taxa de desconto considerada. O *LCC* representa o total de investimentos realizados ao longo da vida útil do sistema, calculados ao valor presente, incluindo o investimento inicial na compra dos módulos, inversores e demais componentes e as substituições de inversores e outras peças que se fizerem necessárias.

De acordo com Lorenzo (2002), a energia *ECA* entregue pelo sistema pode ser calculada pela Eq. (2), em que *PN* representa a potência nominal do conjunto de módulos, *GEF* a irradiação global efetiva incidente numa superfície de inclinação ótima<sup>1</sup>, em kWh/m<sup>2</sup> e *G* a irradiância que determina a potência nominal dos módulos, 1000 W/m<sup>2</sup>.

$$EAC = PN \times \frac{GEF}{G} \times PR \times FS \quad (2)$$

Os parâmetros *PR* e *FS* correspondem, respectivamente, ao coeficiente de performance (*Performance Ratio*) e o fator de sombra. Nesse estudo foram considerados *PR* = 0,75 e *FS* = 1.

## 2.2 Composição do custo global do sistema

O sistema considerado é formado por 60 módulos de 50 Wp, montados em três arranjos de 20 módulos cada, necessitando, portanto, de três inversores de aproximadamente 1 kW. Nesse caso, não se deseja subdimensionar os inversores, como geralmente é feito em locais com baixa irradiação solar.

Para a composição da instalação foi considerada a compra internacional junto aos fabricantes. O preço FOB<sup>2</sup> unitário dos módulos (Kyocera) está avaliado US\$ 385,00 e dos inversores (SMA) em US\$ 1950,00. Ao valor FOB são somados os gastos com seguro e frete, os quais giram em torno de 10% do preço FOB. O resultado dessa soma é o preço CIF<sup>3</sup>, sobre o qual incidem os seguintes tributos e taxas, em cascata: Imposto de Importação (II), Imposto Sobre Produtos Industrializados (IPI), PIS + COFINS, taxas alfandegárias e Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). O PIS, o COFINS e o ICMS não são obtidos com a simples aplicação das respectivas alíquotas, sendo necessário, para o seu cálculo, de fórmulas específicas divulgadas pela União e pelos Estados<sup>4</sup>.

Para os módulos há isenção do IPI e do ICMS. As alíquotas e taxas incidentes sobre inversores e módulos são as mostradas na Tab. 1.

A Tab. 2 mostra o custo final de importação do sistema.

Tabela 1: Tributos e taxas incidentes na importação dos componentes do sistema

| Componente | II (%) | IPI (%) | PIS (%) | COFINS (%) | DESP. ALF.(%) | ICMS (%) |
|------------|--------|---------|---------|------------|---------------|----------|
| Módulos    | 18     | 0       | 1,65    | 7,6        | 10            | 0        |
| Inversores | 14     | 15      | 1,65    | 7,6        | 10            | 12       |

Tabela 2: Custo de importação do sistema<sup>5</sup>

| Custo Unitário (US\$)            |          | Custo Total (US\$) |           | Fabricante |
|----------------------------------|----------|--------------------|-----------|------------|
| Módulo                           | 547,40   | Módulo             | 32.844,00 | Kyocera    |
| Inversor                         | 3.521,69 | Inversor           | 10.565,07 | SMA        |
| CUSTO TOTAL DE IMPORTAÇÃO (US\$) |          |                    |           | 43.409,07  |

Ao custo de importação são somadas despesas com mão de obra, sustentação, fiação e quadros elétricos (em torno de US\$ 3030). Considerando-se também as trocas dos inversores a cada 10 anos, o LCC perfaz o total de US\$ 55.632,72.

1 Valores obtidos através do Software Radisol V. 2.1, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar do GESTE - UFRGS

2 FOB : Free on Board e representa o custo da mercadoria no porto de origem.

3 CIF : Coast Insurance Freight (Custo + Seguro + Frete).

4 [www.receita.gov.br](http://www.receita.gov.br) (Instrução Normativa SRF no. 572 de 22/11/2005)

5 O custo de importação corresponde ao valor da mercadoria no porto de origem, acrescido das taxas e tributos descritos na seção 2.2.

## 2.3 Custo do kWh fotovoltaico e tarifa praticada em São Paulo, Salvador e Manaus

A aplicação da Eq. (1) resultou nos custos de geração mostrados na última coluna das Tabs. 3 e 4. Foram utilizadas, respectivamente, taxas de desconto ( $r$ ) de 6% a.a. e 12 % a.a..

Tabela 3: Custo de Geração em São Paulo, Manaus e Salvador para  $r = 6\%$  a.a.

| LOCALIDADE | EAC (kWh) | $Y_F$ (kWh/kWp) | FC <sup>6</sup> | $I_{\text{inicial}}$ (US\$/Wp) | C (US\$/kWh) |
|------------|-----------|-----------------|-----------------|--------------------------------|--------------|
| São Paulo  | 3.228     | 1076            | 0,12            | 15,48                          | 1,35         |
| Manaus     | 3.995     | 1332            | 0,15            | 15,48                          | 1,09         |
| Salvador   | 4.248     | 1416            | 0,16            | 15,48                          | 1,02         |

Tabela 4: Custo de Geração em São Paulo, Manaus e Salvador para  $r = 12\%$  a.a.

| LOCALIDADE | EAC (kWh) | $Y_F$ (kWh/kWp) | FC   | I (US\$/Wp) | C (US\$/kWh) |
|------------|-----------|-----------------|------|-------------|--------------|
| São Paulo  | 3.228     | 1076            | 0,12 | 15,48       | 2,01         |
| Manaus     | 3.995     | 1332            | 0,15 | 15,48       | 1,63         |
| Salvador   | 4.248     | 1416            | 0,16 | 15,48       | 1,53         |

As tarifas praticadas pelas concessionárias das cidades estudadas estão expressas na Tab. 5. Foi considerada a tarifa residencial tipo B1, uma vez que o sistema fotovoltaico escolhido se enquadra na faixa de tensões entre 127 e 220 V e foi projetado para aplicações residenciais. Os valores discriminados correspondem à tarifa final ao consumidor residencial, já incluídos os valores do ICMS e do PIS/COFINS.

Tabela 5: Tarifas Residenciais (classe B1) praticadas em São Paulo, Salvador e Manaus

| LOCALIDADE | Concessionária | Tarifa (US\$) |
|------------|----------------|---------------|
| São Paulo  | Eletropaulo    | 0,21          |
| Salvador   | Coelba         | 0,30          |
| Manaus     | Manaus Energia | 0,25          |

## 2.4 Paridade entre o custo do kWh fotovoltaico e da tarifa ao consumidor final

Com base na tarifa praticada nas três regiões e estimando-se uma taxa anual de reajuste, pode-se plotar a curva do valor tarifário esperado para os próximos 25 anos. Da mesma forma, estimando-se uma taxa de queda no custo do kWh fotovoltaico, pode-se delinear o comportamento desse custo no mesmo período.

Como taxa de incremento do preço da tarifa foi considerado o valor de 5% a.a. Esse valor condiz com a inflação média anual observada nos últimos anos. Para amortização do custo de instalação do sistema, foi utilizado um redutor de 5% a. a. Aplicando-se essa taxa, em uma década, US\$ 1,00 de hoje valerá US\$ 0,61, ou seja, será observada uma redução de 39%. O estudo descrito em IEA (2007) mostra que entre 1996 e 2006 o custo dos sistemas de alguns mercados-chaves sofreu uma redução superior a 40%, o que denota ser factível a premissa adotada para o redutor.

As Figs. 1 a 6 explicitam os resultados obtidos.

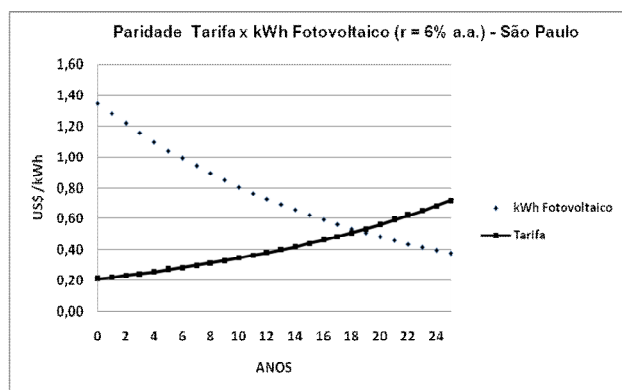


Figura 1 - Paridade kWh x tarifa ( $r = 6\%$  a) - São Paulo

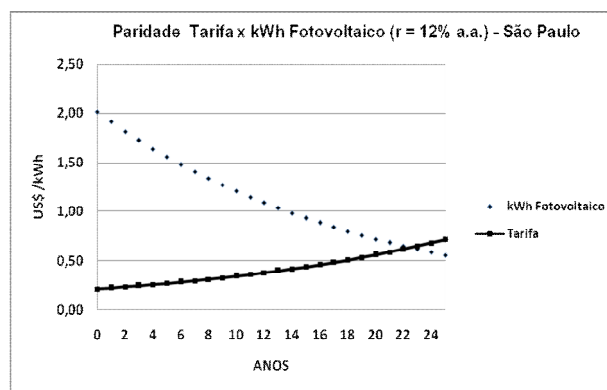


Figura 2 - Paridade kWh x tarifa ( $r = 12\%$  a) - São Paulo

<sup>6</sup> FC: Fator de capacidade

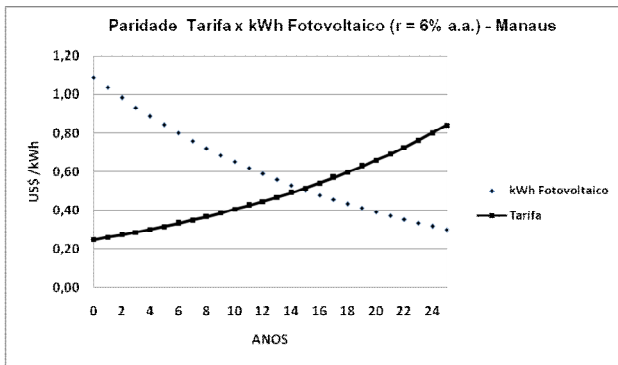


Figura 3 - Paridade kWh x tarifa (r = 6% a) - Manaus

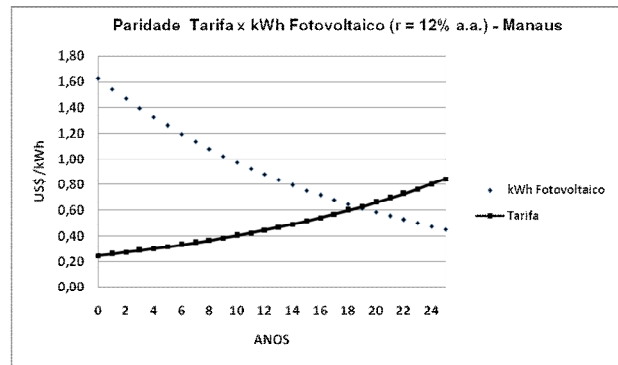


Figura 4 - Paridade kWh x tarifa (r = 12% a) - Manaus

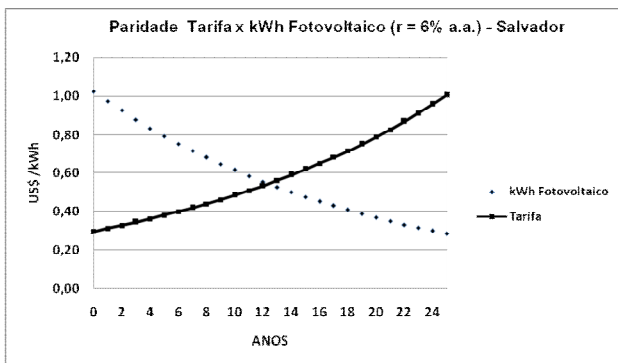


Figura 5 - Paridade kWh x tarifa (r = 6% a) - Salvador

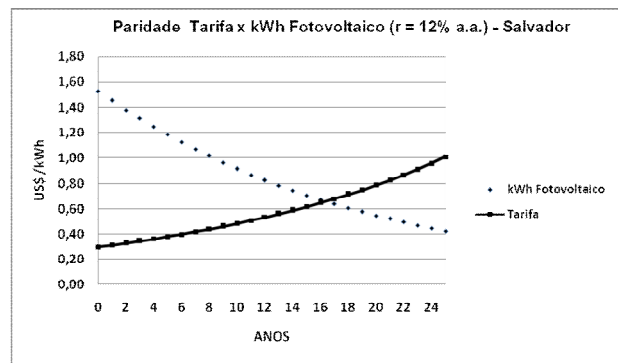


Figura 6 - Paridade kWh x tarifa (r = 12% a) - Salvador

Os resultados demonstram que a localidade mais favorável à paridade é Salvador. Naquela cidade há uma maior disponibilidade do recurso solar e, por outro lado, a maior tarifa. São Paulo, por sua vez, é a localidade menos favorável à ocorrência da paridade, já que é a cidade que conta com menos recurso solar das três selecionadas e também a cidade com a menor tarifa praticada.

### 3. CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA – PONTO DE CONEXÃO

Nota-se que a questão econômica é o elemento chave para a implantação de programas que disseminem o uso de SFCRs. Esse aspecto faz com que as configurações desses sistemas não dependam apenas de questões puramente técnicas, mas também das políticas de incentivos a eles associadas. Pode-se considerar, para fins de análise dos fluxos de potência, que os elementos básicos que compõem um SFCR são:

- Gerador fotovoltaico: responsável pela transformação da energia do Sol em energia elétrica CC;
- Quadros de proteção: podem conter alarme ou não, além de disjuntores, fusíveis e outras proteções;
- Inversor: transforma a corrente contínua (CC) produzida pelo gerador fotovoltaico em corrente alternada (CA);
- Contadores ou medidores de energia: medem a energia produzida e consumida;
- Rede elétrica: meio físico pela qual a potência elétrica flui.

Com base nesses elementos básicos, várias são as possibilidades ou configurações que podem ser implementadas para que uma instalação fotovoltaica seja efetivamente conectada à rede elétrica de baixa tensão. Essas configurações são muitas vezes definidas de acordo com a existência ou não de regulamentações e incentivos. A seguir, são abordadas algumas configurações que possibilitam um melhor entendimento da importância desses aspectos no desenvolvimento da aplicação fotovoltaica.

Nos SFCRs, o fornecimento de energia à rede elétrica (ponto de conexão) pode ser realizado através de um medidor que registra o fluxo de potência em ambos os sentidos (*net-metering*). De acordo com a abordagem realizada por Cervantes (2002), esta forma de tarifação permite ao consumidor compensar seu consumo de eletricidade com a sua geração própria num período determinado (geralmente um ano), sem levar em consideração o período de consumo ou geração de energia. A Fig. 7 mostra um diagrama esquemático dessa configuração, onde o medidor 1 permite que o proprietário da instalação monitore o quanto de energia está fluindo para a rede, enquanto o medidor 2 faz o balanço entre o que flui da edificação para a rede elétrica e da rede para a edificação, permitindo dessa forma que a energia excedente produzida pelo SFCR seja descontada.

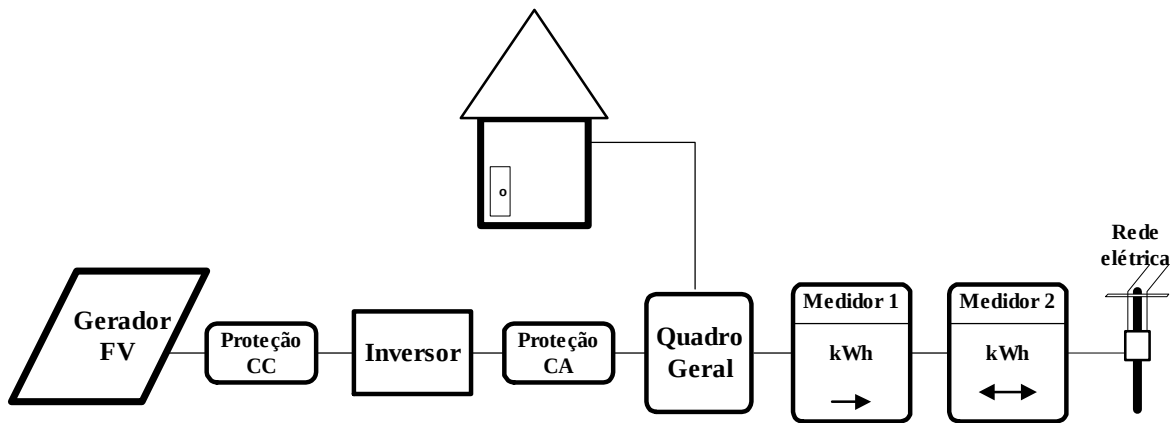


Figura 7 - Configuração de um SFCR em localidades sem incentivos.

Essa configuração torna-se interessante para localidades onde não há nenhum incentivo a esse tipo de geração de energia, como é o caso brasileiro, e o único retorno é a redução do consumo interno da edificação onde o mesmo está instalado. Por outro lado, em locais onde há demanda social a favor da energia fotovoltaica, torna-se propício o estabelecimento de normativas que valorem a eletricidade fotogerada, tal como acontece na Espanha com o Real Decreto 2818 (1998), posteriormente revisado em 2004, onde a retribuição obtida pelos produtores com a transferência de energia elétrica à rede dá-se através de uma premiação estipulada de acordo com a potência instalada. A configuração adotada na Espanha é representada na Fig. 8.

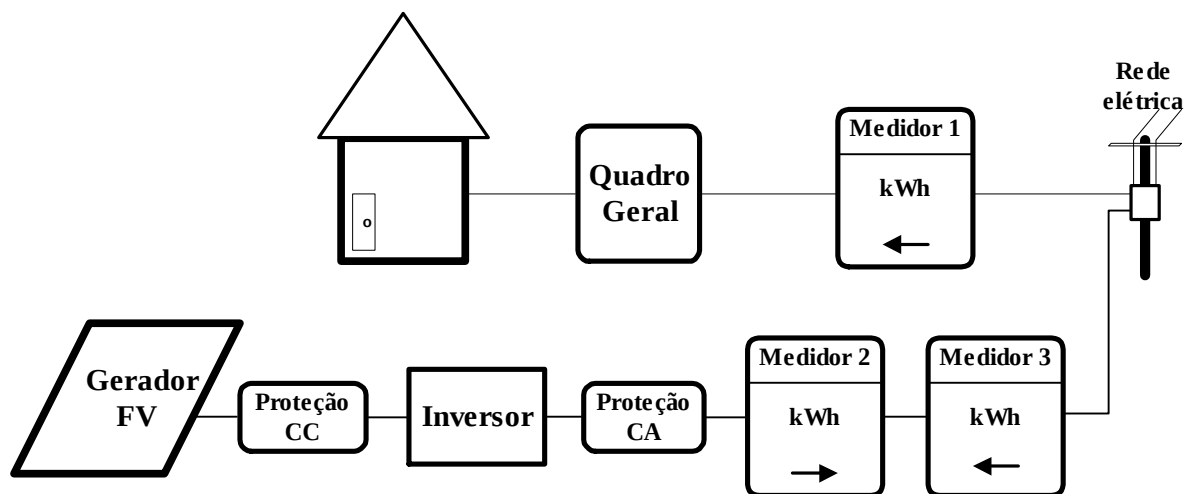


Figura 8 - Configuração de um SFCR em localidades da Espanha.

Na configuração acima, o medidor 2 mede a energia produzida (que neste caso corresponde à energia que é enviada à rede elétrica), para que possa ser faturada à companhia nos preços autorizados, enquanto que um contador secundário, medidor 3, mede os pequenos consumos dos equipamentos que constituem o SFCR para descontá-los da energia produzida. O medidor 1 mede o consumo da edificação tarifada conforme valor específico.

Nota-se que o faturamento da energia gerada por um SFCR pode ser efetuado de várias formas, implicando em diferentes pontos e formas de conexão. Essas questões podem ser melhor ilustradas com base em exemplos representativos. Supondo-se que em uma determinada região os SFCRs tenham obrigatoriamente que ser conectados no quadro geral da edificação e que somente o excedente que é fornecido à rede elétrica seja beneficiado com incentivos. Nessa situação, a configuração da Fig. 9 pode ser utilizada como padrão.

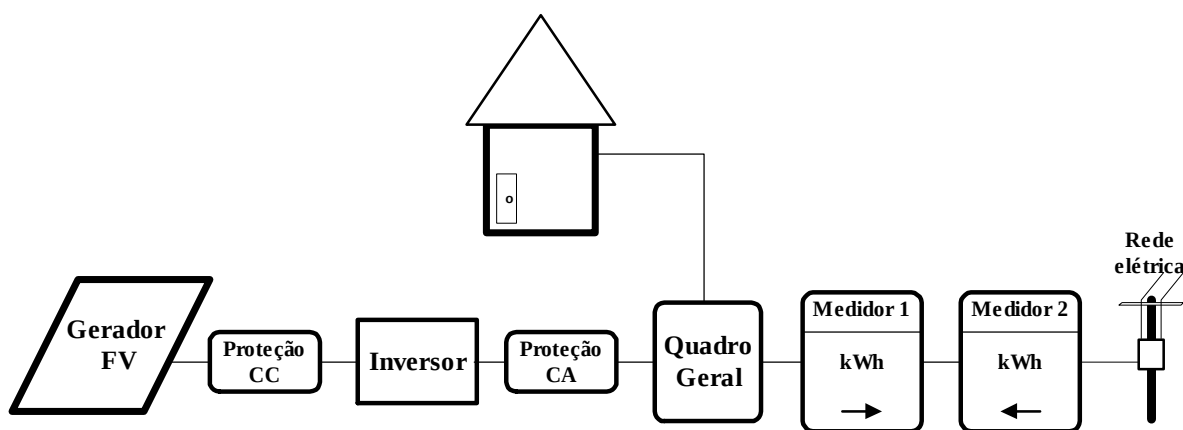


Figura 9 - Configuração de um SFCR em localidades onde a conexão é feita obrigatoriamente no quadro geral da edificação e somente o excedente é beneficiado com incentivo.

Por outro lado, se toda a energia produzida pelo SFCR, instalado na região mencionada no parágrafo anterior, for beneficiada com incentivos, independentemente do ponto de conexão, permitindo também que o excedente seja descontado no consumo final, a configuração da Fig. 10 torna-se a mais interessante.

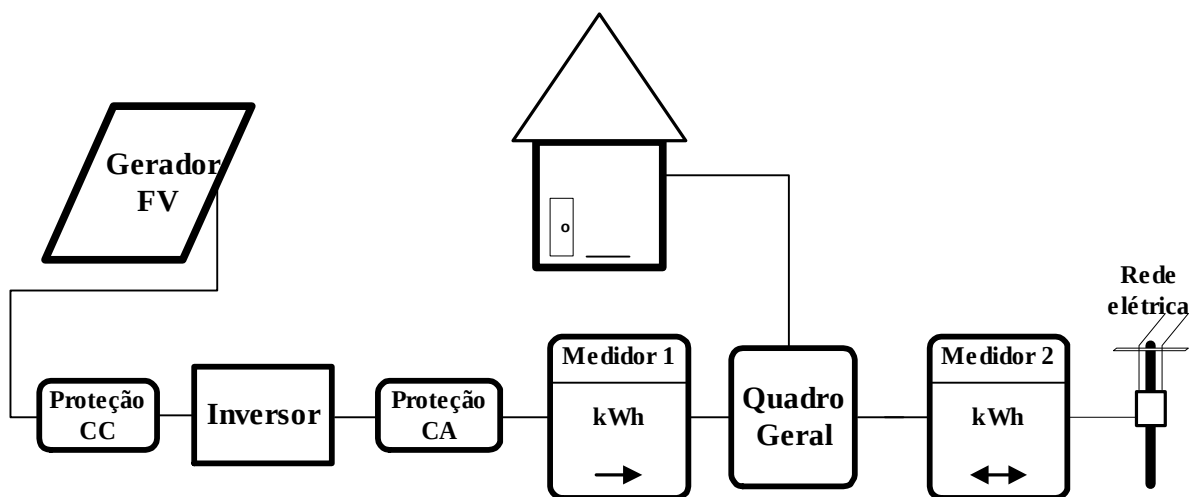


Figura 10 - Configuração de SFCR em localidades onde toda a energia gerada é beneficiada com incentivos, independente do ponto de conexão.

Através das duas últimas análises, é possível observar alguns aspectos interessantes. Na primeira situação (figura 9), o benefício dado pelo excedente provavelmente levaria o proprietário ou responsável da edificação ao qual o SFCR está instalado, a reduzir o seu consumo para vender mais excedente à rede elétrica, beneficiando-se duplamente. Isso se torna ainda mais provável de acontecer quando se trata de sistemas residenciais, nos quais há maior facilidade em administrar a carga. Na segunda situação (Fig. 10), além da redução das perdas (carga localizada no ponto de conexão), essa configuração permite também a redução do consumo pelo sistema *Net-Metering*, permitindo ao proprietário administrar o seu consumo, beneficiando-se também desse aspecto.

No caso específico do Brasil, onde a situação atual em termos de incentivos e regulamentação relacionados a essa aplicação é desfavorável, as configurações apresentadas nas Figs. 7 e 10 tornam-se as mais apropriadas para disseminação desses sistemas.

É importante destacar que, as curvas de carga resultantes variam de acordo com a característica de uso e hábito das unidades consumidoras e do ponto de conexão do SFCR. Assim, as unidades consumidoras, sejam elas residenciais, industriais, comerciais, entre outras, que agora podem se tornar produtores de eletricidade apresentam efeitos combinados no sistema elétrico que precisam ser estudados. A Fig. 11 mostra um exemplo prático da redução do consumo de eletricidade em uma edificação pública, onde o ponto de conexão se encontra internamente no quadro geral da edificação (Fig. 10).

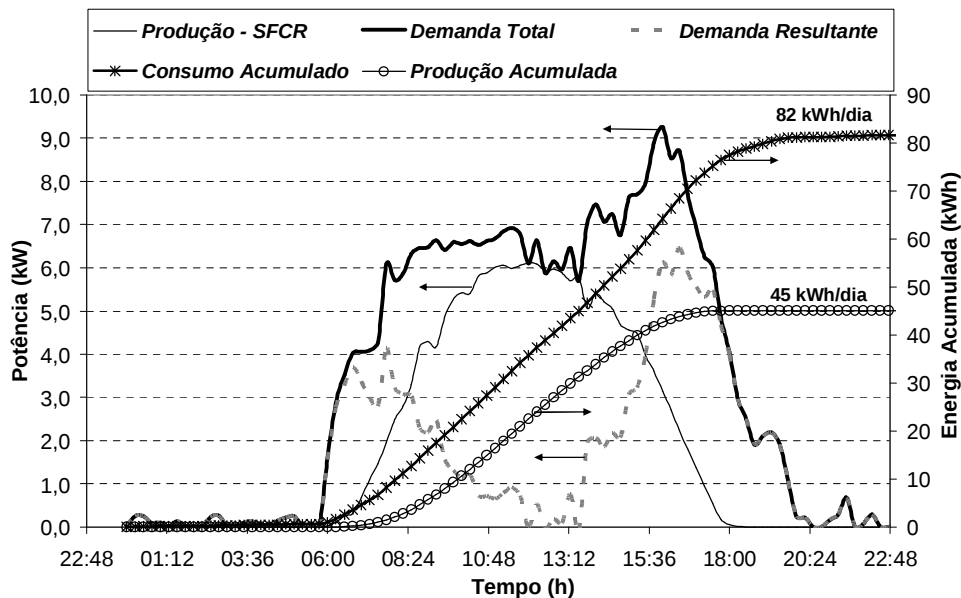


Figura 11 – Influência da produção eletricidade por um SFCR na curva de carga de uma dada edificação.

Da Fig. 11 observam-se também aspectos interessantes em termos de casamento entre a demanda e a produção no próprio ponto de consumo. Isso tem um significado importante, pois, como pode ser observado, alterações significativas na demanda poderão implicar em perdas de receita significativas por parte da concessionária e até mesmo em alterações dos parâmetros de operação da rede elétrica local.

## 5. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Existe um amplo espectro de possibilidades e diferentes tentativas de se incentivar a disseminação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, instalados em edificações residenciais, comerciais e/ou públicas. No conjunto dos mecanismos já implementados, não há diferença significativa entre as normas técnicas estabelecidas. As principais diferenças encontram-se na especificação de onde sairá o dinheiro para o incentivo, quanto será e de que forma se fará o pagamento.

Considerando-se os sistemas fotovoltaicos adquiridos por proprietários ou responsáveis por edificações comerciais, residenciais ou públicas, de uma forma geral, podemos separar os incentivos existentes em três. Dois tipos básicos e um terceiro que representa uma mistura dos dois primeiros: o incentivo à potência instalada e o incentivo à energia gerada e o incentivo misto. O critério de classificação escolhido considera duas formas de repasse do volume financeiro reunido para o incentivo. Por um lado, utiliza-se o recurso para pagar toda a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos de forma antecipada e à vista; por outro, escolhe-se remunerar o investimento ao longo do tempo, de forma parcelada, conforme a energia produzida é colocada à disposição das distribuidoras.

O incentivo à potência instalada cobre parte ou todo o investimento inicial da instalação – aquisição e instalação dos equipamentos. Ao pagar apenas parte do custo do sistema, dentro do ponto de vista do cliente-proprietário, o custo da energia gerada pelo seu sistema fotovoltaico pode ser igual ou menor do que a energia convencional. Se for considerado um contexto no qual os custos da energia convencional tendem a crescer, tornando-se cada vez maiores que o custo da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, crescem também as vantagens para usuário, pois este, ou estará consumindo a energia que produziu, ou estará “trocando-a” com a energia fornecida pela rede (que, segundo essa hipótese, é mais cara do que a produzida por ele).

O incentivo à energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos caracteriza-se pelo pagamento, com valores incentivados, da energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos, ou seja, valores que no mínimo remunerem o investimento inicial na compra e instalação do sistema. Dessa forma, o proprietário da edificação e do sistema fotovoltaico seria um tipo especial de produtor independente de energia, já que realizará um determinado investimento numa atividade produtiva com o objetivo de receber uma remuneração por sua produção. Portanto, nesse caso, o cliente-proprietário estará se apropriando de uma renda financeira ao vender sua produção energética.

Uma das dificuldades enfrentadas por esse tipo de incentivo é o alto risco financeiro associado à falta de confiabilidade na estabilidade econômica por períodos de dezenas de anos. Isso porque o alto investimento inicial será remunerado apenas em longo prazo, tipicamente entre 20 e 25 anos. No entanto, há formas de contornar esse problema, sobre-remunerando a energia gerada por um tempo determinado ou deixando que a concessionária assuma o risco do longo prazo, “comprando” à vista toda a produção energética de um determinado período futuro do sistema.

Além dessa dificuldade, essa forma de mecanismo de incentivo pressupõe a organização prévia do setor elétrico, para que este seja capaz de gerenciar e organizar essa nova estrutura produtiva, que deverá coexistir com as formas tradicionais de gerenciamento do setor elétrico. Essa nova organização refere-se, principalmente, à criação de setores responsáveis por tarefas como cadastrar as novas pequenas unidades geradoras; fiscalizar o cumprimento das normas técnicas de segurança e produtividades mínimas; monitorar a operação dos sistemas; contabilizar a eletricidade gerada por cada sistema; remunerar os diversos clientes-proprietário pela energia que seus sistemas produziram e incluir a energia proveniente dos sistemas fotovoltaicos no planejamento elétrico do setor, contribuindo com o gerenciamento da oferta de energia proveniente das diferentes fontes disponíveis.

Outra forma de superar a barreira econômica e a adoção de incentivos mistos, criados para remunerar, de forma incentivada, a energia produzida pelos sistemas e todo ou parte do investimento inicial necessário para a compra e instalação do sistema. Nesse sentido, procura-se organizar as vantagens encontradas em cada tipo de incentivo, de forma a minimizar as dificuldades encontradas por cada um deles. Assim, os altos investimentos iniciais ficam amortizados pelo incentivo à potência instalada e o longo período de retorno do investimento diminui em função da remuneração incentivada à energia produzida pelos sistemas.

A partir da avaliação econômica constata-se que o momento o qual se vislumbra a paridade entre a tarifa praticada junto ao consumidor final e o kWh fotovoltaico está próximo e não ocorrerá uniformemente em todo o Brasil, pois a equiparação dos valores depende de fatores regionais, como a disponibilidade de fontes convencionais de energia, políticas tarifárias e disponibilidade do recurso solar. O tempo mínimo para a equiparação é de 12 anos e o tempo máximo é de 23 anos, confirmadas as premissas fixadas no estudo. Contudo a paridade poderá ocorrer antes de 12 anos para diversas localidades não consideradas nesse estudo, pois a maior tarifa considerada (COELBA) é inferior à tarifa cobrada por 20 concessionárias<sup>7</sup>. Merece mencionar que a paridade, considerando apenas o preço FOB, 10,73 US\$/Wp para a instalação de um SFCR no país, em Salvador a equiparação ocorrerá em 8 anos e em São Paulo em 14 anos.

Diante desse cenário, que inclusive poderá demonstrar-se mais favorável, é imperativo o estabelecimento de uma regulamentação específica, facultando-se aos consumidores residenciais, no momento em que houver a paridade, comprar a energia das concessionárias ou produzir a própria energia através da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Essas questões podem ser utilizadas como ponto de partida para futuras discussões sobre as questões regulatórias que envolvem a aplicação de SFCRs no Brasil. De acordo com a estratégia de incentivo utilizada, diferentes pontos de conexão poderão ser utilizados podendo influenciar, também, na demanda da edificação.

## REFERÊNCIAS

- Cervantes, R. Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Campinas, 2002. Dissertação (Mestrado) – Comissão de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas.
- Lorenzo, E. 2002. La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: el mito del 1300 y “el cascabel del gato”, Era Solar, n. 107, pp. 22-28.
- MINISTERIO DE ECONOMÍA. REAL DECRETO 436-2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Espanha - Boletín Oficial Del Estado BOE N 0 75, 2004.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006. Switzerland - Photovoltaic Power Systems Programme, 2007.

**Abstract.** *The main objective of this work is to contribute to the parity tariff discussion among the energy supplied by the conventional electric system and the energy supplied by Photovoltaic Grid Connected System (PVGCS). In this way some scenery were created that allow, from an economic evaluation, to verify when the parity between the tariff applied to end user and the photovoltaic kWh will be reached in Brazil. For the three studied cases, the minimum time for the sameness is 12 years and the maximum time is 23 years. However the parity could happen before 12 years for several places not considered in this analysis. The work also approaches the influence of the import tributary load applied to photovoltaic modules and inverters on the kWh cost in Brazil and discusses the different incentive forms for Photovoltaic Grid Connected System diffusion.*

**Key words:** Photovoltaic Systems, Distributed Power Systems

---

<sup>7</sup> Fonte: Aneel (Maio de 2008).