

## Regulamentação da Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica na Área Rural Utilizando Energia Solar Fotovoltaica

J. Correia, O. S. Pereira, P. Fontoura e E. Silva – UNIFACS

E-mail: [eduardo.brito@unifacs.br](mailto:eduardo.brito@unifacs.br)

**Palavras-chave** - Eletrificação Rural, Energia Renovável, Energia Solar, Fotovoltaica, Qualidade de Energia.

**Resumo** - A energia solar fotovoltaica é comprovadamente uma boa solução para eletrificar áreas isoladas da rede elétrica. No Brasil, é esperado para os próximos anos um grande crescimento no uso desta tecnologia para as regiões rurais, sobretudo do nordeste do país. No entanto, existe a necessidade da criação de regulamentos que tratem da qualidade e condições gerais de fornecimento para os consumidores atendidos com sistemas fotovoltaicos, considerando que isto já acontece para os consumidores atendidos com a rede convencional, e que existem diferenças técnicas relevantes nestas duas tecnologias. Este estudo teve o objetivo de propor metodologia de avaliação da qualidade da energia elétrica fornecida com sistemas de geração independentes a partir da energia solar.

### 1. INTRODUÇÃO

A universalização do serviço de energia elétrica nos países em desenvolvimento é um desafio que se coloca para o século 21.

O Brasil, pela sua extensa dimensão territorial (cerca de 8.5 milhões de Km<sup>2</sup>) e a escassez de recursos para investimento no setor elétrico ao longo das últimas décadas, encontra-se hoje com baixos índices de eletrificação rural em algumas regiões, como pode ser visto a seguir:

TABELA I  
PROPRIEDADES RURAIS ELETRIFICADAS POR REGIÃO DO BRASIL

Região	Propriedades	Propriedades Eletrificadas	% de eletrificação
Norte	661.176	13.731	2,08
Nordeste	3.157.980	419.855	13,30
Centro-oeste	276.901	127.651	46,10
Sudeste	1.120.578	651.840	58,20
Sul	1.346.945	939.161	71,20
Brasil	6.563.580	2.152.268	32,79

Fonte: Censo Agropecuário 1995 [1]

Para reverter este quadro, o Governo, juntamente com a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica e o Congresso Nacional adotaram as seguintes iniciativas:

- 2000 – Programa Luz no Campo – Objetiva eletrificar 1 milhão de domicílios rurais, com custo estimado de R\$ 2,5 bilhões (US\$ 1 bilhão) [2].
- 2000 – A ANEEL colocou em audiência pública a Minuta de Resolução, que prevê a obrigatoriedade das concessionárias eletrificarem em cinco anos toda sua área de concessão [3].
- 2002 – Entrou em vigor a Lei 10.438, em 26 de abril, que entre outras medidas estabelece a obrigatoriedade por parte das concessionárias em eletrificar completamente sua área de concessão, num prazo máximo ainda a ser definido pelo órgão regulador (ANEEL) [4].

Portanto, considerando estas iniciativas, tudo leva a crer que a eletrificação das áreas rurais do país será crescente nos próximos anos. Não há dúvidas, no entanto, de que caso isto ocorra, uma parcela da energia fornecida às novas unidades consumidoras deverá ser de origem fotovoltaica. Esta tecnologia muitas vezes é a mais adequada do ponto de vista técnico e econômico, em comparação com outras como geradores a diesel, geradores eólicos, ou a própria extensão da rede, levando em conta características geográficas e perfis de consumo.

O fator decisivo para o sucesso no uso de sistemas fotovoltaicos para atender a população que hoje se encontra sem energia é a definição do modelo de gestão sustentável, que garanta a qualidade no fornecimento de energia elétrica a níveis iguais ou superiores aos conseguidos pela interconexão via rede.

Por outro lado, os avanços na regulação apontam para mudanças no mercado, que atualmente é cativo das concessionárias, mas poderá vir a ser atendido por permissionárias, cooperativas de eletrificação rural ou outros agentes que venham a ser criados.

Este trabalho objetiva sugerir alternativas para regulamentação da qualidade de fornecimento de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos. Para tanto foi realizado um estudo de caso, comparando taxas de falhas de sistemas fotovoltaicos instalados na zona rural do Estado da Bahia, com os índices de desempenho da rede convencional existente na mesma região.

### 2. METODOLOGIA

Tomou-se como base uma pesquisa junto a APAEB [5], uma associação de produtores rurais no Estado da Bahia.

Tal organização vem financiando aos seus cooperados a compra de sistemas fotovoltaicos de energia solar. Os sistemas vêm sendo instalados e mantidos pela APAEB desde 1995 e consistem basicamente dos equipamentos abaixo relacionados.

- 1 módulo fotovoltaico de 64 watts pico;
- 1 bateria de 150 Ah;
- 1 controlador de carga de 6,0 A;
- Materiais complementares para a instalação (fios, suportes, lâmpadas, etc.).

A APAEB registra as falhas ocorridas, com data de defeito e retorno ao funcionamento, bem como soluções adotadas. Isto é feito em formulários específicos, que são posteriormente arquivados. Com base nos formulários disponíveis, transferimos as informações para planilhas eletrônicas e pudemos inferir sobre o comportamento dos sistemas fotovoltaicos ao longo dos primeiros anos de sua vida útil.

A base de dados analisada compreende o período entre 09 de maio de 1997, data do primeiro registro de falha, a 22 de julho de 2000, totalizando 1.153 dias.

Fazem parte do cadastro 212 sistemas. Destes, 158 foram instalados após o dia 09 de maio de 1997, data em que se iniciou o registro das manutenções. Para estes 158 sistemas há um histórico técnico completo até julho de 2000.

Em seguida, se comparou o valor médio de falhas, obtido para os sistemas fotovoltaicos com os índices de defeitos registrados na rede convencional pela concessionária de energia elétrica para a mesma região de atuação da APAEB.

### 3. RESULTADOS

A melhor maneira para se definir qual a taxa de falhas de sistemas fotovoltaicos é analisar seu comportamento ao longo de toda sua vida útil. Quanto maior o volume de dados analisados maior será a precisão das estimativas realizadas. No caso específico que foi estudado, observa-se que apesar da base de dados ainda ser pequena para análises precisas, algumas inferências importantes podem ser feitas.

Os sistemas analisados foram divididos em 6 grupos, de acordo com seu ano de instalação. Este procedimento foi necessário para compatibilizar os dados a serem estudados, já que não seria correto comparar um sistema com cinco anos de uso com sistemas recentemente instalados, como pode ser visto na tabela II a seguir.

TABELA II  
QUANTIDADE DE SISTEMAS INSTALADOS POR ANO

Grupo	Descrição da Amostra	Quantidade	Sem Defeito
1	Sistemas instalados em 1995	4	-
2	Sistemas instalados em 1996	29	11
3	Sistemas instalados em 1997	69	18
4	Sistemas instalados em 1998	81	32
5	Sistemas instalados em 1999	29	16
6	Sistemas instalados em 2000	-	-

Fonte: Winrock International

Efetou-se então um levantamento das falhas ocorridas em cada grupo, como resumido na tabela III.

TABELA III  
FALHAS OCORRIDAS NOS SISTEMAS

Ano	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Total
1995	ND	-	-	-	-	-	ND
1996	ND	ND	-	-	-	-	ND
1997	4	9	11	-	-	-	24
1998	9	18	70	49	-	-	146
1999	3	12	46	53	9	-	123
2000	2	9	28	44	18	-	101
Total	18	48	155	146	27	-	394

Fonte: Winrock International  
ND = não disponível

No grupo 1, como existem apenas 4 sistemas, número muito pequeno para uma análise adequada, os dados foram desconsiderados para fins de levantamento estatístico e para o cálculo da taxa de falhas.

Com base nos dados das tabelas II e III obteve-se a taxa de falha anual para cada grupo dividindo-se a quantidade de falhas a cada ano pela quantidade de sistemas de cada grupo.

Os valores encontrados estão demonstrados na tabela IV.

TABELA IV  
TAXA DE FALHAS DOS SISTEMAS

Ano	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Média
1995	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-
1997	1,00	0,31	0,16	-	-	-	0,23
1998	2,25	0,62	1,01	0,60	-	-	0,75
1999	0,75	0,41	0,67	0,65	0,31	-	0,51
2000	0,50	0,31	0,41	0,54	0,62	-	0,47
Média	1,13	0,41	0,56	0,60	0,47	-	0,51

Observa-se que a taxa média anual de falhas nos sistemas foi de 0,51, ou seja, os sistemas apresentam em média uma falha a cada dois anos. Vale lembrar que não foram incluídas nesta taxa a troca das baterias, que ocorre em média a cada quatro anos.

O resumo dos tipos de defeitos encontrados nos últimos anos podem ser visualizados na Fig. 1.

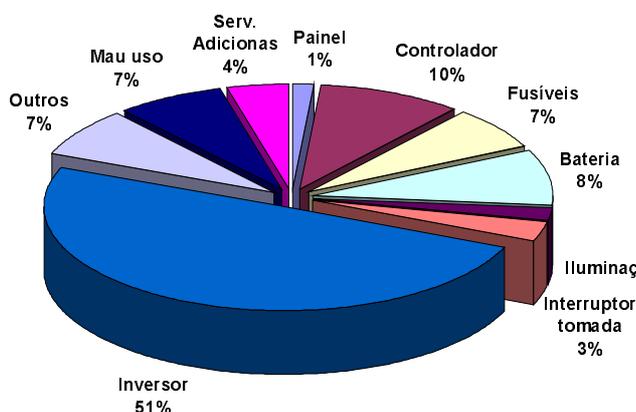


Fig. 1. Distribuição dos tipos de falhas.

Os valores de DEC – Duração Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora e FEC - Frequência Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora referentes ao ano de 2000 para as localidades onde a APAEB tem atuação estão na tabela V.

TABELA V  
ÍNDICES DE QUALIDADE REGISTRADOS PELA CONCESSIONÁRIA NAS MESMAS LOCALIDADES DE ATUAÇÃO DA APAEB

Localidade	DEC	FEC
Araci	45,4	17,7
Campo Formoso	24,9	7,9
Cansanção	37,6	23,3
Conceição Do Coité	58,6	21,9
Itiúba	31,4	15,6
Monte Santo	31,1	14,6
Nordestina	37,6	23,3
Pintadas	68,3	14,5
Queimadas	37,1	11,1
Retirolândia	44,0	8,6
Santa Luz	36,7	10,6
São Domingos	15,8	9,3
Serrinha	38,0	20,4
Valente	40,8	7,9

Fonte: Coelba

#### 4. ANÁLISE DOS DADOS

Como vimos, a frequência de falhas nos sistemas fotovoltaicos é significativamente menor que no sistema convencional. Os sistemas administrados pela APAEB falharam em média 1 vez a cada dois anos, enquanto que a frequência média anual de interrupções no sistema da concessionária local variou de 7,9 a 23,3.

Apesar da baixa frequência de interrupções, a duração do defeito nos sistemas fotovoltaicos deixou a desejar. A média de dias de duração das falhas foi de 7,7 (185 horas). Já a duração média anual das interrupções no sistema da concessionária variou entre 15,8 a 68,3 horas. Portanto, os dados permitem inferir que, apesar da frequência anual de falhas (interrupções) nos sistemas fotovoltaicos ser bem menor do que no sistema da concessionária, a duração média destas interrupções são maiores.

Isto pode ser explicado pelo fato destes sistemas, apesar de terem uma tecnologia confiável, estarem localizados em áreas remotas, o que dificulta o deslocamento para manutenção e a própria notificação de que ocorreu uma falha.

Outra constatação importante nos arquivos da APAEB é que o resultado foi influenciado pela demora, às vezes de meses, para reposição de peças sobressalentes danificadas.

#### 5. PROPOSTA PARA REGULAMENTAÇÕES

A regulamentação da qualidade do fornecimento de energia elétrica, no que se refere à continuidade (duração e frequência das interrupções) está definida na Resolução Nº 024/2000 – ANEEL [6], que “estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras”.

Na resolução foram definidos alguns indicadores de qualidade:

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - “intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica”.

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - “numero de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado”.

São dados pelas seguintes fórmulas:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{C_c} \quad (1)$$

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{C_c} \quad (2)$$

Onde,

$Ca(i)$  = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;

$t(i)$  = Duração de cada evento (i), no período de apuração;

(i) = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras,

k = Número máximo de eventos no período considerado;

$Cc$  = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

O DEC deve ser expresso em horas e centésimos de horas e o FEC deve ser expresso em número de interrupção e centésimos do número de interrupções.

Entretanto, a Resolução se restringe, implicitamente, às unidades consumidoras atendidas pela rede convencional, já que, diversas definições e determinações da mesma não são aplicáveis a sistemas não interligados de distribuição, como os sistemas fotovoltaicos.

Portanto, face a perspectiva de incremento do uso de sistemas fotovoltaicos para atendimento a domicílios rurais, existe a necessidade premente de se definir uma regulamentação específica sobre a qualidade de fornecimento de energia, que leve em conta as características que envolvem a utilização destes sistemas. Sendo assim, deve ser assegurada a qualidade da energia elétrica (continuidade), nos casos onde o serviço venha a ser prestado a partir de sistemas independentes de geração de energia, devendo também para estes casos, existirem índices e níveis mínimos de qualidade para o atendimento preestabelecidos.

Foram criados também indicadores individuais de qualidade de fornecimento, que se aplicam a uma unidade consumidora ou a um domicílio isoladamente. Este é o indicador mais apropriado para definir a qualidade no caso dos sistemas fotovoltaicos, já que estes atendem um único domicílio.

DIC – Duração de Interrupção Individual por Consumidor - *“intervalo de tempo em que, no período de observação, em cada unidade consumidora, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica”*.

FIC – Frequência de Interrupção Individual por Consumidor - *“numero de interrupções ocorridas, por período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado”*.

São dados pelas seguintes fórmulas:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3)$$

$$FIC = n \quad (4)$$

Onde,

i = Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n;

$t(i)$  = Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

O DIC deve ser expresso em horas e centésimos de horas e o FIC deve ser expresso em número de interrupção e centésimos do número de interrupções.

A duração das interrupções para sistemas fotovoltaicos deve ser medida em dias e não em horas, como é assim definido na Resolução 024. Devido a característica de entrega de energia não firme dos sistemas, não faz sentido medir o número de horas sem energia. Além disto não existem mecanismos para que as possíveis falhas sejam registradas com esta precisão. Deve-se portanto medir o número de dias nos quais os consumidores não dispõem do serviço que têm direito.

Mesmo usando este critério, o registro das falhas constitui um grande problema na implementação dos índices de qualidade. Geralmente as unidades consumidoras atendidas por sistemas fotovoltaicos ficam em locais remotos e muitas vezes sem comunicação em grande raio de distância. De qualquer maneira, deve ser implantada pela concessionária uma metodologia para registro e prevenção de falhas.

Os sistemas fotovoltaicos são independentes e cada evento (interrupção) atinge somente uma unidade consumidora, portanto sempre  $Ca(i) = 1$ . Assim, o DEC e o FEC ficariam melhores definidos como:

$$FEC = \frac{k}{Cc} \quad (5)$$

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k t(i)}{Cc} \quad (6)$$

Onde,

$t(i)$  = Duração de cada evento (i), no período de apuração;

k = Número máximo de eventos no período considerado;

$Cc$  = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

Portanto a base de dados coletada pela concessionária será justamente o DIC e FIC, já que todos os registros deverão ser individuais.

## 6. CONCLUSÃO

A norma de qualidade para fornecimento de energia elétrica no Brasil já está consolidada e até popularizada, a partir do início recente da publicação nas faturas de energia, dos tradicionais indicadores DEC, FEC, DIC e FIC. Isto por si só justifica que se adote para a

normatização da qualidade de fornecimento de energia com sistemas fotovoltaicos estes mesmos indicadores.

A regulamentação estabelece, em função das características da região (município, localidade, etc.) a ser atendida, níveis de qualidade que devem ser atingidos. Por isso são fixados valores máximos para cada um dos indicadores. Como vimos anteriormente, os valores de frequência de interrupção dos sistemas fotovoltaicos são menores que o da rede convencional (considerando que os sistemas tiverem um modelo de gestão sustentável como é o caso da APAEB). Já os valores referentes a duração da interrupção são geralmente maiores, mas podem ser melhorados com a adoção de medidas tais como treinamento dos usuários, manutenção de estoque de material de reposição, etc.

Qualquer que seja a regulamentação a ser adotada deve fomentar uma gestão nos níveis da que hoje é desenvolvida pela APAEB, estimulando assim, a aceitação da utilização da tecnologia solar fotovoltaica.

Portanto, para atingirmos este objetivo consideramos que existem duas alternativas a serem adotadas para estabelecer os indicadores de qualidade dos sistemas fotovoltaicos, ambos baseados na adoção do DIC e FIC como referência:

#### *A. Alternativa I*

Definir para as áreas rurais, a depender da característica da região, da mesma forma que ocorre hoje para rede convencional, limites de DIC e FIC que levem em conta as características já citadas, e que fixem portanto, valores de DIC (DIC solar) maiores que os adotados para a rede convencional e valores de FIC (FIC solar) menores que os da rede convencional.

#### *B. Alternativa II*

Adotar os mesmos limites atualmente utilizados para a rede convencional nas respectivas áreas rurais onde serão utilizados os sistemas fotovoltaicos e considerar como indicador de qualidade o produto do DIC e FIC. Ou seja, o produto do DIC solar pelo FIC solar teria que ser menor ou igual ao produto do DIC pelo FIC da concessionária na respectiva área.

Dentre as alternativas propostas a que parece ser mais adequada é a segunda, uma vez que a redução do FIC solar compensaria um eventual valor do DIC solar, maior que o DIC do sistema convencional. Além disso, evitaria a necessidade de se adotar valores de DIC e FIC diferentes dos já adotados nas áreas de concessão onde serão instalados os sistemas fotovoltaicos.

## 7. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Winrock Internacional pelo apoio dado a este artigo.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IBGE. Censo Agropecuário, 1995. Disponível em <http://www.ibge.gov.br/ibge/estatistica>.
- [2] BRASIL. Governo Federal. Programa Luz no Campo. Disponível em <http://www.mme.gov.br/luznocampo/pagprincipal2.swf> (maio,2001)
- [3] BRASIL. ANEEL. Minuta de Resolução 006/2000 ANEEL. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. (julho, 2000)
- [4] BRASIL. Lei 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>
- [5] T. R. Mouzinho, P. F. Fontoura, J. S. S. Correia, A. C. Valente, R. C. Mendonça "A Atuação da APAEB com Sistemas Fotovoltaicos: Diagnóstico Técnico e Financeiro", Winrock International. Unifacs, Usaid. Salvador, BA, Relatório Técnico 01/00. Nov, 2000.
- [6] BRASIL. ANEEL. Resolução N° 24, 27 de janeiro de 2000. Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. Disponível em: <http://aneel.gov.br> (maio, 2001)
- [7] BRASIL. ANEEL. Resolução N° 333, 02 de dezembro de 1999. Dispõe sobre as condições gerais para implantação de instalações de energia elétrica de uso privativo. Disponível em: <http://aneel.gov.br> (maio, 2001)
- [8] "Contribuição Financeira Compulsória do Consumidor de Energia Elétrica Cativo" Universidade Salvador. Relatório Técnico 08/00.