

PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA TAXA EQUIVALENTE DE INDISPONIBILIDADE FORÇADA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

José C. S. A. Neto – jose.cesar.neto@usp.br

Alex R. A. Manito

Roberto Zilles

João T. Pinho

Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

Resumo. O mercado brasileiro de grandes projetos de geração solar fotovoltaica (FV) apresenta-se consolidado, com o cadastramento de projetos para conexão no sistema de transmissão desde 2013. Ainda assim, a análise da documentação requerida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para cadastramento deste tipo de projeto apresenta uma lacuna no detalhamento da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF), não sendo possível relacionar os equipamentos que compõem os sistemas fotovoltaicos e a sua utilização para obtenção de uma taxa de indisponibilidade. Este trabalho apresenta uma proposta para cálculo da TEIF, considerando a divisão do sistema em subsistemas menores, com aplicação dos tempos de falha e reparo dos equipamentos, bem como seu percentual em relação à potência total do sistema. O trabalho está dividido em seis seções, iniciando com uma introdução ao tema, seguida de um levantamento do cálculo de Garantia Física (GF) dos sistemas FV e levantamento de valores de TEIF utilizados pelos projetos cadastrados na EPE. A terceira seção aborda o método proposto, a quarta seção apresenta o levantamento e a caracterização dos valores de Mean Time To Failure (MTTF) e Mean Time To Repair (MTTR), e a quinta seção a aplicação do método com base nos valores da seção anterior. A sexta seção apresenta as conclusões obtidas pela aplicação do método para diferentes topologias de sistemas FV e comparação com os valores de TEIF utilizados no mercado brasileiro.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos, Indisponibilidade de Sistemas.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui um mercado de energia solar fotovoltaica (FV) consolidado para sistemas de geração distribuída e geração centralizada conectados ao sistema de transmissão. Os sistemas de geração centralizados possuem uma parcela de sua instalação associada aos leilões de energia promovidos pelo governo brasileiro por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). De acordo com (EPE, 2020), desde 2013 foram submetidos ao cadastro para participação em leilões de energia 5.400 projetos de geração centralizada FV. A Fig. 1 apresenta a evolução do cadastramento dos projetos em leilões brasileiros.

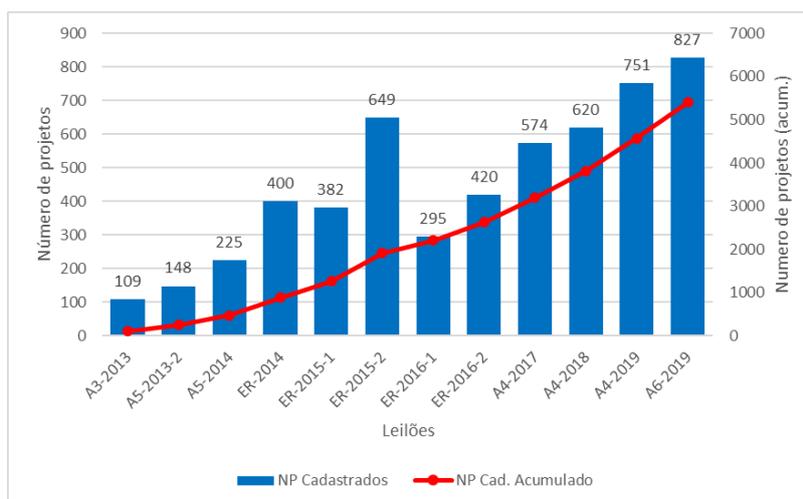


Figura 1 – Evolução no cadastramento de projetos de geração centralizada FV em leilões da EPE.

O cadastramento de projetos para participação nos leilões deve seguir as diretrizes descritas por (EPE, 2021), em que se destaca a necessidade dos projetos apresentarem o cálculo de garantia física (GF) baseado na produção anual de energia certificada ($P50_{ac}$) e nos índices de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF), Indisponibilidade Programada (IP), e Estimativa Anual de Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Medição Individual (ΔP).

Enquanto que a $P50_{ac}$ é obtida conforme descrito pela EPE, a ΔP é obtida a partir das características de eficiência dos equipamentos, perdas no sistema de cabamentos e uso de equipamentos, e a IP é obtida pelos tempos de parada estipulados pelo planejamento de operação da usina FV, o índice TEIF possui uma descrição genérica, sem uma definição clara sobre a sua caracterização ou mesmo valores de referência.

Ainda sobre a GF e os valores apresentados pelos projetos FV que foram instalados a partir dos leilões de energia, segundo (EPE, 2020) e (EPE, 2021) foi necessária a revisão das GF informadas durante o cadastramento dos projetos em leilão. Essa revisão deu-se devido a mudanças nas características técnicas dos projetos instalados, tendo sido apresentados novos valores de $P50_{ac}$, TEIF, IP e ΔP para os novos projetos. Porém, nos documentos não constam premissas utilizadas para os novos valores de TEIF e IP, sendo abordadas apenas premissas relativas aos valores de $P50_{ac}$ e ΔP . Dessa forma, este trabalho tem como foco a caracterização do índice TEIF, a fim de fornecer um melhor entendimento sobre este índice por meio de aplicação de uma metodologia simplificada para seu cálculo e análise dos valores que possam ser obtidos em sistemas de geração FV.

O trabalho está organizado em seis seções, com a segunda seção apresentando a equação utilizada pela EPE para o cálculo da GF, a terceira apresentando uma metodologia simplificada para o cálculo da TEIF, a seção quatro uma revisão dos valores base para cálculo da TEIF, a cinco mostrando o cálculo da TEIF para diversos sistemas de geração FV e uma análise da variação dos valores base, e a seção seis finalizando com as conclusões obtidas no trabalho.

2. GARANTIA FÍSICA DE PROJETOS FOTOVOLTAICOS PARA LEILÕES DA EPE

Segundo (EPE,2021), os empreendimentos FV para participação em leilões de energia devem apresentar o cálculo da GF conforme visto na Eq. (1).

$$GF = \frac{[P50_{ac}*(1-TEIF)*(1-IP)-\Delta P]}{8760} \quad (1)$$

onde

GF	Garantia Física de Energia, em MW médios;
$P50_{ac}$	Produção média anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual média que é excedido com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento (50 %);
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;
IP	Indisponibilidade Programada;
ΔP	Estimativa Anual de Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Medição Individual do Empreendimento com o Sistema Elétrico, em MWh.

O cálculo da GF estende-se além da contratação para leilões, sendo utilizado também para o ambiente de contratação livre (ACL). Assim, (EPE,2015), (EPE,2016), (EPE,2020) e (EPE,2021) apresentam valores de GF e das demais variáveis da Eq. (1) para empreendimentos FV no ACL. Dessa forma, são levantados os valores de TEIF de 27 projetos para operação no ACL com valores de TEIF de 0,0045, 0,005 e 0,01, caracterizando um valor médio de TEIF para os projetos FV de 0,0064. Ainda de acordo com (EPE,2020) e (EPE,2021), projetos que foram contratados por meio de leilões, mas tiveram suas características técnicas alteradas para a instalação, tiveram a sua GF revisada. Cabe destacar que, embora valores de $P50_{ac}$ e ΔP são apresentados com justificativas, não são apresentadas justificativas para novos valores de TEIF e IP. Assim, a Fig. 2 apresenta os valores de TEIF originais e os valores revisados, segundo (EPE, 2020) e (EPE, 2021), para grupos de projetos FV que sofreram as mesmas alterações de TEIF.

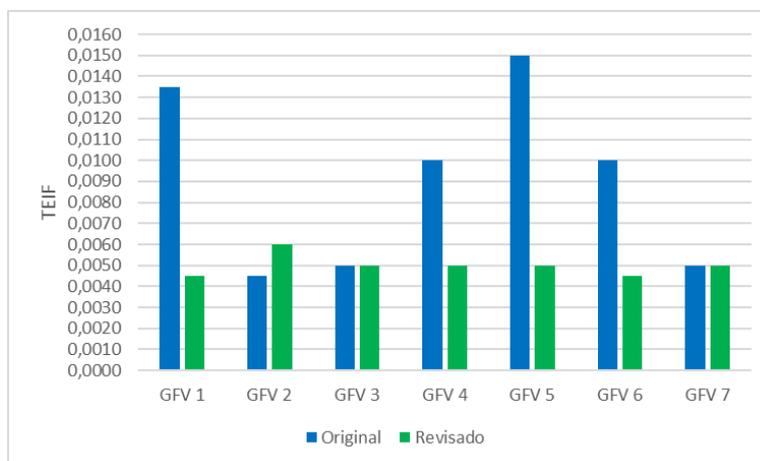


Figura 2 – Valores da TEIF para grupos de projetos FV (GFV) que sofreram revisão da GF.

Com base nos valores da Fig. 2 e do número de projetos em cada grupo, foram obtidos os valores médios das TEIF original e revisada, sendo os valores obtidos de 0,0081 e 0,0052, respectivamente. Desta forma, parece haver uma tendência do mercado em utilizar valores de TEIF próximos a 0,005, embora não exista detalhamento de como obter este valor ou justificativa das empresas proponentes de projetos em relação à motivação para uso deste valor específico.

3. MÉTODO PARA CÁLCULO DA TEIF

A TEIF está relacionada à interrupção da operação do sistema de geração FV de forma inesperada. Assim, pode-se admitir que a TEIF está ligada a falhas de equipamentos que compõem os sistemas de geração. Desta forma, a TEIF depende da topologia do sistema fotovoltaico, das probabilidades de falhas dos equipamentos conectados e da indisponibilidade de potência gerada devido à falha de um equipamento específico, assim como de um conjunto de equipamentos.

A falha de um conjunto de equipamentos pode ser considerada como um estado de falha do sistema de geração FV, com uma probabilidade de ocorrência associada. O estado de falha também tem associado a si uma Taxa de Impacto da Geração (TIG), que corresponde à fração da potência da planta FV que fica indisponível frente aos equipamentos em falha. Com isso, propõe-se neste trabalho a definição da TEIF dada pela Eq. (2).

$$TEIF = \sum_{k=1}^{N_{EO}} (p_{EO,k} * TIG_{EO,k}) \quad (2)$$

onde

N_{EO} é o número de possíveis estados de falha de operação do sistema FV;

$p_{EO,k}$ é a probabilidade de ocorrência de um determinado estado de operação “k”;

$TIG_{EO,k}$ é Taxa de Impacto da Geração de um determinado estado de operação “k”.

A fim de obter os valores necessários para implementação da Eq. (2) propõe-se uma sequência de passos, de forma a compor um método de obtenção da TEIF.

O primeiro passo do método proposto é a definição de subsistemas de uma planta FV, e valores de *mean time to failure* (MTTF) e *mean time to repair* (MTTR) dos equipamentos que compõem cada subsistema, sendo esses valores caracterizados por RISTOW *et al.* (2008) como o tempo médio entre falhas de um componente de um sistema e o tempo médio de reparo do componente, respectivamente.

A definição de um subsistema deve ser realizada de forma a considerar os seus principais componentes, porém observando uma relação de compromisso entre simplicidade e acurácia, conforme destacado para inversores FV por ALFERIDI e KARKI (2017) e ZHANG *et al.* (2012), sendo necessária atenção à existência de bases de dados de MTTF e MTTR para os equipamentos contidos em cada subsistema.

Ainda sobre a definição de um subsistema, JIANG e SINGH (2010) apresentam os modelos de Markov para a definição de subsistemas, aplicados a sistemas de proteção digitais, e avaliação de falha ou sucesso no repasse de informação entre os subsistemas, com base nos valores de Taxa de Falha (λ) e Taxa de Reparo (μ) do subsistema. A Fig. 3 apresenta os modelos de Markov para sistemas com subsistemas em série e paralelo, assim como a avaliação de sucesso ou falha no repasse de informação.

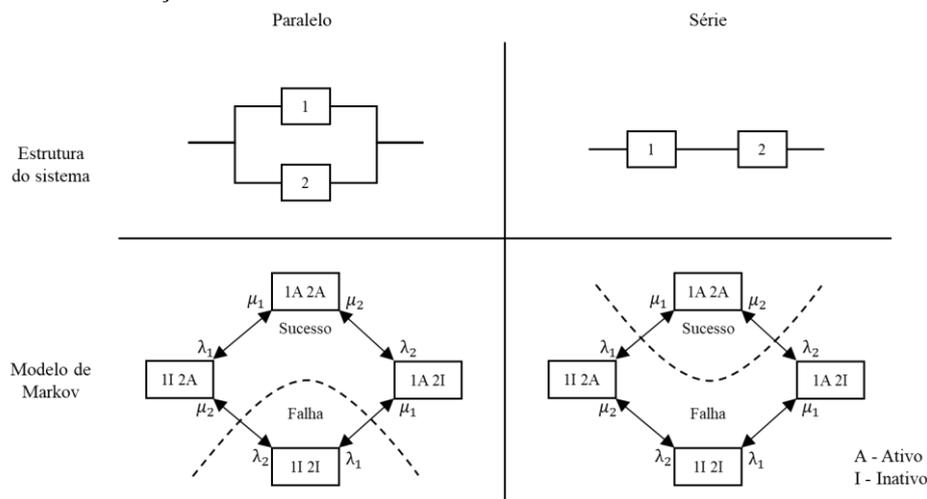


Figura 3 – Estrutura de sistemas e avaliação do repasse de informação de acordo com o modelo de Markov.

Aplicando o conceito de estrutura série de subsistemas para compor um sistema de geração fotovoltaico conectado a uma rede elétrica, em que a informação a ser repassada é a energia proveniente dos arranjos de módulos, é possível definir subsistemas que compreendem os arranjos de módulos FV, proteções em corrente contínua, inversores FV, proteções em corrente alternada, e elementos de adequação de tensão. A Fig. 4 apresenta um exemplo de sistema de geração FV com seus subsistemas destacados.

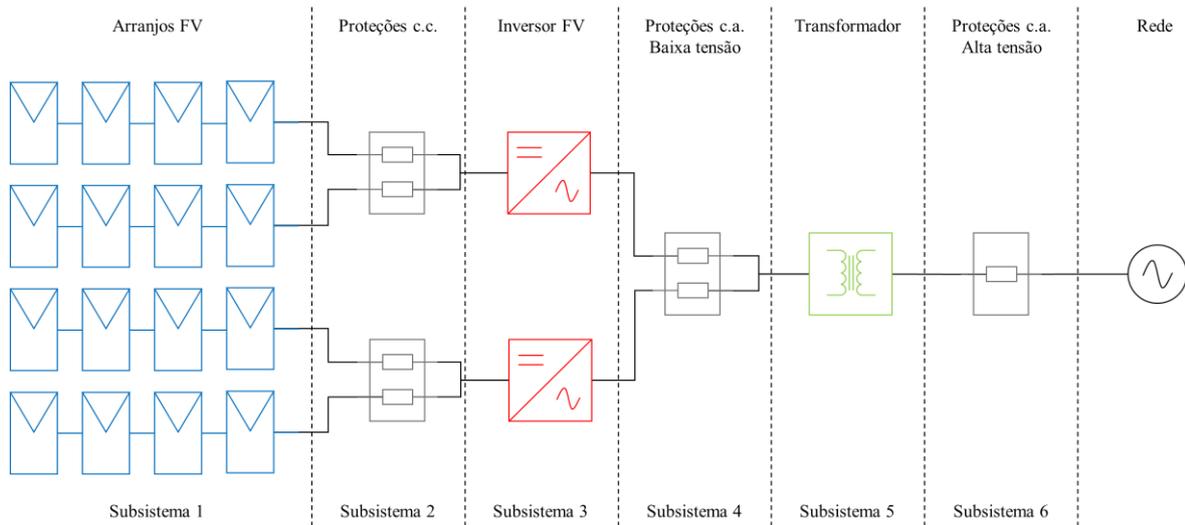


Figura 4 – Exemplo de divisão de um sistema FV em subsistemas.

De acordo com RISTOW *et al.* (2008) e OBEIDAT e SHUTTLEWORTH (2017), a partir da definição de um subsistema e dos valores de MTTF e MTTR associados é possível definir os valores de λ e de μ para um equipamento que se encontra em um período útil em relação à “curva de banheira” do referido equipamento. A Fig. 5 apresenta um exemplo de “curva de banheira”.

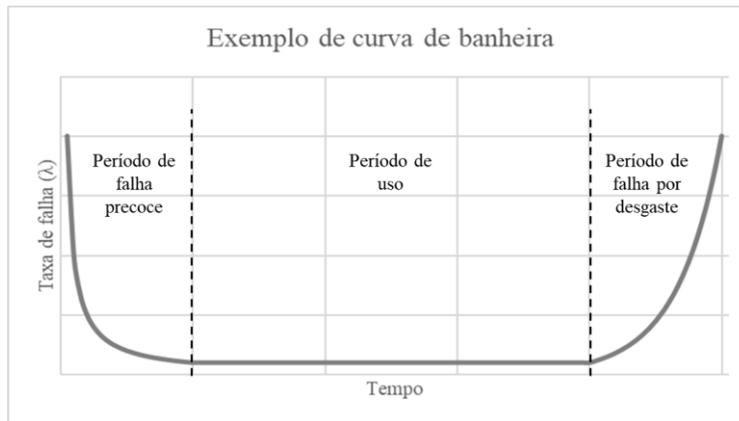


Figura 5 – Exemplo de “curva de banheira” genérico.

Pela curva da Fig. 5 é possível verificar que λ é variável no início da curva, sendo identificada essa parte da curva como um período de falha precoce, em que falhas podem ocorrer, por exemplo, devido a algum defeito de fabricação. Após um período de falha precoce, o valor de λ se mantém constante, caracterizando o período de uso do equipamento, ou sua vida útil. A última parte da curva apresenta o valor novamente variável caracterizado pelo desgaste do equipamento. Dessa forma, considerando a operação dos equipamentos de um sistema fotovoltaico com uma etapa de comissionamento para detecção de falhas precoces, e operação durante o período de vida útil, os valores de λ e de μ podem ser calculados por meio da Eq. (3) e da Eq. (4), respectivamente.

$$\lambda = \frac{8760}{MTTF} \quad (3)$$

$$\mu = \frac{MTTR}{8760} \quad (4)$$

Ainda de acordo com OBEIDAT e SHUTTLEWORTH (2017), a taxa de falha de um equipamento ou sistema pode ser expressa pela soma das taxas de falhas de seus componentes, conforme a Eq. (5), se a falha de um único componente comprometer a operação do equipamento ou sistema como um todo. Por exemplo, se forem consideradas falhas em um módulo fotovoltaico que incorram em um circuito aberto, conforme apresentado por ANDRI *et al.* (2017), em uma série de módulos fotovoltaicos a taxa de falha da série pode ser considerada como a soma das taxas de falha de cada módulo fotovoltaico.

$$\lambda = \sum_{ic=1}^{nc} N_{ic} * \lambda_{ic} \quad (5)$$

onde

λ Taxa de falha do sistema;

nc Número de tipos de componentes diferentes;
 N_{ic} Quantidade do i-ésimo tipo de componente;
 λ_{ic} Taxa de falha do i-ésimo tipo de componente.

Com base nos valores de λ e de μ , podem ser calculados os valores da taxa de disponibilidade (TD) e da taxa de indisponibilidade (TI) de um sistema de acordo com a Eq. (6) e a Eq. (7), respectivamente.

$$TD = \frac{1}{1 + \lambda * \mu} \quad (6)$$

$$TI = 1 - TD \quad (7)$$

A partir dos valores de TD, TI e do número de equipamentos (NE) é possível determinar a probabilidade de ocorrência de falha simultânea de um determinado número de equipamentos em um sistema, conforme a Eq. (8).

$$p_i = \binom{NE}{i} * TD^{(NE-i)} * TI^i \quad (8)$$

onde

p_i Probabilidade de uma quantidade “i” de equipamentos apresentarem falha em um sistema;
 NE Número total de equipamentos em um sistema;
 i Quantidade de equipamentos em falha em um sistema;
 TD Taxa de disponibilidade dos equipamentos do sistema;
 TI Taxa de indisponibilidade dos equipamentos do sistema.

Utilizando a divisão de um sistema em subsistemas, como visto no exemplo da Fig. 4, é possível definir estados de operação do sistema com base no número de equipamentos em falha em cada subsistema. Ainda utilizando como base o exemplo da Fig. 4, é possível definir 900 estados de operação para o sistema de geração apresentado, por meio das combinações de equipamentos em estados de falha (no exemplo da Fig. 4 “5 x 5 x 3 x 3 x 2 x 2 = 900”). A Tab. 1 apresenta a definição dos estados de operação.

Tabela 1 – Definição de estados de operação do sistema FV da Fig. 4.

Estado de operação	Número de equipamentos em falha					
	Subsistema 1	Subsistema 2	Subsistema 3	Subsistema 4	Subsistema 5	Subsistema 6
1	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0
...
5	4	0	0	0	0	0
6	0	1	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	0
8	2	1	0	0	0	0
...
899	3	4	2	2	1	1
900	4	4	2	2	1	1

A partir da definição dos estados de operação do sistema FV, é possível determinar a probabilidade do estado de operação (p_{EO}) com base nas probabilidades de falhas de equipamentos para cada subsistema, conforme mostrado na Eq. (9).

$$p_{EO} = p_{i1} \times p_{i2} \times \dots \times p_{iNS} \quad (9)$$

onde

p_{EO} Probabilidade do estado de operação de um sistema;
 p_i Probabilidade de uma quantidade “i” de equipamentos apresentarem falha em um subsistema;
 NS Número de subsistemas em um sistema;

Com os valores de p_{EO} é então necessário obter os valores de TIG de cada subsistema e de cada estado de operação, para o cálculo da TEIF com base na Eq. (2). Adotando a TIG de um subsistema como a fração de equipamentos em falha em relação ao número total de equipamentos, conforme a Eq. (10), é possível obter a TIG_{EO} de um estado de operação pela aplicação da Eq. (11).

$$TIG = \frac{i}{NE} \quad (10)$$

$$TIG_{EO} = \sum_{j=1}^{NS-1} \left(\prod_{t=j+1}^{NS} \left(\frac{NE_t - i_t}{NE_t} \right) * TIG_{i,j} \right) + TIG_{i,NS} \quad (11)$$

Aplicando os valores obtidos na Eq. (9) e na Eq. (11), a TEIF de um sistema FV é obtida pela Eq. (2). A Fig. 6 apresenta o fluxograma dos passos para o método proposto. Para a aplicação do método é necessário conhecer os valores de MTTF e MTTR. Dessa forma, a seção 4 apresenta uma revisão destes valores com base na literatura.

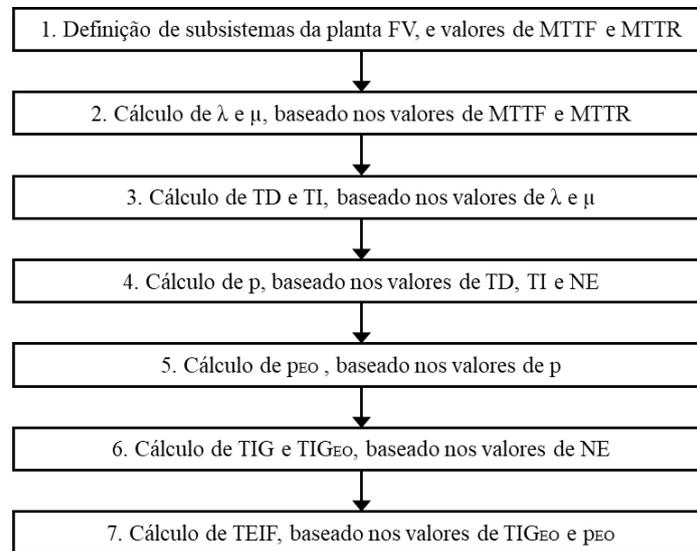


Figura 6 – Procedimento de cálculo da TEIF.

4. VALORES DE REFERÊNCIA PARA CÁLCULO DA TEIF

Para aplicação do método proposto na seção 3 são necessários valores de MTTF e MTTR para cada subsistema identificado no sistema FV. Com base nos subsistemas do exemplo da Fig. 4, a Tab. 2 apresenta valores de MTTF para os equipamentos que compõem cada subsistema.

Tabela 2 – Valores de MTTF para os equipamentos que compõem os sistemas FV.

Equipamento	MTTF (anos)	Referência
Módulo fotovoltaico	2.127	SAYED <i>et al.</i> , 2020
	25	ROHOUMA; MOLOKHIA; ESURI, 2007
	522; 6.666	MAISH, 1999
Fusíveis c.c.	20	VARGAS; GOSS; GOTTSCHALG, 2015
	1.000; 5.000	BOLLEN, 1993
Inversores fotovoltaicos	7,7	SAYED <i>et al.</i> , 2020
	10,5	ALFERIDI; KARKI, 2017
	0,7 - 8,8	PETERS; MADLENER, 2017
	42.370	RISTOW <i>et al.</i> , 2008
	10	ROHOUMA; MOLOKHIA; ESURI, 2007
	20.821	MAISH, 1999
	0,5 - 2	BOLLEN, 1993
Disjuntores c.a. de bt	55,6	SAYED <i>et al.</i> , 2020
	20 - 285	PETERS; MADLENER, 2017
	1.000; 5.000	BOLLEN, 1993
Transformadores bt/mt	500; 1.000	BOLLEN, 1993
Disjuntores c.a. de mt	1.000; 5.000	BOLLEN, 1993
Transformadores mt/at	500; 1.000	BOLLEN, 1993
Disjuntores c.a. de at	45,5 - 333	ROOS; LINDAH, 2004

Os valores da Tab. 2 divergem de forma considerável, mostrando a importância da divisão em subsistemas com equipamentos que possuam valores de MTTF confiáveis. Além da divergência entre os valores, algumas das referências encontradas são antigas, diminuindo assim a confiança de que estes dados representam os equipamentos atualmente utilizados no mercado, ainda assim, de forma a demonstrar o método proposto, neste trabalho são adotados valores de MTTF das referências mais recentes da Tab. 2. Como ressalva, na ausência de um banco de dados de MTTF confiável é esperado que os fabricantes de equipamentos possam apresentar garantias dos valores de λ , que possuem como base o MTTF, para a aquisição dos equipamentos para composição de um sistema FV.

Embora os valores de MTTF sejam características de desempenho dos equipamentos, os valores de MTTR possuem sua relação mais associada com a capacidade de reparar a falha em um equipamento, pela troca do equipamento ou reparo de componentes defeituosos, ou seja, a manutenção corretiva de um equipamento. De acordo com PETERS e MADLENER (2017), a manutenção corretiva de um equipamento é composta pelo tempo requerido para detecção do equipamento em falha, tempo para contato com a equipe técnica e aquisição de materiais, tempo para acesso ao equipamento, e tempo de reparo. A Fig. 7 apresenta a composição do MTTR e sua relação com o MTTF.

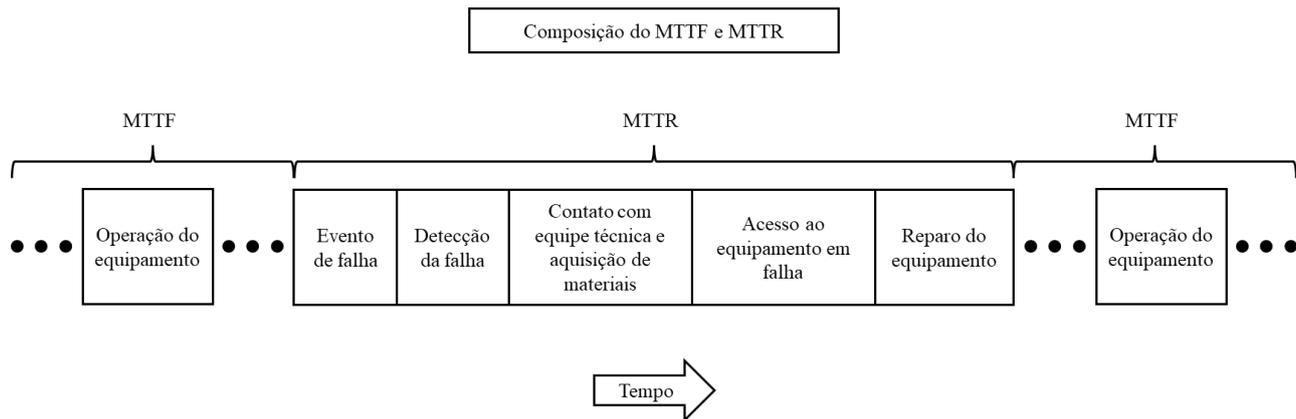


Figura 7 – Composição dos valores de MTTF e MTTR.

Com base na composição do valor de MTTR apresentado na Fig. 7, é possível afirmar que os valores de MTTR para cada equipamento de um sistema FV são dependentes do planejamento de manutenção do sistema, sendo necessária atenção para realização de cada uma das etapas da Fig. 7, de forma que a indisponibilidade do sistema esteja dentro dos parâmetros desejados. Mesmo que o valor de MTTR seja variável para cada tipo de planejamento e equipamentos que compõem um sistema FV, SAYED *et al.* (2020) apresentam alguns valores de MTTR e MTTF, conforme visto na Tab. 3.

Tabela 3 – Valores de MTTF e MTTR para equipamentos de sistemas FV segundo SAYED et al. (2020).

Subsistema	MTTR (anos)	MTTF (anos)	MTTR/MTTF
Módulos fotovoltaicos	0,085	2127	0,000004
Inversores fotovoltaicos	0,079	7,7	0,010236
Disjuntores c.a. de BT	0,016	55,6	0,000279

Como consideração ao planejamento de manutenção de sistemas FV, segundo GALLARDO *et al.* (2019) os sistemas de comunicação e monitoramento de sistemas de geração FV apresentam maiores taxas de falha e maior tempo de reparo em relação aos componentes do sistema de geração. Assim, embora o sistema de monitoramento não incida diretamente no valor da TEIF, as falhas do sistema de comunicação e monitoramento podem interferir no tempo de detecção de equipamentos em falha no sistema de geração, ocasionando aumento do MTTR e, por consequência, da TEIF.

5. CÁLCULO DA TEIF PARA DIVERSAS TOPOLOGIAS

Utilizando o método de cálculo proposto, juntamente com a base de dados de MTTF de equipamentos para sistemas fotovoltaicos, são propostas dez topologias de sistemas fotovoltaicos, com potências de equipamentos baseadas nos dados da Tab. 4, cabe destacar que os valores da Tab. 4 são indicativos para compor sistemas que podem ser conectados nas redes de distribuição e transmissão de energia brasileiras de acordo com os requerimentos das normas vigêntes, que não serão foco de detalhamento neste trabalho. A Tab. 5 apresenta cada topologia, com o número de equipamentos que compõem cada subsistema.

Tabela 4 – Valores de potência dos equipamentos para compor as topologias de sistemas FV.

Equipamento	Potência (kW)
Módulos fotovoltaicos	0,50
Arranjos fotovoltaicos	5,00
Inversor MI1	0,50
Inversor SI1	5,00
Inversor SI2	10,00
Inversor SI3	20,00
Inversor CI1	100,00
Inversor CI2	1.000,00

Tabela 5 – Topologias de sistemas FV.

Topologia	Característica	Potência (kW)	Módulo / Arranjo FV	Fusível c.c.	Inversor FV	Disjuntor c.a. de BT	Transformador BT/MT	Disjuntor c.a. de MT	Transformador MT/AT	Disjuntor c.a. de AT
1	BT - Inversor MI1	0,50	1	---	1	1	---	---	---	---
2	BT - Inversor SI1	5,00	1	1	1	1	---	---	---	---
3	BT - Inversor SI2	10,00	2	2	1	1	---	---	---	---
4	BT - Inversor SI3	20,00	4	4	1	1	---	---	---	---
5	MT - Inversor SI3	100,00	20	20	5	5	1	1	---	---
6	MT - Inversor CI1	100,00	20	20	1	1	1	1	---	---
7	MT - Inversor CI1	1.000,00	200	200	10	10	1	1	---	---
8	MT - Inversor CI1	5.000,00	1.000	1.000	50	50	1	1	---	---
9	AT - Inversor CI1	5.000,00	1.000	1.000	50	50	1	1	1	1
10	AT - Inversor CI2	5.000,00	1.000	1.000	5	5	1	1	1	1

Com base nas topologias apresentadas na Tab. 5, o cálculo da TEIF é realizado para valores de MTTR de 24, 720, 1.440 e 2.160 horas, para todos os equipamentos das topologias, a fim de verificar a influência do número de equipamentos, número de subsistemas, e do MTTR em sistemas FV. A Tab. 6 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 6 – Resultados do cálculo da TEIF para diferentes topologias de acordo com o aumento do MTTR.

Topologia	TEIF						
	MTTR = 24 h	MTTR = 168 h	MTTR = 336 h	MTTR = 504 h	MTTR = 720 h	MTTR = 1.440 h	MTTR = 2.160 h
1	0,00041	0,00284	0,00566	0,00847	0,01206	0,02386	0,03542
2	0,00055	0,00387	0,00772	0,01155	0,01645	0,03249	0,04816
3	0,00055	0,00387	0,00772	0,01155	0,01645	0,03249	0,04816
4	0,00055	0,00387	0,00772	0,01155	0,01644	0,03249	0,04816
5	0,00056	0,00393	0,00784	0,01172	0,01669	0,03297	0,04886
6	0,00056	0,00393	0,00784	0,01172	0,01669	0,03297	0,04886
7	0,00056	0,00393	0,00784	0,01172	0,01669	0,03297	0,04886
8	0,00056	0,00393	0,00784	0,01172	0,01669	0,03297	0,04886
9	0,00057	0,00399	0,00795	0,01190	0,01693	0,03345	0,04957
10	0,00057	0,00399	0,00795	0,01190	0,01693	0,03345	0,04957

Pelos resultados obtidos da aplicação do método proposto é possível verificar a dependência da TEIF em relação ao MTTR, apresentando uma relação praticamente linear entre os dois valores. O número de subsistemas também influi no valor da TEIF. Sistemas com menor número de subsistemas possuem uma menor TEIF em relação a sistemas com maior número de subsistemas, conforme visto nos valores da TEIF entre as topologias 1 e 2, 4 e 5, e 8 e 9. Em relação ao número de equipamentos, são necessários valores elevados de MTTR para que se verifique uma diferença significativa nos valores

de TEIF entre topologias com diferentes quantidades de equipamentos e mesmo número de subsistemas, devido principalmente à menor TIG de cada equipamento.

Dessa forma, é possível realizar o cálculo da TEIF para um sistema com menor quantidade de equipamentos e atribuí-la a um sistema com mais equipamentos.

Com base na topologia 10 da Tab. 6 e nos valores de TEIF obtidos para projetos no ACL e participantes de leilões, pode-se relacionar o valor de MTTR utilizado pelo mercado brasileiro como algo entre 220 e 271 horas para reparo ou troca de um equipamento que apresente falha. Porém, destaca-se que este valor não pode ser generalizado para todos os equipamentos e subsistemas, sendo necessária uma avaliação mais profunda para determinar os valores de MTTR mais plausíveis para cada equipamento nos sistemas FV do mercado brasileiro.

6. CONCLUSÕES

A motivação principal deste trabalho deve-se à não existência de um modelo para obtenção da TEIF pela EPE. O trabalho apresentou uma proposta para obtenção da TEIF para sistemas fotovoltaicos por meio da discretização do sistema em subsistemas e aplicação dos tempos de falha e reparo de equipamentos, com o intuito de fornecer uma metodologia para ser utilizada como base para obtenção da TEIF para projetos FV a serem desenvolvidos no Brasil.

Com base no levantamento de dados de MTTF de equipamentos que compõem os sistemas FV, o método foi aplicado a diferentes topologias de sistemas para diferentes valores de MTTR. A análise dos resultados revelou que o número de subsistemas é um parâmetro que afeta diretamente a TEIF. Assim, topologias com menor número de subsistemas possuem menor TEIF quando comparadas com os mesmos valores de MTTF e MTTR. Ainda, um sistema com maior número de equipamentos também deve apresentar menor TEIF em relação a sistemas com menor número de equipamentos, devido à menor TIG de cada equipamento. Porém, a diferença na TEIF está diretamente ligada ao valor de MTTR sendo necessário valores elevados de MTTR para verificar divergência entre topologias com mesmo número de subsistemas e diferentes quantidades de equipamentos, concluindo-se que o número de equipamentos não possui influência significativa na TEIF. Como ressalva, destaca-se que a escolha de um equipamento maior ou de múltiplos equipamentos menores pode afetar o MTTR do subsistema, como por exemplo, o uso de um inversor de maior potência pode levar à necessidade de uma equipe técnica especializada, que tem um maior tempo de deslocamento até o sistema FV, ou o uso de diversos inversores de menor potência pode levar a um sistema de detecção de falha complexo, com maior tempo de detecção de falha.

Comparando os valores de TEIF com os valores do mercado brasileiro é possível estimar o tempo de reparo dos equipamentos de um sistema fotovoltaico no ACL ou participante de leilão entre 220 e 271 horas. Como foi destacado, os tempos de reparo entre diferentes equipamentos como, por exemplo, um transformador e um inversor FV são distintos, sendo necessária uma maior avaliação dos valores de MTTR. Uma análise prévia indica que a relação MTTR/MTTF é um indicativo de subsistemas de maior influência na TEIF e que devem ser abordados com maior urgência pelos administradores dos sistemas FV, podendo direcionar o estudo para uma avaliação dos tempos de reparo de cada equipamento.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq [bolsa número 142200/2018-2] e à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [Projeto de P&D estratégico, 21/2016, "PD-00068-0038/2016 - Fornecimento de serviços auxiliares com sistemas de armazenamento de energia em sistemas elétricos com elevada penetração de geração intermitente", Grupo ISA/CTEEO], pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Alferidi, A., Karki, R., 2017. Development of probabilistic reliability models of photovoltaic system topologies for system adequacy evaluation. *Applied Sciences (Switzerland)*, v. 7, n. 2, p. 1–16.
- Andri, I., Pina, A., Ferrão, P., Fournier, J., Lacarrière, B., Corre, O., 2017. Reliability study of a system dedicated to renewable energies by using stochastic petri nets: application to photovoltaic (PV) system Assessing the feasibility of using the heat demand-outdoor district heat dem. *Energy Procedia*, v. 136, p. 513–520.
- Bollen, M. H. J., 1993. Literature search for reliability data of components in electric distribution networks. *EUT Technische Universiteit Eindhoven, report. E, Fac. of Electrical Engineering*, vol. 93-E-276.
- EPE, Empresa De Pesquisa Energética, 2021. n° N. EPE-DEE-RE-065/2013-R7: Expansão da Geração - Empreendimentos Fotovoltaicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica – Versão R7, maio.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Nota Técnica n° EPE-DEE-003/2020-r0: Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia - Análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019, janeiro.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Nota Técnica n° EPE-DEE-RE-004/2020-r0: Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia - Cálculo de Garantia Física para fins de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre - Usina Fotovoltaica São Gonçalo 6, janeiro.

- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2016. Nota Técnica n° EPE-DEE-RE-016/2016-r0: CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA - Ambiente de Contratação Livre - (ACL) - Garantia Física de Energia da Central Geradora Fotovoltaica Fontes Solar II, fevereiro.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Nota Técnica n° EPE-DEE-RE-035/2021-r0: CÁLCULO DE MONTANTE DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA - Cálculo de Garantia Física para fins de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre - Usinas Fotovoltaicas Coremas IV, V, VI, VII e VIII, junho.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Nota Técnica n° EPE-DEE-RE-050/2020-r0: CÁLCULO DE MONTANTE DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA - Cálculo de Garantia Física para fins de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre - Usinas Fotovoltaicas São Gonçalo 7, 8, 11 e 12, agosto.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Nota Técnica n° EPE-DEE-RE-056/2020-r0: CÁLCULO DE MONTANTE DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA - Cálculo de Garantia Física para fins de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre - Usinas Fotovoltaicas São Gonçalo 14, 15, 17, 18 e 19, setembro.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Nota Técnica n° EPE-DEE-RE-069/2020-r0: CÁLCULO DE MONTANTE DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA - Cálculo de Garantia Física para fins de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre - Usinas Fotovoltaicas Sol do Sertão VIII, XII, XIII, XIV, XXXV e XXXVI, e Terra do Sol VII e XI, outubro.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2015. Nota Técnica n° EPE-DEE-RE-136/2015-r0: CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA - Ambiente de Contratação Livre - (ACL) - Garantia Física de Energia da Central Geradora Fotovoltaica São Pedro e Paulo I, setembro.
- Gallardo-Saavedra, S., Hernández-Callejo, L., Duque-Pérez, O., 2019. Quantitative failure rates and modes analysis in photovoltaic plants. *Energy*, v. 183, p. 825-836, 2019.
- Jiang, K., Singh, C., 2010. Reliability modeling of all-digital protection systems including impact of repair. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, n. 2, p. 579-587.
- Maish, A., 1999. Defining requirements for improved photovoltaic system reliability. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 7, n. 3, p. 165-173.
- Obeidat, F., Shuttleworth, R., 2017. PV Inverters Reliability Prediction. *World Applied Sciences Journal*, v. 35, n. 2, p. 275-287.
- Peters, L., Madlener, R., 2017. Economic evaluation of maintenance strategies for ground-mounted solar photovoltaic plants. *Applied Energy*, v. 199, p. 264-280.
- Ristow, A., Begović, M., Pregelj, A., Rohatgi, A., 2008. Development of a methodology for improving photovoltaic inverter reliability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 55, n. 7, p. 2581-2592.
- Rhouma, W. M., Molokhia, I. M., Esuri, A. H., 2007. Comparative study of different PV modules configuration reliability. *Desalination*, v. 209, n. 1- 3 SPEC. ISS., p. 122-128.
- Roos, F., Lindah, S., 2004. Distribution system component failure rates and repair times—an overview. *Nordic Distribution and Asset Management Conference*, p. 1-6.
- Sayed, A., El-Shimy, M., El-Metwally, M., Elshahed, M., 2020. Impact of subsystems on the overall system availability for the large scale grid-connected photovoltaic systems. *Reliability Engineering & System Safety*, v. 196.
- Vargas, J. P., Goss, B., Gottschalg, R., 2015. Large scale PV systems under non-uniform and fault conditions. *Solar Energy*, v. 116, p. 303-313.
- Zhang, P., Wang, Y., Xiao, W., Li, W., 2012. Reliability evaluation of grid-connected photovoltaic power systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 3, n. 3, p. 379-389.

PROPOSAL OF A METHODOLOGY TO EVALUATE THE EQUIVALENT FORCED UNAVAILABILITY INDEX OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Abstract. *The Brazilian market for large photovoltaic (PV) generation projects is well established, with projects for transmission grid connection being registered since 2013. Still, the analysis of the documentation required by the Energy Research Agency (Empresa de Pesquisa Energética - EPE) for registering this type of project presents a gap in the description of the Equivalent Forced Unavailability Index (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada - TEIF), not being able to relate the equipment used in PV systems and its usage with an unavailability index. This work presents a proposition for TEIF calculation, considering the system division in smaller subsystems, usage of equipment failure and repair times, as well as the equipment power percentage regarding the power of the whole system. The work is divided in six sections, initiating with the theme introduction, followed by a survey on the Energy Production Guarantee (Garantia Física - GF) for PV systems and TEIF values used in projects registered at EPE. The third section presents the proposed method, the fourth the survey and characterization of Mean Time To Failure (MTTF) and Mean Time To Repair (MTTR) values, and the fifth section the method usage based on the previous section values. The sixth section presents the conclusions obtained by the method usage for different PV system topologies and comparison with TEIF values used in the Brazilian market.*

Key words: *Photovoltaic Systems, System Unavailability*