

METODOLOGIA PARA ESCOLHA DA SEÇÃO DE CABOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM OBJETIVO DE REDUZIR O CUSTO DA ENERGIA GERADA

Lucas Vizzotto Bellinaso – lucas@gepoc.ufsm.br

Universidade Federal de Santa Maria, Campus de Cachoeira do Sul e Grupo de Eletrônica de Potência e Controle

Renan Diego de Oliveira Reiter – renandiego@gmail.com

Sonnen Energia LTDA e Universidade Federal de Santa Maria, Grupo de Eletrônica de Potência e Controle

Leandro Michels – michels@gepoc.ufsm.br

Universidade Federal de Santa Maria, Grupo de Eletrônica de Potência e Controle

Resumo. A otimização de projeto de sistemas fotovoltaicos é importante para minimizar o custo da energia gerada. Para isso, pode-se ter como objetivo de projeto a minimização do custo nivelado da eletricidade (LCOE – Levelized Cost of Electricity) ou, de maneira mais simplificada, a minimização do custo/Watt-pico do sistema. Os cabos do sistema são um dos itens que podem ser escolhidos de maneira otimizada. Neste trabalho, uma metodologia para escolha otimizada dos condutores é apresentada. Perdas nominais ponderadas dos condutores são calculadas utilizando o conceito das eficiências ponderadas de inversores. Essas perdas são convertidas para custos para comparar as soluções de projeto. No exemplo desenvolvido, demonstra-se que nem sempre cabos com menor custo da energia gerada atendem à queda de tensão máxima de 3%, estabelecida na norma IEC/TS 62548. Os resultados calculados através da metodologia proposta são comparados com os obtidos através do software HelioScope.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica, Otimização, cabos condutores

1. INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica tornou-se competitiva com outras fontes nos anos recentes (Fraunhofer-Institut for Solar Energy Systems (ISE) 2015). A capacidade instalada global atingiu 180 GW de pico em 2014 (IEA International Energy Agency 2015). Juntamente com o aumento de produção, custos de produção e preços dos sistemas apresentaram grande redução. Consequentemente, o custo nivelado da eletricidade (LCOE – Levelized Cost of Electricity) reduziu de mais de 0,40 €/kWh em 2005 para menos de 0,10 €/kWh em 2014, na Alemanha (Fraunhofer-Institut for Solar Energy Systems (ISE) 2015).

Juntamente com a redução de custos dos equipamentos, a otimização do projeto dos sistemas é fundamental para a redução do custo da energia gerada. Uma das principais variáveis a serem consideradas no projeto de uma usina fotovoltaica é o LCOE (Hung et al. 2010; Kerekes et al. 2013; Paravalos et al. 2014; Campbell et al. 2009). O LCOE deve considerar ou prever diversas variáveis como investimento inicial, taxa de desconto, energia gerada ao longo dos anos e vida útil do sistema. Com uma análise completa do LCOE para tomar escolhas de projetos, o proprietário da usina tende a obter o máximo retorno sobre seu investimento.

Outra maneira de projetar sistemas fotovoltaicos é utilizar a minimização do custo/Watt-pico como função objetivo (Bellinaso et al. 2013a; Bellinaso & Michels 2014). Essa é uma maneira mais simples de cálculo, e é válida quando as escolhas de projeto não interferem na vida útil do sistema. Nessa metodologia, as perdas dos elementos a serem projetados devem ser ponderadas considerando as características da série histórica meteorológica do local de instalação, que pode ser obtida através de eficiências ponderadas dos inversores (Bletterie et al. 2008; Bower et al. 2004; International Electrotechnical Commission 1999; Photon Laboratory 2015). Essa metodologia pode ser aplicada para o projeto de quaisquer elementos do sistema, incluindo a escolha dos condutores CC do sistema.

A norma IEC/TS 62548 (International Electrotechnical Commission 2013) estabelece um máximo de 3% de queda de tensão em condutores CC, em potência nominal. Neste trabalho, a metodologia de minimização do custo/Watt-pico é aplicada para projeto de condutores de sistemas fotovoltaicos. As perdas nominais ponderadas (Bellinaso et al. 2013a) dos condutores são calculadas através utilizando o conceito das eficiências ponderadas. Essas perdas são convertidas para custos para comparar as soluções de projeto. No exemplo apresentado, demonstra-se que o condutor que minimiza o custo da energia pode apresentar queda de tensão superior à estabelecida na IEC/TS 62548 quando o inversor está muito afastado do sistema. Os resultados foram comparados com as perdas anuais calculadas através do software online HelioScope.

2. ESCOLHA OTIMIZADA DE CONDUTORES EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A otimização de condutores proposta aqui utiliza como parâmetros principais as perdas nominais médias ponderadas e custo dos condutores, e também do custo/Watt-pico da instalação fotovoltaica. As perdas nominais ponderadas podem ser convertidas para custo financeiro da energia através do custo/Watt-pico da instalação fotovoltaica. Dessa forma, podem-se comparar as diferentes soluções diretamente pelo seu custo total incluindo perdas. A solução otimizada é a que apresenta menor custo das perdas.

2.1 Perdas nominais ponderadas

Eficiências ponderadas são estimativas da eficiência média de um inversor ao longo de um ano, considerando uma distribuição anual de produção de energia em determinado local. São utilizados índices que ponderam potências de operações discretas do inversor, para que o resultado seja próximo da eficiência média anual. As eficiências ponderadas mais conhecidas são a Europeia (Bletterie et al. 2008) e a Californiana (Bower et al. 2004), dadas por:

$$\eta_{euro} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.10\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.20\eta_{100\%} \quad (1)$$

$$\eta_{cec} = 0.04\eta_{10\%} + 0.05\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.21\eta_{50\%} + 0.53\eta_{75\%} + 0.05\eta_{100\%} \quad (2)$$

onde $\eta_{x\%}$ é a eficiência do inversor em $x\%$ da potência nominal.

Perdas nominais ponderadas de um inversor são as perdas ponderadas do inversor normalizadas para a potência nominal. Podem ser calculadas por (Bellinaso 2014):

$$P_{wl} = (1 - \eta_w) P_{in,nom} \quad (3)$$

onde η_w são as perdas ponderadas e $P_{in,nom}$ é a potência nominal do sistema fotovoltaico.

A energia perdida anualmente em qualquer componente do sistema (em kWh) pode ser obtida multiplicando as perdas nominais ponderadas pelo número de horas de Sol do local durante 1 ano:

$$E_{perdas,ano} = P_{wl} h_{Sp} 365,25 \quad (4)$$

onde 365,25 é o número de dias do ano, e h_{Sp} é o número de horas de Sol pleno do local de instalação no plano inclinado dos módulos fotovoltaicos. Como o Sol pleno é 1000 W/m², o número de horas de Sol pleno é igual à irradiação média do local (kWh/m²/dia) sobre o plano inclinado.

O conceito de perdas nominais ponderadas pode ser aplicado a componentes do sistema fotovoltaico que resultem em custos e perdas, e cujas perdas possam ser modeladas em função da potência de operação do sistema (Bellinaso 2014). Como exemplo, podemos utilizar esse conceito para encontrar perdas nominais ponderadas de condutores CC dos sistemas fotovoltaicos. Aplicando Eq. (1) e Eq. (2) na Eq. (3), obtém-se (Bellinaso et al. 2013b; Bellinaso & Michels 2014):

$$P_{wl,euro} = 0.03 \frac{P_{l,5\%}}{0.05} + 0.06 \frac{P_{l,10\%}}{0.1} + 0.13 \frac{P_{l,20\%}}{0.2} + 0.10 \frac{P_{l,30\%}}{0.3} + 0.48 \frac{P_{l,50\%}}{0.5} + 0.20 P_{l,100\%} \quad (5)$$

$$P_{wl,cec} = 0.04 \frac{P_{l,10\%}}{0.1} + 0.05 \frac{P_{l,20\%}}{0.2} + 0.12 \frac{P_{l,30\%}}{0.3} + 0.21 \frac{P_{l,50\%}}{0.5} + 0.53 \frac{P_{l,75\%}}{0.75} + 0.05 P_{l,100\%} \quad (6)$$

onde $P_{l,x\%}$ são as perdas do elemento (condutores, inversor, etc..) em $x\%$ da potência nominal do sistema fotovoltaico.

Condutores são elementos resistivos, portanto suas perdas são proporcionais ao quadrado da corrente. Em sistemas fotovoltaicos, a corrente no lado de corrente contínua é aproximadamente proporcional à potência do sistema fotovoltaico. Assim, obtém-se que as perdas de condutores em $x\%$ da potência nominal são iguais às suas perdas nominais multiplicadas pelo quadrado da taxa da potência ($x\%$):

$$P_{l,x\%} \cong P_{l,100\%} (x\%)^2 \quad (7)$$

Da Eq. (7), conclui-se que as perdas dos condutores em 50% da potência do inversor são aproximadamente 1/4 da potência nominal, e as perdas dos condutores em 10% das perdas na potência nominal são aproximadamente 1/100 das perdas na potência nominal. Utilizando essas relações, obtém-se que as perdas nominais ponderadas para a Europa são 50% das perdas nominais, e as perdas nominais ponderadas para a Califórnia são 60% das perdas nominais, como apresentado na Tab. 1.

Tabela 1 – Perdas nominais ponderadas de condutores em função da ponderação (Bellinaso 2014).

	Perdas nominais ponderadas de condutores
Ponderação europeia	$P_{wl,euro} = 0,5 P_{l,100\%}$
Ponderação californiana	$P_{wl,cec} = 0,6 P_{l,100\%}$

2.2 Função objetivo para escolha otimizada dos condutores

A otimização econômica de um sistema fotovoltaico deve visar a minimização do custo da energia produzida, ou seja, a redução do *Levelized Cost of Electricity* (LCOE – Custo nivelado da Eletricidade) (Campbell et al. 2009). Uma maneira de minimizar o LCOE é minimizando o custo por Watt-pico da instalação fotovoltaica, desde que isso não interfira na vida útil do sistema. Pode-se reduzir o custo/Watt-pico da instalação fotovoltaica reduzindo o custo de cada componente, e baseando-se no custo/Watt-pico da instalação.

Perdas em condutores de sistemas fotovoltaicos apresentam custo, pois perdas representam menos energia gerada. O custo total por metro de um condutor é igual ao seu custo para comprar o condutor (\$/m), somado ao custo financeiro de suas perdas (em \$/m) (Bellinaso 2014):

$$custo_{\$/+wl} = custo_{\$} + custo_{perdas} \quad (8)$$

onde:

$custo_{\$/+wl}$: custo/metro do condutor incluindo perdas.

$custo_{\$}$: custo/metro para compra de condutor, em R\$, U\$,

$custo_{perdas}$: custo/metro gerado pelas perdas do condutor, que causam menor produção de energia elétrica.

O custo/Watt-pico de uma instalação fotovoltaica é relacionado à potência nominal. Considerando a distribuição de potência anual para produção de energia, pode-se constatar que o custo das perdas nominais ponderadas dos condutores é aproximadamente igual ao custo/Watt-pico da instalação. Multiplicando as perdas nominais ponderadas por metro de condutor pelo custo dessas perdas, obtém-se (Bellinaso 2014):

$$custo_{perdas} = P_{wl,metro} CW_{ref} \quad (9)$$

onde:

$P_{wl,metro}$: perdas nominais ponderadas do condutor por metro (W/m).

CW_{ref} : o custo/Watt-pico da instalação fotovoltaica.

Para otimizar o sistema fotovoltaico, os condutores podem ser projetados buscando minimizar o custo por metro de condutor incluindo perdas, dado pela Eq. (7). Dessa forma, propõe-se que a função objetivo (FO) para projeto dos condutores seja dada por:

$$FO = \min(custo_{\$/+wl}) = \min(custo_{\$} + P_{wl,metro} CW_{ref}) \quad (10)$$

2.3 Cálculo de perdas e queda de tensão em condutores

As perdas nominais/metro de um condutor CC de um sistema fotovoltaico podem ser calculadas aproximadamente por:

$$P_{l,metro} = R_{metro} i_{mp}^2 \quad (11)$$

onde:

R_{metro} : resistência linear condutor (Ω/m).

i_{mp} : corrente do condutor no ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico conectado ao condutor.

Utilizando os dados da Tab. 1, obtém-se os valores das perdas nominais ponderadas por metro de condutor, considerando a ponderação europeia e a californiana (Bellinaso 2014):

$$P_{l,euro,metro} = 0,5 R_{metro} i_{mp}^2 \quad (12)$$

$$P_{l,cec,metro} = 0,6 R_{metro} i_{mp}^2 \quad (13)$$

A queda de tensão em toda extensão de condutores é dada por:

$$V_{queda} = R_{metro} i_{mp} l_{condutores} \quad (14)$$

onde $l_{condutores}$ é o comprimento total dos condutores, que é duas vezes o comprimento médio dos cabos do arranjo fotovoltaico ao inversor, considerando o uso de apenas um condutor positivo e um negativo.

A queda de tensão percentual é dada por:

$$V_{queda,\%} = \frac{V_{queda}}{v_{mp}} = \frac{R_{metro} i_{mp} l_{condutores}}{v_{mp}} \quad (15)$$

onde v_{mp} é a tensão do arranjo fotovoltaico no ponto de máxima potência.

3. EXEMPLO DE ESCOLHA OTIMIZADA DE CONDUTORES

O município de instalação do sistema exemplo é Santa Maria, RS. O sistema fotovoltaico de exemplo apresenta potência de 4 kWp, composto de 16 módulos de 250 Wp, dispostos em 2 séries de 8 módulos conectadas em paralelo junto em uma caixa de junção próxima dos módulos. A distância de cabos entre a caixa de junção e o inversor é de aproximadamente 100 m, portanto o comprimento total dos cabos é de 200 m. A eficiência europeia e a californiana são utilizadas nos cálculos a fim de comparação. A Tab. 2 apresenta dados relevantes para o projeto. Os condutores devem permitir a instalação de um dispositivo de interrupção de corrente superior a $1,5 \cdot i_{sc} = 26,7$ A. Podem-se utilizar fusíveis fotovoltaicos de 32 A. Cabos monopolares com seção mínima de 6 mm² podem ser utilizados com segurança. Entretanto, também serão considerados cabos de 4 mm² para comparar com outras possibilidades.

Os dados de cabos possíveis e seus custos são apresentados na Tab. 3. Os custos dos cabos foram estimados através de orçamentos de mercado em setembro de 2015. Deve-se destacar que, neste trabalho, definiu-se como *custo* o quanto o consumidor paga pelo sistema, ou seja, $custo_s$ é igual ao preço do vendedor do sistema.

Tabela 2 – Dados de projeto

Parâmetro	Especificação
Potência de pico do arranjo fotovoltaico	4 kWp
Configuração do arranjo fotovoltaico	2 séries de 8 módulos
Custo/Watt-pico do sistema fotovoltaico excluindo condutores	$CW_{ref} = 8$ R\$/Wp
Custo do sistema fotovoltaico excluindo condutores	R\$ 32.000,00
Corrente do ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico	$i_{mp} = 16,5$ A
Corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico	$i_{sc} = 17,8$ A
Tensão no ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico	$v_{mp} = 242,4$ V
Comprimento total dos cabos	$l_{condutores} = 200$ m
Queda de tensão percentual máxima	$V_{queda, \%max} = 3\%$
Eficiências ponderadas consideradas	Europeia e Californiana
Município de instalação do sistema	Santa Maria, RS
Plano inclinado de instalação dos módulos fotovoltaicos	Inclinação de 24° Orientação Norte

Tabela 3 – Cabos fotovoltaicos monopolares disponíveis

Parâmetro	Cabo 4 mm ²	Cabo 6 mm ²	Cabo 10 mm ²	Cabo 16 mm ²
Capacidade de corrente	32 A	41 A	57 A	76 A
Resistência por metro (R_{metro})	0,0040 Ω/m	0,0027 Ω/m	0,0016 Ω/m	0,001 Ω/m
Custo de compra por metro ($custo_s$) (custos aproximados para set/2015)	R\$4,50/m	R\$5,80/m	R\$9,20/m	R\$13,90/m

3.1 Cálculo do custo total incluindo perdas de cada condutor

Eq. (15), Eq. (12), Eq. (13), Eq. (9) e Eq. (8) foram empregadas para escolha dos condutores. Os resultados são apresentados na Tab. 4. Verifica-se que os únicos cabos que atendem à especificação de queda de tensão máxima de 3% são o de 10 mm² e o de 16 mm². Contudo, verifica-se que o cabo de 6 mm² apresenta o menor custo por metro incluindo perdas ($custo_{s+wl}$) para as ponderações Europeia e Californiana. Portanto, o cabo de 6 mm² resulta no menor custo da energia gerada. Esse resultado continua válido se o custo por metro de todos cabos variar de -64,5% a +9,1%, ou seja, se o custo do cabo de 6 mm² estiver entre R\$2,06/m e R\$6,33/m. Com variação inferior do custo, $custo_{s+wl}$ do cabo de 6 mm² torna-se igual ao de 10 mm². Com a variação superior, esse custo torna-se igual ao de 4 mm².

Se multiplicarmos $custo_{s+wl}$ pelo comprimento total dos cabos ($l_{condutores}$) verificamos que o custo do cabo de 6 mm² incluindo perdas na ponderação Californiana é de R\$ 1.867,38, enquanto o de 10 mm² é de R\$ 2.259,19. Portanto, economiza-se o equivalente a R\$ 391,81 ao adotar o cabo de 6 mm² ao invés do cabo de 10 mm², o que corresponde a aproximadamente 1,2% do custo total do sistema fotovoltaico.

Tabela 4 - Cálculo da queda de tensão, perdas nominais e custo total das diferentes soluções

Variável calculada \ cabo utilizado		Cabo 4 mm ²	Cabo 6 mm ²	Cabo 10 mm ²	Cabo 16 mm ²
Queda de tensão percentual $V_{queda, \%}$		5,45%	3,68%	2,18%	1,36%
Eficiência Californiana	Perdas nominais ponderadas $P_{wl, cec, metro}$	0,65 W/m	0,44 W/m	0,26 W/m	0,16 W/m
	Custo das perdas por metro $custo_{perdas}$	R\$ 5,24	R\$ 3,54	R\$ 2,10	R\$ 1,31
	Custo total por metro incluindo perdas $custo_{\$+wl}$	R\$ 9,74	R\$ 9,34	R\$ 11,30	R\$ 15,21
	Custo total incluindo perdas $custo_{\$+wl} \cdot I_{condutores}$	R\$ 1.947,98	R\$ 1.867,38	R\$ 2.259,19	R\$ 3.041,99
Eficiência Européia	Perdas nominais ponderadas $P_{wl, cec, metro}$	0,55 W/m	0,37 W/m	0,22 W/m	0,14 W/m
	Custo das perdas por metro $custo_{perdas}$	R\$ 4,37	R\$ 2,95	R\$ 1,75	R\$ 1,09
	Custo total por metro incluindo perdas $custo_{\$+wl}$	R\$ 8,87	R\$ 8,75	R\$ 10,95	R\$ 14,99
	Custo total incluindo perdas $custo_{\$+wl} \cdot I_{condutores}$	R\$ 1.773,31	R\$ 1.749,49	R\$ 2.189,33	R\$ 2.998,33

3.2 Comparação das perdas nominais ponderadas com o software Helioscope

As perdas nominais ponderadas dos condutores foram comparadas com as obtidas no software online HelioScope. Para a cidade de Santa Maria, RS, esse software utiliza dados do SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) para calcular a produção de energia do local. Um sistema de 4 kWp com as mesmas características do exemplo foi dimensionado utilizando um inversor com eficiência ponderada de 95%. A energia perdida nos condutores foi calculada subtraindo a máxima energia gerada caso não houvesse perdas nos condutores pela energia gerada com as perdas. Os resultados do software são apresentados na Tab. 5.

A energia perdida nos condutores durante 1 ano pode ser estimada multiplicando as perdas nominais ponderadas pelo número de horas de Sol pleno durante 1 ano, como apresentado na Eq. (4). A Tab. 5 apresenta os resultados do exemplo considerando perdas com ponderação Europeia e Californiana. O número de horas de Sol pleno na cidade de Santa Maria (RS) foi considerado como sendo 4,5 h no plano inclinado de 24°, com orientação para o Norte. Esse resultado foi fornecido pelo software HelioScope.

Comparando com a energia perdida calculada no software HelioScope, verifica-se que a ponderação californiana apresenta menor erro absoluto médio. A ponderação californiana apresentou erro positivo, enquanto a europeia apresentou erro negativo. Dessa forma, verifica-se que, em Santa Maria (RS), uma ponderação mais precisa deveria ser intermediária às duas para este plano de instalação.

Tabela 5 – Comparação da energia perdida nos condutores calculada pelo software HelioScope e através do cálculo pelas perdas nominais ponderadas na Eq. (4)

	Variável calculada \ cabo utilizado	Cabo 4 mm ²	Cabo 6 mm ²	Cabo 10 mm ²	Cabo 16 mm ²
HelioScope	Energia gerada pelo sistema (kWh/ano) (ideal = 5680)	5476,8	5545,4	5600,5	5630,9
	Energia perdida (kWh/ano)	203,2	134,6	79,5	49,1
Europa	Energia perdida (kWh/ano)	215,3	145,3	86,1	53,8
	Erro em relação a Helioscope (%)	6,0%	8,0%	8,3%	9,6%
Califórnia	Energia perdida (kWh/ano)	179,4	121,1	71,8	44,9
	Erro em relação a Helioscope (%)	-11,7%	-10,0%	-9,7%	-8,6%

3.3 Comparação da metodologia de projeto com o LCOE calculado

O custo nivelado da energia gerada (LCOE) pode ser calculado através de uma equação que envolve vida útil do sistema, gastos com manutenção e operação, degradação de produção do sistema e valor residual, convertidos para valor presente através de uma taxa de desconto (juros) (Campbell et al. 2009). Para validar a metodologia de projeto, considera-se aqui taxa de degradação, manutenção e valor residual igual a zero. O LCOE foi calculado considerando quatro possíveis Taxas de Desconto (TD): 0%, 5%, 10% e 15%, em uma vida útil de 25 anos.

Os resultados dos cálculos do LCOE são apresentados na Tab. 6, e confirmam o projeto apresentado na Tab. 4. O cabo de 6 mm² apresenta o menor custo da energia gerada independentemente da taxa de desconto considerada, seguido do cabo 4 mm², cabo 10 mm² e por fim cabo 16 mm².

Tabela 6 – Comparação do custo da energia gerada do sistema com diferentes condutores, considerando manutenção, degradação e valor residual nulos e taxa de desconto variável

Variável calculada \ cabo utilizado	Cabo 4 mm ²	Cabo 6 mm ²	Cabo 10 mm ²	Cabo 16 mm ²
Investimento do sistema sem cabos	R\$ 32.000,00	R\$ 32.000,00	R\$ 32.000,00	R\$ 32.000,00
Custo total para compra dos cabos	R\$ 900,00	R\$ 1.160,00	R\$ 1.840,00	R\$ 2.780,00
Investimento inicial total	R\$ 32.900,00	R\$ 33.160,00	R\$ 33.840,00	R\$ 34.780,00
Energia produzida ao longo da vida útil (resultados software HelioScope)	136.920,0 kWh	138.635,0 kWh	140.012,5 kWh	140.772,5 kWh
LCOE para TD = 0% (R\$/kWh)	R\$ 0,2403	R\$ 0,2392	R\$ 0,2417	R\$ 0,2471
LCOE para TD = 5% (R\$/kWh)	R\$ 0,4262	R\$ 0,4243	R\$ 0,4287	R\$ 0,4382
LCOE para TD = 10% (R\$/kWh)	R\$ 0,6618	R\$ 0,6588	R\$ 0,6657	R\$ 0,6805
LCOE para TD = 15% (R\$/kWh)	R\$ 0,9293	R\$ 0,9251	R\$ 0,9347	R\$ 0,9555

4. CONCLUSÕES

Uma metodologia para escolha otimizada de condutores em sistemas fotovoltaicos foi apresentada, com o objetivo de minimizar o custo/Watt-pico do sistema fotovoltaico e, conseqüentemente, o custo da energia gerada. As eficiências ponderadas são utilizadas para calcular perdas nominais ponderadas dos condutores. Essas perdas são convertidas para custo financeiro multiplicando pelo custo/Watt-pico do sistema fotovoltaico. Entre os condutores que atendem às especificações de corrente máxima, o condutor escolhido é o que apresenta o menor custo somado com o custo das perdas.

Um exemplo de sistema fotovoltaico de 4 kWp instalado em Santa Maria, RS, em que o inversor está 100 m afastado dos módulos foi analisado. A situação de os inversores estarem bastante afastados dos arranjos fotovoltaicos pode ser comum em usinas fotovoltaicas de grande porte. No exemplo apresentado, observou-se que apenas condutores com seção igual ou superior a 10 mm² apresentaram queda de tensão inferior a 3%. Entretanto, o condutor com menor custo da energia foi o de 6 mm², com queda de tensão superior a 3%, mas com diferença de custos da energia superior a 1% em relação ao cabo de 10 mm². Em valores absolutos, essa diferença pode ser bastante significativa para sistemas de grande porte. Dessa forma, comprova-se que a especificação de 3% de queda de tensão máxima da IEC/TS 62548 pode resultar em sistemas não otimizados economicamente, ou seja, com maior custo da energia gerada. É importante destacar que a aplicação da metodologia depende dos custos de cabos e CW_{ref} considerados. O projetista do sistema fotovoltaico deve considerar seus próprios custos com valores atuais de mercado ao aplicar a metodologia.

A metodologia proposta tende a apresentar resultado diferente do convencional quando o inversor estiver muito afastado da caixa de junção do arranjo fotovoltaico e a queda de tensão de condutores é superior a 3%. Por esse motivo, poderá apresentar resultados relevantes para sistemas de potência elevada em que a elevada distância entre arranjos fotovoltaicos e inversores causa perdas resistivas significativas. Por fim, destaca-se que essa metodologia não é válida somente para o lado CC, mas também para o lado CA, pois a distribuição de potência do lado CA de um inversor conectado à rede também corresponde às eficiências ponderadas.

REFERÊNCIAS

- Bellinaso, L.V. et al., 2013a. Methodology for product design of photovoltaic inverters. In *2013 Brazilian Power Electronics Conference*. Gramado, RS: Ieee, pp. 550–555. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6785169>.
- Bellinaso, L.V., 2014. *Metodologia de projeto de inversores para redução do custo de sistemas fotovoltaicos*. Universidade Federal de Santa Maria.
- Bellinaso, L.V. & Michels, L., 2014. Metodologias de comparação e projeto de inversores para redução do custo da energia fotovoltaica. In *Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)*. Recife, PE.
- Bletterie, B. et al., 2008. Redefinition of the European Efficiency - Finding the Compromise Between Simpliity and Accuracy. In *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. pp. 2735–2742. Available at: http://server54.hostpoint.ch/~pvtest/pv-test.ch/fileadmin/user_upload/lab1/pv/publikationen/4CO_2_5_valencia08.pdf.
- Bower, W. et al., 2004. Performance test protocol for evaluating inverters used in grid-connected photovoltaic systems. Available at: http://www.energy.ca.gov/renewables/02-REN-1038/documents/2004-12-01_INVERTER_TEST.PDF.
- Campbell, M. et al., 2009. Minimizing utility-scale PV power plant LCOE through the use of high capacity factor configurations. *2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp.000421–000426. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5411650>.
- Fraunhofer-Institut for Solar Energy Systems (ISE), 2015. Current and Future Cost of Photovoltaics - Long-term scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems.
- Hung, C.H. et al., 2010. BoS cost savings and LCOE reduction for a 10 MW PV system with the 500 kW transformerless inverter. *2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2010*, pp.924–928.
- IEA International Energy Agency, 2015. *2014 - Snapshot of Global PV Markets*,
- International Electrotechnical Commision, 2013. Photovoltaic (PV) Arrays - Design Requirements. *IEC/TS 62548*.
- International Electrotechnical Commision, 1999. Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency. *IEC 61683*.
- Kerekes, T. et al., 2013. An optimization method for designing large PV Plants. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 3(2), pp.814–822.
- Paravalos, C. et al., 2014. Optimal Design of Photovoltaic Systems Using High Time-Resolution Meteorological Data. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 10(4), pp.2270–2279.
- Photon Laboratory, 2015. PHOTON inverter test. Available at: http://www.photon.info/upload/Inverter_TestInfo_EN_971.pdf.

METHODOLOGY TO SELECT PV SYSTEM CABLE CROSS SECTION AIMING TO REDUCE ENERGY COST

Abstract. Photovoltaic systems' optimization is important to minimize energy cost. For this porpoise, the design objective can be the minimization of the Levelized Cost of Electricity (LCOE) or, in a simpler manner, the system's cost/Watt-peak. This study presents a methodology to choose the cross section of dc and ac conductors in an optimized manner. Nominal conductors weighted losses are calculated using the concept of inverter weighted efficiencies. These losses are converted into costs in order to compare the design solutions. In the example developed, we show that optimized cables not always comply with the maximum 3% voltage drop required in standard IEC/TS 62548. The results by the proposed methodology are compared with the obtained in software Helioscope.

Key words: Photovoltaic energy, optimization, current-carrying conductors