

METODOLOGIAS DE COMPARAÇÃO E PROJETO DE INVERSORES PARA REDUÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Lucas Vizzotto Bellinaso – lbellinaso@gmail.com

Leandro Michels – michels@gepoc.ufsm.br

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

Resumo. Este trabalho apresenta metodologias de comparação e projeto de circuitos internos de inversores, com o objetivo de reduzir o custo da energia fotovoltaica. Duas metodologias são apresentadas para comparação de inversores. A metodologia para minimização do custo nivelado da eletricidade é a mais precisa e pode ser aplicada para projetar todo o sistema fotovoltaico. Já a metodologia para minimização do custo inicial apresenta algumas restrições, mas é mais simples do que a anterior. Para projeto de componentes internos do inversor, utilizou-se uma metodologia simplificada para minimização do custo inicial do sistema, que compara soluções com uma referência de custo da potência. Este trabalho também demonstra a necessidade de considerar o custo total do sistema fotovoltaico para a comparação e projeto de inversores, quando o cliente é investidor em energia fotovoltaica. Exemplos são apresentados para demonstrar e comparar as metodologias.

Palavras-chave: energia fotovoltaica, inversor fotovoltaico, metodologia de projeto, custo nivelado da eletricidade, eletrônica de potência.

1. INTRODUÇÃO

O número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede apresentou elevado crescimento nos últimos anos. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2013), a capacidade mundial instalada de sistemas fotovoltaicos atingiu 100 GW em 2013. Deste total, somente a Alemanha representa 33% dessa capacidade, com mais de 1 milhão de sistemas conectados à rede (IEA, 2013). Nesse país, a produção de energia solar fotovoltaica é regulamentada através do sistema de tarifa *feed-in*, em que o produtor vende a energia produzida a um preço diferenciado da energia consumida. No Brasil, a Resolução 482 (ANEEL, 2012) permitiu conexão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica brasileira através do sistema de compensação de energia elétrica.

O preço médio de sistemas fotovoltaicos apresentou elevada redução nos últimos anos, principalmente devido à produção em escala e à redução de custos de produção dos módulos fotovoltaicos. O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE, 2010) estimou em 3,40 US\$/W_p o preço de um sistema fotovoltaico instalado nos Estados Unidos, em 2010. Dentro desse total, estimava-se que 1,70 US\$/W_p correspondiam ao preço dos módulos fotovoltaicos; 0,22 US\$/W_p ao inversor e 1,48 US\$/W_p aos serviços e demais componentes. Em 2012, segundo o relatório GT COGEN SOLAR (COGEN, 2012), a estimativa de preços no exterior era de 0,98 €/W_p para os módulos fotovoltaicos e de 0,19 €/W_p para o inversor. Considerando a taxa de conversão de 1 € = US\$ 1,16 (8/10/2013), observa-se que houve redução de 33% no preço dos módulos fotovoltaicos de 2010 para 2012, enquanto o preço do inversor manteve-se constante. Em 2013, já foi possível encontrar módulos fotovoltaicos com preços de cerca de 0,60 US\$/W_p (Sun Electronics, 2013), enquanto o inversor manteve preços aproximadamente constantes em relação a outros anos. Assim, observa-se que o custo de inversores é cada vez mais representativo no custo total dos sistemas fotovoltaicos, o que torna cada vez mais relevante a redução de seu custo.

No Brasil, os inversores fotovoltaicos conectados à rede devem se adequar a diversos requisitos técnicos que impactam em seu custo. Estes equipamentos devem atender às normas de conexão com a rede elétrica NBR 16149 e NBR 16150 (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013) e a norma para proteção contra ilhamento não-intencional NBR IEC 62116 (ABNT, 2012). Além disso, os inversores também devem atender a requisitos de redundâncias e segurança para usuários, descritos nas normas IEC 62109-1 e IEC 62109-2 (IEC, 2010 e 2011). Existem também outros requisitos, não especificados em normas brasileiras, mas que podem ser importantes para a aceitação adequada do inversor no mercado: adequação às normas de compatibilidade eletromagnética, tal como a CISPR 22; grau de proteção adequado para funcionamento em ambiente externo; garantia de confiabilidade superior a 5 ou 10 anos; baixo nível de ruído audível; elevada eficiência de conversão de energia; volume e peso reduzidos; design moderno, entre outros. Essas características agregam custo ao equipamento, mas podem ser relevantes para o usuário que tem a decisão de compra do equipamento.

Muitas dessas características requeridas para os inversores fotovoltaicos podem ser projetadas pelo engenheiro de eletrônica de potência, dentre as quais se destacam: custo do estágio de potência, eficiência de conversão, interferência eletromagnética, volume, peso, ruído audível, temperatura de operação dos componentes, confiabilidade, entre outros. Contudo, as escolhas de projeto para atender a cada uma destas características dependem das estratégias de projeto adotadas para cada segmento de mercado de inversores. Por exemplo, enquanto investidores em energia podem estar mais interessados em inversores que maximizem o retorno sobre o investimento, os clientes de inversores de pequeno porte para instalação residencial podem ter maior interesse em equipamentos com menor preço de instalação.

Por isso, diferentes estratégias de projeto devem ser adotadas em função das expectativas dos clientes de inversores fotovoltaicos. Quando a principal expectativa dos clientes em relação ao inversor fotovoltaico for o preço baixo, podem-se empregar metodologias de projeto com o objetivo de minimizar o custo (Sartori, 2013). Caso a expectativa dos clientes for elevada tecnologia e eficiência, podem-se empregar metodologias de projeto com objetivo de minimizar volume ou maximizar a eficiência (Sartori, 2013). Entretanto, caso os clientes sejam investidores em energia fotovoltaica, deve-se projetar o inversor com o objetivo de minimizar o custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo de toda a sua vida útil.

É importante destacar que nem sempre o inversor de maior eficiência ou de menor custo corresponde àquele que resulta no menor custo da energia ao longo da vida útil de um sistema fotovoltaico. É possível desenvolver inversores com elevada eficiência de conversão empregando chaves semicondutoras com perdas reduzidas (Stalter et al., 2010), mas com significativo aumento do custo do inversor. Por outro lado, é possível empregar materiais magnéticos comuns para se obter um inversor de baixo custo, mas com reduzida eficiência de conversão. Provavelmente nenhuma dessas soluções minimiza o custo da energia fotovoltaica gerada ao longo da vida útil do sistema.

Portanto é importante que se adote no projeto do inversor um compromisso entre a eficiência e custo do inversor, com o objetivo de reduzir o custo da energia gerada e proporcionar um maior retorno financeiro a investidores em energia fotovoltaica. Duas métricas podem ser utilizadas para esse compromisso: o custo nivelado da eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico (LCOE - *Levelized Cost of Electricity*) e o custo por watt do sistema instalado.

O LCOE permite a comparação financeira de diferentes tecnologias fotovoltaicas, considerando a operação do sistema ao longo de toda sua vida útil. (Campbell et al., 2009) emprega o LCOE para comparar um projeto de usina fotovoltaica com rastreamento solar com outro de estrutura de fixação estática. Para essa análise, utilizou variáveis como custo do terreno, sombreamento dos módulos fotovoltaicos e custo dos equipamentos, o que permitiu encontrar a alternativa mais viável economicamente para o sistema fotovoltaico como um todo. O LCOE pode ser também empregado para a comparação de inversores de diferentes eficiências, preços, tempos médios entre falhas e potências em relação à potência de entrada, dependendo do local de instalação do sistema fotovoltaico (Burger e Rütther, 2006). Essa comparação pode ser realizada com o auxílio de softwares para análise de sistemas fotovoltaicos como PVSyst ou PVSol.

(Koutroulis, Blaabjerg, 2011 e 2012) e (Saridakis, 2013) adotam a estratégia de minimização do LCOE do inversor para projetar o conversor estático do inversor, incluindo no projeto a confiabilidade dos componentes empregados. Caso sejam considerados os custos de todo o sistema fotovoltaico, a metodologia de minimização do LCOE permite um projeto ótimo da eletrônica de potência do inversor. Contudo, a minimização do LCOE do inversor realizada de forma isolada pode resultar em projetos que não reduzem o LCOE do sistema completo, como é demonstrado na Seção 2.

Outra métrica de projeto é custo por Watt do sistema fotovoltaico, que permite uma comparação simplificada de diferentes soluções tecnológicas, considerado que o custo inicial do sistema fotovoltaico é o maior impactante no custo da energia. Essa métrica não é adequada para analisar sistemas fotovoltaicos ao longo de toda sua operação, pois desconsidera variáveis como custos de manutenção e tempo médio entre falhas dos componentes. Entretanto, pode ser uma alternativa mais simples para comparar inversores fotovoltaicos com diferentes preços e eficiências, além de poder ser utilizada para o projeto componentes internos do inversor (Bellinaso et al., 2013). Para isso, algumas hipóteses e restrições devem ser adotadas para que o resultado seja compatível com o da metodologia de minimização do LCOE.

Os objetivos deste trabalho são: i) mostrar exemplos de aplicação dos métodos de minimização do custo da eletricidade e de minimização do custo inicial do sistema fotovoltaico; ii) mostrar a necessidade de incluir o preço de todo o sistema fotovoltaico no projeto do inversor e iii) apresentar uma metodologia para projeto de componentes internos de inversores. Destaca-se que as metodologias que utilizam a métrica do custo por Watt aqui apresentadas são extensões da metodologia proposta em (Bellinaso et al., 2013).

2. METODOLOGIA DA MINIMIZAÇÃO DO CUSTO NIVELADO DA ELETRICIDADE

Nesta Seção, demonstra-se a importância de incluir o preço de todo o sistema fotovoltaico no projeto do inversor para a minimização do custo da energia fotovoltaica. Caso contrário, o inversor pode tornar-se demasiadamente caro ou dissipar muita energia, resultando em projetos não otimizados.

O custo nivelado da eletricidade (LCOE – *Levelized Cost of Electricity*) é uma das principais medidas para análise de viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos. Seu cálculo é dado por (Campbell et al., 2009):

$$LCOE = \frac{\text{Custo total do sistema fotovoltaico ao longo da vida útil (valor presente)}}{\text{Energia total gerada (kWh)}} \quad (1)$$

O LCOE depende do investimento inicial, tipo de financiamento, impostos para funcionamento, incentivos, custos anuais de manutenção e operação, reposição de peças e valor residual (Campbell et al., 2009). Considerando-se que não há incentivos nem impostos para o funcionamento do sistema fotovoltaico, a equação válida para N anos de operação do sistema fotovoltaico é dada por:

$$LCOE = \frac{I + M - R}{E} \quad (2)$$

onde:

I (Investimento inicial): é todo o investimento inicial em US\$ necessário para colocar em funcionamento o sistema fotovoltaico. Atualmente, é o maior custo de um sistema fotovoltaico.

M (Operação e manutenção): são todos os custos de operação e manutenção anuais do sistema fotovoltaico, incluindo monitoramento, limpeza dos módulos, manutenção do inversor, reposição de peças, etc. Esses custos anuais são inferiores a 1% do investimento inicial (Zilles et al., 2012). Para o cálculo do LCOE, deve-se considerar o valor presente dos custos anuais. Seu valor é dado por:

$$M = \sum_{i=1}^N \frac{\text{Custos anuais de operação e manutenção}}{(1 + \text{Taxa de desconto})^i} \quad (3)$$

R (Valor residual): é o valor residual do sistema após os N anos de funcionamento, em valor presente. A equação é dada por:

$$R = \frac{\text{Valor residual}}{(1 + \text{Taxa de desconto})^N} \quad (4)$$

E (Energia gerada): é a produção de energia total do sistema (kWh) após N anos de funcionamento. A produção anual inicial depende de fatores meteorológicos, eficiência do inversor, posição dos módulos, etc. A taxa de degradação do sistema depende principalmente da qualidade dos módulos fotovoltaicos. A equação aproximada da energia gerada é dada por:

$$E = \sum_{i=1}^N \frac{(\text{Energia em kWh estimada para o 1º ano}) \cdot (1 - \text{Taxa de degradação})^i}{(1 + \text{Taxa de desconto})^i} \quad (5)$$

A taxa de desconto é a taxa que o investidor deseja para analisar a viabilidade financeira do sistema fotovoltaico. Para pessoa física, um valor possível da taxa de desconto é a rentabilidade da poupança, caso a pessoa não realize investimentos de maior rentabilidade. Para investidores, essa taxa pode ser superior à taxa básica de juros do governo federal (Selic).

Para comparar inversores, deve-se calcular o LCOE de cada uma das soluções de sistemas fotovoltaicos. A melhor alternativa é o inversor que obtiver o menor LCOE para o sistema fotovoltaico, o que permite uma maior rentabilidade ao investidor.

Como exemplo, assumiu-se o sistema fotovoltaico da Tab. 1, para o qual se compararam os três inversores com eficiências e preços apresentados na Tab. 2. Os inversores A e B apresentam vida útil de 10 anos. Após esse tempo, é necessária a compra de um novo equipamento. O inversor C apresenta durabilidade de 20 anos (garantia do fabricante). Por isso, não é necessário reposição. A geração de energia anual foi estimada para a cidade de Santa Maria, RS, através do site do Laboratório de Energias Renováveis dos Estados Unidos “PVWatts – A Performance Calculator for Grid-Connected PV Systems” (disponível em <http://tredc.nrel.gov/solar/calculators/pvwatts/version1>). Considera-se que a eficiência ponderada representa a eficiência média do inversor durante sua operação. Essa eficiência depende do perfil de irradiação do local de instalação do sistema. Os catálogos dos inversores normalmente apresentam a eficiência ponderada europeia (Europa) e a californiana (Califórnia).

Tabela 1 – Especificações para exemplo da metodologia de minimização do LCOE.

Potência fotovoltaica	3 kW
Investimento inicial do sistema fotovoltaico (sem inversor)	US\$ 5.000,00
Tempo de operação do sistema fotovoltaico	20 anos
Valor residual do inversor após 10 ou 20 anos	US\$ 0,00
Custo de manutenção anual	US\$ 50,00
Valor residual do sistema fotovoltaico após 20 anos	US\$ 1.000,00
Taxa de desconto (considerando um pequeno investidor)	5% ao ano
Incentivos governamentais e impostos	0%
Geração anual de energia (sem perdas do inversor)	3900 kWh
Degradação anual do sistema	0%

Tabela 2- Comparação de inversores através do LCOE do sistema fotovoltaico.

	Com Inversor A	Com Inversor B	Com Inversor C
Eficiência ponderada	90%	97%	95%
Preço do inversor	US\$ 1000,00	US\$ 1232,00	US\$ 1837,00
Vida útil do inversor	10 anos	10 anos	20 anos
Custo total do sistema	US\$ 6000,00	US\$ 6232,00	US\$ 6100,00
Geração anual – lado CA	3900·0,9 = 3510 kWh	3900·0,97 = 3783 kWh	3900·0,95 = 3705 kWh
LCOE do inversor	0,01319 US\$/kWh	0,01679 US\$/kWh	0,02853 US\$/kWh
LCOE do sistema total	0,14624 US\$/kWh	0,14304 US\$/kWh	0,14301 US\$/kWh

Na Tab. 2, considerando-se apenas o preço do inversor, observa-se que o inversor A, de menor eficiência, apresenta LCOE inferior ao dos inversores B e C. Contudo, caso seja considerado o custo total do sistema fotovoltaico e a vida útil dos inversores, verifica-se que o inversor C é mais vantajoso do que os outros dois, já que o LCOE do sistema fotovoltaico torna-se menor. Conclui-se, desta forma, que se empregar apenas o custo do inversor pode levar a projetos que não reduzem o custo da energia gerada. Portanto, é importante considerar o custo total do sistema fotovoltaico, juntamente com a vida útil do inversor, para que o LCOE do sistema completo seja minimizado.

A estratégia de minimização do LCOE do sistema fotovoltaico pode ser também empregada para outras partes do sistema: estruturas de fixação, área do terreno, tipo de módulos fotovoltaicos, etc. Essa metodologia é importante para investidores em sistemas fotovoltaicos, pois permite a escolha da opção mais viável financeiramente para determinado local. Entretanto, pode não ser a mais adequada para o projeto de componentes internos do inversor, pois o fabricante do inversor não tem acesso a todas as variáveis como taxa de desconto, impostos do país, meteorologia, etc. Além disso, pode não ser interessante ao fabricante ter projetos do inversor customizados para cada tipo e localização de sistema fotovoltaico, o que dificulta a produção em escala. Por esse motivo, esse trabalho apresenta outras metodologias que podem ser empregadas para o projeto de circuitos internos do inversor.

3. METODOLOGIA DA MINIMIZAÇÃO DO CUSTO INICIAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

As metodologias para minimização do custo da potência do sistema fotovoltaico apresentadas aqui são extensões da metodologia de projeto proposta em (Bellinaso et al., 2013). A estratégia de minimização do custo/Watt inicial é válida quando a confiabilidade e a vida útil do inversor são iguais para todas as soluções de circuitos e quando o custo inicial é muito superior aos custos de operação e manutenção. Essa metodologia pode ser mais adequada do que a metodologia LCOE para o projeto de circuitos internos do inversor, pois apresenta menos dados de entrada e é mais simples.

Para aplicação da metodologia de minimização do custo da potência do sistema fotovoltaico, deve-se adotar uma eficiência ponderada em função da região de instalação do inversor fotovoltaico. As eficiências ponderadas mais comuns são a europeia e a californiana (Bletterie et al., 2008), que representam a eficiência média do inversor operando nas características de irradiação típicas da Europa e Califórnia, respectivamente. Existe também a eficiência brasileira, que representa a eficiência média de inversores no Brasil (Pinto Neto, 2012). Todas essas eficiências não representam fielmente o perfil de irradiação em todos os locais da região correspondente, mas podem ser utilizadas para orientação do projeto de componentes internos de inversores. Essas eficiências são apresentadas na Seção 4.3.

A metodologia de minimização do custo inicial do sistema fotovoltaico foi dividida aqui em duas partes: completa e simplificada. A metodologia completa necessita do custo real do sistema fotovoltaico e do inversor. Sua vantagem é comparar diversas soluções ao mesmo tempo, o que permite otimizar o custo por Watt do inversor em relação ao sistema fotovoltaico. Além disso, pode incluir o custo de reposição de equipamentos. A metodologia simplificada utiliza um custo por Watt de referência, o que torna mais simples o projeto. Contudo, compara apenas duas soluções por vez (Bellinaso et al., 2013).

A metodologia completa é exemplificada com o mesmo caso mostrado na Seção 2, onde também se assume o sistema fotovoltaico da Tab. 1 e comparam-se os inversores A, B e C, cujos custos e eficiências são mostrados na Tab. 2. A metodologia consiste em somar o custo de cada inversor com o do restante sistema fotovoltaico e obter a potência de saída através da eficiência ponderada do inversor (eficiência europeia, californiana ou brasileira). Realizando-se a divisão do custo pela potência de saída ponderada, é possível analisar qual das soluções apresenta o menor custo inicial por Watt. Os custos de reposição do inversor são incluídos de maneira semelhante à Eq. 4, considerando que o preço do segundo inversor é igual do primeiro inversor, compensado pela taxa de desconto.

A Tab. 3 apresenta os resultados obtidos através da aplicação desta metodologia. Observa-se que o inversor A, que é o mais barato, apresenta o maior custo por Watt do sistema completo, enquanto o inversor C apresenta o menor custo por Watt do sistema completo. Assim, a classificação obtida para os inversores é a mesma da metodologia de minimização do LCOE, apresentada na Seção 2.

Tabela 3 – Metodologia completa para comparação de inversores.

	Com Inversor A	Com Inversor B	Com Inversor C
Custo do 1º inversor (até 10 anos)	US\$1000,00	US\$1232,00	US\$1837,00
Custo do 2º inversor (11 a 20 anos) (Eq. 4)	US\$613,91	US\$756,34	não há troca
Custo total do sistema fotovoltaico	US\$6613,91	US\$6988,34	US\$6837,00
Potência de entrada	3000 W	3000 W	3000 W
Eficiência ponderada do inversor	90%	97%	95%
Potência ponderada de saída	2700 W	2910 W	2850 W
Custo por Watt do sistema completo	2,449 US/W	2,401 US/W	2,399 US/W

A metodologia completa pode ser também empregada para o projeto de componentes internos do inversor. Entretanto, é necessário conhecer a relação custo/preço do produto e a estratégia de formação de preço, ou seja, como alterações no custo modificam o preço do inversor. Entre as estratégias de formação de preço, pode-se citar:

- Utilizar custo por Watt fixo para sistema completo e projetar os circuitos para maximizar a margem de contribuição do produto, que é diferença entre preço de venda e custo do inversor. Com a maximização da margem de contribuição, o inversor torna-se mais economicamente atrativo para o fabricante. Nessa estratégia de projeto, a eficiência e o preço do inversor são variáveis, mas o custo/Watt do sistema é constante. Isso é demonstrado na Tab. 3, onde os inversores B e C apresentam preços, eficiências e durabilidades distintas, mas os custos/Watt do sistema completo são próximos.
- Utilizar uma margem de contribuição fixa, e procurar minimizar o custo/Watt do sistema completo. Assim, o inversor torna-se mais atrativo ao investidor.
- Mesclar ambas estratégias anteriores, aumentando a margem de contribuição e reduzindo o custo/Watt do sistema completo, tornando o inversor mais atrativo tanto para o fabricante quanto para o investidor.

Verifica-se que a aplicação da metodologia completa para o projeto de componentes internos do inversor através da minimização do custo por Watt do sistema depende da estratégia de formação do preço do inversor. Já a metodologia simplificada transforma esses dados em um único custo por Watt de referência utilizado no projeto, obtido de acordo com a Seção 4.2. A metodologia simplificada é baseada na comparação das perdas e custo de duas diferentes soluções de circuitos. Pode também ser estendida para analisar diferentes soluções através de sucessivas comparações entre duas soluções.

O algoritmo da metodologia simplificada é apresentado na Fig. 1. Nesse algoritmo, $custos_1$ e $perdas_1$ representam, respectivamente, os custos financeiros (US\$) e perdas ponderadas em Watts relacionadas a uma Solução 1, enquanto $custos_2$ e $perdas_2$ são relacionadas a uma Solução 2. A definição dessas perdas é apresentada na Seção 4.3. Observa-se na Fig. 1 que se uma solução apresenta menores custos e menores perdas do que a outra, sempre se escolhe a solução de menor custo. Por outro lado, caso uma solução apresente maior custo mas menores perdas do que a outra, é necessário comparar as soluções calculando o custo da potência adicional, dado por:

$$CW_{21} = \frac{|custos_2 - custos_1|}{|perdas_1 - perdas_2|} \quad (6)$$

Caso CW_{21} na Eq. (6) seja menor do que um custo de referência, indicado como CW_{ref} , a solução de menores perdas é a melhor escolha. Caso contrário, a solução de menor custo é a mais viável. Caso CW_{21} seja próxima a CW_{ref} , então as duas soluções apresentam custo/benefício semelhante. Nesse caso, a melhor escolha pode ser uma solução já existente ou a mais simples. A obtenção do custo de referência CW_{ref} é esclarecida na Seção 4.2.

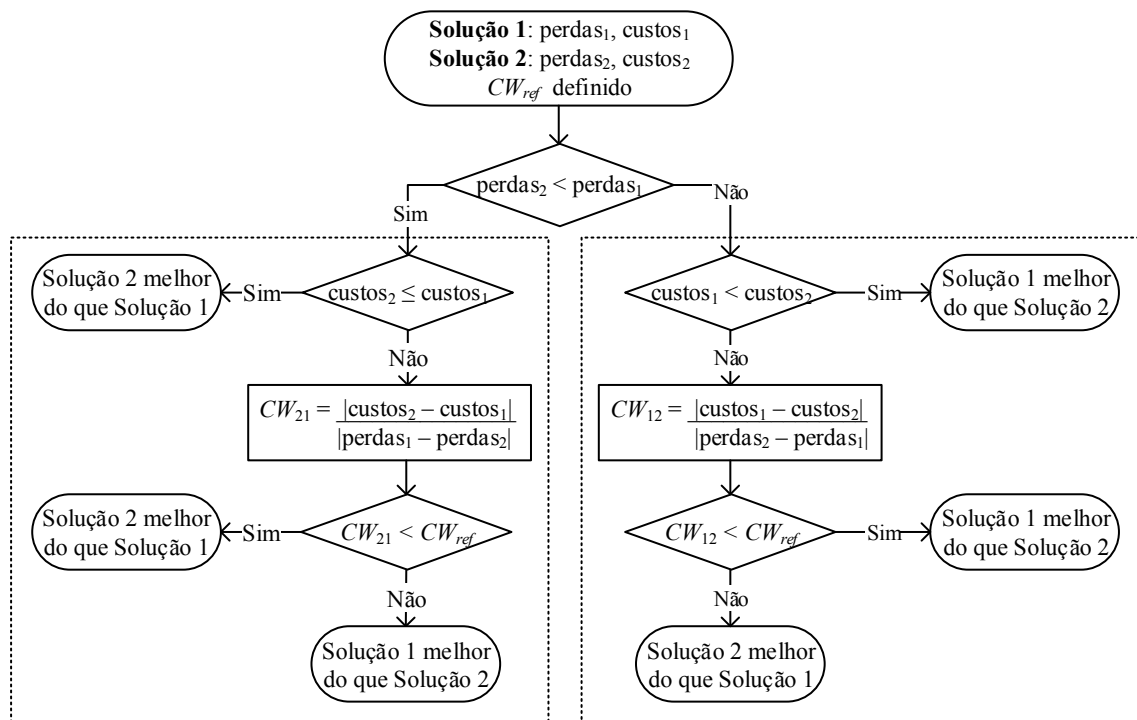


Figura 1 – Algoritmo de comparação entre duas soluções de inversores.

No exemplo da Tab. 1 e Tab. 2, foi calculada a variável CW_{12} para comparar os inversores. Foi considerado o custo dos inversores A e B somando o custo do primeiro com o do segundo inversor da Tab. 3. Na comparação entre o inversor A com o B, por exemplo, obteve-se $CW_{12} = (1232 + 756,34 - 1000 - 613,31)/(2910 - 1700) = 1,78$ US\$/W. Como CW_{12} é inferior a 2,4 US\$/W, então o inversor com menores perdas, que é o inversor B, é mais viável

economicamente. Analisando as outras comparações, obtém-se a seguinte ordem de classificação dos inversores: inversor C, inversor B e inversor A.

Tabela 4 – Metodologia simplificada para comparação de inversores.

Comparação	Diferença de perdas ponderadas	Diferença de custos	CW_{I2}	Inversor mais viável
Inversor A e B	210 W	US\$ 374,43	1,78 US\$/W	B
Inversor B e C	60 W	US\$ 151,33	2,52 US\$/W	C
Inversor C e A	150 W	US\$ 223,09	1,78 US\$/W	C

4. PROJETO DE CIRCUITOS INTERNOS DO INVERSOR

Neste trabalho, a metodologia para projeto de circuitos internos do inversor é baseada na metodologia simplificada para minimização do custo inicial do sistema fotovoltaico. O principal motivo desta escolha é o fato de que essa metodologia utiliza um custo de referência CW_{ref} único para o projeto. As hipóteses necessárias para aplicação dessa metodologia são:

- Cada solução de projeto deve atender às especificações mínimas, como temperatura máxima, tensão de pico, corrente de pico e vida útil.
- O valor escolhido para o custo de referência em US\$/W deve resultar em um menor custo por Watt do sistema fotovoltaico completo, ou ser em função de quanto o cliente deseja pagar por aumentos na eficiência do inversor.
- As perdas de cada solução são calculadas considerando o perfil de irradiação da região de instalação. Para isso, são utilizadas eficiências ponderadas como a europeia, californiana e brasileira.
- As perdas totais são definidas como a diferença entre a potência máxima disponível pelo arranjo fotovoltaico e a potência de saída do inversor.
- Os custos de cada solução de circuito devem considerar todos os custos variáveis do sistema.

4.1 Etapas de execução

A metodologia de projeto de componentes do inversor fotovoltaico pode ser organizada em 9 etapas, que serão exemplificadas na Seção 5:

- 1) Definir as especificações e restrições de projeto do inversor.
- 2) Definir um custo de referência CW_{ref} em US\$/W para orientar o projeto do conversor estático.
- 3) Separar o inversor em circuitos que apresentam perdas e custos independentes de outras partes. Cada um desses circuitos é denominado “circuito independente”.
- 4) Analisar detalhadamente e obter maneiras de simplificar o projeto de cada circuito independente. As etapas seguintes devem ser realizadas para cada um dos circuitos independentes:
- 5) Obter diferentes soluções do circuito independente que atendam às especificações e restrições de projeto, empregando componentes eletrônicos disponíveis para fabricação.
- 6) Calcular o custo total de cada solução.
- 7) Calcular as perdas ponderadas de cada solução.
- 8) Comparar as soluções duas a duas através do algoritmo apresentado na Fig. 1.
- 9) Ordenar as soluções de melhor custo/benefício de acordo com os resultados das comparações do passo 8.

4.2 Obtenção do custo de referência

A obtenção do custo de referência CW_{ref} depende de várias questões como: custo total do sistema fotovoltaico, preço e margem de contribuição do inversor e tipo de cliente. Para clientes investidores em energia fotovoltaica, o inversor de maior custo/benefício é o que resultar no menor custo da energia gerada (LCOE). Nesse caso, o custo de referência para o preço final do inversor é aproximadamente igual ao preço final de um sistema fotovoltaico, pois é vantajoso adotar um inversor com menores perdas caso o custo/Watt da potência adicional devido ao uso desse inversor seja inferior ao custo/Watt do sistema fotovoltaico.

Entretanto, o custo de referência CW_{ref} para o projeto de componentes internos pode ser diferente do custo de referência do preço final do inversor, em função da estratégia de formação de preço.

Como exemplo de obtenção de CW_{ref} , consideram-se os seguintes dados:

- CW_{ref} para preço final do inversor: $CW_{ref,pf} = 1,66$ US\$/W, igual ao custo/Watt do sistema fotovoltaico.
- Índice de margem de contribuição (Imc) do inversor (razão entre margem de contribuição e preço): 40%
- Estratégia de formação de preço: Imc constante.

A partir dos dados fornecidos, obtém-se o CW_{ref} para projeto dos componentes internos do inversor que resulta em Imc constante: $CW_{ref} = CW_{ref,pf} \cdot (1 - \text{Imc}) = 1,66 \text{ US$/W} \cdot (1 - 40\%) = 1 \text{ US$/W}$.

Outras estratégias de formação de preço resultam em diferentes CW_{ref} . Entretanto, após a definição de CW_{ref} , é possível realizar o projeto dos circuitos internos do inversor sem considerar outros custos do sistema fotovoltaico e estratégia de formação do preço.

4.3 Obtenção das perdas ponderadas

O custo inicial de sistemas fotovoltaicos, em US\$/W, refere-se à potência nominal. Já a potência média de um inversor depende de condições de operação como irradiância e temperatura, e pode ser muito inferior à nominal. Para que seja possível comparar diferentes soluções de inversores através do custo por Watt da potência nominal, é necessário utilizar uma potência próxima à nominal, mas que considere a eficiência do inversor. Essa potência pode ser obtida pela multiplicação da potência nominal por uma eficiência ponderada.

Uma eficiência ponderada é uma aproximação da eficiência média que um inversor opera ao longo de um ano completo em determinado local. O seu cálculo é realizado pela ponderação das eficiências do inversor para diversas potências, onde os coeficientes de ponderação dependem do perfil de irradiação do local. As eficiências correspondentes à Europa, Califórnia e Brasil são calculadas por:

$$\eta_{euro} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (7)$$

$$\eta_{cec} = 0,04\eta_{10\%} + 0,05\eta_{20\%} + 0,12\eta_{30\%} + 0,21\eta_{50\%} + 0,53\eta_{75\%} + 0,05\eta_{100\%} \quad (8)$$

$$\eta_{br} = 0,02\eta_{10\%} + 0,02\eta_{20\%} + 0,04\eta_{30\%} + 0,12\eta_{50\%} + 0,32\eta_{75\%} + 0,48\eta_{100\%} \quad (9)$$

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

(Bellinaso et al., 2013) definiu o conceito de perdas ponderadas, necessárias para a aplicação da metodologia de projeto de componentes internos do inversor. As perdas ponderadas Europeia, Californiana e Brasileira são dadas por:

$$P_{l,euro} = 0,03 \frac{P_{l,5\%}}{0,05} + 0,06 \frac{P_{l,10\%}}{0,1} + 0,13 \frac{P_{l,20\%}}{0,2} + 0,1 \frac{P_{l,30\%}}{0,3} + 0,48 \frac{P_{l,50\%}}{0,5} + 0,2 P_{l,100\%} \quad (10)$$

$$P_{l,cec} = 0,04 \frac{P_{l,10\%}}{0,1} + 0,05 \frac{P_{l,20\%}}{0,2} + 0,12 \frac{P_{l,30\%}}{0,3} + 0,21 \frac{P_{l,50\%}}{0,5} + 0,53 \frac{P_{l,75\%}}{0,75} + 0,05 P_{l,100\%} \quad (11)$$

$$P_{l,br} = 0,02 \frac{P_{l,10\%}}{0,1} + 0,02 \frac{P_{l,20\%}}{0,2} + 0,04 \frac{P_{l,30\%}}{0,3} + 0,12 \frac{P_{l,50\%}}{0,5} + 0,32 \frac{P_{l,75\%}}{0,75} + 0,48 P_{l,100\%} \quad (12)$$

onde $P_{l,i\%}$ são as perdas medidas em $i\%$ da potência nominal de saída do inversor.

As perdas ponderadas são calculadas a partir de 6 pontos de operação do inversor. É possível obter perdas ponderadas mais precisas considerando mais pontos de operação e incluindo variáveis como tensão de operação, tecnologia de módulos fotovoltaicos e temperatura. Isso tornaria o projeto do inversor melhor otimizado para determinado local. Contudo, tornaria o projeto mais complexo, o que pode inviabilizá-lo para o projetista da eletrônica de potência do inversor, caso não utilize um software específico para otimização.

5. EXEMPLO DE PROJETO DE CIRCUITOS INTERNOS DE UM INVERSOR FOTOVOLTAICO

Um inversor fotovoltaico é composto de diversos circuitos: estágio de potência, filtros de potência, filtros para compatibilidade eletromagnética, barramento CC, eventuais conversores CC-CC, relés para desconexão, etc.. Para exemplificar a metodologia de projeto, serão aplicadas as etapas de projeto de algumas partes do inversor Heric (Victor et al., 2008), mostrado na Fig. 2. As partes apresentadas são: capacitância do barramento CC, estágio de potência, indutâncias de saída CA e relés para desconexão da saída CA.

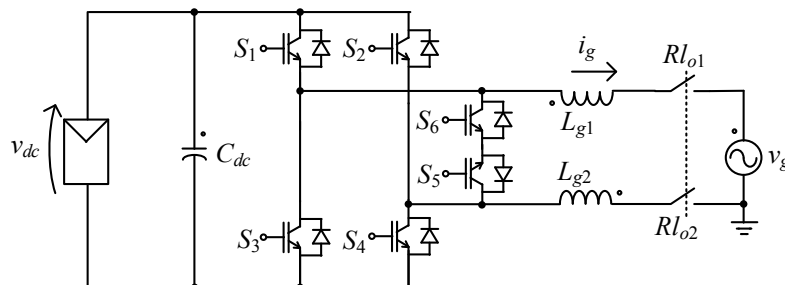


Figura 2 – Inversor Heric para exemplo de projeto de circuitos internos do inversor.

A etapa 1 do projeto é a definição das especificações de projeto. As principais especificações de projeto são definidas na Tab. 5.

A etapa 2 é a definição de um custo de referência CW_{ref} para o projeto. Neste caso, foi definido o mesmo custo de referência mostrado na Seção 4.2, ou seja, $CW_{ref} = 1$ US\$/W.

A etapa 3 consiste em separar o inversor em circuitos com perdas e custos independentes de outras partes. Pode-se separar o inversor da Fig. 2 em três circuitos independentes:

- Barramento CC: não apresenta perdas e custos significativamente dependentes do restante do inversor. Assim, é um circuito independente.
- Estágio de potência e filtro de saída: devem ser projetados de forma integrada, pois as seguintes variáveis são interdependentes: frequência de comutação, perdas de comutação, perdas nos indutores e custo dos indutores.
- Relés: não apresentam perdas e custos significativamente dependentes do restante do inversor.

Tabela 5 – Etapa 1 – especificações de projeto.

ESPECIFICAÇÃO	VALOR
Faixa de tensão de seguimento de máxima potência	v_{dc} de 330 V a 500 V
Tensão nominal do barramento CC (para utilizar no projeto)	$v_{dc} = 400$ V
Tensão máxima da entrada CC	$v_{dc,max} = 800$ V
Vida útil mínima dos capacitores eletrolíticos do barramento CC	27.000 horas @ 55°C (ambiente)
Normas para conexão com a rede	NBR 16149 e NBR 16150
Frequência de comutação mínima do estágio de potência	$f_{s,min} = 16$ kHz
Potência máxima na saída CA	$P_o = 3000$ W
Tensão eficaz da saída CA	$v_g = 220$ V, 60 Hz
Ponderação utilizada	Brasileira (BR)

A etapa 4 do projeto consiste em analisar detalhadamente os circuitos do inversor e obter formas de simplificar o projeto de cada circuito independente. Para o estágio de potência e filtro de saída, uma maneira para simplificar o projeto é inicialmente projetar os indutores de saída para diversas frequências de comutação. Depois disso, obter gráficos das perdas de comutação, perdas dos indutores e custos em função da frequência de comutação. Então, os projetos em cada frequência de comutação podem ser comparados para encontrar o mais viável economicamente.

Nos relés, existem dois tipos de perdas mais significativas: perdas constantes na bobina e perdas variáveis nos contatos. Se há vários relés disponíveis, o mais viável economicamente pode ser encontrado através da metodologia.

O barramento CC é composto de capacitores eletrolíticos. Para suportar a tensão máxima de 800 V, são necessários, no mínimo, dois capacitores de 400 V conectados em série, com resistores de equalização de tensão. Os capacitores também podem ser conectados em paralelo para reduzir perdas, de acordo com a Fig. 3.

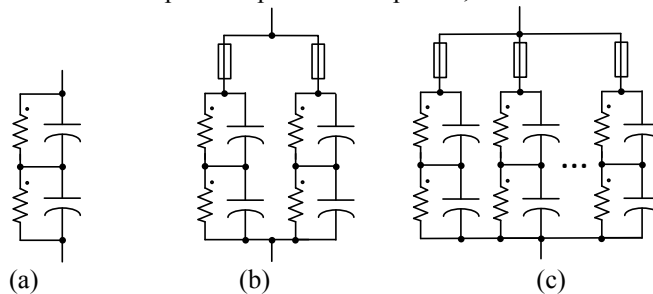


Figura 3 – Configurações de barramento CC com (a) um, (b) dois ou (c) vários braços de capacitores.

Existem três tipos de perdas principais devido ao barramento CC:

- Perdas na resistência série equivalente (ESR – *Equivalent Series Resistance*) dos capacitores eletrolíticos, que são proporcionais ao quadrado da potência de saída. Essas perdas são indicadas aqui como P_{LESR} .
- Perdas nos resistores de equalização: são fixas para qualquer corrente de saída, considerando tensão de barramento CC constante. São indicadas aqui como P_{LRp} . As resistências de equalização são calculadas de acordo com o relatório de capacitores eletrolíticos da fabricante Epcos (Epcos, 2012).
- Perdas por operação fora do ponto de máxima potência: ocorrem devido à oscilação de 120 Hz da tensão do barramento CC, por causa da modulação senoidal do inversor monofásico. Essas perdas podem ser obtidas experimentalmente ou com auxílio de algum software de simulação de circuitos elétricos, considerando o arranjo de módulos fotovoltaicos especificado. Essas perdas são indicadas aqui como P_{Lmpp} .

As etapas 5 a 9 foram realizadas apenas para o barramento CC. A etapa 5 consiste em determinar possíveis soluções de circuitos que atingem às especificações, utilizando componentes disponíveis. A Tab. 6 apresenta as configurações obtidas. Todas as configurações atingem a vida útil mínima de 27.000 horas na temperatura de 55°C, de acordo com o catálogo dos capacitores. A etapa 6 consiste em calcular o custo de cada solução. Esses custos são mostrados na Tab. 6, considerando a compra de 1000 unidades no distribuidor Digikey (Digikey, 2013).

A etapa 7 consiste em calcular as perdas ponderadas de cada configuração de capacitores, empregando a ponderação brasileira. As perdas P_{LRp} e P_{LESR} ponderadas foram obtidas através de cálculo, enquanto as perdas P_{Lmpp} foram obtidas através de simulação e ponderadas pela Eq. (12). A Tab. 7 apresenta os valores obtidos para as perdas ponderadas.

Tabela 6 – Configurações possíveis para o barramento CC.

Configuração	Capacitor (Epcos)	Braços	Capacitância total (μF)	ESR total ($\text{m}\Omega$) @ 100 Hz	Resistência de equalização	Custo total (US\$)
1	B43501A9477M	2	470	140	200 k Ω	29,68
2	B43501A9477M	3	705	93	200 k Ω	44,52
3	B43305A9108M	2	1000	140	100 k Ω	41,44
4	B43305A9108M	3	1500	93	100 k Ω	62,16

Tabela 7 – Perdas ponderadas brasileiras das configurações do barramento CC.

Configuração	Perdas P_{LRD} BR (W)	Perdas P_{LESR} BR (W)	Perdas P_{Lmpp} BR (W)	Total de perdas BR (W)
1	1,19	5,47	22,75	29,41
2	1,78	3,65	10,11	15,54
3	2,37	5,47	5,02	12,87
4	3,56	3,65	2,23	9,44

A etapa 8 consiste em comparar as soluções de circuitos, de acordo com o algoritmo da Fig. 1. Essas comparações são apresentadas na Tab. 8.

Tabela 8 – Comparação das configurações de barramento CC.

Configurações	Menores perdas	Menor custo	CW_{12} obtido (US\$/W)	Melhor custo/benefício(Brasil)
1 e 2	Conf 2	Conf 1	1,07	Conf 1
2 e 3	Conf 3	Conf 3	-	Conf 3
3 e 4	Conf 4	Conf 3	6,04	Conf 3
1 e 3	Conf 3	Conf 1	0,71	Conf 3
2 e 4	Conf 4	Conf 2	2,89	Conf 2
1 e 4	Conf 4	Conf 1	1,62	Conf 1

A etapa 9 consiste em ordenar as soluções de melhor custo benefício. A ordem obtida é: configuração 3, configuração 1, configuração 2 e configuração 4. Desta forma, obtém-se que a configuração mais viável economicamente é a 3.

6. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou metodologias para comparação e para projeto de componentes internos de inversores fotovoltaicos. A metodologia de minimização do custo da energia LCOE pode ser aplicada para qualquer parte de um sistema fotovoltaico: módulos fotovoltaicos, estruturas de fixação, inversores com diferentes características, etc. Por apresentar diversas variáveis de entrada, sua aplicação deve ser preferencialmente realizada com o auxílio de algum software de projeto de sistemas fotovoltaicos. A metodologia completa para minimização do custo inicial do sistema fotovoltaico pode ser aplicada para comparar inversores com características semelhantes, mas com diferentes preços e eficiências. Por ser mais simples do que a metodologia LCOE, pode ser aplicada sem auxílio de um software específico de projeto. A metodologia simplificada utiliza um custo de referência em US\$/W para comparar inversores ou projetar componentes internos. Essa metodologia é mais simples para o projeto de componentes internos do inversor, pois utiliza apenas um custo de referência definido previamente.

Foi também apresentado um complemento da metodologia de projeto de componentes internos do inversor apresentada em (Bellinaso et al., 2013). A metodologia consiste em separar as partes do inversor em circuitos com perdas e custos independentes de outras partes, encontrar maneiras de simplificar o projeto e aplicar a metodologia que utiliza um custo de referência em US\$/W em cada circuito independente. Com a escolha de um custo de referência adequado, é possível obter um inversor fotovoltaico que maximize a margem de contribuição do fabricante do inversor e/ou que seja mais atrativo para o investidor em energia fotovoltaica.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer à CAPES pela bolsa do mestrado. Também aos professores Cassiano Rech, Luciano Schuch e Humberto Pinheiro pelas contribuições no desenvolvimento da metodologia de projeto.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2012. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2012. ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

- Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013. ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013. ABNT NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade.
- Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN), 2012. Relatório GT COGEN SOLAR, São Paulo, 2012.
- Bellinaso, L. V., Rech, C., Schuch, L., Michels, L., 2013. Methodology for product design of photovoltaic inverters, Anais do Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência 2013, pp. 550-555.
- Bletterie, B., Bründlinger, R., Häberlin, H., Baumgartner, F., Schmidt, H., Burger, B., Klein, G., Abella, M. A., 2008. Redefinition of the European efficiency – finding the compromise between simplicity and accuracy, 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Valencia, Espanha. Setembro, 2008.
- Burger, B., Rütger, R., 2006. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature, Solar Energy, vol. 80, n. 1, pp. 32-45.
- Campbell, M., Blunden, J. Smeloff, E., Aschenbrenner, P., 2009. Minimizing utility-scale PV Power Plant through the use of high capacity factor configurations, Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Philadelphia, PA, 2009.
- Digikey. Website disponível em <www.digikey.com>. Acesso em 18/12/2013.
- Eltek Valere, 2011. Theia HE-t Solar Inverters: 2.0kW – 4.4kW. Catálogo.
- Epcos AG, 2012. Aluminum Electrolytic Capacitors – General Technical Information.
- International Electrotechnical Commission, 2010. IEC 62109-1 - Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements.
- International Electrotechnical Commission, 2011. IEC 62109-2 - Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: General requirements for inverters.
- International Energy Agency, 2013. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2012 – Report IEA-PVPS T1-23:2013.
- Koutroulis, E., Blaabjerg, F., 2011. Design Optimization of Grid-Connected PV Inverters. 26th Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2011, pp. 692-698.
- Koutroulis, E., Blaabjerg, F., 2012. Design Optimization of Transformerless Grid-Connected PV Inverters Including Reliability. IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, n. 1, pp 325-335, Maio 2012.
- Neto, A. F. C. P., 2012. Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Dissertação de mestrado – Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Saridakis, S., Koutroulis, E., Blaabjerg, F., 2013. Optimal Design of Modern Transformerless PV Inverter Topologies. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 28, n. 2, pp. 394-404, Junho 2013.
- Sartori, H. C., 2013. Projeto de conversores estáticos fazendo uso de uma metodologia de minimização de volume/perdas/custo. Tese de doutorado. UFSM, Santa Maria, 2013.
- Stalter, O., Kranzer, D., Rogalla, S., Burger, B., 2010. Advanced Solar Power Electronics, 22nd International Symposium on Power Semiconductor Devices & ICs, Hiroshima.
- Sun Electronics. Website disponível em <www.sunelec.com>. Acesso em 18/12/2013.
- US Department of Energy (DOE), 2010., \$1/W Photovoltaic Systems: A Grand Challenge for Electricity from Solar, Washington, DC.
- Victor, M., Greizer, F., Bremicker, S, Hübler, U., 2008. Method of converting a direct current voltage from a source of direct current voltage, more specifically from a photovoltaic source of direct current voltage, into alternating current voltage. Patente US 7,411,802 B2, 12 Aug 2008.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Livro, página 69. São Paulo: Oficina de textos, 2012.

METHODOLOGIES FOR INVERTER COMPARISON AND DESIGN FOR REDUCTION OF PHOTOVOLTAIC ENERGY COST

Abstract. *This study presents methodologies for comparison of photovoltaic inverters and design of their internal circuits, aiming to reduce the photovoltaic energy cost. For inverter comparison, two methodologies were presented. The Levelized Cost Of Electricity (LCOE) minimization methodology is the most accurate and can be applied to design the entire photovoltaic system. The initial cost minimization methodology has some restrictions, but is simpler than the previous one. For inverter's internal circuits design, a simplified methodology which compares the circuit solutions with a reference power cost has been used. This study also shows that the entire photovoltaic system cost is needed to compare and design inverters, when the customer is a photovoltaic energy investor. Examples are given to demonstrate and compare the methodologies.*

Key words: *photovoltaic energy, photovoltaic inverter, design methodology, Levelized Cost Of Electricity, power electronics.*