

ANÁLISE FINANCEIRA DE USINAS FOTOVOLTAICAS USANDO CONFIABILIDADE

Sergio Shimura – sshimura@usp.br

Roberto Simplicio – roberto.simplicio@lsitec.org.br

Rafael Herrero – rherrero@lsi.usp.br

Cesar Biasi de Moura – cbmoura@lsi.usp.br

Marcelo Knorich Zuffo – mkzuffo@lsi.usp.br

Universidade de São Paulo, Laboratório de Sistemas Integráveis do Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos da Escola Politécnica

Jose Aquiles Baesso Grimoni – aquiles@pea.usp.br

Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica

Resumo. Na primeira parte deste trabalho foi apresentada uma metodologia para estimar o custo de geração (LCOE – Levelized Cost of Energy), custos de operação (OPEX) e disponibilidade de diferentes topologias de plantas fotovoltaicas. Através do modelamento de confiabilidade, usando diagrama de blocos de confiabilidade (RBD – Reliability Block Diagram) foi possível incluir diversos parâmetros relevantes nesta estimativa, tais como: custos de manutenção, custos de inventário, perdas de produção devido a paradas. Os resultados obtidos com esta metodologia na primeira parte são utilizados neste trabalho para a análise financeira onde são considerados o tempo de vida da usina, perda de eficiência dos módulos fotovoltaicos ao longo dos anos, fator de capacidade, investimento total e custos de manutenção preventivas e corretivas. Duas métricas são avaliadas: capital máximo investido para retorno em 25 anos e taxa interna de retorno (TIR) para 25 anos. Os resultados de simulação mostram que incentivos são necessários para as três configurações avaliadas: o máximo capital investido para ‘breakeven’ é de 2,443, 2,319 e 2,192 milhões de reais, valores inferiores ao necessário, e a TIR, de 6,94%, 6,20% e 4,34% para as configurações ‘centralizada’, ‘4 inversores’ e ‘inversores distribuídos’ respectivamente. Valores abaixo do custo do capital.

Palavras-chave: Disponibilidade; Análise Financeira; Sistemas Fotovoltaicos

1. INTRODUÇÃO

Segundo o Ministério de Minas e Energia, em 2014 o Brasil produziu 624,25 TWh de eletricidade. Naquele ano, a matriz elétrica nacional era composta da seguinte forma: 59,8% hidrelétricas, 13% gás natural, 5,2% biomassa, 2,5% nuclear, 2% eólica, 5,1% diesel e óleo combustível e 2,9% carvão. A geração a partir de fontes renováveis responderá por 69,2% (MME – BRASIL, 2015).

Para 2050, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê o consumo total de eletricidade de 1624 TWh (EPE, 2014). Neste ano, segundo a Plataforma de Cenários Energéticos (PCE), num cenário conservador e visando menor custo a geração terá a seguinte configuração na produção de eletricidade: 38,15% hidrelétrica, 10,57% gás natural, 7,57% biomassa, 3,49% nuclear, 12,10% eólica, 1,12% diesel e óleo combustível, e 15,51% carvão. A participação das energias renováveis neste cenário será de 69% (Ramos *et al.*, 2014).

Contudo, a estratégia do governo é alterar este arranjo, com aumento da participação das fontes renováveis. Os princípios básicos que norteiam esta estratégia é a implementação de soluções renováveis, especialmente por meio de sistemas descentralizados; a eliminação gradativa das fontes de energia não-sustentáveis e a promoção da equidade na utilização dos recursos, além de desvincular crescimento econômico do aumento do consumo de combustíveis fósseis. Como resultado, mostrou-se que é possível eliminar as usinas a óleo diesel, a carvão e nucleares, e diminuir a participação das usinas a gás. Por este cenário de estímulo intenso de fontes renováveis e eficiência energética, segundo Greenpeace, em 2050, 92,59% da eletricidade produzida no Brasil será proveniente de fontes renováveis. A geração hidrelétrica corresponderá a 22,01% da matriz energética brasileira, seguida pela biomassa (5,88%), energia eólica (23,15%), gás natural (6,97%) e geração a partir de fonte solar (38,53%) (Ramos *et al.*, 2014).

As regulações referentes à geração de energia fotovoltaica já avançam neste sentido: em abril de 2012, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica publicou a resolução normativa no 482 que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012) e em dezembro de 2012, a AES Eletropaulo (empresa responsável pela distribuição de energia elétrica para os municípios da Região Metropolitana de São Paulo) publicou a nota técnica NT-6.012 Requisitos Mínimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída com a Rede de Distribuição da AES Eletropaulo com Paralelismo Permanente Através do Uso de Inversores - Consumidores de Média e de Baixa Tensão (AES, 2012).

O potencial de geração de energia a partir de fontes renováveis tem impacto econômico crescente. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o maior do país, a fonte eólica contribuiu com 0,35 ponto porcentual para o nível dos reservatórios no fim de dezembro de 2012. No Nordeste, aonde boa parte das usinas eólicas estão localizadas, o impacto verificado foi maior. Se os projetos eólicos não existissem, o nível dos reservatórios das hidrelétricas da região fecharia

em 27,64%. Porém, o percentual verificado ao final do ano passado foi de 28,86%, o que indica que a contribuição das eólicas para a região foi de um aumento dos reservatórios em 1,22 pontos percentual (Estadão, 2013).

A mesma evolução competitiva observada na geração eólica é esperada para a geração fotovoltaica: em 2009, o leilão específico eólico resultou em preços na faixa de 145 a 155 R\$/MWh; em leilões realizados em 2010, eles baixaram para a faixa de 120 a 140 R\$/MWh, e para 100 a 105 R\$/MWh nos leilões realizados em 2011, quando consagrou-se competitiva.

A geração fotovoltaica centralizada ainda não é competitiva, porém a geração distribuída, de (5 kWp a 1000 kWp) hoje é viável economicamente em alguns pontos da rede elétrica, segundo o estudo EPE (EPE, 2012). Espera-se que para 2020, custos para os módulos fotovoltaicos da ordem de \$0,5/W e sistemas instalados da ordem de \$1/W, segundo o estudo Abinee – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE, 2012).

O potencial de geração fotovoltaico no Brasil mostra uma grande perspectiva para o futuro: a irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400kWh/m²/ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus: entre 900 e 1.250kWh/m²/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650kWh/m²/ano na França e entre 1.200 e 1.850kWh/m²/ano na Espanha (EPE, 2012).

Como ordem de grandeza do potencial energético solar pode-se estimar que o consumo do sistema interligado – SIN verificado em 2011 seria totalmente atendido com o recobrimento de uma área de 2.400km², pouco mais que a metade da área do município de Salvador-BA, com painéis fotovoltaicos numa região com insolação média da ordem de 1.400 kWh/m²/ano (EPE, 2012).

O último leilão de energia solar, ocorrido no dia 28 de agosto de 2015 teve preço máximo estabelecido de R\$ 349,00/MWh. Trinta projetos foram selecionados, com preços de venda variando de R\$ 296,00 a R\$ 305,51/MWh, com preço médio de R\$ 301,79/MWh, um deságio de 13,6%. Os projetos selecionados deverão iniciar a produção em agosto de 2017 por um prazo de 20 anos (EPE, 2015).

Este trabalho apresenta a análise financeira realizada para três diferentes topologias de plantas fotovoltaicas: ‘centralizada’, ‘4 inversores’ e ‘inversores distribuídos’, para 25 anos de operação utilizando a metodologia de estimativa de LCOE usando confiabilidade (Shimura *et al.*, 2014). Esta metodologia, pela utilização de modelo que inclui parâmetros como produção de cada componente, como custos de operação, gerenciamento de ativos e mão de obra, modelos estatísticos de falha e tempos para atendimento e reparo, proporciona uma melhor estimativa quando comparada com os métodos tradicionais (ABINEE, 2012), (Cameron e Goodrich, 2010) e (Darling *et al.*, 2011).

A planta fotovoltaica objeto deste estudo será construída na cidade de São Paulo, Brasil, latitude 23°32’38”S, longitude 46°43’54”O, a 730m de altitude, em um parque público (Parque Cândido Portinari) - Fig. 1. Os dados considerados neste estudo se referem a esta localização.



Figura 1 - Usina Fotovoltaica Parque Cândido Portinari – São Paulo – Brasil

O objetivo deste estudo é responder duas questões: 1) qual o máximo capital investido para *breakeven* sem incentivos para um dado valor de venda de energia; 2) qual a taxa interna de retorno (TIR) para um dado investimento inicial (CAPEX) e valor de venda de energia.

2. METODOLOGIA

A Fig. 2 mostra o fluxograma desta metodologia. Ela é composta de três passos principais: primeiramente é feita a simulação de produção utilizando o software PVSystTM (PVSYST, 2015), depois a simulação de confiabilidade (RBD – *Reliability Block Diagram*) utilizando o software ReliaSoft BlockSim 9TM (RELIASOFT, 2015) e, finalmente, a análise financeira.

A estimativa da produção anual leva em conta a configuração e topologia da usina, dados meteorológicos de sua localização e dados técnicos de seus componentes. Esta simulação não leva em conta as perdas de produção e custos diretos devido às paradas para manutenções preventivas e corretivas. A simulação de confiabilidade recalcula a produção anual e determina a disponibilidade e os custos de manutenção e operação da usina considerando os dados de confiabilidade de todos os componentes, custos e tempos de parada para manutenções. A última etapa analisa o fluxo de caixa da usina para determinar a taxa interna de retorno (TIR) e o máximo capital que pode ser investido para retorno no período considerado.

A metodologia para estimar a produção anual e disponibilidade usando confiabilidade descrito por (Shimura *et al.*, 2014) é usado para determinar os custos de operação e manutenção (OPEX) e a produção final da usina solar.

O cálculo do LCOE é dado pela Eq. (1):

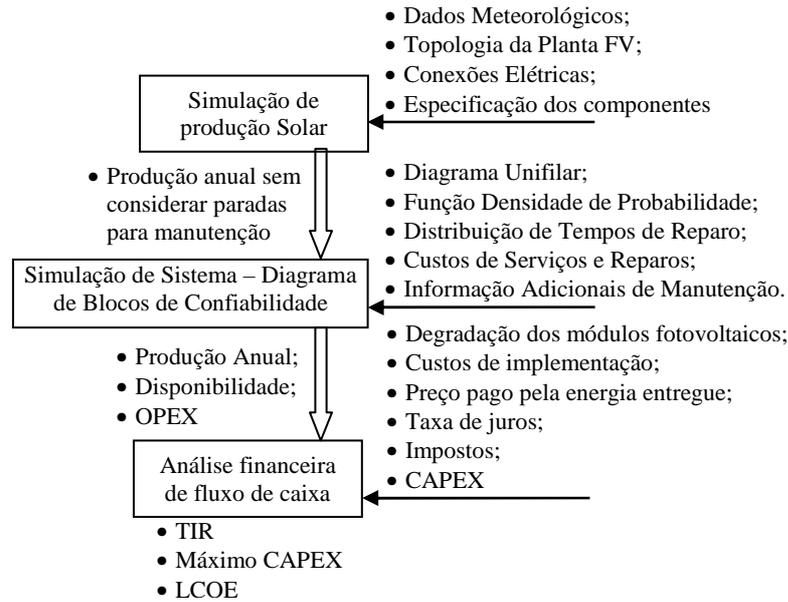


Figura 2 - Fluxograma da metodologia proposta.

$$LCOE = \frac{CAPEX + PV(OPEX)}{PV(PE)} \quad (1)$$

Onde:

LCOE: Custo final da energia fornecida pela usina - *Levelized Cost of Energy* (R\$/kWh)

CAPEX: capital investido em equipamentos e implementação (R\$)

PV(OPEX): Valor presente dos custos totais de operação da usina ao longo de sua vida útil (R\$) – Eq. (2)

PV(PE): Energia total produzida pela usina ao longo de sua vida útil (kWh) – Eq. (3).

O valor presente dos custos totais de operação e manutenção da usina é o produto do custo anual multiplicado pelo número de anos de operação:

$$PV(OPEX) = N \times AOM \quad (2)$$

Onde:

N: Número de anos de operação da usina;

AOM: Custo anual de operação e manutenção da usina.

O valor presente da energia total entregue ao sistema é a soma das energias produzidas a cada ano, levando em consideração os fatores de degradação SDR_a , SDR_b e SDR_c – Eq. (3).

$$PV(PE) = Q \sum_{i=1}^N K_i \quad (3)$$

e

$$K_1 = 1; \quad (4)$$

$$K_i = K_{i-1} \times (1 - SDR_a) \text{ para } i=2 \text{ e } 3;$$

$$K_i = K_{i-1} \times (1 - SDR_b) \text{ para } i=4 \text{ a } 12;$$

$$K_i = K_{i-1} \times (1 - SDR_c) \text{ para } i=13 \text{ a } 25.$$

Onde:

Q: Produção anual sem o efeito da degradação;

SDR_a : Degradação do sistema para os anos 2 e 3;

SDR_b : Degradação do sistema para os anos 4 e 12;

SDR_c : Degradação do sistema para os anos 13 a 25

A Eq. (5) é usada para estimar o máximo capital que pode ser investido (CAPEX) como também a taxa interna de retorno (TIR) através do fluxo de caixa que compreende toda a vida útil da usina. Ela leva em conta os efeitos de

degradação dos módulos fotovoltaicos na produção e conseqüentemente na receita, preço pago pela energia, custos de operação e manutenção e impostos.

$$PV(B) = \sum_{i=1}^N NMR_i \times (1 + IR)^{-i} - CAPEX \quad (5)$$

Onde:

PV(B): balanço final do fluxo de caixa;
NMR_i: receita líquida referente ao mês *i*;
IR: taxa de juros mensal.

A receita líquida mensal (NMR) também é afetada pela degradação dos módulos fotovoltaicos. Conseqüentemente,

$$NMR_i = NMR \times K_i \quad (6)$$

Onde:

NMR: receita líquida mensal sem degradação;
K_i: definido em (4).

A receita líquida mensal sem degradação é:

$$NMR = [PV(PE) * EC - AOM] \times (1 - TT) \quad (7)$$

Onde:

EC: preço pago pela energia gerada;
TT: total de impostos aplicáveis para este projeto.

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de juros, IR, na equação (5), que faz com que o valor presente final do fluxo de caixa, PV(B), seja igual a zero, dado o CAPEX. O valor máximo de capital investido é o CAPEX, na equação (5) que faz com que o valor presente final do fluxo de caixa, PV(B), seja igual a zero, dada a taxa de juros mensal, (IR).

2.1 Premissas

Leilões de energia é o instrumento usado pelo MME para promover a expansão da oferta de energia e para assegurar o suprimento futuro. Os vencedores destes leilões recebem contratos de longo prazo (15 a 30 anos) com o preço estabelecido por lance e ajustado anualmente (Instituto Acende Brasil, 2012). Neste estudo foi escolhido 25 anos de operação da usina.

O custo do capital para este estudo é composto por três fatores: taxa de juros de longo prazo - TJLP + *spread* de risco + remuneração básica do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), (BNDES, 2011).

O preço pago pela energia gerada considerado é de R\$ 0,30/kWh baseado na taxa residencial B1 praticado na região metropolitana da cidade de São Paulo em 2014 (ABRADEE, 2014).

Os impostos sobre energia são divididos em três categorias: imposto de renda de pessoas jurídicas (IRPJ), contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) e programa de integração social/contribuição para o financiamento da seguridade social (PIS/COFINS). Estes impostos, agrupados, somam 23,65%.

2.1.1 Máximo capital investido para *breakeven* em 25 anos

Baseado no modelo proposto, foram adotadas as seguintes premissas para o cálculo do máximo capital investido.

- Vida útil da usina: 25 anos;
- *Breakeven* no ano 25;
- Perda de produção devido à degradação do módulo fotovoltaico: 1% para os anos 1, 2 e 3; 0,7% para os anos 4 até 12 e 0,6% para os anos 13 até 25;
- Usando a metodologia de estimativa do LCOE usando confiabilidade (Shimura *et al.*, 2014), determinar a produção anual, custos de operação e manutenção e receita líquida mensal;
- 100% de depreciação depois de 25 anos;
- Preço pago pela energia produzida: R\$ 0,30/kWh para o primeiro ano e atualizado à taxa de 6,30%, de acordo com o índice de preços ao consumidor (IPCA) – média dos últimos 5 anos – Tab. 1.
- Total de impostos aplicados: 23,65%
- Taxa de juros sobre capital (IR): TJLP + *spread* de risco + remuneração básica do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (5.5 + 1.8 + 0.9 = 8.2%).

Tabela 1 - Dados históricos do IPCA e TJLP

Ano	IPCA	TJLP
2015	6,83%	5,64%*
2014	6,41%	5,12%
2013	5,91%	5,12%
2012	5,83%	5,90%
2011	6,50%	6,17%
2010	5,90%	6,17%
2009	4,31%	6,30%
2008	5,90%	6,43%
2007	4,45%	6,56%
2006	3,14%	8,17%
2005	5,69%	10,20%
2004	7,60%	10,27%
2003	9,30%	12,13%
2002	12,53%	10,33%
2001	7,67%	9,92%
2000	5,97%	11,30%
1999	8,94%	14,05%
1998	1,66%	12,32%
1997	5,22%	10,61%
1996	9,56%	17,29%

*-previsão

Fonte: IPCA: www.ibge.gov.brTJLP: www.fazenda.gov.br

2.1.2 Taxa Interna de Retorno para 25 anos

As seguintes premissas foram usadas para o cálculo do TIR:

- Vida útil da usina: 25 anos;
- Perda de produção devido à degradação do módulo fotovoltaico: 1% para os anos 1, 2 e 3; 0,7% para os anos 4 até 12 e 0,6% para os anos 13 até 25;
- Usando a metodologia de estimativa do LCOE usando confiabilidade (Shimura *et al.*, 2014), determinar a produção anual, custos de operação e manutenção e receita líquida mensal;
- 100% de depreciação depois de 25 anos;
- Preço pago pela energia produzida: R\$ 0,30/kWh para o primeiro ano e atualizado à taxa de 6,30%, de acordo com o índice de preços ao consumidor (IPCA) – média dos últimos 5 anos – Tab. 1.
- Total de impostos aplicados: 23,65%
- Custos de implementação de acordo com a Tab. 2.

Tabela 2 - Custos de Implementação

	Centralizado	4-Inversores	Inversores Distribuídos
Módulo fotovoltaico (R\$/Wp)	2,51	2,51	2,51
Inversores (R\$/Wp)	0,4463	0,6566	1,7881
Instalação (R\$/Wp)	3,0	3,0	3,0
Transformador (R\$/Wp)	0,2208	0,2208	0,2208
Total (R\$/kWp)	6,1770	6,3873	7,5188
CAPEX (R\$)	2.754.330	2.848.106	3.352.646

3. RESULTADOS

Os valores listados nas tabelas 3 a 5 contém o resumo dos resultados de simulação feita com base nas premissas listadas anteriormente.

Estes resultados mostram uma variação do LCOE de 32,7%: de R\$ 217,65 para a configuração ‘centralizada’ a R\$ 288,84 para a configuração ‘inversores distribuídos’. (Fig. 5). A variação nos custos de manutenção é ainda maior: de 18.015,54 a 36.740,05 (Fig. 6). Este resultado mostra que estimar OPEX usando uma porcentagem fixa do CAPEX (ABINEE, 2012), (Cameron e Goodrich 2010) e (Darling *et al.*, 2011), pode levar a erros significativos no LCOE.

A produção e a disponibilidade (Fig. 3 e 4), como esperado, são maiores para a configuração inversores distribuídos devido ao alto nível de redundância. Contudo, não significativamente maior quando comparada a outras

configurações. Assim, neste cenário, o investimento maior e maiores custos de manutenção, inerentes a esta configuração, podem não compensar financeiramente.

Tabela 3 - Resumo dos resultados principais da simulação RBD

	Centralizado	4-Inversores	Inversores Distribuídos
Investimento (R\$/Wp)	6,1770	6,3872	7,5187
Produção (MWh/ano)	641,35	639,61	644,11
Disponibilidade	98,53%	98,58%	99,01%
MTTF ¹ (h)	862,03	780,52	977,63
LCOE (R\$/MWh)	217,65	229,37	288,84
Manut. (R\$/ano)	18.015,54	20.803,00	36.740,05

¹ – Mean Time to First Failure

A Tab. 4 e Fig. 7 mostram que a configuração ‘centralizada’ gera a maior receita depois dos custos e impostos. Por isso seu o LCOE é o mais baixo entre as três opções - Fig. 5.

Tabela 4 - Receitas mensais e anuais

	Centralizado	4-Inversores	Inversores Distribuídos
Produção MWh/ano	641,35	639,61	644,11
(A) Receitas (R\$)	192.404,97	191.883,70	193.231,63
(B) Custos Totais (R\$)	18.015,55	20.803,01	36.740,05
(C) Impostos (R\$)	41.243,10	40.460,58	37.010,26
(D)=(A)-(B)-(C) total/ano	133.146,32	130.620,11	119.481,32
(E)=(D)/12 por mês	11.095,53	10.885,01	9.956,78

A Tab. 5 resume os resultados de fluxo de caixa das três usinas considerando os efeitos de degradação dos módulos fotovoltaicos, taxas de juros e CAPEX.

O máximo CAPEX refere-se ao capital investido que zera o valor presente da equação (5) à taxa de juros de capital (Custo de capital ou IR) fixa. Para as três configurações o valor máximo do CAPEX é menor que o CAPEX necessário, indicando que com o cenário atual e premissas, nenhum dos investimentos será lucrativo e, portanto, incentivos serão necessários. As opções ‘centralizada’ e ‘4 inversores’ são as melhores opções, mais próximos do *breakeven* – Fig. 8.

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de juros, IR, que zera o valor presente na equação (5) dado o valor do CAPEX. O projeto é considerado lucrativo se o resultado for maior que o custo do capital. Como pode ser visto na Fig. 9, nenhuma das três opções é lucrativa dentro das premissas listadas na seção 2.1.2.

Tabela 5 - máximo CAPEX e Taxa Interna de Retorno - TIR

	Centralizado	4-Inversores	Inversores Distribuídos
CAPEX R\$	2.754.330	2.848.106	3.352.646
Máximo CAPEX	2.443.514	2.319.865	2.192.732
TIR	6,94%	6,20%	4,34%
Custo do Capital	8,2%	8,2%	8,2%

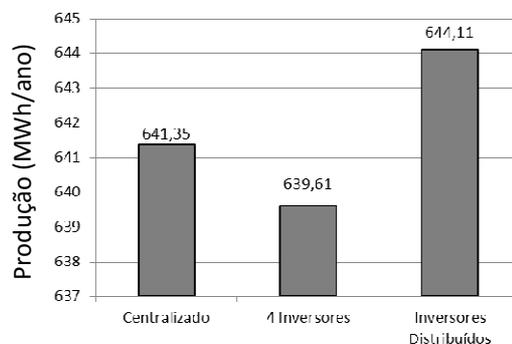


Figura 3 - Produção (MWh/ano)

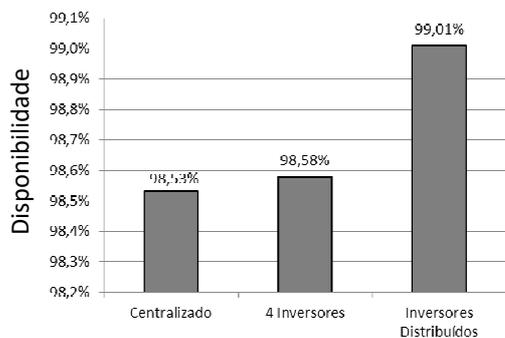


Figura 4 - Disponibilidade

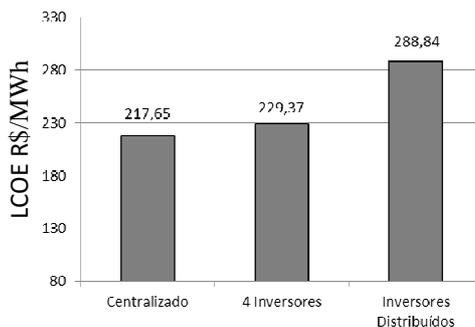


Figura 5 - LCOE (R\$/MWh)

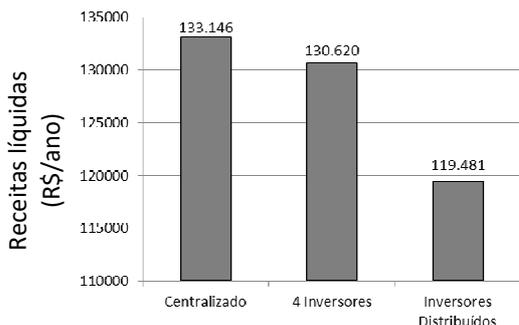


Figura 6 - Receitas líquidas (R\$/ano)

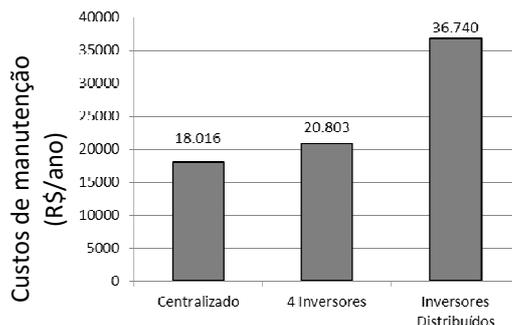


Figura 7 - Custos de Manutenção (R\$/ano)

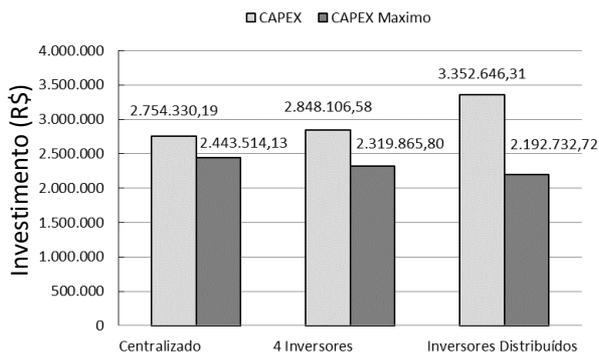


Figura 8 - CAPEX e máximo CAPEX

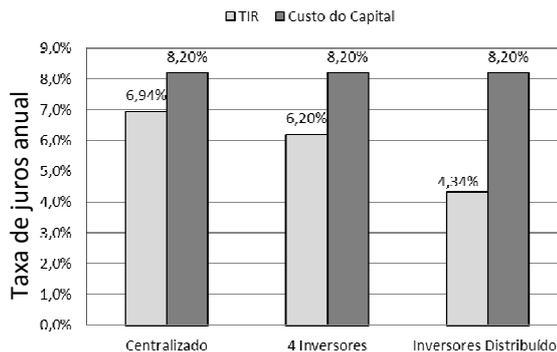


Figura 9 - Taxa interna de retorno e custo de capital

4. CONCLUSÃO

A análise financeira mostra que incentivos são necessários para um projeto fotovoltaico com o apresentado neste trabalho. Para todas as três configurações o capital necessário é maior que o máximo CAPEX para breakeven. Da mesma forma, o custo do capital é maior que a taxa interna de retorno (TIR) para todas as configurações – Tab. 5.

Diferentes abordagens com relação a incentivos e seus impactos já foram propostas (Fraunhofer, 2015), (Couture e Gagnon, 2009) e (Bhandari *et al.*, 2015) e mais especificamente para o mercado brasileiro (EPE, 2012) e (ABINEE, 2012). As principais alternativas utilizadas pelo governo brasileiro no momento são os leilões específicos para energia fotovoltaica e redução de impostos e tarifas de importação e comercialização dos seus componentes.

Para trabalhos futuros, uma análise paramétrica pode ser feita para se determinar como cada parâmetro afeta os resultados apresentados, uma vez que os resultados apresentados mostram grande variação dos custos de manutenção (de R\$ 18.015,54 a R\$ 36.740,05) que por sua vez afetam o LCOE e as métricas apresentadas. De acordo com (Farnung *et al.*, 2014) dados meteorológicos tem grande impacto na incerteza e variações de 3 a 5% podem ser esperadas. Parâmetros financeiros também afetam os custos de O&M. Em contraste, inversores tem impacto pequeno no LCOE de sistemas comerciais (Cameron e Goodrich, 2010).

Poucos trabalhos relacionados a confiabilidade de sistemas fotovoltaicos e como eles afetam sua análise financeira foram publicados até o momento. Este trabalho procura demonstrar sua importância e que seu impacto na análise financeira é significativo.

Agradecimentos

Este trabalho foi possível graças ao suporte da Companhia Energética do Estado de São Paulo (CESP), ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e ao Laboratório de Sistemas Integráveis Tecnológico (LSI-TEC).

REFERÊNCIAS

- ABINEE, 2012. Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, São Paulo, SP, Brasil.
- ABRADEE, 2014. Tarifas de Energia Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>. Data de acesso, 20/10/2015.
- AES ELETROPAULO, 2012. NT-6.012. Requisitos mínimos para interligação de microgeração e minigeração distribuída com a rede de distribuição da AES eletropaulo com paralelismo permanente através do uso de inversores - consumidores de média e de baixa tensão.
- ANEEL, 2012. Resolução Normativa No 482, de 17 de abril de 2012.
- Bhandari, K. P., Collier J. M., Ellingson R. J., Apul D. S., 2015. Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 133-141.
- BlockSim Version 9. ReliaSoft.
- BNDES, 2011. Manual da TJLP: regulamentação, parâmetros, evolução, metodologia de cálculo dos contratos do BNDES. Departamento de Política Financeira AF/DEPOL.
- Cameron, C. P., Goodrich, A. C., 2010. The levelized cost of energy for distributed PV: a parametric study, *Photovolt. Spec. Conf.*, Honolulu, HI, USA, June 20-25, pp. 529-534.
- Couture, T. e Gagnon, Y., 2009. An analysis of feed-in tariff remuneration models: implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, pp. 955-965.
- Darling, S. B., You, F., Veselka, T. e Velosa, A., 2011. Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics,” *Energy & Environmental Science*.
- EPE, 2012. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- EPE, 2015. Expansão da geração: 1º leilão de energia de reserva de 2015 – participação dos empreendimentos solares fotovoltaicos: Visão Geral. Brasília, DF, Brasil.
- Estadão, 2013. Eólicas deixarão de operar 1,3 MW por falta de conexão. 15 de abril de 2013. Disponível em <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,eolicas-deixarao-de-operar-1-3-mw-por-falta-de-conexao,150720e>. Data de acesso: 20/10/2015.
- Farnung, B., Muller, B., Bostock P., Sedgwick J., Kiefer K., 2014. All about PV Power plants: challenges for technical bankability. 40th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, 8-13 de junho.
- Fraunhofer, ISE, 2015. Current and future cost of photovoltaics. Long-term scenarios for Market development, system prices and LCOE of utility-scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende. Berlin, Alemanha.
- Instituto Acende Brasil, 2012. Leilões no setor elétrico brasileiro: análises e recomendações. White Paper 7, São Paulo, 52p.
- MME Ministério de Minas e Energia, 2015. Resenha Energética Brasileira – Exercício 2014, Brasília, DF, Brasil.
- PVSyst Version 6.26. PVSyst.
- Ramos, C., Teixeira, D., Rocha, P. G., 2015. Cenários para a matriz elétrica 2050: aportes ao debate energético nacional e ao planejamento participativo de longo prazo.
- Shimura, S., Simplicio, R. S., Alonso, R. H., Moura, C. B., Zuffo, M. K., Lopes, R. D., 2014. Methodology for comparing the PV plant topology based on availability and production costs using reliability – case study Villa Lobos Project in São Paulo, Brazil. 30th EUPVSEC 2014, Amsterdam, NL.

FINANCIAL ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS USING RELIABILITY

Abstract. *In the first part of this work, a methodology for estimating the Levelised Cost of Energy (LCOE), maintenance costs and availability for different plant topologies was presented. Due to the use of Reliability Block diagrams, LCOE estimate was improved by using a model that takes into consideration items such as: local labor costs, inventory costs and the effect of availability of subsystems on the total production of the PV plant. A reliability block diagram model was built for each configuration and simulation results were presented. In this second part, a financial analysis is made considering the expected operating life of the PV plant, PV module efficiency reduction throughout the years, capacity factor and costs (invested capital and operations and maintenance). Two main results are presented for each configuration: the maximum capital investment for breakeven in 25 years at a fixed interest rate; the Internal Rate of Return (IRR) in 25 years. Simulation results show that incentives are necessary for all configurations: the maximum capital investment for breakeven is 2.443, 2.319 and 2.192 million reais, which are less than the necessary capital, and IRR, 6.94%, 6.20% and 4.34% for ‘centralized’, ‘four-inverter’ and ‘string inverter’ topologies respectively. Rates below the actual cost of capital.*

Key words: *Financial Analysis, Power System Economics; Photovoltaic Systems*