

IMPACTOS DO DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR NA ATRATIVIDADE FINANCEIRA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA

Marcelo Ramos Hoffmann – marceloramoshoffmann@gmail.com

Araxá Energia Solar

Maurício Vivan Guarnieri -

Universidade Federal da Santa Catarina, Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil

Araxá Energia Solar

Helena Flávia Napolini

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica

Ricardo Rütther

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Resumo. *Este trabalho tem por objetivo desenvolver um método para avaliar o impacto do dimensionamento do inversor na atratividade financeira de uma usina fotovoltaica. O método desenvolvido pode auxiliar na tomada de decisão técnica e financeira em etapas conceituais do projeto da usina FV. Foram projetados quatro cenários de usinas FV, com fatores de dimensionamento do inversor variando entre 1,15 e 1,30, optando pela potência CC total da usina como equalizador dos cenários. Os resultados foram divididos em dois cenários, de acordo com o valor da TUST considerado, com e sem incentivo às fontes renováveis. A análise da atratividade financeira do retorno do investimento foi realizada com auxílio de indicadores financeiros, tais como, VPL, TIR e Payback. Para o Cenário 1 (com incentivo), a usina com FDI de 1,20 apresentou o maior VPL, enquanto para a TIR e payback houve empate entre FDI de 1,20 e de 1,25. Sem incentivo na TUSD, a usina com FDI de 1,30 mostrou maior atratividade financeira para os três indicadores analisados.*

Palavras-chave: *Energia Solar Fotovoltaica. Fator de Dimensionamento do Inversor. Usinas Fotovoltaicas.*

1. INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica pode ser considerada uma das mais promissoras fontes de energia renováveis no mundo. Até o ano de 2020, cerca de 25% da potência instalada em fontes renováveis eram da tecnologia fotovoltaica, aproximadamente 709,7 GW, segundo o relatório “*Trends in Renewable Energy*” de 2020, da *International Renewable Energy Agency* – IRENA (IRENA 2020). Ainda segundo a IRENA, em 2020 foram instalados 125,8 GW de sistemas FV, quase metade da potência instalada de fontes renováveis (IRENA 2020). Em 2018, a energia fotovoltaica foi o destino de 46,13% de todo investimento mundial em fontes renováveis, com um investimento total de 150 bilhões de dólares (IRENA 2020).

O Brasil se encontra em uma posição privilegiada para o aproveitamento da tecnologia FV (Rütther and Zilles 2011), apresentando uma média de irradiação global horizontal na faixa de 3,5 a 6,25 kWh/m².dia (Pereira et al 2017).

Os sistemas FV podem ser isolados ou conectados à rede. Os sistemas isolados necessitam de sistemas de armazenamento de energia, para os períodos em que não há geração FV. Já os sistemas FV conectados à rede são divididos em dois grandes grupos, geração distribuída (GD) e geração centralizada (GC). Os sistemas GD são conectados ao sistema de distribuição, com foco em aplicações residenciais, comerciais e industriais.

Já os sistemas fotovoltaicos em GC são usinas de médio ou grande porte, conectadas ao sistema de transmissão de energia e, no caso brasileiro, são conectados diretamente ao SIN (Sistema Interligado Nacional), por meio das linhas de transmissão que o compõem. Logo, as usinas devem ter níveis de potência e tensão adequados à rede em que serão conectadas. Por estarem conectadas ao SIN, as usinas FV estarão sujeitas às mesmas políticas que as outras fontes de geração, tanto renováveis quanto não renováveis.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês *International Energy Agency*), as usinas FV em larga escala, ou “*Utility Scale*”, são responsáveis pela maior parte da potência fotovoltaica adicionada no mundo, com um total de 66 GW em 2019, cerca de 60,5% da potência total adicionada (IEA 2020). Por se tratar de grandes usinas fotovoltaicas, são necessárias grandes áreas em locais com níveis de irradiação suficientemente altos para a instalação da usina.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fez um estudo do potencial dos recursos energéticos em todo o Brasil, para diversas fontes de energia. Para a energia solar, a EPE realizou um estudo das áreas aptas para GC. As áreas consideradas aptas contavam com um declive menor que 3% e uma área contínua mínima de 0,5 km². Áreas consideradas sob proteção foram desconsideradas. Além disso, foram retiradas 20% das áreas aptas devido às restrições impostas pelo código florestal. Foram consideradas apenas as áreas com irradiação média acima de 6,0 kWh/m². Mesmo com todas essas restrições, o Brasil possui um potencial de aproximadamente 506 TWh/ano apenas em GC (EPE 2018).

Considerando o ano de 2020, essa geração potencial seria suficiente para suprir 86,58% da demanda energética total do Brasil (ONS 2021).

Dentre as principais definições técnicas nos projetos de grande porte fotovoltaicos está a relação módulo FV – inversor que define as potências nominais do sistema e a relação entre as potências em corrente contínua e alternada. Essa relação é chamada de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) ou Fator de Carregamento do Inversor (FCI), neste trabalho referido apenas como carregamento, e reflete em diversos aspectos do projeto, desde perdas, área ocupada, custo de conexão e operação. Este tópico foi explorado trazendo cenários práticos com intuito de direcionar a tomada de decisão de engenharia em fase conceitual de projeto.

2. METODOLOGIA

O FDI é a razão entre a potência nominal em corrente contínua (CC) aplicada na entrada do inversor e a potência nominal de saída do inversor já em corrente alternada (CA). Para compensar a falta de geração em períodos de baixa irradiação solar, a potência CC aplicada ao inversor é superior à sua potência de saída, garantindo uma geração alta por um período maior do dia. Carregamentos elevados tem se tornado mais viáveis devido ao aumento da potência e a diminuição do preço relativo dos módulos fotovoltaicos, permitindo, assim, a instalação de um número maior de módulos por inversor. A equação para o cálculo do FDI é apresentada na Eq. (1):

$$FDI = \frac{P_{CC}}{P_{CA}} (\%) \quad (1)$$

Onde:

P_{CC} – Potência nominal em Corrente Contínua (Wp)

P_{CA} – Potência nominal em Corrente Alternada (W)

2.1 Componentes principais

Os componentes principais de uma usina solar fotovoltaica, devido ao alto custo em relação ao custo total da usina, são o módulo fotovoltaico, a estrutura de suporte dos módulos e o inversor. Segundo o último leilão de energia realizado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE 2020), eles são responsáveis por 64% do custo total do empreendimento, sendo 40% referentes aos com módulos fotovoltaicos, 15% às estruturas de suporte e 9% aos inversores. Os componentes principais foram escolhidos internamente de fornecedores com participação significativa no mercado fotovoltaico, que estivessem comercialmente disponíveis.

O módulo fotovoltaico escolhido foi da linha Vertex, a última linha lançada pela *Trina Solar*, uma das líderes de mercado de módulos fotovoltaicos. O modelo do módulo escolhido foi o TSM-600-DEG20C.20 com potência nominal de 600 Wp. Seguindo as novas tendências de tecnologia, o módulo escolhido é bifacial, da tecnologia PERC. Foi escolhido um inversor do tipo central da *Sungrow*, modelo SG3125HV, com potência nominal de saída de 3,437 MW, temperatura de operação de 45°C. Foi adotada a solução com inversores centrais, pois ela ainda é a solução mais comum em usinas de grande porte. A estrutura de suporte considerada, da marca Soltec e modelo SF-7, possui com duas fileiras de módulos (2V) do tipo com rastreador da luz solar, também chamado pelo termo em inglês “*tracker*”. Essa solução tem se mostrado mais vantajosa em relação à opção de suporte fixa, dado o aumento da geração de energia promovida pelo seguidor.

2.2 Composição dos blocos de geração

Com os componentes principais da UFV devidamente escolhidos, foram criados os blocos de geração que compõem a usina como um todo. Os blocos de geração têm como base uma subestação unitária (SU), formada por dois inversores, e um transformador de baixa para média tensão (0,6 / 34,5 kV), além de sistemas de proteção e monitoramento. A conexão entre estas subestações unitárias formam a chamada rede de média tensão (RMT), que é responsável por levar a energia gerada pelos inversores à subestação coletora (SEc).

A potência em corrente alternada de cada SU é de 6.874 MW. O número de módulos fotovoltaicos instalados por bloco de geração e, conseqüentemente, o número de *trackers* depende do FDI escolhido para o projeto. Esta etapa pode ser considerada a base do estudo, pois, de certo modo, os blocos “crescem” em torno da SU, tanto em potência, quanto em área ocupada. Os valores de FDI escolhidos para elaborar os cenários seguem na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de FDI escolhidos

| FDI |
|------|
| 1,15 |
| 1,20 |
| 1,25 |
| 1,30 |

Os valores de FDI foram escolhidos com base em projetos reais elaborados pela Araxá Energia Solar. De acordo com os resultados do leilão de energia A6-2019 realizado pela EPE, estes carregamentos estão dentro da faixa de valores

apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-003-2020-r0 (EPE 2020). Os valores de FDI indicam que a potência CC do bloco varia entre 15-30% acima da potência CA da subestação unitária. Os blocos de geração foram projetados considerando um *pitch* fixo de 15 m, resultando em uma taxa de ocupação de área de 30% (GCR 0,30).

2.3 Composição dos cenários de usinas

Cada um dos cenários de usinas projetados neste estudo é formado, em sua totalidade, por múltiplas unidades dos blocos de geração, sem considerar diferentes formatos. Para alcançar uma equivalência entre os cenários de usina, a quantidade de blocos de geração foi calculada de modo que as potências pico em CC de cada usina fossem aproximadas.

Assim como nos blocos unitários de geração, também se buscou uma uniformidade nos *layouts* das usinas para que não houvesse favorecimento para nenhum cenário em específico. Foram adotadas as mesmas premissas em todos os cenários para os componentes que são mais influenciados pelo *layout*. Os quantitativos restantes são influenciados exclusivamente pela quantidade de blocos presentes na usina, não pelo formato dela.

2.4 Composição dos custos

a) Custo com implantação

O custo com implantação inclui o valor de compra unitário de cada um dos componentes utilizados e o custo envolvido na sua instalação. Para cada um dos componentes utilizados foi atribuído um custo unitário, referente a sua aquisição. Além da aquisição, está inclusa a mão de obra necessária para sua instalação. Neste ponto também foi considerada, de forma simplificada, itens da obra civil da usina, tais como a movimentação de terra, projeto de drenagem, supressão vegetal, escavação de valas dos cabos, entre outros processos.

b) Custos com operação e manutenção

Os custos com operação e manutenção, são aplicados anualmente durante todo o período de funcionamento da usina. Neste trabalho, foram considerados os custos com O&M da própria usina, e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). O primeiro é calculado como uma porcentagem do custo de implantação da usina, e é referente à eventuais consertos de componentes, limpeza dos módulos e da área em geral. Foi considerado um valor típico de 1% do CAPEX da usina pago anualmente durante o período de operação da usina (Shimura et al. 2016).

A TUST, valor pago mensalmente pelo gerador pelo uso do sistema de transmissão, varia de acordo com a região do SIN. A tarifa é regulada pela ANEEL para suprir investimentos, manutenção e a operação das linhas de transmissão. Desde 2016, os empreendimentos com fontes de energia renováveis recebem um desconto de 50% na TUST. Neste trabalho foram considerados dois valores mensais: 4,83 R\$/MW.mês (com desconto TUST) e 9,66 R\$/MW.mês (sem desconto TUST), segundo a Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-014/2021-rev0 (EPE, 2021).

2.5 Dados solarimétricos e simulações computacionais

Os dados meteorológicos utilizados nas simulações foram retirados de uma série histórica de 20 anos de dados em base horária do banco de dados Solargis (entre 1999 e 2020). A Tabela 2 apresenta os dados médios de temperatura, irradiação global horizontal e irradiação difusa utilizados na simulação.

Tabela 2 – Dados meteorológicos utilizados na simulação

| Mês | Temperatura (°C) | Irradiação Global Horizontal (kWh/m ² .mês) | Irradiação Difusa (kWh/m ² .mês) |
|--------------|------------------|--|---|
| Janeiro | 25,2 | 189,0 | 78,7 |
| Fevereiro | 25,8 | 193,5 | 64,8 |
| Março | 25,1 | 180,3 | 64,2 |
| Abril | 25,1 | 168,0 | 60,8 |
| Maiο | 24,1 | 160,8 | 47,8 |
| Junho | 23,0 | 147,0 | 39,7 |
| Julho | 22,9 | 156,6 | 40,4 |
| Agosto | 24,1 | 180,6 | 43,1 |
| Setembro | 25,2 | 177,1 | 60,9 |
| Outubro | 28,0 | 213,5 | 63,9 |
| Novembro | 25,1 | 163,9 | 73,0 |
| Dezembro | 24,6 | 170,3 | 87,5 |
| Total | 24,8 | 2.100,6 | 725,1 |

Os dados meteorológicos foram importados para o *software PVSystem*, onde foi realizada a simulação para os cenários analisados. A Tabela 3 apresenta as perdas consideradas nas simulações.

Tabela 3 – Perdas (simulações *PVSystem*)

| | | | |
|------------------------------|------|---|------|
| Ôhmicas CC | 1,5% | Eficiência dos módulos | 0,0% |
| Ôhmicas CA – inv. / trafo MT | 0,1% | LID | 2,0% |
| Ôhmicas CA - Núcleo trafo MT | 0,1% | Mismatch entre módulos + strings | 2,1% |
| Ôhmicas CA - Bobina trafo MT | 1,0% | Sujeira | 3,0% |

2.6 Índices de desempenho e atratividade financeira

Neste trabalho, foram analisados três índices de desempenho comumente utilizados em usinas fotovoltaicas. São eles a *Performance Ratio* (PR), produtividade (*Yield*) e o Fator de Capacidade (FC). A PR é a razão entre a energia realmente gerada e a energia máxima teórica, no intervalo de tempo especificado, conforme mostra a Eq. (2).

$$PR = \frac{E \times I_{STC}}{P_{CC} \times I_{GPI}} \quad (\%) \quad (2)$$

Onde:

E = Energia Gerada (MWh)

P_{CC} = Potência pico em CC (MWp)

I_{GPI} = Irradiação Global Plano Inclinado (kWh/m^2)

I_{STC} = Irradiância nas condições de teste padrão ($1.000 \text{ W}/\text{m}^2$)

A *Yield* é a razão entre a energia gerada e a potência disponível do sistema, ou seja, a potência dos módulos FV em corrente contínua, conforme mostra a Eq. (3).

$$Yield = \frac{E}{P_{CC}} \quad (\text{kWh}/\text{MWp}) \quad (3)$$

Onde:

E = Energia Gerada (kWh)

P_{CC} = Potência pico em CC (MWp)

O Fator de Capacidade (FC) é obtido pela divisão entre a energia gerada e a multiplicação da potência instalada pelo tempo, geralmente medido em horas. O FC pode ser calculado utilizando como referência a potência CC ou CA da usina. Neste trabalho, foi considerada a potência CA como referência, por um período de um ano. O cálculo do FC é mostrado na Eq. (4).

$$FC = \frac{E}{P_{CA} \times 8.760} \quad (4)$$

Onde:

E = Energia Gerada (kWh)

P_{CA} = Potência em CA (MW)

8760 é o número de horas em um ano-calendário ($365 \times 24 = 8.760$)

A atratividade financeira do investimento foi realizada através de três índices, VPL, TIR e *Payback*. Para avaliar a atratividade financeira, é necessário, além do custo total, saber a receita total do empreendimento. Como as usinas estão em geração centralizada, a receita do empreendimento é obtida pela venda da energia gerada pela usina, como destaca a Eq. (5).

$$R_t = G_t \times P_e \quad (5)$$

Onde:

R_t = Receita da usina no ano t (R\$)

G_t = Geração no ano t (MWh/ano)

P_e = Preço de venda da energia (R\$/MWh)

Não foi considerada a variação do preço da energia durante a vida útil da usina. O preço foi fixado em 250 R\$/MWh. Como a geração da usina diminui com a degradação dos módulos FV, a receita diminui com o tempo.

O Valor Presente Líquido (VPL) é o cálculo do Valor Presente (VP) para todo o período do investimento. Neste trabalho, considerado como a vida útil da usina (20 anos). O valor do VPL pode ser definido pela Eq. (6).

$$VPL = VP(T) = -C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{(R_t - C_t)}{(1 - TMA)^t} \quad (6)$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido (R\$)

VP (T) = Valor Presente calculado no ano T (R\$)

T = Tempo de vida usina fotovoltaica (20 anos)

R_t = Receita da usina no ano t (R\$)

C₀ = Custo inicial da usina (R\$)

C_t = Custo anual da usina no ano t (R\$)

TMA = Taxa Mínima de Atratividade (9% a.a.)

Aliada ao VP e VPL, a Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto aplicada que torna o VPL é igual a zero. Para calcular a TIR, basta igualar (5) à zero, como mostra a Eq. (7).

$$0 = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(R_t - C_t)}{(1 + TIR)^t} \quad (7)$$

Onde:

C₀ = Custo inicial da usina (R\$)

C_t = Custo anual da usina no ano t (R\$)

R_t = Receita da usina no ano t (R\$)

TIR = Taxa Interna de Retorno (%)

t = Período

3. RESULTADOS

O primeiro passo foi projetar os blocos unitários de geração, para compor os cenários de usinas. Para que haja uma uniformidade nos blocos, eles foram projetados para que mantivessem um formato parecido, de forma que nenhum cenário fosse beneficiado ou prejudicado pela distribuição das estruturas de suporte. A Figura 1 apresenta os blocos de geração considerados no estudo.

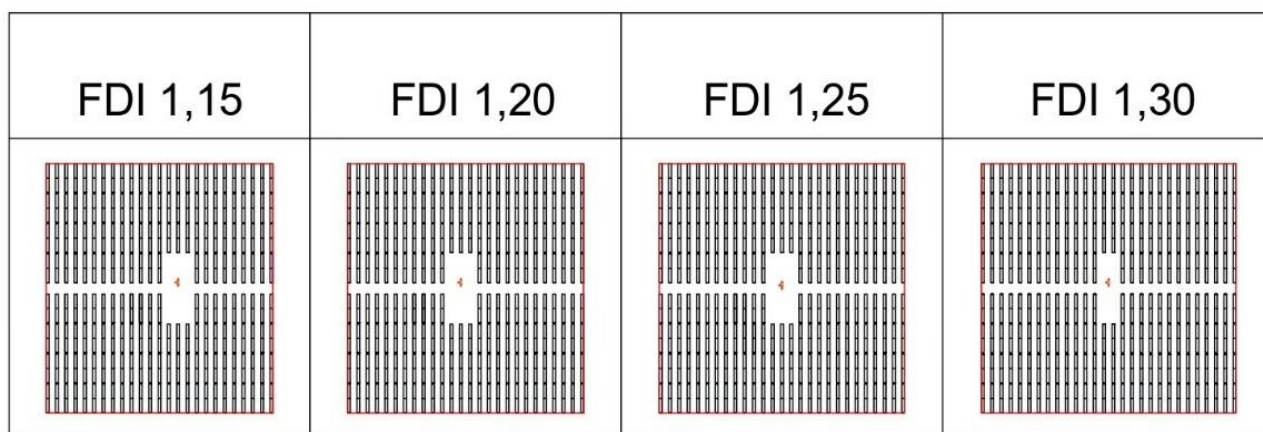


Figura 1 - Blocos unitários de geração

O *pitch* foi mantido constante. Assim, o aumento da área do bloco e as diferenças nos quantitativos dos componentes se devem exclusivamente à variação do FDI. A SU foi posicionada no centro do bloco, diminuindo a quantidade total de cabos BTcc por bloco. As principais características gerais dos blocos de geração, para cada um dos carregamentos CC/CA (FDI) considerados neste trabalho, são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Características gerais dos blocos de geração

| FDI | 1,15 | 1,20 | 1,25 | 1,30 |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Número de Módulos | 13.192 | 13.736 | 14.280 | 14.960 |
| Número de <i>Strings</i> | 388 | 404 | 420 | 440 |
| Número de <i>Tracker</i> | 194 | 202 | 210 | 220 |
| Número de <i>StringBox</i> | 40 | 42 | 44 | 46 |
| Potência CC (MWp) | 7,915 | 8,242 | 8,568 | 8,976 |
| Cabo solar (m) | 27.504 | 27.524 | 28.332 | 29.467 |
| Cabo BTcc (m) | 14.369 | 15.761 | 16.673 | 17.302 |
| Área (ha) | 14,30 | 14,89 | 15,47 | 16,06 |

Para alterar o carregamento dos blocos unitários de geração, foi mantida a potência CA do inversor e aumentada a potência CC, adicionando mais módulos. Por este motivo, é possível notar um aumento em todos os valores destacados na Tabela 4, conforme o aumento do carregamento.

Para compor os cenários de usinas, os blocos de geração foram posicionados lado a lado, de forma a manter um formato quadrangular. Foram privilegiados circuitos de média tensão compostos por três SUs. A potência total de pico da usina é a potência em corrente contínua da usina, obtida pela soma das potências nominais dos módulos FV, potência calculada em condições padrões de teste (STC – 1.000 W/m², 25°C), enquanto a potência total instalada da usina é a soma das potências fornecidas na saída dos inversores. A Figura 2 apresenta, para os quatro cenários de usina considerados, as potências totais de pico e instalada.

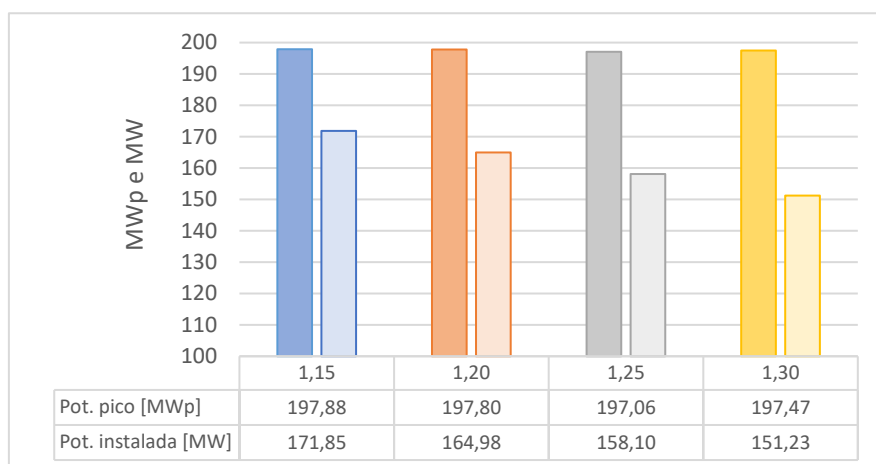


Figura 2 - Potência CC e potência CA

A Figura 2 destaca a diferença entre as potências CC e CA dos cenários de usinas considerado. É possível notar que, para uma potência CC (colunas à esquerda) aproximadamente iguais entre os cenários, há um considerável decréscimo na potência CA entre eles. Isso é um reflexo do aumento do carregamento do inversor nos cenários de usina.

A perda por sobrecarregamento, ou *overload loss*, é calculada pela soma das diferenças entre a máxima potência disponível e a máxima potência suportada pelo inversor. As diferenças são tomadas a cada passo de tempo, durante a simulação. Em outras palavras, a *overload loss* é o quanto de potência deixou de ser convertida em energia devido à limitação de potência do inversor. A Tabela 5 apresenta as perdas por sobrecarregamento do inversor.

Tabela 5 – Perdas por sobrecarregamento (*Overload Loss*)

| FDI | Perdas |
|-------------|--------|
| 1,15 | 0,26% |
| 1,20 | 0,66% |
| 1,25 | 1,27% |
| 1,30 | 2,35% |

A Figura 3 apresenta a geração total de energia para os quatro cenários simulados, para o primeiro ano de operação.

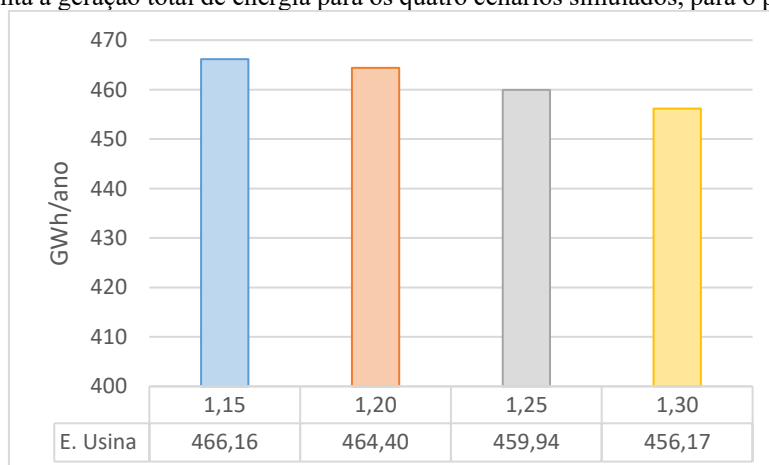
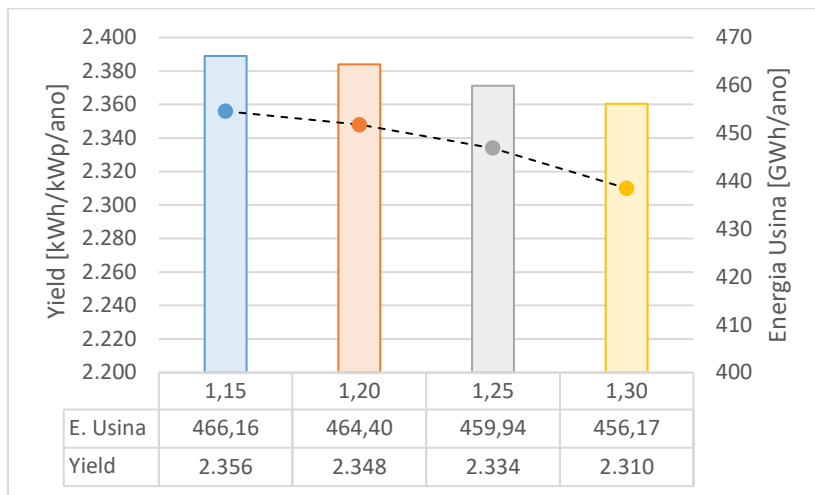


Figura 3 - Geração total por usina para o primeiro ano de operação

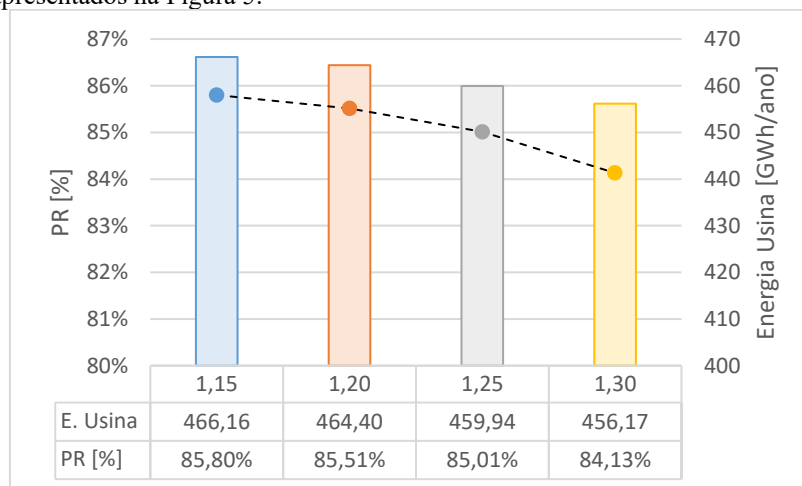
Os cenários com maiores FDI resultaram nas menores gerações de energia, considerando a soma dos blocos que compõem a usina. O cenário de usina com carregamento de 1,15 foi apenas 2,3% maior que a usina com carregamento de 1,30, enquanto o aumento de geração entre carregamentos subsequentes não alcançou 1%.

Apenas os dados de geração não representam fielmente o desempenho da UFV. A Figura 4 apresenta a produtividade, ou *Yield*, para todos os cenários simulados.

Figura 4 - Valores de *Yield* para cada usina

Como as potências de pico das usinas são muito próximas, a produtividade acompanha o gráfico de geração total de energia, apresentado na Figura 3. Assim, quanto maior o carregamento, menor a produtividade da usina. O cenário com FDI de 1,15 teve uma *Yield* aproximadamente 2,07% maior que o cenário com FDI de 1,30.

Assim como a *Yield*, a *Performance Ratio* (PR) também é muito utilizada como indicador de desempenho de uma usina fotovoltaica. Ela é calculada pela razão entre o desempenho real e o máximo teórico do sistema. Os valores de PR para os cenários são apresentados na Figura 5.

Figura 5 - *Performance Ratio* para os cenários simulados

Para a geração solar, diferente de outras fontes de energia, pode-se escolher qual potência (CC ou CA) é considerada para o cálculo do FC. Devido à intermitência da geração fotovoltaica, o FC da energia solar é relativamente baixo. A Figura 6 apresenta os FC calculados para o primeiro ano de operação das usinas, considerando a potência CA da usina.

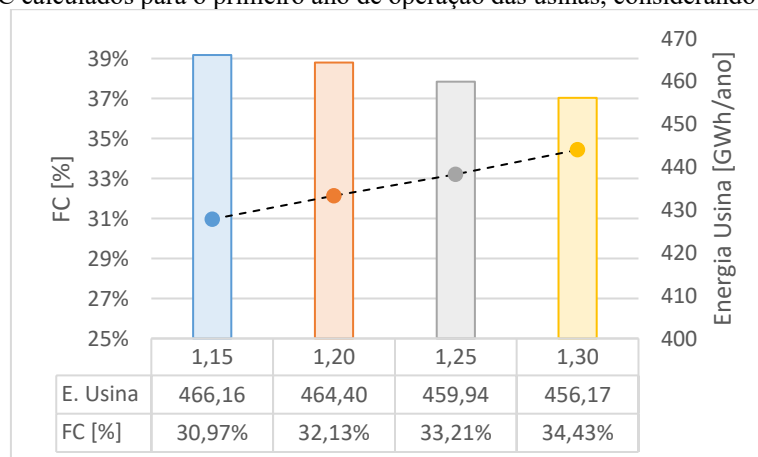


Figura 6 - Fator de Capacidade para o primeiro ano de operação da usina

Como mencionado no Item 2.4, os custos totais com a usina foram divididos em custo com implantação e custo com operação e manutenção. Para o primeiro custo, foram elaborados orçamentos com preços unitários dos componentes, retirados de projetos reais e atuais, para que o resultado fosse o mais próximo de um orçamento real. A Tabela 6 apresenta a participação de cada material no custo de implantação da usina, excluindo os custos com mão de obra, obra civil, esta última por considerar que os custos muito parecidos entre os cenários.

| Componentes | Participação (%) |
|------------------------------------|------------------|
| Módulo | 59,89% |
| Inversores | 8,22% |
| StringBox | 1,25% |
| Tracker | 26,29% |
| Cabos de força | 2,92% |
| Terminais e Conectores | 0,18% |
| Aterramento | 0,40% |
| Eletrodutos | 0,10% |
| Organização e Identificação | 0,62% |
| Cabo de Dados | 0,03% |
| Cerca | 0,10% |

Como esperado, os módulos fotovoltaicos compõem a maior parte dos custos com materiais da usina, tendo uma participação de quase 60% no custo total, seguido dos *trackers* e inversores, tendo respectivamente, participação de 26,29% e 8,22%. Vale ressaltar que os custos listados na Tabela 6 não incluem custos com a mão de obra e obra civil.

A Tabela 7 apresenta o custo total de cada cenário, considerando apenas os itens da Tabela 6.

| FDI | Custo total (R\$/Wp) |
|-------------|----------------------|
| 1,15 | 3,04 |
| 1,20 | 3,03 |
| 1,25 | 3,02 |
| 1,30 | 3,01 |

Utilizando (5), foi calculado o VPL para os casos da TUST com e sem desconto, para os cenários de usina considerados. A Figura 7 apresenta a evolução do VPL para os cenários com desconto na TUST para os 20 anos de vida útil da usina, para uma TMA de 9% aa., a mesma utilizada para os cálculos do LCOE.

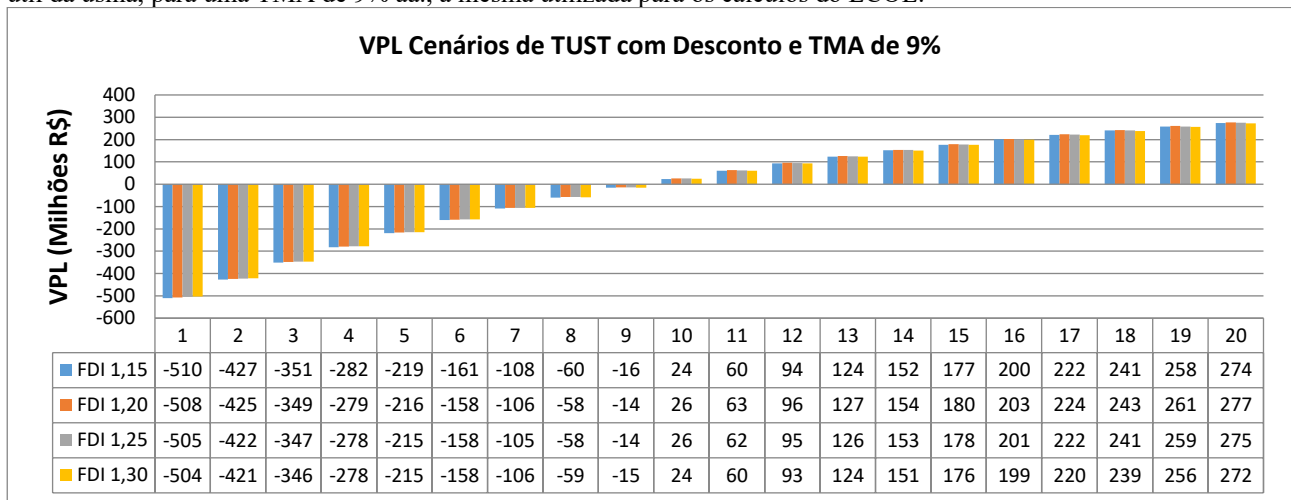


Figura 7 - Evolução VPL: Cenários com desconto na TUST e TMA de 9% aa.

A partir da Figura 7, é possível notar que o valor presente líquido para os quatro cenários passa a ser positivo em algum momento entre o nono e décimo ano, isso porque este último foi o primeiro ano com VPL positivo. A Tabela 8 destaca os índices econômicos mencionados no Item 3.6.

| Índice | Unidade | FDI 1,15 | FDI 1,20 | FDI 1,25 | FDI 1,30 |
|----------------|---------|----------|----------|----------|----------|
| VPL | mi.R\$ | 274,42 | 276,89 | 274,89 | 272,12 |
| TIR | % | 15,11 | 15,18 | 15,18 | 15,13 |
| Payback | Anos | 9,37 | 9,32 | 9,32 | 9,35 |

O cenário com carregamento de 1,20 apresentou o maior VPL entre os quatro cenários, 2 milhões de reais acima que o segundo colocado. A usina com menor FDI (1,15) apresentou os piores resultados para a TIR e *payback*. Para FDI de 1,30 (maior entre os analisados) obteve-se o menor VPL ao fim da vida útil da usina. Para a TIR e *payback* observou-se também um empate entre os cenários com FDI de 1,20 e 1,25. A evolução do VPL para os cenários de TUST com valor integral, ou seja, sem o incentivo à energia renovável, é destacada na Figura 8, também com TMA de 9% aa.

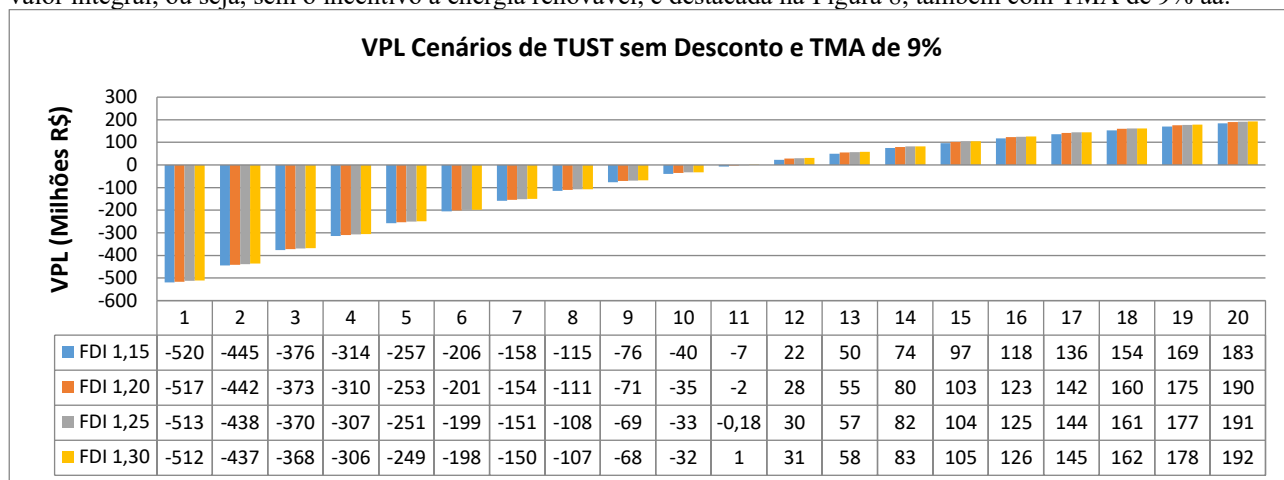


Figura 8 - Evolução VPL Cenários sem desconto na TUST e TMA de 9% aa.

Os valores destacados na Figura 8 indicam que, sem o desconto na TUST, os três menores carregamentos analisados têm seu VPL positivo em algum momento entre o décimo primeiro e décimo segundo ano de operação da usina, enquanto o FDI de 1,30 entre o décimo e décimo primeiro ano. A Tabela 9 destaca os índices econômicos restantes, assim como o VPL para todo o período.

Tabela 9 – Índices econômicos para os cenários sem desconto na TUST

| Índice | Unidade | FDI 1,15 | FDI 1,20 | FDI 1,25 | FDI 1,30 |
|----------------|---------|------------|------------|------------|------------|
| VPL | mi.R\$ | R\$ 183,49 | R\$ 189,60 | R\$ 191,24 | R\$ 192,11 |
| TIR | % | 13,17% | 13,32% | 13,38% | 13,41% |
| <i>Payback</i> | Anos | 11,23 | 11,07 | 11,01 | 10,89 |

Com o valor integral da TUST, o cenário com maior carregamento se mostrou o mais viável, considerando todos os índices econômicos avaliados. Em contrapartida, o cenário com menor FDI foi responsável pelos piores índices econômicos, com VPL para o período total de operação consideravelmente menor que dos outros três cenários. Para um FDI de 1,15, o VPL para todo o período foi 4,7% menor que o cenário com maior VPL, correspondendo a uma queda no retorno de investimento de 8,61 milhões de reais. Nos outros índices também teve uma discrepância considerável, com TIR 0,24% menor e *payback* 0,33 anos maior, cerca de 4 meses.

4. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo avaliar o impacto do fator de dimensionamento do inversor (FDI) na atratividade financeira de uma usina fotovoltaica de geração centralizada. O trabalho buscou apresentar uma metodologia para auxiliar na tomada de decisão de elaboração de projetos FV em fase conceitual, onde são definidas as configurações gerais da usina. Optou-se por equalizar os cenários analisados pela potência de pico (CC) da usina. Para atingir uma potência de pico CC de aproximadamente 197 MWp, a potência instalada de cada usina variou entre 171,85 e 151,23 MW. As simulações foram realizadas via *software PVSystem*, com dados meteorológicos do município de Janaúba – MG. A usina com o menor FDI foi responsável por uma geração 2,3% maior que o cenário com maior, equivalente a uma diferença de 10 GWh/ano.

O custo com transmissão foi representado pela cobrança da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) e teve dois valores considerados, com e sem o incentivo a energias renováveis. A TUST corresponde a aproximadamente 61% das despesas anuais da usina para energia incentivada e a participação sobe para 76%, quando a tarifa é cobrada em seu valor integral. As usinas com maiores potências totais CA sofrem mais com a cobrança da tarifa.

A análise da atratividade financeira do retorno do investimento dos cenários analisados foi realizada por meio do cálculo do VPL, TIR e do *Payback* descontado. A análise foi realizada para dois valores de TUST separadamente. Todos os cenários analisados foram considerados economicamente viáveis, pois apresentaram VPL positivo ao final da vida útil do empreendimento. Para o cálculo do VPL, foi considerada uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 9% aa., enquanto a depreciação da usina, a inflação e o preço de venda da energia foram considerados constantes em 0,45%, 5% e 250,00 R\$/MWh, respectivamente.

A retirada do desconto na TUST ocasionou uma piora considerável nos resultados obtidos. A cobrança do valor integral da tarifa resultou em um VPL entre 67% e 70% do obtido com o desconto. Isso é o equivalente a uma redução de

retorno de investimento na faixa de 80-90 milhões de reais, entre 12,5 e 14% do custo inicial do empreendimento. A taxa interna de retorno sofreu uma redução de, em média, 1,83%, saindo de aproximadamente 15,15% para 13,32%. O tempo de *payback* também foi afetado, aumentando em pouco mais de 2 anos para reaver o valor investido.

Com o desconto na TUST para fontes de geração de energia renováveis previsto para se encerrar em 2022 (Medida Provisória MPV 998/2020), aliado a constante queda no preço dos módulos fotovoltaicos apresentado nos últimos anos, projetos outorgados após esta data tendem a ter um carregamento mais alto do inversor, pois estes terão menores custos nivelados de energia e maior viabilidade financeira. Caso o desconto na TUST não seja mais oferecido, pode-se observar uma queda considerável nos retornos do investimento em empreendimentos de usinas FV.

Agradecimentos

Os autores agradecem à empresa de engenharia Araxá Energia Solar S/A pelo apoio no material e consultas técnicas durante a elaboração do trabalho. Também agradecem a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), por proporcionar o conhecimento e estrutura necessários para elaboração deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. 2015. “Resolução Normativa Nº 687 de 2015 Da ANEEL.” *Aneel*, 24.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica -. 2012. *Resolução Normativa Nº 482*.
- . 2020. “Unidades Consumidoras Com Geração Distribuída.” 2020. Dados disponíveis em www.aneel.gov.br.
- EPE. 2018. “Potencial Dos Recursos Energéticos No Horizonte 2050,” 186. www.mme.gov.br.
- . 2020. “Nota Técnica EPE-DEE-0003/2020-R0. Projetos Fotovoltaicos Nos Leilões de Energia.”
- . 2021. “Nota Técnica.”
- IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2020. “Solar PV Net Capacity Additions by Application Segment, 2017-2022.” 2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-net-capacity-additions-by-application-segment-2017-2022>.
- IRENA. 2020. “Trends in Renewable Energy.” <https://public.tableau.com/views/IRENARETimeSeries/Charts?:embed=y&:showVizHome=no&publish=yes&:tooltips=no>.
- ONS. 2021. “ONS - Histórico Da Operação.” Histórico Da Operação. 2021. http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. 2017. “Atlas Brasileiro de Energia Solar.” *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. <https://doi.org/10.34024/978851700089>.
- Polo, J., S. Wilbert, J. A. Ruiz-Arias, R. Meyer, C. Gueymard, M. Sári, L. Martín, et al. 2016. “Preliminary Survey on Site-Adaptation Techniques for Satellite-Derived and Reanalysis Solar Radiation Datasets.” *Solar Energy* 132: 25–37. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.001>.
- Rüther, Ricardo, and Roberto Zilles. 2011. “Making the Case for Grid-Connected Photovoltaics in Brazil.” *Energy Policy* 39 (3): 1027–30. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.021>.
- Shimura, Sergio, Roberto Simplicio, Rafael Herrero, and Cesar Biasi De Moura. 2016. “Estimativa Do Custo De Geração De Usinas Fotovoltaicas Usando Confiabilidade.” *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*, no. April: 1–8.
- Veríssimo, Pedro Henrique Alves, Rafael Antunes Campos, Maurício Vivian Guarnieri, João Paulo Alves Veríssimo, Lucas Rafael do Nascimento, and Ricardo Rüther. 2020. “Area and LCOE Considerations in Utility-Scale, Single-Axis Tracking PV Power Plant Topology Optimization.” *Solar Energy* 211 (September): 433–45. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.09.070>.

IMPACTS OF THE INVERTER SIZING RATIO ON THE FINANCIAL ATTRACTIVENESS OF A UTILITY SCALE PV POWER PLANT

Abstract: *This work aims to assess the impact of the inverter sizing ratio on the financial attractiveness of a utility scale PV power plant. The method developed could assist at finance and technical decision making at early stages of project development. Four different PV power plants were designed with inverter sizing ratio varying from 1,15 to 1,30, the power plant scenarios were equalized by the total DC power installed at them. The results were divided on two different scenarios according to the amount charged from TUST, with or without the incentive to renewable energy sources. The assessment of the financial attractiveness of the investment was conducted using financial indicators such as NPV, IRR and Payback. For the first scenario (with incentive), the power plant with an ISF of 1,20 presented the highest NPV, meanwhile the IRR and Payback had a draw between the ISR of 1,20 and 1,25. Without the incentive (Scenario 2), the power plant with ISR of 1,30 showed the highest financial attractiveness for every indicators considered.*

Keywords: *Photovoltaic Solar Energy. Inverter Sizing Ratio. Photovoltaic Power Plant.*