

SUPERANDO OS DESAFIOS REGULATÓRIOS NO PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: PROPOSTA DE METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

Hugo Francisco Lisboa Santos (SyraSolar) - hugolisboasantos@gmail.com

Pedro Vassalo Maia da Costa (Instituição - a informar) - comercial@syrasolar.com

Murilo Lamas Leandro Araujo (SyraSolar) - murilo@syrasolar.com

Fernanda Ouverney Torres de Sá Bezerra Pires (Instituição - a informar) - fernanda@syrasolar.com

Luciano Osório Regnier (Instituição - a informar) - luciano.regnier2010@gmail.com

Resumo:

O mercado fotovoltaico brasileiro está passando por diversas mudanças regulatórias, que afetam a rentabilidade dos Projetos de Geração Distribuída. Para avaliar melhor o impacto dessas mudanças e garantir um projeto mais robusto do sistema, esse artigo propõe uma metodologia que visa utilizar uma abordagem funcional aplicando a técnica de Monte Carlo e combinando árvore de decisão e simulações. O projeto técnico do sistema e os parâmetros do investimento financeiro são tratados como variáveis de entrada; já a configuração regulatória e o cenário econômico do país são tratados como variáveis externas. Os custos do sistema e os dados climáticos são tratados como uma entrada derivada, relacionada aos parâmetros de investimento e ao projeto do sistema. Os dados climáticos e o layout do sistema são utilizados de forma conjunta para simular o desempenho do projeto. A produção de energia do sistema, a configuração regulatória, o cenário econômico, os parâmetros de investimento e as taxas de impostos são combinados no modelo econômico para calcular a rentabilidade do projeto. A utilização de um modelo funcional possibilita que ele seja adaptado à medida que as decisões são tomadas e que melhores modelos aparecem.

Palavras-chave: *Análise de Risco, Regulação, Investimento*

Área temática: *Mercado, economia, política e aspectos sociais*

Subárea temática: *Estratégias e políticas para energias renováveis*

SUPERANDO OS DESAFIOS REGULATÓRIOS NO PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: PROPOSTA DE METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

Hugo Francisco Lisboa Santos – engenharia@syrasolar.com

Pedro Vassalo Maia da Costa – comercial@syrasolar.com

Murilo Lamas Leandro Araújo – murilo@syrasolar.com

Fernanda Ouverney Torres de Sá Bezerra Pires – fernanda@syrasolar.com

Luciano Osório Regnier – luciano.regnier2010@gmail.com

Empresa SyraSolar

Resumo. O mercado fotovoltaico brasileiro está passando por diversas mudanças regulatórias, que afetam a rentabilidade dos Projetos de Geração Distribuída. Para avaliar melhor o impacto dessas mudanças e garantir um projeto mais robusto do sistema, esse artigo propõe uma metodologia que visa utilizar uma abordagem funcional aplicando a técnica de Monte Carlo e combinando árvore de decisão e simulações. O projeto técnico do sistema e os parâmetros do investimento financeiro são tratados como variáveis de entrada; já a configuração regulatória e o cenário econômico do país são tratados como variáveis externas. Os custos do sistema e os dados climáticos são tratados como uma entrada derivada, relacionada aos parâmetros de investimento e ao projeto do sistema. Os dados climáticos e o layout do sistema são utilizados de forma conjunta para simular o desempenho do projeto. A produção de energia do sistema, a configuração regulatória, o cenário econômico, os parâmetros de investimento e os custos do sistema são combinados no modelo econômico para calcular a rentabilidade do projeto. A utilização de um modelo funcional possibilita que ele seja adaptado à medida que as decisões são tomadas e que melhores modelos apareçam.

Palavras-chave: Análise de Risco, Regulação, Investimento.

1 INTRODUÇÃO

Desde 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) vem propondo alterações na resolução 482/2012, que dispõe sobre sistemas de geração distribuída conectados à rede (Aneel, 2010 e 2019). Essas alterações podem impactar de modo significativo a rentabilidade dos projetos fotovoltaicos, dependendo da forma como forem implementadas.

Esse artigo apresenta uma metodologia para analisar e quantificar os riscos associados à implantação de um projeto nesse cenário ou em cenários similares, que consiste no uso de uma abordagem funcional que combina árvore de decisão e Monte Carlo.

São tomadas, inicialmente, (a) as variáveis de projeto, tais como: potência instalada; (b) os parâmetros de investimento, como a taxa mínima de atratividade (TMA) e a parcela de capital de terceiros; (c) as variáveis derivadas, como os dados climáticos e os custos do sistema; e (d) os dados independentes, como o cenário econômico e a configuração regulatória. A partir daí, são calculados os resultados técnicos e econômicos do projeto. O modelo proposto está apresentado de modo detalhado no capítulo 2.

1.1 Análise de Risco em Projetos de Energia Renovável

Há relativamente poucos trabalhos que apresentam análises similares. Um deles é apresentado por Holburn (2012), com foco em energias renováveis nos Estados Unidos e no Canadá. Inicialmente, o autor menciona os objetivos do incentivo às energias renováveis, como a redução das emissões de dióxido de carbono. Na sequência, apresenta diversos pontos que causam esse risco regulatório, como ativistas locais contrários à implantação dos projetos ou o risco de alteração da regulamentação no momento em que o investimento é amortizado, aproveitando o fato de constituírem serviços essenciais. Adicionalmente, ele aponta alguns fatores institucionais que, na visão do autor, tendem a aumentar o risco regulatório, como a menor autonomia das agências reguladoras em relação ao governo e a alta flexibilidade na alteração das políticas públicas.

Outro trabalho foi elaborado por Gatzert e Kosub (2016). Nele, os autores discorrem inicialmente sobre riscos associados a um projeto. Eles mencionam 7 tipos de risco: estratégicos ou de negócio; transporte/construção/completação; operação/manutenção; legais/jurídicos; mercado/vendas; partes associadas; políticos/regulatórios. Em relação a essa última categoria, ele aborda o impacto causado na redução de receitas em projetos de geração de energia renovável, derivados de potenciais mudanças adversas na política ou na regulação de um determinado país. Em pesquisa com especialistas em renováveis, o risco regulatório foi apontado como sendo o principal.

1.2 Modelos determinísticos e modelos estocásticos em análise financeira

Conforme apresentado por Damodaran (2010), há diferentes ferramentas para valoração de investimentos, como os métodos determinísticos. Nesses métodos, é tomado como base o melhor valor, o mais provável, ou o valor conhecido

para cada um dos parâmetros. A partir daí, é calculado algum indicador financeiro, como o valor presente líquido, o retorno sobre investimento descontado, o tempo de retorno ou a taxa interna de retorno.

Por outro lado, quando existem decisões a serem tomadas e variáveis estocásticas, outras metodologias podem ser utilizadas. Uma delas é a árvore de decisão (Fig. 1a), na qual há nós de decisão (quadrados), nós de evento (círculos) e nós terminais (triângulos). Esses nós determinam o caminho da decisão de negócio em função dos eventos. Outra metodologia existente é a técnica de Monte Carlo, na qual são gerados valores aleatórios seguindo distribuições pré-determinadas das variáveis. Os valores são combinados para gerar a distribuição final de probabilidade. Essas duas técnicas são utilizadas no presente trabalho, de forma combinada.

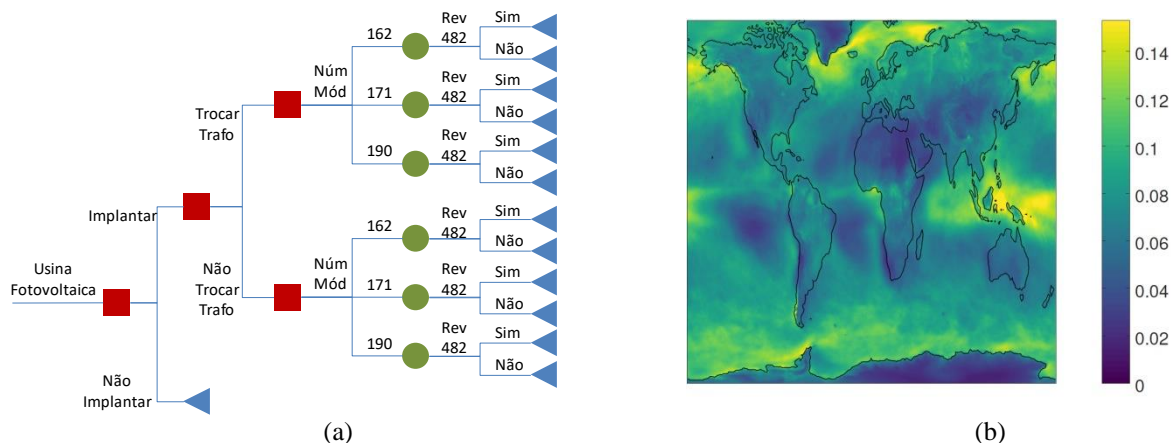


Figura 1 – (a) Árvore de Decisão do Estudo de Caso e (b) Coeficiente de variação da geração anual (Krakauer e Cohan, 2017).

1.3 Legislação Atual para Sistemas de Geração Distribuída

A tarifação no Brasil é determinada pela Resolução Normativa 414/10 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O modelo tarifário segue o conceito de tarifa binômia para grandes consumidores e tarifa simples para pequenos consumidores. Conforme apresentado na própria norma:

- grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:
 - Subgrupo A1 –tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
 - Subgrupo A2 –tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
 - Subgrupo A3 –tensão de fornecimento de 69 kV;
 - Subgrupo A3a –tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
 - Subgrupo A4 –tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e
 - Subgrupo AS –tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.
- Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:
 - Subgrupo B1 –residencial;
 - Subgrupo B2 –rural;
 - Subgrupo B3 –demais classes; e
 - Subgrupo B4 –Iluminação Pública.

Em algumas situações, o consumidor do grupo A pode optar por ser faturado como consumidor do grupo B. Por exemplo, quando a soma da potência dos transformadores instalados for inferior a 112,5 kVA.

Adicionalmente, há as seguintes modalidades tarifárias:

- Modalidade tarifária convencional monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- Modalidade tarifária horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
- Modalidade tarifária convencional binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

- Modalidade tarifária horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- Modalidade tarifária horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

Para a geração distribuída, especificamente, aplica-se ainda a Resolução Normativa 482/2012, que dispõe sobre sistemas de geração distribuída conectados à rede. Por essa resolução, cada kWh injetado na rede gera um crédito que pode ser consumido dentro de um período de 5 anos, sem custo adicional para o cliente. Contudo, essa proposta se encontrava, e ainda se encontra (Nov/2019) em revisão.

1.4 Propostas de alteração em discussão para Sistemas de Geração Distribuída

Encontra-se em discussão uma proposta de alteração da resolução normativa 482 (Aneel, 2018), que considera cinco cenários para o modelo final de tarifação:

- Cenário 0: Sem cobrança pela energia injetada na rede;
- Cenário 1: TUSD Fio B
- Cenário 2: TUSD Fio A + TUSD Fio B
- Cenário 3: TUSD Fio A + TUSD Fio B + TUSD Encargos
- Cenário 4: TUSD Fio A + TUSD Fio B + TUSD Encargos + TUSD Perdas
- Cenário 5: TUSD Fio A + TUSD Fio B + TUSD Encargos + TUSD Perdas + TE Encargos

Onde:

- TUSD Fio A é a Componente da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, correspondente ao custo do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros.
- TUSD Fio B é a Componente da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, correspondente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora.
- TUSD Encargos corresponde aos encargos (impostos) pagos pelas concessionárias.
- TUSD Perdas correspondem às perdas técnicas, como a energia dissipada nos fios e disjuntores, e às perdas não técnicas, como o furto de energia.
- TE Encargos corresponde aos encargos (impostos) referentes à geração de energia elétrica

2 DESCRIÇÃO DO MODELO

O modelo está apresentado de forma esquemática na Fig. 2. O projeto técnico do sistema e os parâmetros de investimento financeiro são tratados como variáveis de projeto de entrada. A configuração regulatória e o cenário econômico do país são tratados como variáveis externas. Finalmente, os custos do sistema e os dados climáticos são tratados como entradas derivadas, relacionadas aos parâmetros de investimento e ao design do sistema. Os dados climáticos e o layout do sistema são utilizados de forma conjunta para simular o desempenho do projeto. A produção de energia do sistema, a configuração regulatória, o cenário econômico, os parâmetros de investimento e os custos do sistema são combinados no modelo econômico para calcular a rentabilidade do projeto. Visto que uma abordagem funcional é utilizada, tem-se que cada submodelo pode ser alterado conforme as decisões são tomadas ou à medida que melhores modelos aparecem.

2.1 Projeto do Sistema (modelo)

O projeto do sistema engloba todos os principais parâmetros técnicos da usina. Em uma abordagem mais simplificada, pode consistir apenas da potência instalada, azimute dos módulos, inclinação dos módulos e perdas do sistema. Em uma abordagem mais elaborada, pode incluir as curvas dos módulos, as curvas dos inversores, modelos de sombreamento etc. As variáveis de projeto são tratadas como variáveis arbitradas a priori. Por exemplo, se há dois modelos de módulo possíveis ou se há dúvida em relação à quantidade de módulos, podem ser utilizadas duas ou mais configurações para definir. Um exemplo de variáveis de projeto seria:

1. Marca e modelo do módulo, com as respectivas características (V_{oc} , V_{mpp} , I_{sc} , I_{mpp} , curva IxV etc.);
2. Marca e modelo do inversor, com as respectivas características (P_{max} , V_{max} , V_{min} , $\eta(V)$, n° MPPT etc.);
3. Quantidade de inversores, por modelo;
4. Quantidade de strings para cada inversor ou para cada MPPT;
5. Azimute de cada string ou conjunto de strings;
6. Coordenadas do local de instalação do projeto;

7. Fontes de sombreamento;
8. Curva de Carga do consumidor (se houver);
9. Eventuais aumentos ou reduções de carga.

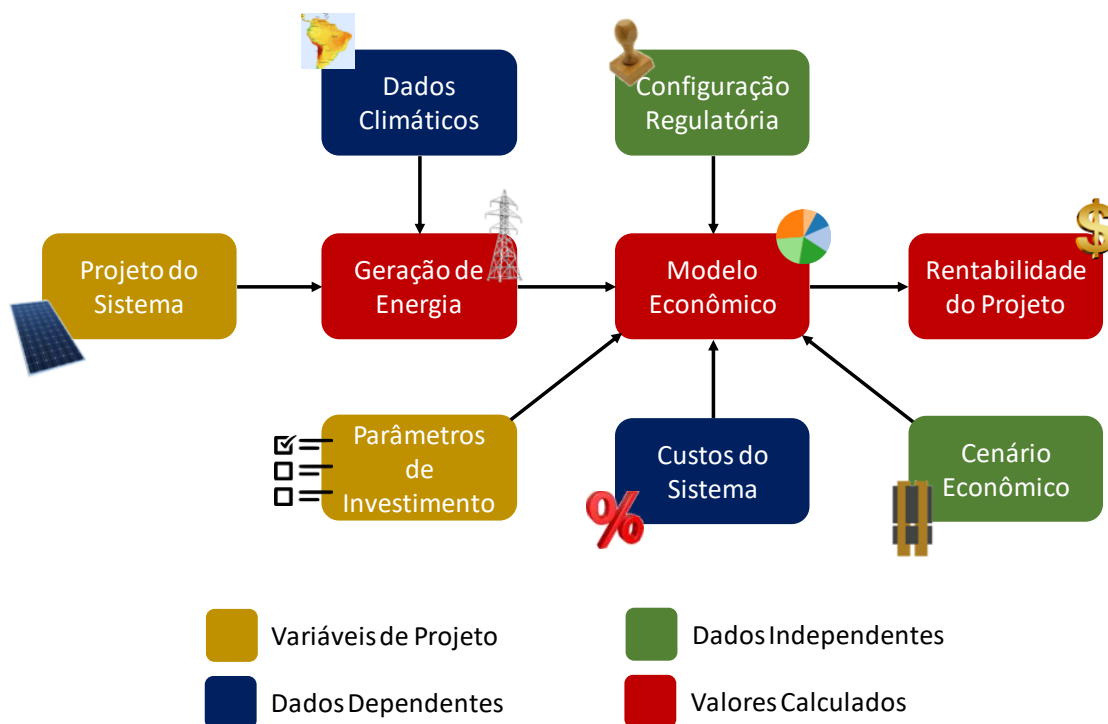


Figura 2 – Modelo proposto, apresentando as entradas e saídas.

2.2 Dados climáticos (modelo)

Os dados climáticos são uma variável diretamente correlacionada com o projeto do sistema. Mais especificamente, com o local escolhido para implantação. Caso haja mais de um lugar possível, a localidade pode entrar como variável de projeto, conforme apresentado acima. Por exemplo, se o projeto pode ser realizado em Natal ou em Fortaleza, isso alterará os dados climáticos utilizados e, conseqüentemente, a geração de energia e a rentabilidade do projeto.

Por outro lado, a geração varia entre anos. Essa variação pode ser bem acentuada em alguns casos. Esse efeito pode ser analisado considerando diferentes anos no modelo. Nesse caso, o valor de energia gerada ano a ano irá variar também no modelo financeiro. Eventualmente, essa geração anual pode ser repetida, se não houver anos suficientes com dados climáticos. Ou podem ser utilizados modelos estocásticos de geração.

Se estiver disponível apenas o ano meteorológico típico, uma alternativa é utilizar uma referência para o valor do coeficiente de variação. Esse coeficiente de variação pode ser estimado, por exemplo, a partir da Fig. 1b (Krakauer e Cohan, 2017). Adicionalmente, caso haja alguma insegurança em relação à fonte de dados utilizada, podem ser utilizados dados de mais de uma fonte, com as probabilidades correspondentes de estarem corretos. Por exemplo, se tenho dados do PVGIS e dados do Inmet e tenho maior confiança dos dados do Inmet, posso utilizar os dois dados, com uma probabilidade maior de o segundo estar correto. Se o nível de confiança for igual ou semelhante, posso utilizar os dois com mesma probabilidade.

2.3 Geração de energia (modelo)

Para modelar a geração de energia, podem ser utilizados diferentes modelos, dependendo dos dados climáticos disponíveis e dos parâmetros de projeto do sistema. Adicionalmente, programas acadêmicos ou comerciais podem ser utilizados para tal, a exemplo do PVSyst, do PVSol e do SAM. Tais programas utilizam internamente equações que modelam a projeção da irradiação no plano do módulo e calculam as perdas por aquecimento, sujeira, sombreamento, queda de tensão na fiação e nos conectores etc. No presente estudo, será utilizado o SAM (NREL, 2019).

2.4 Configuração Regulatória (modelo)

A configuração regulatória varia significativamente de um país para outro, dentro de um mesmo país e de consumidor para consumidor. Eventualmente, como está ocorrendo agora no Brasil, pode haver mudanças também de ano para ano. Contudo, tipicamente, a tarifa de energia pode ser dividida em quatro componentes:

1. Taxa fixa para operação do sistema fotovoltaico;
2. Economia correspondente à energia consumida localmente;
3. Economia correspondente à energia injetada e consumida posteriormente;
4. Receita com a energia vendida para a rede.

2.5 Parâmetros de Investimento (modelo)

Os parâmetros de investimento considerados correspondem à parcela de capital próprio utilizada, às parcelas de capital de terceiros utilizada, à taxa de juros e à taxa mínima de amortização. Um exemplo de parâmetros de investimento seria:

1. Taxa Mínima de Amortização (TMA);
2. Parcelas de capital próprio;
3. Parcelas de capital de terceiros;
4. Taxas de juros referentes às parcelas de capital próprio;
5. Taxas de juros referentes às parcelas de capital de terceiros;

2.6 Custos do Sistema (modelo)

Para modelagem do custo do sistema, pode ser utilizado um custo global, com base em estudos de mercado ou o custo por equipamento. Em qualquer um dos casos, o custo do sistema será uma variável derivada. Ou seja, uma variável dependente dos parâmetros de projeto. Um exemplo de Custos do Sistema seria:

1. Custo dos módulos;
2. Custo dos inversores;
3. Custo dos materiais complementares (Balance of system ou BOS)
4. Custo de mão-de-obra;
5. Custos adicionais de licenciamento;
6. Custo de operação e manutenção.

2.7 Cenário Econômico (modelo)

O cenário econômico considera as variáveis referentes ao ambiente econômico nacional e internacional. Um exemplo de variáveis relacionadas do Cenário Econômico seria:

1. Inflação;
2. Cotação do Dólar;
3. Taxa de juros.

3 ESTUDO DE CASO

A fim de exemplificar uma aplicação do modelo desenvolvido, será utilizado um caso trabalhado pelos autores. A árvore de decisão do modelo está apresentada na Fig. 1a e esquematiza as escolhas apresentadas a seguir.

3.1 Descrição do caso e análise preliminar

O caso em questão trata de um sistema fotovoltaico instalado em uma fazenda produtora de leite, no município de Areal, RJ. A fazenda estava enquadrada como A4, tarifa azul, com consumo médio de 7000 kWh e demanda contratada de 100 kVA. Contudo, a demanda efetivamente utilizada era inferior a 50 kVA. Daquele consumo, cerca de 1000 kWh ocorriam no horário de ponta e o restante fora de ponta.

Para o caso em questão, estava sendo avaliada a instalação de um sistema fotovoltaico para suprir o consumo mensal. Contudo, na época da instalação, havia algumas dúvidas em relação à manutenção do consumo da fazenda ou a um eventual aumento. Adicionalmente, o projeto foi realizado em um período de grande variação no câmbio e no cenário econômico. Finalmente, o projeto estava sendo realizado durante a revisão da resolução normativa 482.

3.2 Projeto do Sistema (estudo de caso)

Para o projeto do sistema, foram realizadas inicialmente algumas definições. A primeira definição foi o fabricante e o modelo dos módulos. Foi selecionado o módulo CS3U-370-MS (Fig. 3a). Em relação ao inversor, foi selecionado o inversor SG 60 KTL (Fig. 3b). Desse modo, para o projeto do sistema, há as seguintes entradas:

1. Módulo: Canadian CS3U-370-MS;
2. Inversor: Sungrow 60kW;

3. Quantidade de módulos: (a) 162 (9x18); (b) 171 (9x19); (c) 190 (10 x 19);
4. Azimute: 0° (projeto), com distribuição normal e desvio-padrão de 3°;
5. Inclinação: 20° (projeto), com distribuição normal e desvio-padrão de 2°;
6. Carga de entrada:
 - 6.1. Manter em 100 kVA, com transformador de 150 kVA;
 - 6.2. Reduzir para 65 kVA, com transformador de 112,5 kVA.

3.3 Dados Climáticos (estudo de caso)

Foram utilizados os dados climáticos de solo. A fim de avaliar a influência dos parâmetros climáticos, foi considerado um coeficiente de variação igual a 0,065.

3.4 Geração de Energia (estudo de caso)

Para modelagem da geração de energia, foi utilizado o SAM. Os modelos utilizados internamente estão apresentados em sua documentação (NREL, 2019).



Figura 3 – Fotos (a) dos módulos e (b) do inversor selecionados, após a execução.

3.5 Configuração Regulatória (estudo de caso)

Em relação ao posto tarifário, a fazenda estava enquadrada como A4, pagando tarifa horária verde. Além dessa forma de tarifação, ela poderia ser enquadrada como optante B, caso o transformador da fazenda, então de 150 kVA fosse trocado por um transformador de 112,5 kVA. Por outro lado, a REN 482 estava em revisão à época (2018). Desse modo, foi tomado como base o cenário da época (2018) para geração distribuída e os cenários regulatórios propostos pela Aneel. Para o estado do Rio, os valores correspondem a aproximadamente:

- TUSD Fio A: 15,1%;
- TUSD Fio B: 5,2%;
- TUSD Encargos: 35,3%;
- TUSD Perdas: 1,5%;
- TE Encargos: 12,3%;
- TE Energia: 30,5%.

Para o caso em questão, considerando que o sistema passe para optante B2, os valores cobrados pela energia que transita na rede estão apresentados de forma aproximada na Tab. 1 (Light, 2019):

Tabela 1 - Valores aproximados por kWh, caso o sistema passe para tarifação B2.

Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
R\$: 0,00	R\$ 0,11	R\$ 0,14	R\$ 0,39	R\$ 0,40	R\$ 0,49

Desse modo, foram considerados os seguintes valores, no caso de haver troca do transformador:

1. Economia com a eliminação da demanda contratada: R\$ 3.800/mês;
2. Economia correspondente à energia consumida localmente: R\$ 0,56;
3. Economia correspondente à energia injetada e consumida posteriormente:
Distribuição triangular; Mínimo: R\$ 0,07; Máximo e mais provável: R\$ 0,56.

Por outro lado, considerando que o sistema não passe para optante B2, os valores pagos por kWh estão apresentados, de forma aproximada na Tab. 2.

Tabela 2 - Valores aproximados por kWh, caso o sistema continue na tarifação A4.

Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
R\$: 0,00	R\$ 0,08	R\$ 0,11	R\$ 0,31	R\$ 0,32	R\$ 0,39

Desse modo, foram considerados os seguintes valores, no caso de não haver troca do transformador:

1. Economia correspondente à energia consumida localmente: R\$ 0,56.
2. Economia correspondente à energia injetada e consumida posteriormente:
Distribuição uniforme; Mínimo: R\$ 0,27; Máximo: R\$ 0,56.

3.6 Parâmetros de Investimento (estudo de caso)

1. Taxa Mínima de Amortização (TMA): 6% (taxa efetiva);
2. Parcela de capital próprio: 100%.

3.7 Custos do Sistema (estudo de caso)

Por questão de confidencialidade, não serão utilizados os valores reais do projeto. Contudo, a fim de considerar o custo, serão utilizados valores médios de mercado (Greener, 2018). Foi considerada a seguinte distribuição para o Custo Total do Projeto: Distribuição triangular; Mínimo: R\$ 2,93/Wp; Mais provável: R\$ 4,77/Wp; Máximo: R\$ 7,47/Wp;

Adicionalmente, foi considerado um custo correspondente à troca do transformador igual a 5% do valor total do projeto. Esse custo correspondente à troca do transformador ocorrerá apenas se houver interesse em realizar a alteração para optante B2 e aquela troca efetivamente ocorrer.

3.8 Cenário Econômico (estudo de caso)

O cenário econômico se encontrava bastante volátil à época. Foram consideradas variações na inflação e na taxa de juros.

1. Inflação: 5% ao ano, com desvio-padrão de 1% ao ano;
2. Cotação do Dólar: R\$ 3,80, com desvio-padrão de R\$ 0,30 ao ano;
3. Aumento na conta de luz: 5% ao ano, com desvio-padrão de 1% ao ano.

4 RESULTADOS

Com base no modelo desenvolvido, foram obtidos os resultados apresentados a seguir.

4.1 Influência das variáveis de decisão

A fim de ilustrar eventuais tomadas de decisão, será apresentada a rentabilidade do projeto considerando dois parâmetros de decisão. A métrica selecionada para avaliar a rentabilidade foi o valor presente líquido do projeto (VPL). O primeiro parâmetro de decisão é a construção ou não da usina; o segundo é a troca ou não do transformador e o terceiro é a quantidade de módulos fotovoltaicos. A sequência de decisão está apresentada na Fig. 1a.

A troca do transformador implica um custo adicional, mas permite a alteração para optante B. Essa alteração faz com que o cliente não tenha mais que pagar pela demanda contratada. Contudo, as tarifas de energia são maiores. Em relação os módulos fotovoltaicos, foram consideradas configurações com 162, 171 e 190 módulos. A Fig. 4 apresenta a distribuição de probabilidade do VPL para cada quantidade de módulos, considerando a troca do transformador. Por outro lado, a Fig. 5 apresenta o mesmo, considerando que não haverá a troca do transformador. A Tab. 3 resume os resultados.

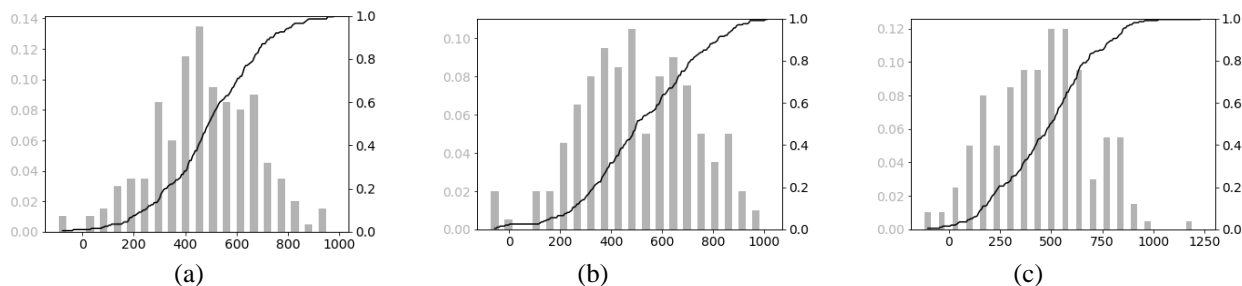


Figura 4 – Distribuição e distribuição acumulada de probabilidade do valor presente líquido em milhares de reais, considerando (a) 162, (b) 171 e (c) 190 módulos, com troca do transformador e passagem para optante B2.

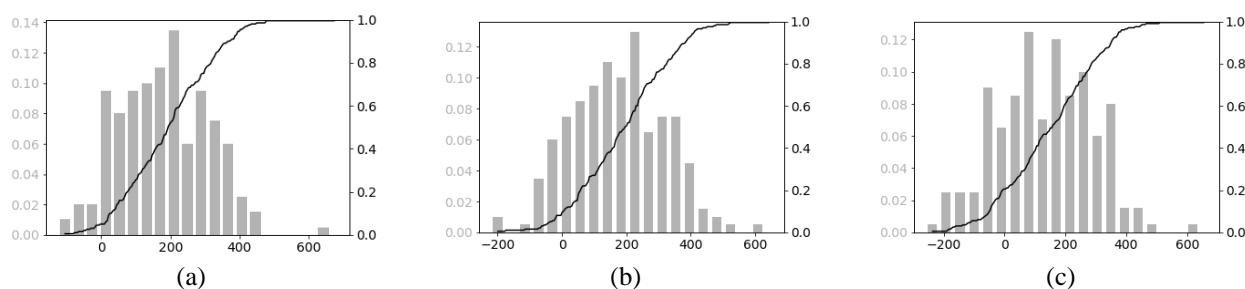


Figura 5 – Distribuição e distribuição acumulada de probabilidade do valor presente líquido, em milhares de reais, considerando (a) 162, (b) 171 e (c) 190 módulos, sem troca do transformador e manutenção como A4.

Tabela 3 - Resultados da avaliação da influência das variáveis de decisão.

	Com troca do transformador			Sem troca do transformador		
	162 mód	171 mód	190 mód	162 mód	171 mód	190 mód
P10	250478	255042	169984	32528	10693	-43813
P25	386362	370420	319365	102954	88353	43230
P50	496836	506328	503787	196880	201080	159933
P75	635198	684775	639810	295687	295807	269614
P90	735505	824486	806028	371488	386111	353504
Média	500300	526353	489055	199765	196894	153720
Mediana	496836	506328	503787	196880	201080	159933
Desvio-padrão	195146	221691	236450	129827	143777	156759
Assimetria	-0,15	-0,11	0,02	0,23	0,04	0,01
Curtose	0,03	-0,30	-0,24	0,01	-0,14	-0,26

Pode-se observar a partir dos gráficos e da tabela que a alternativa financeiramente mais interessante é a instalação de 171 módulos, com troca do transformador e passagem para optante B2. Essa alternativa foi implementada no projeto em questão. As seções a seguir mostram outros parâmetros do projeto selecionado e informações sobre a execução.

4.2 Resultados obtidos para a configuração selecionada

A Fig. 6 apresenta os resultados obtidos em simulação no SAM para a configuração selecionada. Para essa configuração, foram considerados os valores tidos como mais prováveis. O intuito dessa simulação é verificar como se comportam as variáveis para a configuração selecionada. Como é utilizada uma inclinação próxima à latitude, há uma variação entre os meses de inverno e verão (Fig. 6a), mas que não é muito acentuada. As perdas, de modo geral, são baixas (Fig. 6b), com predominância dos efeitos da temperatura e da poeira. A geração cai ao longo do tempo, devido à degradação do sistema, especialmente dos módulos, devido à degradação induzida pelo potencial, ou PID (Fig. 6c). A energia gerada ao longo do ano está bem equilibrada com o consumo, com algum acúmulo, especialmente nos meses de verão (Fig. 6d). Finalmente, o fluxo de caixa é francamente positivo (Fig. 6e) e os indicadores técnicos e econômicos são bastante favoráveis (Fig. 6f).

4.3 Projeto executado

Conforme apresentado na seção 4.1, optou-se pela configuração com 171 módulos Canadian CS3U-370, de 370 Wp (conforme IEC 61215-1:2016), distribuídos em 9 arranjos (strings) de 19 módulos cada. Foi utilizado o inversor Sungrow SG 60 KTL (conforme DIN VDE 0126-1-1/A1) e uma estrutura Politec ESP40 de aço galvanizado a fogo (conforme NBR 6323), com estrutura monopilar e dois módulos em retrato. A Fig. 7a apresenta uma foto aérea da usina após a construção.

O projeto foi realizado utilizando as metodologias de gestão preconizadas no Guia de Conhecimento do Instituto de Gerenciamento de Projetos (PMBOK/PMI). Foi realizado inicialmente um Planejamento e as seguintes ações: Delimitação das atividades; Logística de fornecimento de materiais e prestadores de serviço; Contratação de profissionais e serviços; Cronograma de projeto; Orçamento global e detalhado; Recomendações do cliente; Visitas técnicas; Configuração de um plano de ação e estratégia operacional.

A seguir, foram realizadas as atividades pré-execução, que foram: Escolha do local da usina; Definição do local da usina; Sondagem de solo (conforme a NBR 6484/2001 e a NBR 8036/1983); Construção da Rampa de Acesso; Limpeza do terreno; Remoção dos obstáculos identificados; Terraplanagem; Encomenda e Recebimento de Materiais; Compra e armazenamento de equipamentos.

Finalmente, foi realizada a execução da usina propriamente dita, com as seguintes atividades: Fundações das Estruturas de Fixação dos Módulos; Casa do inversor; Montagem das estruturas; Fixação dos módulos; Calha de Chuva; Instalações elétricas; Acabamento final.

Na execução do projeto foram utilizados profissionais qualificados e os critérios de projeto seguiram as orientações previstas na NBR 5410, na NBR 16274, na NBR 5419, na IEC/TS 62548 e na IEC 60364-7-712. A NBR 16690 foi utilizada parcialmente, pois ainda estava em elaboração (Out/2018). A execução sofreu alguns ajustes em decorrência de características de clima, fauna e flora locais, como a instalação de telas e de espuma expansível, para evitar o ingresso de animais. A Fig. 3a apresenta uma imagem da casa do inversor, a Fig. 3b apresenta uma imagem lateral das estruturas de fixação dos módulos e a Fig. 7a apresenta uma imagem área do sistema completo.

Além da construção da usina propriamente dita, para enquadrar a fazenda no posto tarifário optante B2 Rural, foi necessário realizar a troca do transformador da fazenda, antes de 150 KVA, para um de 112,5KVA. A Fig. 7b apresenta a realização do processo que necessitou da utilização de um caminhão do tipo Munk.

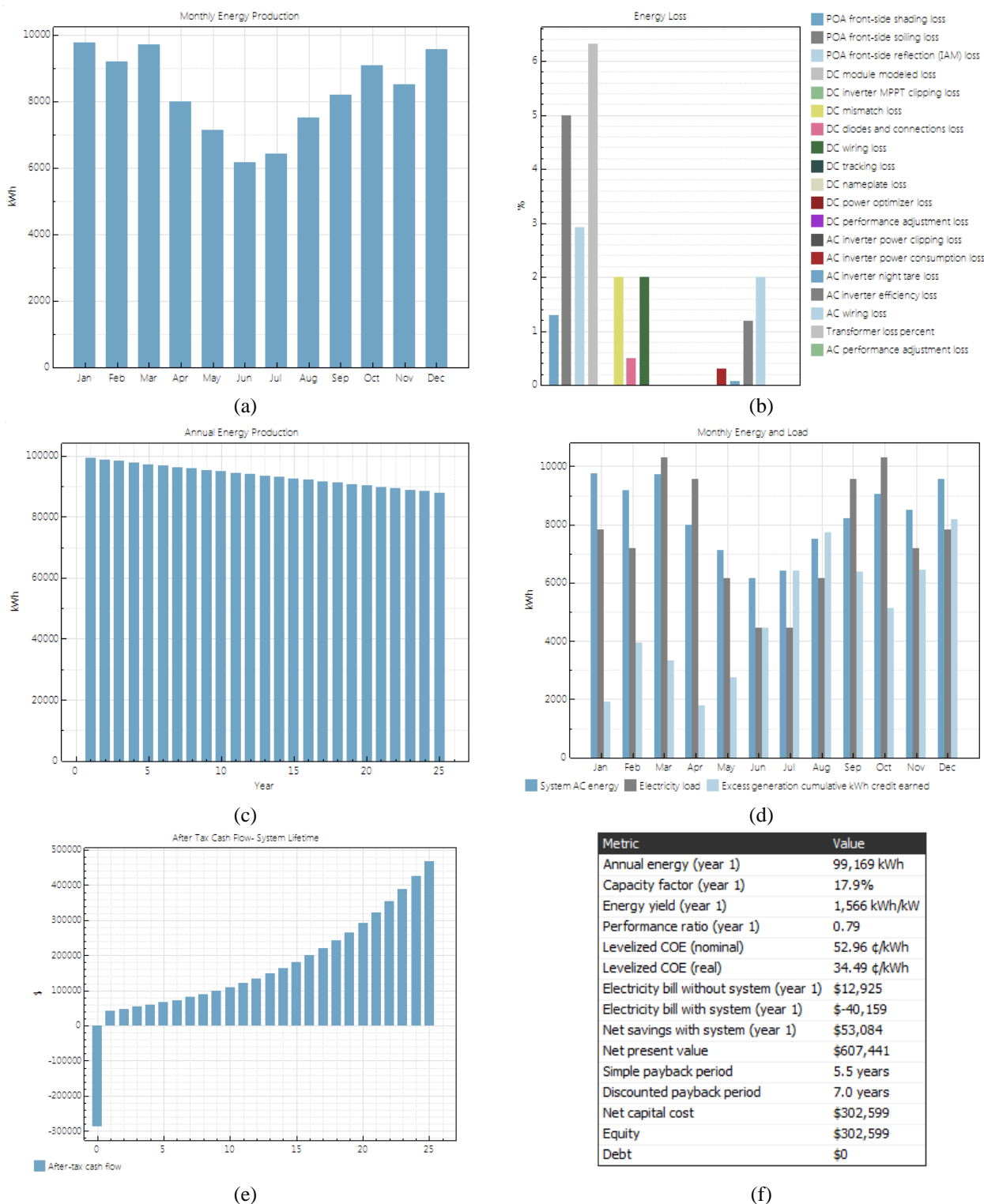


Figura 6 – (a) Geração mensal prevista para o sistema; (b) perdas do sistema; (c) geração ano a ano do sistema; (d) energia gerada, carga e energia acumulada; (e) fluxo de caixa; (f) resultados numéricos.



Figura 7 – Fotos (a) da usina fotovoltaica e (b) da troca do transformador.

5 CONCLUSÃO

O Brasil está passando por mudanças regulatórias significativas. O presente trabalho propõe o uma metodologia de análise capaz de considerar e quantificar os riscos do projeto considerando esse risco regulatório. Trata-se de um conceito novo para o projeto de sistemas fotovoltaicos. Nele, são considerados os diversos riscos associados ao projeto, tais como risco financeiro, riscos cambiais e também os riscos regulatórios. Tais riscos são internalizados no modelo como um conjunto de variáveis de projeto, variáveis dependentes e dados independentes. Esse modelo foi aplicado a um estudo de caso, a fim de apresentar sua implementação e foram obtidos bons resultados.

Agradecimentos

Os autores agradecem a empresa SyraSolar por financiar o trabalho e por fornecer acesso às informações de seus projetos e a outros recursos, sem os quais o presente trabalho não poderia ter sido realizado.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010. Resolução Normativa 414.
Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010. Resolução Normativa 482.
Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012 Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.
Damodaran, A., 2010. The dark side of Valuation.
Gatzert, N., Kosub, T, 2016. Risks and risk management of renewable energy projects: The case of onshore and offshore wind parks.
Holburn, G, 2012. Assessing and managing regulatory risk in renewable energy: Contrasts between Canada and the United States.
National Renewable Energy Lab, 2015. SAM Photovoltaic Model Technical Reference.
Light, 2019. Composição da Tarifa. Disponível em <http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx>. Acesso em 17/11/2019.
Krakauer, N. Y. e Cohan, D. S, 2017. Interannual Variability and Seasonal Predictability of Wind and Solar Resources.

OVERCOMING THE REGULATORY CHALLENGES IN A PHOTOVOLTAIC SYSTEM DESIGN: METHODOLOGY PROPOSAL AND CASE STUDY

Abstract. *The Brazilian photovoltaic market is under several regulatory changes. During those changes, many scenarios may appear that affect the profitability of Photovoltaics Projects. In order to better evaluate the impact of those changes and to ensure a better system design, a methodology is proposed. This methodology consists on using a functional approach that combines decision tree and Monte Carlo. The system technical design and the financial investment parameters are treated as the input decision variables. The country economic scenario and the regulatory configuration are treated as external variables. Finally, the system costs and climate data are treated as a derived input, related to the investment parameters and to the system design. Climate data and system design are used together to model the system energy generation. This system generation, the regulatory configuration, the economic scenario, the investment parameters and the tax rates are combined in the economic model to calculate the system profitability. As a functional approach is used, each sub model may be changed as decisions are made and as better models appear.*

Key words: Risk Analysis, Regulation, Investment.