



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E DESENVOLVIMENTO
SUSTENTÁVEL

ALEXANDRE RABELLO ARAÚJO

ESTRATÉGIAS DE IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO ENERGIA
FOTOVOLTAÍCA PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS

VITÓRIA – ES
2017

ALEXANDRE RABELLO ARAÚJO

ESTRATÉGIAS DE IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO ENERGIA
FOTOVOLTAÍCA PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável.

Orientador: Prof. Dr. Alvim Borges da Silva Filho

VITÓRIA –ES

2017

Dados internacionais de catalogação-na-publicação

ALEXANDRE RABELLO ARAÚJO

ESTRATÉGIAS DE IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO ENERGIA FOTOVOLTAÍCA
PARA CONSUMIDORES INDUSTRIAIS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável.

Aprovada em 21 de dezembro de 2017

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Alvim Borges / Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo
Departamento de Administração/CCJE

Prof. Dr. Ednilson Silva Felipe
Universidade Federal do Espírito Santo
Departamento de Economia/CCJE

Prof. Dr. Alfredo Sarlo Neto
Universidade Federal do Espírito Santo
Departamento de Ciências Contábeis/CCJE

Prof.^a Dr.^a Virginia Parente
Universidade de São Paulo
Instituto de Energia e Ambiente

AGRADECIMENTOS

Começo agradecendo a todos os meus familiares, em especial a minha mãe, por sempre ter me motivado, e me apoiado em todas as minhas decisões, principalmente nas minhas atividades profissionais e científicas. Agradeço a toda a minha família pelo suporte de sempre, seus conselhos e conhecimentos. Agradeço aos meus amigos Eng. Alexandre Fagundes, Eng. Ronaldo Borges e Eng. Luciano Medina pela amizade presente, que sempre me impeliu a ser um profissional e um cientista melhor.

Ao meu professor e orientador, o Dr. Eng. Alvim, por expandir minha percepção de métodos de precificação de projetos, e pelo fornecimento de artigos e de livros sem os quais essa obra nunca teria sido possível. A todos os demais professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Desenvolvimento Sustentável da UFES, cujas intermináveis grelhas de leitura, fichamentos e seminários enriqueceram o acervo utilizado para esse trabalho.

Não poderia deixar também de agradecer ao Eng. Wendel Baldon, sem o qual, eu sequer saberia da existência do mestrado. Ao Eng. Josemar Tavares, do departamento de manutenção, ao Eng. Antônio Santos e a eng.^a Cleide Marques do departamento de energia da Vale S/A, profissionais cujo conhecimento, paciência e fornecimento de materiais técnicos e dados me permitiram uma melhor compreensão da estrutura tão complexa de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia no Brasil. Agradeço aos professores Dr. Ednilson Silva e Dr. Alfredo Sarlo pelos valiosos *insights* acerca da formulação do problema e da apresentação das soluções durante a qualificação.

Agradeço ao autodenominado “Caverna do Dragão” (demos esse nome pois no início não sabíamos se conseguiríamos ir até o fim), grupo constituído por todos os orientandos do Dr. Eng. Alvim, da turma de 2015/2 do PPGES-UFES, pela motivação nos momentos de incerteza e dificuldade, pelas fichas de matrícula entregues no departamento, pelas dúvidas tiradas, por toda a sinergia nos trabalhos em grupo, e sobretudo, pela amizade durante esses dois anos.

Por último, porém não menos relevantes, agradeço a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para essa obra, ou mesmo que contribuíram para o que precisou ser retirado dela.

“Não é o crítico que conta: o crédito pertence ao homem que está realmente na arena, cujo rosto está sujo de poeira, suor e sangue; que se esforça corajosamente; que fracassa repetidas vezes, porque não há esforço sem obstáculos, mas que realmente se empenha para realizar as tarefas; que sabe o que é ter grande entusiasmo e grande devoção e que exaure suas forças numa causa digna; que no final descobre o triunfo das grandes realizações e, caso venha a fracassar, ao menos fracassa ousando muito, de forma que seu lugar nunca será junto às almas frias e tímidas que não conhecem nem a vitória nem a derrota.”

-Theodore Roosevelt

Sumário

1. Introdução	17
1.1. Objetivo geral.....	25
1.2. Objetivos específicos	26
1.3. Conteúdo da dissertação	26
2. Metodologia da pesquisa	30
2.1. O passo a passo da pesquisa.....	31
2.2. Simulações de Monte Carlo	38
2.3. Movimento Browniano Geométrico (MBG)	39
2.4. Informações básicas para o projeto	39
3. Estudo do comportamento da tarifa de energia elétrica	42
3.1. Extração de parâmetros das séries históricas para o MBG	46
3.2. Simulações de cenários possíveis de evolução do valor da tarifa de energia	51
4. Estudo das estratégias de implementação	57
4.1. Etapa 1: Modelos determinísticos.....	59
4.2. Etapa 2: Modelos considerando incertezas	61
4.2.1. <i>Estratégias 1 e 3 considerando incerteza</i>	61
4.3. Etapa 3: Modelos considerando incertezas e flexibilidade gerencial	66
4.4. Etapa 4: Análise de sensibilidade	72
4.5. Comparativo entre as quatro estratégias propostas	80
5. Uma sugestão de estratégia híbrida	95
6. Conclusões	106
Referências Bibliográficas	110

Lista de figuras

Figura 1 – Oferta interna de energia elétrica no Brasil por fonte em 2015	17
Figura 2 – Geração de energia elétrica no SIN a partir de fontes hidráulicas	18
Figura 3 – Geração de energia elétrica no SIN a partir de fontes térmicas convencionais.....	18
Figura 4 – Evolução da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil.....	22
Figura 5 – Levantamento inicial da pesquisa	33
Figura 6 – Etapa 1 da pesquisa.....	34
Figura 7 – Etapa 2 da pesquisa.....	35
Figura 8 – Etapa 3 da pesquisa.....	36
Figura 9 – Etapa 4 da pesquisa.....	37
Figura 10 – Etapa 5 da pesquisa.....	38
Figura 11 – Atlas Solarimétrico do Brasil	40
Figura 12 – Interpolação do valor da tarifa de energia para clientes da Modalidade Convencional.....	50
Figura 13 – Interpolação do valor da tarifa de energia para clientes das Modalidades Azul e Verde.....	50
Figura 14 – Resultado da simulação	53
Figura 15 – Distribuição do valor da tarifa de energia para $t = 2016$	54
Figura 16 – Distribuição do valor da tarifa de energia para $t = 2017$	54
Figura 17 – Distribuição do valor da tarifa de energia para $t = 2025$	55
Figura 18 – Distribuição do valor da tarifa de energia para $t = 2035$	55
Figura 19 – Distribuição do valor da tarifa de energia para $t = 2045$	56
Figura 20 – Análise de sensibilidade para a estratégia 2 para um cliente da modalidade convencional.....	75

Figura 21 – Análise de sensibilidade para a estratégia 4 para um cliente da modalidade convencional.....	75
Figura 22 – Análise de sensibilidade para a estratégia 2 para um cliente das modalidades azul/verde	79
Figura 23 – Análise de sensibilidade para a estratégia 4 para um cliente das modalidades azul/verde	79
Figura 24 – Evolução comparativa do VPLe para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde	89
Figura 25 – Evolução comparativa do P5 para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde.....	89
Figura 26 – Evolução comparativa do P95 para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde	89
Figura 27 – Evolução comparativa da volatilidade para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde	90
Figura 28 – Evolução comparativa da porcentagem de VPLs positivos para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde	90
Figura 29 – Evolução comparativa da porcentagem de VPLs negativos para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde.....	90
Figura 30–Evolução dos ganhos de VPLe e das perdas de QTG10e e QTGTe, comparados à implementação diluída sem flexibilidade ao longo de dez anos, para clientes da modalidade convencional.....	94
Figura 31 – Evolução dos ganhos de VPLe e das perdas de QTG10e e QTGTe, comparados à implementação diluída sem flexibilidade ao longo de dez anos, para clientes das modalidades azul/verde.....	94

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Valores de tarifas de energia em R\$/MWh praticados pela concessionária de distribuição do Espírito Santo para clientes enquadrados na Modalidade Convencional.	44
Tabela 2 – Valores de tarifas de energia em R\$/MWh praticados pela concessionária de distribuição do Espírito Santo para clientes enquadrados na Modalidade Azul.....	45
Tabela 3 – Valores de tarifas de energia em R\$/MWh praticados pela concessionária de distribuição do Espírito Santo para clientes enquadrados na Modalidade Verde.	46
Tabela 4 – Custo anualizado ponderado em R\$/MWh para um cliente da concessionária de distribuição do Espírito Santo enquadrado na Modalidade Convencional.....	48
Tabela 5 – Custo anualizado ponderado em R\$/MWh para um cliente da concessionária de distribuição do Espírito Santo enquadrado nas Modalidades Azul e Verde.....	49
Tabela 6 – Implementação do MBG no Excel	52
Tabela 7 – Informações sobre implementação de Sistema de energia solar	58
Tabela 8 – Fluxo de caixa e VPL estratégia 1 modalidade convencional.....	59
Tabela 9 – Fluxo de caixa e VPL estratégia 1 modalidades azul/verde	60
Tabela 10 – Fluxo de caixa e VPL estratégia 3 modalidade convencional.....	60
Tabela 11 – Fluxo de caixa e VPL estratégia 3 modalidades azul/verde	61
Tabela 12 – Resumo estatístico da estratégia 1 para modalidade convencional.	64
Tabela 13 – Resumo estatístico da estratégia 1 para modalidades azul/verde ...	64
Tabela 14 – Resumo estatístico da estratégia 3 para modalidade convencional.	65
Tabela 15 – Resumo estatístico da estratégia 3 para modalidades azul/verde ...	66

Tabela 16 – Resultado de VPLs para os objetivos de execução pré-definidos para clientes da modalidade convencional.....	68
Tabela 17 – Resultado de VPLs para os objetivos de execução pré-definidos para clientes da modalidades azul/verde	69
Tabela 18 – Estratégia 4 implementada no início de 2017 ao início de 2026 para cliente enquadrado modalidade convencional.....	70
Tabela 19 – Estratégia 4 implementada no início de 2017 ao início de 2026 para cliente enquadrados modalidades azul/verde	71
Tabela 20 – Reapresentação do quadro de resultados para a execução de pelo menos 5 módulos, com 95% de confiança (objetivo 2), para clientes da modalidade convencional utilizando a estratégia 2.....	73
Tabela 21 – Análise de sensibilidade variando as horas médias de sol a pino para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional	73
Tabela 22 – Análise de sensibilidade variando o custo médio ponderado de capital para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional.....	73
Tabela 23 – Análise de sensibilidade variando a porcentagem de custo anual de manutenção para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional.....	74
Tabela 24 – Análise de sensibilidade variando o custo de implementação para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional	74
Tabela 25 – Análise de sensibilidade variando a taxa de inflação para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional	75
Tabela 26 – Reapresentação do quadro de resultados para a execução de pelo menos 5 módulos, com 95% de confiança (objetivo 2), para clientes das modalidades azul/verde utilizando a estratégia 2.....	76

Tabela 27 – Análise de sensibilidade variando as horas médias de sol a pino para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde	77
Tabela 28 – Análise de sensibilidade variando o custo médio ponderado de capital para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde	77
Tabela 29 – Análise de sensibilidade variando a porcentagem de custo anual de manutenção para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde.....	78
Tabela 30 – Análise de sensibilidade variando o custo de implementação para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde	78
Tabela 31 – Análise de sensibilidade variando a taxa de inflação para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde	79
Tabela 32 – Comparativo entre estratégia 1 x estratégia 3 para clientes da modalidade convencional – estudo determinístico.....	80
Tabela 33 – Comparativo entre estratégia 1 x estratégia 3 para clientes das modalidades azul/verde – estudo determinístico.....	80
Tabela 34 – Comparativo entre modelo determinístico e modelo com incerteza da tarifa de energia, para estratégias 1 e 3 de clientes da modalidade convencional	82
Tabela 35 – Comparativo entre estratégias 1 e 3, com consideração de incertezas, para modalidade convencional.....	82
Tabela 36 – Comparativo entre modelo determinístico e modelo com incerteza da tarifa de energia, para estratégias 1 e 3 de clientes das modalidades azul/verde	83
Tabela 37 – Comparativo entre estratégias 1 e 3, com consideração de incertezas, para modalidades azul/verde.....	83
Tabela 38 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 4 de implementação) para clientes enquadrados na modalidade convencional (parte1)	85

Tabela 39 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 4 de implementação) para clientes enquadrados na modalidade convencional (parte2)	86
Tabela 40– Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 4 de implementação) para clientes enquadrados nas modalidades azul/verde (parte1)	87
Tabela 41 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 4 de implementação) para clientes enquadrados nas modalidades azul/verde (parte 2)	88
Tabela 42 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 2 de implementação) para clientes enquadrados na modalidade convencional	92
Tabela 43 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 2 de implementação) para clientes enquadrados nas modalidades azul/verde	93
Tabela 44 – Comparativo entre métodos híbridos para clientes das modalidade convencional com QTG10e de 40%.....	98
Tabela 45 – Comparativo entre métodos híbridos para clientes das modalidade convencional com QTG10e de 50%.....	99
Tabela 46 – Comparativo entre métodos híbridos para clientes das modalidades azul/verde com QTG10e de 40%	100
Tabela 47 – Comparativo entre métodos híbridos para clientes das modalidades azul/verde com QTG10e de 50%	101

RESUMO

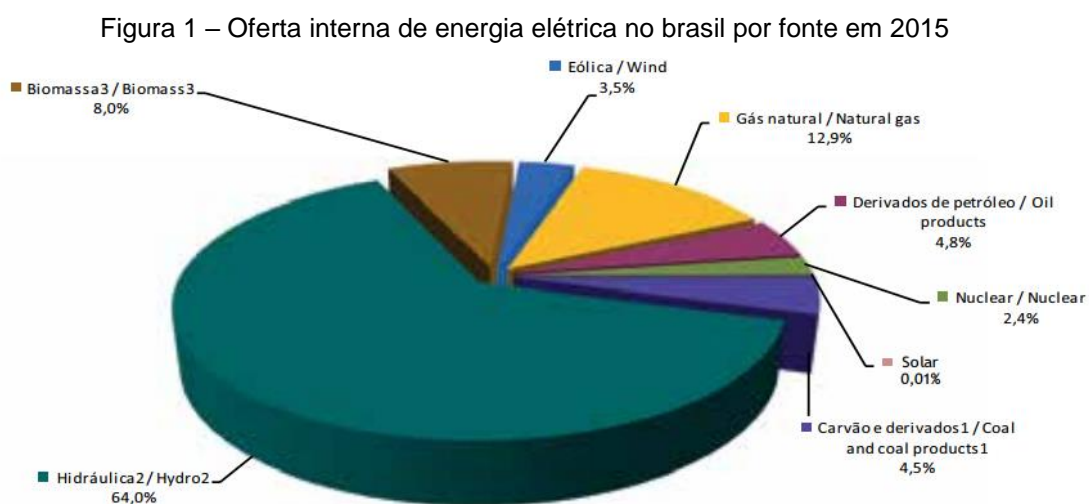
A pesquisa a seguir trata do tema “implementação de sistemas de energia fotovoltaica”. Quando se fala em investimento em energias renováveis, provavelmente a última coisa que vem à cabeça é uma análise profunda de opções ótimas de investimento. Esse pensamento, aparentemente comum, deve-se ao fato de que esse tipo de investimento é feito por pessoas, físicas ou jurídicas, como forma de atenuar brevemente os seus custos com energia, por preocupação com a sustentabilidade do planeta ou como forma de propaganda, não sendo fonte financeira primordial de resultados para seu empreendedor. Porém faz-se necessário um estudo de otimização desse tipo de investimento como forma de permitir o investimento em maiores capacidades, ou como forma de tornar esse tipo de investimento acessível a entes que dependam diretamente da rentabilidade proporcionada pelo empreendimento. Partindo da consciência dessa necessidade de viabilidade econômica, investigaram-se diferentes formas de implementação de projetos de geração de energia fotovoltaica no cenário capixaba. Os resultados de possibilidades de incremento de valor dos investimentos através de gestão de projetos parecem animadores, posto que, não só ficou demonstrada a possibilidade de otimização de retornos financeiros do investimento, como também a possibilidade de redução dos seus riscos, e a possibilidade de obtenção de melhores relações entre capacidade de geração instalada e retorno financeiro.

ABSTRACT

This research discusses the subject “photovoltaic systems implementation forms”. When we think about renewable energy investments, the last thing that probably comes to the top of our minds, is a deep analysis of optimal investment options. That because, almost certainly, this kind of investment is made normally by people or companies as a form of slight attenuation to their costs with energy, as an environmental cautionary measure, or even as a form to promote their image as an ecologic concerned institution, this way, not meaning to be a prime source of financial results. Although, even departing from the belief that it isn't a prime source of financial results, we're lead to believe that an optimization study about this kind of investment is necessary, be it a form of guaranteeing investments in higher capacities, be it a form of allowing individuals that wouldn't have access to it in other terms. Aware of this necessity, this work tried to investigate different forms of photovoltaic systems implementation on Espirito Santo (a state in Brazil's southeast), and the results of value increment of such investments through project management seems stimulating, given the fact that not solely it was demonstrated that the investment's financial results can be improved, but there is also the possibility of risk reduction, and better relations between its installed generation capacity and financial returns.

1. Introdução

O Sistema Interligado Nacional (SIN) consiste do sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. É um sistema hidrotérmico, ou seja, seus principais produtores consistem de usinas hidro e termoelétricas, sendo a geração hidroelétrica predominante. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2016), conforme o Balanço Energético referente ao ano base de 2015 do Brasil, figura 1, aproximadamente 64,0% da oferta interna de energia elétrica do país adveio de fontes hidráulicas como CGHs (centrais geradoras hidroelétricas), PCHs (pequenas centrais hidroelétricas), e UHEs (usinas hidroelétricas).



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2016)

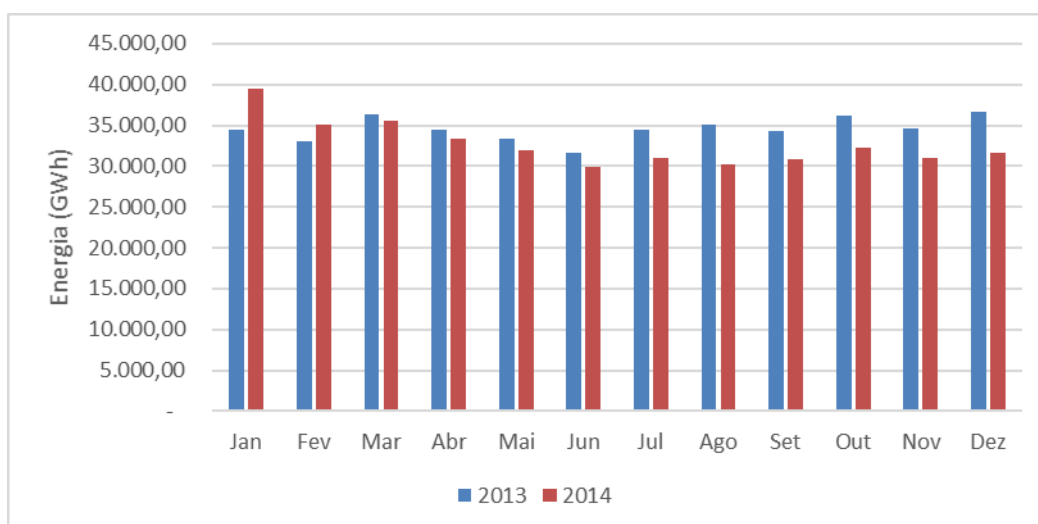
Pesam para essa preponderância na matriz fatores como o potencial hidroelétrico brasileiro de aproximadamente 260 MW (BRASIL, 2007), dos quais apenas aproximados 130 MW já foram aproveitados (BRASIL, 2014b), seu relativamente baixo nível de emissão de gases de efeito estufa quando comparada à outras formas de geração, e os seus baixos custos de operação e manutenção (AMPONSAH et al., 2014; RENTIZELAS; GEORGAKELLOS, 2012).

Entretanto, a dependência em relação à geração hidráulica condiciona fortemente a geração de energia elétrica às condições climatológicas no que tange o volume pluviométrico nas regiões onde se localizam os reservatórios das maiores UHEs do país. Em épocas de escassez de chuvas que alimentariam rios e represas utilizados para a geração de energia elétrica, usinas termoelétricas precisam ser

acionadas de forma que se atenda a todas as cargas, com um menor custo possível, e de forma a preservar os reservatórios das hidroelétricas para que se garanta a capacidade de geração nos meses subsequentes.

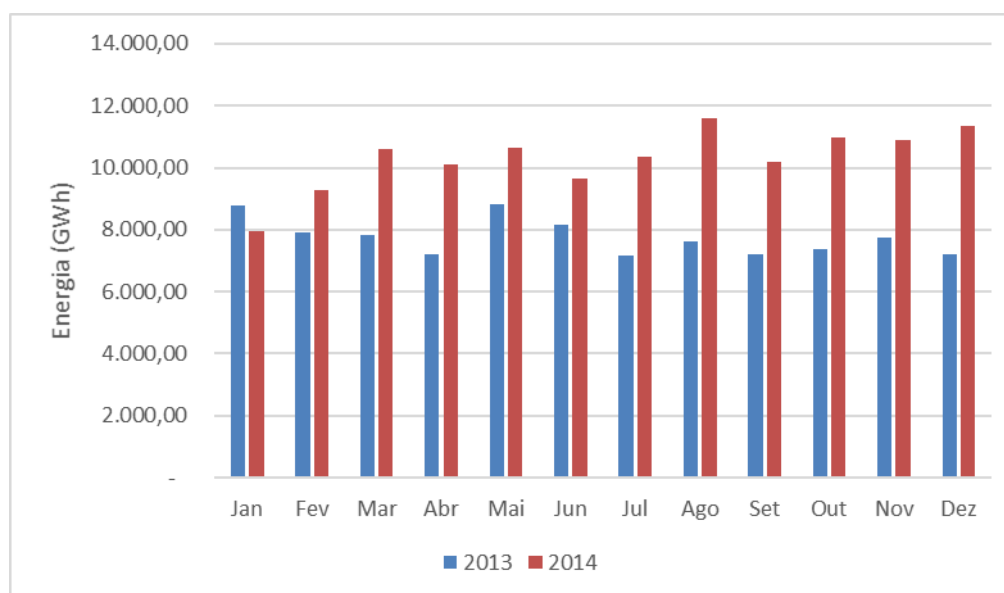
Com isso, por sua baixa diversificação de fontes de geração capazes de fornecer grandes quantidades de energia, quando se passa por um período de estiagem prolongado como aquele observado nos anos de 2013 e 2014, para que seja atendida a demanda de energia elétrica brasileira a tendência é que se aumente a quantidade de energia termoelétrica convencional gerada pelas usinas ligadas ao SIN. Essa correlação inversa pode ser observada nas figuras 2 e 3, onde, de março a dezembro, quando a geração hidráulica diminuiu em 2014 com relação a 2013, a termoelétrica aumentava.

Figura 2 – Geração de energia elétrica no SIN a partir de fontes hidráulicas



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2014)

Figura 3 – Geração de energia elétrica no SIN a partir de fontes térmicas convencionais



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2014)

A forte dependência pluviométrica de fontes hidráulicas não é o único problema de uma matriz energética pouco diversificada. Estudos como o de Ansar et al. (2013), o de Kahn, Freitas e Petrete (2014), o de Trapp e Rodrigues (2016), e o de Calrsen, Strand e Wenstøp (1993), encontraram fortes evidências de que orçamentos de grandes hidroelétricas ignoram ou subestimam os custos socioambientais, e estudos como o de Fearnside (2012), questionam o paradigma amplamente aceito, que de forma geral, a geração hidroelétrica está associada a baixos níveis de emissão de Gases de efeito estufa (GEE). Esse último autor é inclusive um questionador de longa data da tecnologia hidroelétrica de geração, tendo um rol de publicações críticas sobre o assunto datados de desde o final da década de 90, como Fearnside (2000), que já apresentava como evidência para sua tese crítica a hidrogeração, um estudo sobre o reservatório da hidroelétrica de Tucuruí, contendo estimativas a respeito das suas emissões totais de GEE ao longo de toda a vida do empreendimento, como Fearnside (1999), que trata dos impactos sociais da represa de Tucuruí, como Fearnside e Barbosa (1996), que avaliou ambientalmente, socialmente e economicamente a represa de Contigo em Roraima (norte brasileiro), e estudos mais recentes, como Fearnside (2015), onde o autor critica a atribuição de créditos de carbono a empreendimentos independentemente de que haja um subsídio real quanto a mitigação do aquecimento global, gerando para aqueles que adquirem créditos de carbono a possibilidade de emissão de

gases de efeito estufa, sem que haja uma devida e comprovada redução em contrapartida.

As Avaliações de Ciclo de Vida (ACV – ou LCA, *Life Cycle Assessment*) de tecnologias utilizadas para a geração de energia elétrica, contidas em trabalhos como os de Asdrubali et al. (2014), Hendrickson, Horvath e Madanat (2013), Hertwicha et al. (2015) e Turconi (2012), indicam que, apesar de não haver no momento um consenso preciso acerca dos impactos ambientais de diferentes tecnologias de geração de energia (devido a variações nos resultados com o tamanho e a tecnologia da planta considerada), a geração de energia eólica e solar têm o poder de reduzir os impactos ambientais para a produção de eletricidade quando comparadas à geração de energia através de combustíveis fósseis. Esses estudos apresentam dados da análise de níveis de emissão de gases de efeito estufa, eco toxicidade da água, eutrofização e exposição à material particulado de diversas plantas, de diferentes tamanhos, tecnologias e fontes primárias de geração, ao redor do globo.

Dentro das formas de geração de energia consideradas renováveis, uma grande vantagem de sistemas solares e eólicos sobre sistemas hidráulicos é que estes últimos dispõem de uma quantidade menor de pontos para sua instalação. Sem contar que os custos financeiros de operação e manutenção, sobretudo da tecnologia solar, são muito menores. Isto torna esses tipos de sistemas uma tecnologia de geração energética importante para o século XXI, exceto apenas por seus elevados custos iniciais de implementação, que contudo, têm declinado consistentemente nos últimos anos, devendo manter esta tendência devido aos avanços tecnológicos.

Já existem iniciativas com o intuito de diversificar a matriz energética, como é o caso do PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) na matriz energética brasileira. Os custos relacionados à aquisição da energia desses empreendimentos são rateados entre todas as classes de consumidores, excetuando-se a Subclasse Residencial Baixa Renda (BRASIL, 2002).

Outra medida que visa incentivar a diversificação da matriz energética brasileira foi a resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL. Essa resolução estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída, aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e o sistema de compensação de energia elétrica, duas condições que favorecem a atratividade econômica desse tipo de projeto.

Essa resolução, em seu segundo artigo, define micro e minigeração distribuída como:

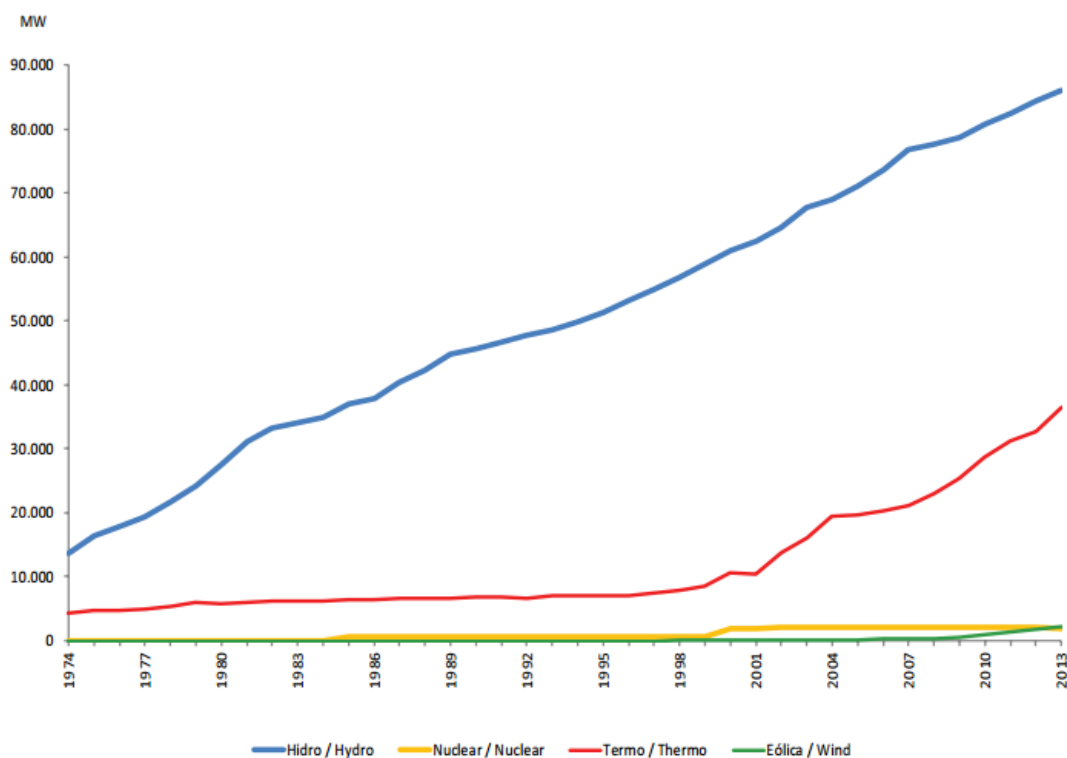
- “(…) I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras
- II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (...)” (BRASIL; 2012);

Esse incentivo à diversificação só não foi maior porque não compete a ANEEL definições sobre cobrança de impostos e tributos federais e estaduais. Desse modo, apesar do estabelecimento do sistema de compensação de energia elétrica gerada dar a possibilidade da energia gerada ser compensada nos meses subsequentes, através do pagamento ao consumidor por parte da concessionária de um valor, os impostos não tem essa flexibilidade de compensação nem de cobrança. ICMS, COFINS e PIS continuam incidindo sobre toda a energia absorvida da concessionária. O Estado de Minas Gerais deu um passo pioneiro no incentivo a projetos de geração distribuída, que foi a publicação da lei 20.824, de 31 de julho de 2013, que estabeleceu a cobrança de ICMS apenas para a diferença positiva entre energia consumida e energia injetada pelos microgeradores durante um prazo de cinco anos (BRASIL, 2014c).

Apesar dos incentivos supracitados, a participação de fontes renováveis de geração de energia elétrica (excluindo energia de base hidráulica) na matriz

energética brasileira não tem aumentando consideravelmente, como pode ser observado na figura 4. Com o objetivo de fomentar a diversificação da matriz energética, sobretudo num cenário sem muitos incentivos a empreendimentos de micro e minigeração, faz-se necessária a realização de estudos que objetivem captar todas as vantagens possíveis desse tipo de investimento, e auxiliem na otimização de sua execução.

Figura 4 – Evolução da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2014)

A ANEEL informa que a responsabilidade pela iniciativa de se instalar uma micro ou minigeração distribuída, e sua respectiva análise de custo/benefício

econômico é do consumidor. Para essa análise devem ser considerados a fonte de energia a ser utilizada (se solar ou eólica, deve-se ter uma noção dos níveis e tipos de vento e do nível de insolação do local), as tecnologias utilizadas (tipos de material das placas de painéis solares, no caso de sistemas fotovoltaicos, tamanho e tipo de turbina para sistemas eólicos), tarifas às quais a unidade está e estará submetida, e as condições de pagamento ou financiamento do projeto.

Embora ambientalmente mais vantajosas, as tecnologias que utilizam fontes renováveis de energia para a geração de energia elétrica ainda são economicamente caras quando comparadas a tecnologias à base de combustíveis fósseis, principalmente no que tange o seu investimento inicial (KIRAY; SAGBANSUA, 2013; LEE; HONG; KOO, 2016; LEE; ZHONG, 2014).

O contexto atual para novos projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis, especialmente solar, é inviável economicamente, já que os projetos são analisados sob uma ótica de tudo ou nada. Ou seja, não há uma gestão para a construção do projeto de geração que permita deixá-lo “pronto para implementação” em um momento em que as condições sejam favoráveis. O que se faz é aprovar um projeto com data determinada, custos avaliados e tecnologia escolhida para implementação. Esta gestão determinística funciona bem para tecnologias, processos e produtos já estabelecidos, ou no linguajar estratégico “maduros”, e para projetos com pouca volatilidade e incertezas. No caso de tecnologias emergentes que tem seus custos revistos a cada avanço, e em cenários de crescente preocupação ambiental (que não tem custos ou benefícios avaliados, nem incorporados aos projetos) o modo de gestão dos processos “maduros” mostra-se limitado. Assim, pode-se enunciar o problema desta pesquisa como sendo:

- A prospecção de estratégias de implementação para implementação de projetos de geração de energia de pequeno porte.

Esta prospecção poderia buscar a otimização de diversos resultados implementação, como a melhor implementação do ponto de vista ambiental, do ponto de vista tecnológico, do ponto de vista econômico, e até do ponto de vista social. No âmbito desta pesquisa foi escolhido estudar estratégias de implementação de projetos de energia solar com foco no resultado financeiro. Dentro dessa busca por melhores estratégias de retorno financeiro, faz-se

necessária a busca por valores intrínsecos não capturados por ferramentas mais tradicionais de análise de investimento. Existem já algumas ferramentas de precificação que tentam captar valores intrínsecos não visíveis em métodos tradicionais como a simples análise de fluxos de caixa descontados do projeto (FCD). Ferramentas que tentam capturar valores acrescidos ao projeto produto fruto da avaliação de suas incertezas inerentes, e das suas flexibilidades gerenciais, podem ser utilizadas para maximizar o seu valor (CUNHA; FERNANDES; FERREIRA, 2011; DYNER; LARSEN, 2002; OLSINA; GARCES; HAUBRICH, 2006; JANG; LEE; OH, 2013).

A análise de Opções Reais é uma ferramenta que permite a análise das decisões de gestão de um ativo real, de forma a representar matematicamente essas decisões, calculando o valor que elas podem trazer para o projeto, através do aproveitamento de cenários favoráveis, e da precaução contra cenários desfavoráveis. É um conceito que foi importado dos trabalhos de precificação das opções financeiras, sendo um dos precursores dessa importação de conceito o trabalho de Trigeorgis (1996). A precificação das opções para ativos reais advinda das técnicas de precificação de opções do mercado financeiro, geralmente segue métodos de precificação baseados no impedimento de arbitragem, ou seja, calcula-se um valor que seria um ponto de *breakeven*, a partir do qual, conseguir-se-ia montar portfólios que garantissem determinado lucro.

Essas abordagens de precificação, embora muito funcionais, trazem algumas dificuldades para o projeto em questão. Se o estudo fosse apenas sobre um número limitado de opções de expansão ou manutenção da capacidade, seriam necessárias poucas contas para que se calculasse o valor das opções por métodos tradicionais como Black-Scholes ou árvore de Cox-Ross e Rubinstein (CRR). Contudo, dada a imensidão de possibilidades que a fragmentação de um projeto permitiria, seria necessário o cálculo de um elevado número de opções, em diversos pontos do tempo, com a criação de um elevado número árvores decisórias, para ao fim, fazer uma composição do valor de cada uma das diversas opções disponíveis ao longo da vida do projeto. Por exemplo, a árvore número um poderia ser uma opção de protela da capacidade total do investimento em até um ano, a opção dois em até dois anos, ou seja, duas opções com maturidades diferentes e mesma capacidade, e assim sucessivamente. E no final, ter-se-iam dez bilhões de

árvores decisórias, que seriam opções compostas de opções. Cada uma carecendo do seu cálculo respectivo de volatilidade, que seria a parte mais pesada do cálculo.

Como projetos na área de energia renovável podem atingir altos patamares de custos, a estratégia para sua implementação eficiente insere-se na gestão dinâmica necessária para alavancar projetos com novas tecnologias e se constitui em um excelente objeto de estudo. Esta gestão dinâmica do momento para implementação reflete a flexibilidade que tecnologias ainda com alto potencial de “amadurecimento” trazem para os projetos, e por estar mais presente no Estado do Espírito Santo no momento da escrita do presente trabalho, optou-se pela análise de projetos de geração de energia elétrica à base de energia solar.

O trabalho traz ao final deste capítulo uma revisão que traz o histórico desde o primórdio da precificação de opções no mercado financeiro, até a sua importação de conceito para a gestão de ativos reais, seguido finalmente pelas avaliações numéricas possibilitadas com os avanços tecnológicos recentes. A literatura mencionada nesse capítulo forneceu toda a base teórica utilizada nos capítulos posteriores.

No capítulo 2 será detalhada a metodologia de pesquisa, serão apresentadas ferramentas a serem utilizados, procedimentos adotados para a análise.

O capítulo 3 apresentará dados coletados referentes ao custo histórico da energia elétrica, bem como os procedimentos adotados para as modelagens do valor da tarifa energia elétrica para os clientes das modalidades convencional e azul/verde.

No capítulo 4 serão analisadas as quatro estratégias flexíveis propostas inicialmente como ponto de partida para o trabalho, que fomentarão a sugestão de estratégias apresentadas e analisadas no capítulo 5.

A aplicação dos aprendizados sobre as estratégias estudadas no capítulo 4, e suas respectivas análises será realizada no capítulo 5.

Por fim, o capítulo 6 fará um apanhado do que foi observado ao longo de toda a pesquisa, e trará conclusões finais acerca dos estudos conduzidos.

1.1. Objetivo geral

Avaliar em que proporção a flexibilidade para o momento de implementação e para a capacidade instalada de projetos de geração de energia elétrica a partir de fonte renovável podem contribuir para a viabilização destes projetos.

1.2. Objetivos específicos

- a) Levantar o histórico tarifário para clientes A4 no Espírito Santo;
- b) Aplicar um modelo simulacional para tentar prever os valores de tarifa de energia elétrica aplicáveis para os clientes do subgrupo A4 durante os próximos anos no Espírito Santo;
- c) Levantar custos aproximados envolvidos na implementação e operação nesse tipo de projeto junto a fabricantes locais;
- d) Determinar e descrever flexibilidades existentes nos projetos de geração de energia elétrica a partir de fontes fotovoltaicas;
- e) Avaliar diferentes métodos de implementação de projetos de geração de energia elétrica a partir de fonte solar para um consumidor industrial, incorporando as flexibilidades imaginadas no item anterior, dentro das limitações operacionais;
- f) Buscar pontos de aprimoramento nas estratégias imaginadas inicialmente para obtenção de melhoras na redução de risco ou em aumento de retorno financeiro do projeto.

1.3. Conteúdo da dissertação

Com a publicação da resolução 482 de 2012 da ANEEL uma miríade de estudos tem sido feitos visando aferir os benefícios da instalação de projetos de mini e microgeração. Trabalhos como o de Carvalho (2012) onde se mediu a relação não linear entre tempo de trabalho e energia gerada de uma instalação de microgeração solar conectada à rede, se devendo a vários fatores tais como insolação, sombra, temperatura diária, estações do ano, e limpeza dos módulos, ou como o trabalho de instalação de um piloto que foi realizado por uma parceria entre PGM Suporte em Tecnologia LTDA, ECONOVA Sistemas de Energia LTDA e Núcleo de Pesquisas Eletrônica de Potência (NUPEP) da Universidade Federal de Uberlândia (2012) cujo objetivo era avaliar os impactos econômicos e ambientais

de um projeto de micro geração solar também conectado à rede, são estudos que parecem cada vez mais necessários dentro de uma conjuntura onde matriz energética mundial está em transição (mesmo que lenta). Esses estudos são alguns dos estudos pioneiros dos provavelmente muitos que ainda virão, pois segundo Costa (2013), a penetração de uma ampla gama de tecnologias de fontes renováveis será necessária para atender ao desafio do desenvolvimento com energia sustentável.

Os trabalhos supracitados, no entanto, não tinham como foco avaliar o valor proporcionado pela gestão sobre as incertezas de projeto. Trabalhos com esse foco vêm sendo explorados há cerca de duas décadas, e um exemplo, que não é na área de energia, na verdade, mas que tem bastante influência no presente trabalho é o trabalho de Deng et al. (2013), que precificou um projeto urbano de captura de água de chuvas em Cingapura, e através da modelagem da incerteza do preço da água ao longo dos anos seguintes, dando opção ao gestor de expandir o sistema em caso de cenários favoráveis, isto é, em caso de maiores preços da água, e a manutenção em caso de cenários desfavoráveis. A incorporação de flexibilidade e incerteza também está presente em muitas outras áreas e trabalhos, como o trabalho de Santos et al. (2014), que avaliou um projeto de uma mini hidrelétrica de 500 kW de capacidade instalada, dando a possibilidade de postergar a execução do investimento em um prazo de cinco anos, utilizando como critério para tomada de decisão, uma árvore binomial criada utilizando-se o modelo de árvore binomial de Cox, Ross, e Rubinstein (1979) e o modelo de precificação de Black-Scholes (1973). Ainda na área de energia, porém na área de tecnologias mais recentes de energia renováveis, existem trabalhos utilizando abordagem de opções reais como o de Loncar et al. que avaliou uma *wind farm* na Sérvia, como o de Balibrea-Iñesta e Monjas-Barroso (2013) avaliando projetos de geração eólica em três países da União Europeia (Dinamarca, Finlândia e Portugal), ou como o de Muñoz et al. (2013).

Além do rol exemplificativo de trabalhos que utilizam a abordagem de opções reais em estudos para a avaliação de investimentos sob incerteza, Cunha, Fernandes e Ferreira (2011) apresentam um levantamento de estudos sobre a utilização de análise de opções reais, um método de incorporação de incerteza e

flexibilidade no projeto, na análise de investimentos em diversos segmentos, inclusive, de mercado e geração de energia elétrica.

Mas o que seria incorporar incerteza e flexibilidade na análise do valor econômico de um projeto? Copeland e Antikarov (2003) afirmam que a análise de investimentos meramente pelo seu valor presente líquido subavalia sistematicamente as oportunidades de investimento. Isso acontece porque a análise de VPL é baseada em valores esperados de fluxo de caixa, e dessa forma falha no computo da contribuição da flexibilidade para o valor integral do projeto. Flexibilidade no campo de projetos seria a habilidade do gestor do respectivo projeto de atuar no sentido de abandoná-lo, expandi-lo, postergá-lo, contraí-lo, ou mesmo, não executá-lo, a depender da evolução das incertezas que podem afetá-lo.

Existem alguns trabalhos analisando economicamente projetos de micro e minigeração através de sistemas de compensação de energia gerada (ou FIT – *feed-in tariffs*) incorporando incerteza e flexibilidade, como é o caso do trabalho de Boomsma, Meade, e Fleten (2012), que analisaram os ganhos com as compensações de energia gerada e com os créditos de energia renovável nos países nórdicos, e do trabalho de Lin e Wesseh (2013), que intentaram quantificar os ganhos propiciados pelas políticas chinesas de compensação de energia gerada

A presente pesquisa consiste da análise de implementação de um sistema de microgeração fotovoltaica distribuída *on-grid* (ligada à rede de distribuição), com painéis de silício policristalino (escolhidos pela predominância no mercado em virtude de seu preço no momento atual), composto por até módulos de 7,5 kWp cada, ou por um módulo de 75 kWp (a escolha desse tamanho de projeto se deu em virtude da observação do porte de investimento feito por indústrias locais nesse tipo de energia), instalados em uma área industrial. O retorno do investimento consistirá na economia de energia ao longo do ciclo de vida do projeto, e o seu valor, dependerá dos patamares tarifários que vierem a vigorar.

A escolha da tecnologia fotovoltaica foi feita em virtude da energia solar ser uma das vocações de países tropicais como o Brasil. O sistema escolhido foi *on-grid* para que se possa reduzir a energia consumida da concessionária, e não somente a ligação de equipamentos individuais em horário independente (pois não

há sistema de baterias e recarga). O cliente escolhido pertence ao subgrupo A4 de cativos. Os cativos são aqueles clientes que não tem acesso ao mercado livre de energia e precisam comprar a sua energia a partir da concessionária, e o subgrupo escolhido foi com o intento de delimitar o tamanho da indústria para que o valor financeiro do projeto seja mais representativo para ele.

2. Metodologia da pesquisa

O cômputo do valor que a flexibilidade e a gestão de incertezas trazem a um projeto pode ser calculado de algumas formas distintas (LONGSTAFF; SCHWARTZ, 2001; PRINGLES; OLSINA; GARCÉS, 2014, 2015). Ao longo dos anos, como mencionado na referência bibliográfica, algumas formas foram particularmente investigadas, principalmente aquelas formas utilizadas nos setores financeiros (Black-Scholes e árvore de CRR), onde opções são precificadas de modo a coibir arbitragens. São métodos bastante úteis, que quando partem de parâmetros pressupostos e/ou calculados corretamente, expõem de forma bastante razoável os valores intrínsecos dos investimentos referentes a sua incerteza e decisões gerenciais. Essas são abordagens mais clássicas, de épocas onde a precificação de flexibilidades não dispunha de um ferramental de processamento como o atual. Com o advento de ferramentas de simulação cada vez mais poderosas, uma abordagem que passou a ser também bastante trabalhada para aferição do valor da flexibilidade de projetos, e que será usada no presente trabalho, é o cálculo numérico do valor da flexibilidade. Os próximos tópicos concatenarão a metodologia e algumas ferramentas necessárias para a realização desse cálculo. A metodologia utilizada no presente trabalho foi aquela proposta por Cardin et al. (2007), que elaborou um conjunto de procedimentos para *design* e avaliação de projetos complexos de engenharia. Essa metodologia começa com *design* convencional, evoluindo então para a análise de incerteza e flexibilidade do projeto alvo.

O presente trabalho avaliará diferentes estratégias de implementação de projetos de minigeração fotovoltaica, com painéis solares de silício policristalino para consumidores industriais cativos, enquadrados no subgrupo de tensão A4, atendidos pela concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado do Espírito Santo.

Serão investigadas inicialmente quatro estratégias diferentes de implementação, a partir do início de 2017 até o início de 2026:

- **Estratégia 1:** Implementando-se um módulo de 7,5 kWp, no início de 2017, e subsequentemente no início de cada ano, por um período de dez anos, diluindo assim, o investimento inicial;
- **Estratégia 2:** Decidindo ou não sobre a implementação de um módulo de 7,5 kWp, ao início de cada ano, a partir do início de 2017 e por um período de dez anos, de modo a expandir o projeto caso a evolução dos resultados seja favorável, ou mantê-lo do mesmo tamanho caso contrário.
- **Estratégia 3:** Implementando-se integralmente, no início de 2017, um projeto de 75 kWp de geração, obtendo-se economia de escala;
- **Estratégia 4:** Implementando-se integralmente, ao início de um dos dez anos de prazo, contados a partir do início de 2017, até o início de 2026, um projeto de 75 kWp de geração, com economia de escala e alguma flexibilidade;

A Análise de Opções Reais (AOR) permitirá que, levantadas algumas premissas, o trabalho possa investigar e comparar o valor agregado pela gestão flexível frente às incertezas (da estratégia 2 em relação à 1, e da estratégia 4 em relação à 3), o embate econômico entre flexibilidade e economia de escala (estratégia 2 em reação à 3), e o embate entre maior flexibilidade contra alguma flexibilidade e economia de escala (estratégia 2 em relação à 4). Para as estratégias que possuem flexibilidade (2 e 4) será feita uma análise sobre os critérios de decisão a serem adotados, investigando alguns critérios arbitrários e buscando evidências de critérios ótimos.

De posse dos aprendizados, nessas estratégias, foram estudadas algumas estratégias híbridas, envolvendo segmentos flexíveis de projeto e segmentos inflexíveis, visando a melhora dos parâmetros gerais de projeto.

2.1. O passo a passo da pesquisa

O trabalho desenvolvido se baseia na metodologia proposta por Cardin et al. (2007), na adaptação dessa por Deng et al. (2013), e na adaptação pelo autor desta obra para extrair valor a partir de incerteza no projeto de engenharia para geração de energia. A metodologia da presente pesquisa consistirá de cinco etapas:

- Primeira etapa (*Design* determinístico): consiste na avaliação do projeto sem incerteza e sem flexibilidade. Nessa etapa são utilizadas projeções

determinísticas para o projeto e para o cálculo do seu valor presente líquido do projeto utilizando análise de fluxo de caixa descontado (FCD);

- Segunda etapa (*Design* inflexível): consiste na incorporação de incerteza através da definição de variáveis que podem assumir uma gama de valores, representando as incertezas possíveis do projeto. Na sequência é realizada a análise de FCD utilizando simulações de Monte Carlo para certo número de valores assumidos pelas variáveis de incerteza, criando assim, uma distribuição de possíveis VPLs para o projeto;
- Terceira etapa (*Design* flexível e com incerteza incorporada): consiste na incorporação da flexibilidade à etapa anterior, através do cálculo dos novos possíveis VPLs para o projeto. Nessa etapa será possível calcular o valor da flexibilidade acrescentada ao projeto;

Existem algumas formas para se estimar o valor que a flexibilidade acrescenta ao projeto, como dito anteriormente, e duas delas são comumente utilizadas: aquela baseada nos trabalhos de Black-Scholes (1973), e aquela baseada nos trabalhos de Cox, Ross e Rubinstein (1979). Essas abordagens consistem na estimativa de valores das opções reais, que seriam instrumentos análogos às opções financeiras, constituídas pelo valor do projeto naquele momento acrescido de um prêmio associado a fatores como volatilidade e tempo para a tomada da decisão. Outra forma de cálculo desse valor de flexibilidade é a avaliação numérica via simulações. O valor da flexibilidade acrescentada ao projeto através da consideração da gestão de suas incertezas, que será dado pela equação (1):

$$V_{flexibilidade} = VPLE_{design\ flexivel} - VPLE_{design\ base} \quad (1)$$

Onde VPLE é o Valor Presente Líquido Esperado (ou a média dos valores presente líquidos) calculados para uma quantidade elevada de cenários e decisões possíveis.

- Quarta etapa (Análise de sensibilidade): consiste no cálculo da resposta do *design* da etapa três a variações dos parâmetros supostos como constantes durante as etapas anteriores (custos de implementação,

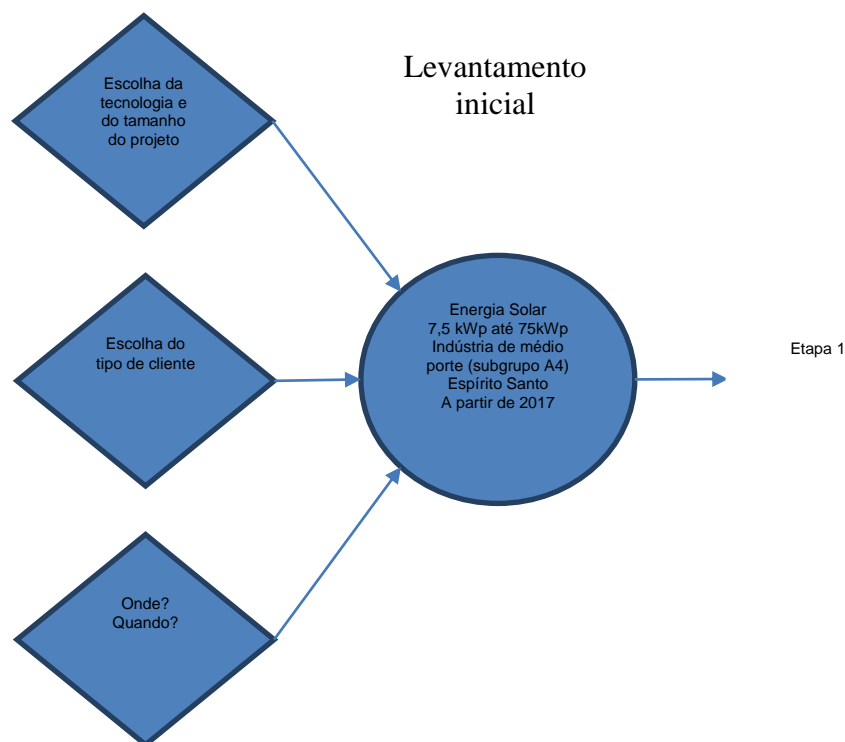
custo de operação e manutenção, inflação, taxa média ponderada de capital, horas médias de incidência solar);

- Quinta etapa: utilização do aprendizado das etapas anteriores para a proposição de uma estratégia híbrida.

Através dessas etapas serão analisadas inicialmente as quatro estratégias de implantação sugeridas anteriormente, sendo as estratégias 1 e 3 analisadas apenas a respeito do valor de incerteza desconsiderado no cálculo determinístico, e as estratégias 2 e 4 avaliadas tanto quanto ao valor acrescido pelo computo do valor das incertezas quanto pelo acréscimo dos valores das flexibilidades possíveis sugeridas. A seguir o computo do valor acrescido pelo computo de incerteza e flexibilidade será realizado para as estratégias híbridas propostas.

Antes da etapa 1 da análise são necessárias algumas decisões, já descritas anteriormente, que são representadas na figura 5:

Figura 5 – Levantamento inicial da pesquisa

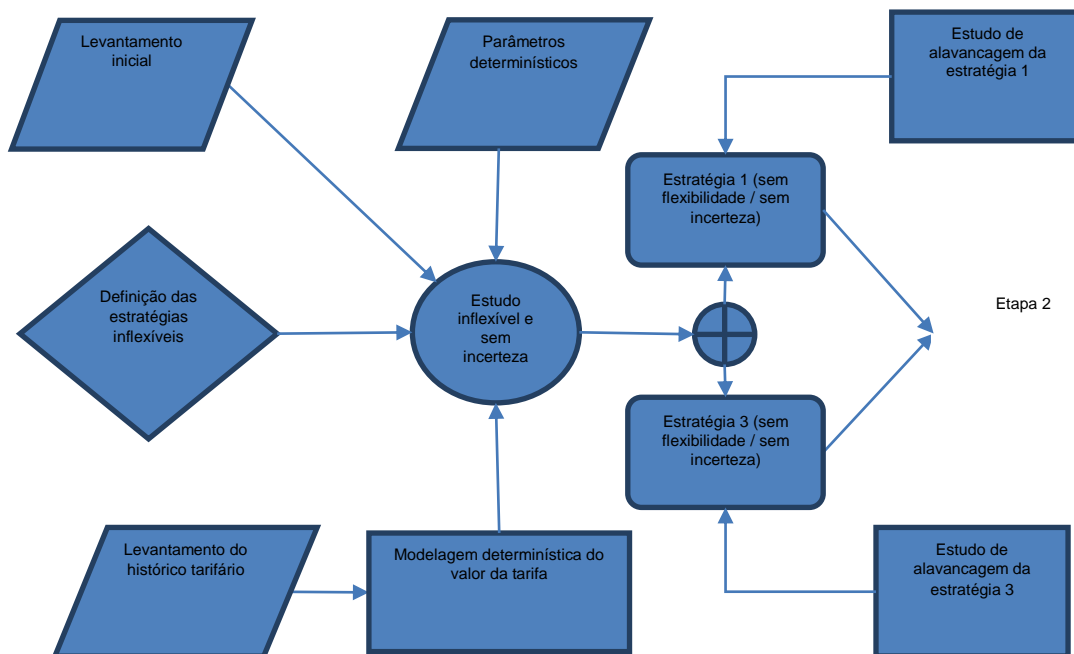


Para o cálculo da etapa 1 (ver figura 6) serão analisadas as estratégias 1 e 3, sem incerteza e flexibilidade, serão considerados valores médios esperados e interpolação e extrapolação de curvas históricas de custos de kWh. Para a

modelagem da evolução da tarifa de kWh serão utilizados dados históricos entre os anos de 1997 à 2015 fornecidos pela ANEEL.

Figura 6 – Etapa 1 da pesquisa

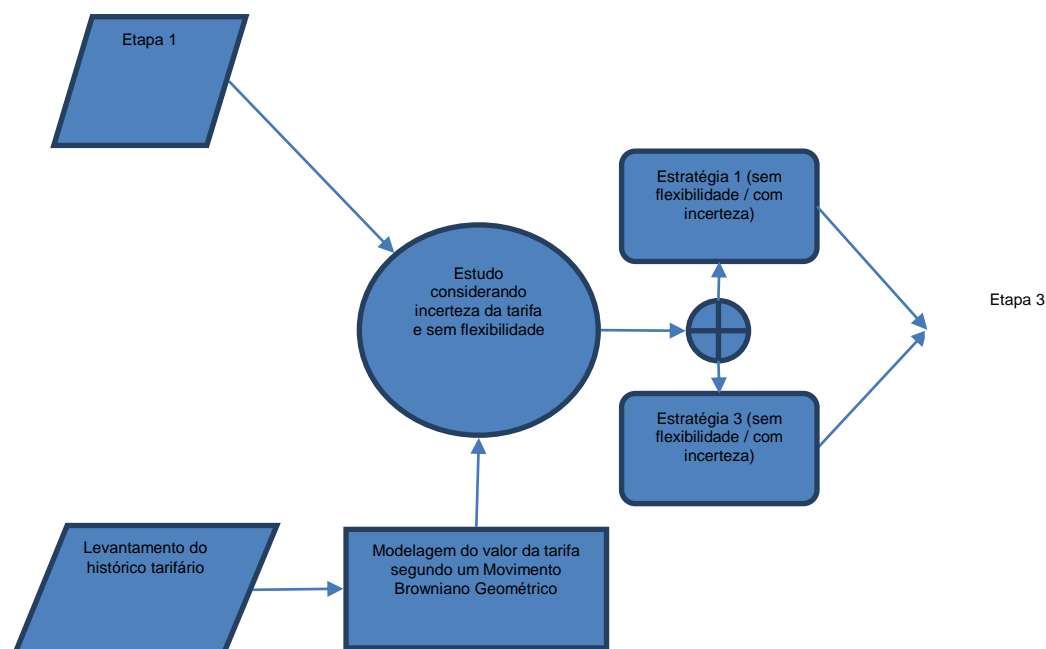
Etapa 1



A seguir será realizado (ver figura 7), também para as estratégias 1 e 3, a incorporação da incerteza. Isso será feito calculando-se a variância (ou volatilidade) e o crescimento médio histórico da série de tarifas de kWh. Uma vez calculados esses parâmetros, será modelado um Movimento Browniano Geométrico, e serão simulados 10.000 cenários possíveis de evolução do valor de tarifa do kWh. De posse desses cenários, será calculada a distribuição estatística dos possíveis VPLs para o projeto, usando-se as estratégias 1 e 3, correspondendo à etapa 2 da metodologia.

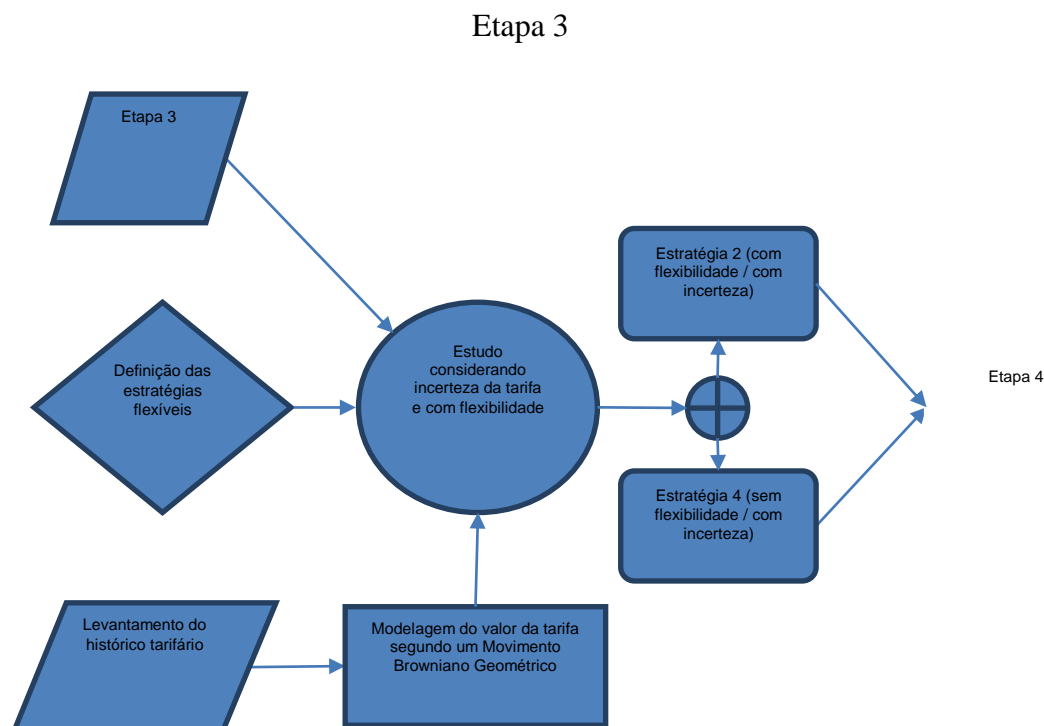
Figura 7 – Etapa 2 da pesquisa

Etapa 2



Para a etapa 3 (ver figura 8) da análise será testada a flexibilidade com critérios predefinidos para que se possam avaliar as estratégias 2 e 4 em reação aos casos base 1 e 3. Para a flexibilidade da estratégia 4, como existem apenas dez possibilidades de execução, serão simuladas todas essas possibilidades, e investigados os resultados. Para a estratégia 2, em virtude do peso matemático do cálculo de todas as possibilidades de implementação para todos os 10.000 cenários para cada modalidade (seriam necessário um cálculo de 10.240.000 cenários – 2^{10} possibilidades de implementação vezes 10.000 cenários de possível evolução do preço da energia), serão adotados critérios de níveis de preço da energia no mercado cativo, e níveis mínimos de geração de energia ao longo dos dez primeiros anos do empreendimento e ao longo de toda vida sua vida útil.

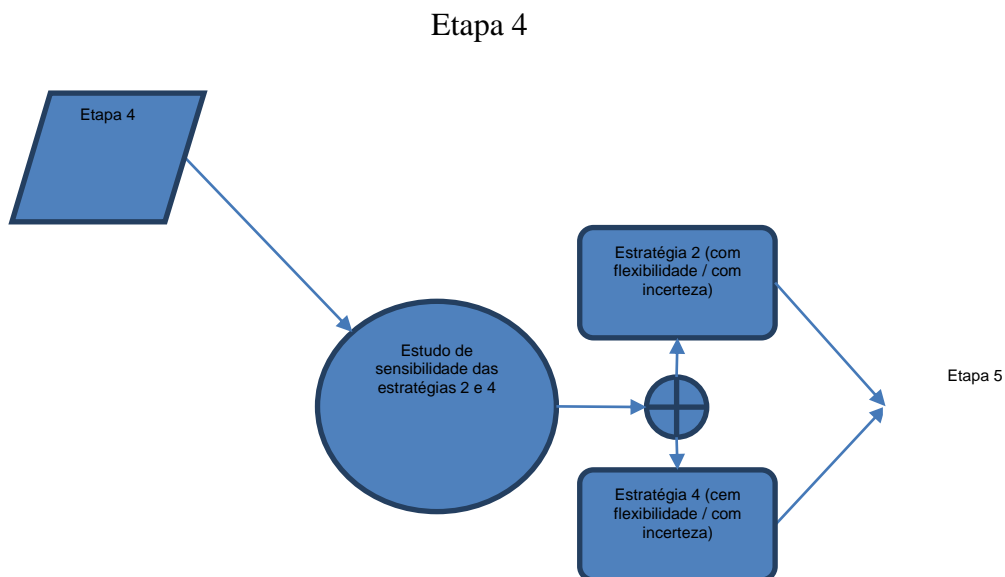
Figura 8 – Etapa 3 da pesquisa



Com isso será calculada a distribuições de VPLs para o projeto utilizando as estratégias de implementação 2 e 4 para que se possa comparar haverá para se comparar os casos 1 *versus* 2 (valor acrescido pela flexibilidade), 3 *versus* 4 (valor acrescido pela flexibilidade), 2 *versus* 3 (flexibilidade *versus* economia de escala), e 2 *versus* 4 (maior flexibilidade *versus* alguma flexibilidade somada à economia de escala).

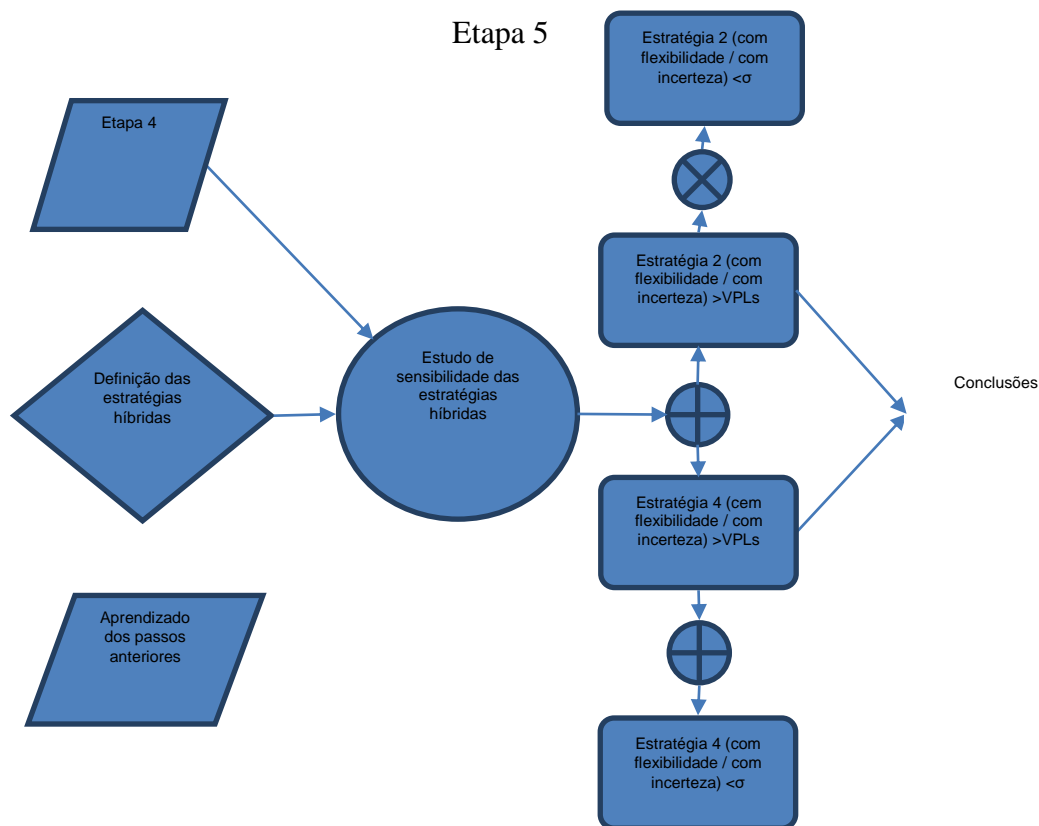
A quinta etapa (ver figura 9) consiste de uma análise de sensibilidade considerando os VPLs obtidos na etapa 3, variando-se o custo de implementação, o custo de manutenção e operação, das horas médias de insolação, da inflação e da taxa de desconto.

Figura 9 – Etapa 4 da pesquisa



No capítulo posterior será utilizado o aprendizado obtido nessa análise preliminar, de forma a investigar-se se seria possível uma melhor estratégia de implementação. Para essa, ou essas estratégias propostas serão calculados os passos 2 e 3 da metodologia quando for o caso da utilização de cada passo.

Figura 10 – Etapa 5 da pesquisa



2.2. Simulações de Monte Carlo

Tal como os trabalhos de Detert e Kotani (2013) e Deng et al. (2013), a proposta do presente estudo é analisar o problema utilizando como uma de suas ferramentas Simulações de Monte Carlo. Não existe um consenso completo sobre a definição de método de Monte Carlo, mas segundo Costa e Azevedo (1996, p 100 apud BRUNI, 2013) “o método de Monte Carlo consiste em uma técnica de amostragem artificial empregada para operar numericamente sistemas complexos que tenham componentes aleatórias”. Pretende-se adotar esse método para a modelagem da incerteza no preço da energia elétrica, através da simulação repetida de um Movimento Browniano Geométrico.

2.3. Movimento Browniano Geométrico (MBG)

Para o presente trabalho, será tomada como premissa que a tarifa de energia elétrica para o consumidor segue um Movimento Browniano Geométrico, e com isso, é suposto que as variações nesse custo são dadas pela equação (2).

$$dC_t = \mu C_t dt + \sigma C_t dW_t \quad (2)$$

Onde:

μ – *Drift rate*;

σ – Volatilidade histórica (que será suposta fixa ao longo do tempo)

W_t – Processo de Wiener (ou Movimento Browniano padrão de média 0 (zero) e variância t)

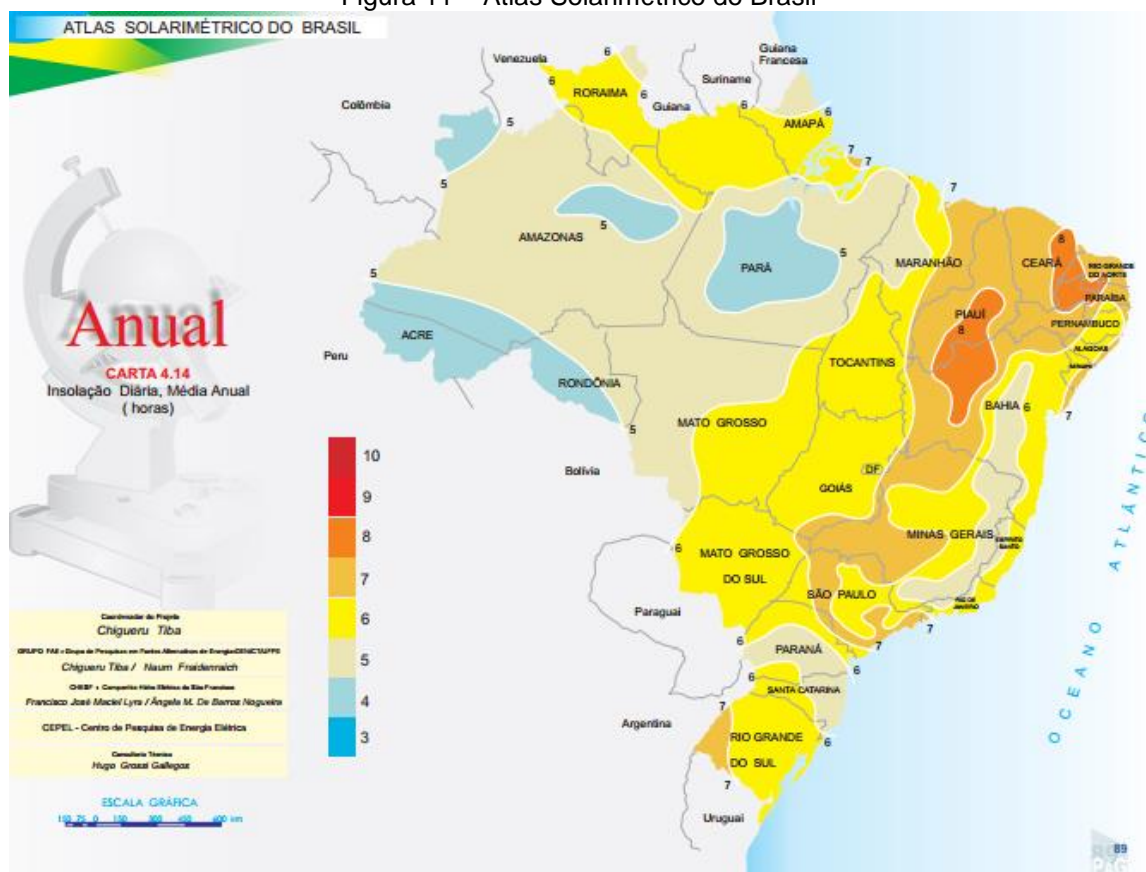
Segundo Ross (2013), o Movimento Browniano (MB), também chamado de Processo de Wiener, é um dos processos estocásticos mais importantes da teoria da probabilidade aplicada. O MB recebeu esse nome como homenagem a um botânico chamado Robert Brown que observou ser esse o movimento exibido por uma partícula completamente imersa em um líquido ou gás. Essa modelagem estatística é muito utilizada para fenômenos em diversas áreas, como análise de preços de ações e mecânica quântica.

Duas propriedades interessantes que fazem com que o MBG seja muito utilizado para modelagens em finanças incluem o fato dele somente assumir valores positivos e da sua simulação envolver uma carga de cálculo relativamente simples.

2.4. Informações básicas para o projeto

Como se trata de um projeto de microgeração solar, a primeira informação necessária para que se projetem os ganhos com economia de energia no tempo de vida de projeto é o nível de insolação no local, no caso, o nível de insolação no Estado do Espírito Santo, que segundo o Guia Solarimétrico do Brasil da UFPE (2000), figura 11, é de 6 horas em média por dia.

Figura 11 – Atlas Solarimétrico do Brasil



Fonte: Atlas solarimétrico do Brasil (2000)

Foram levantados com um fornecedor local os custos do sistema, incluindo painéis, inversor ou inversores, estruturas, mão-de-obra para instalação, custos de operação e manutenção ao longo do ciclo de vida, bem como o tempo de vida

esperado do sistema, e essas informações serão apresentadas no capítulo 5 como premissas de projeto.

3. Estudo do comportamento da tarifa de energia elétrica

As tabelas 1, 2 e 3 apresentam uma compilação de valores retirados das resoluções homologatórias que vigoraram entre 1997 e 2015, para as diferentes modalidades tarifárias constituintes da estrutura tarifária brasileira, emitidas inicialmente pelo Departamento Nacional de Águas e Energia, e posteriormente pela Agência Nacional de Energia Elétrica. São informações de domínio público, disponíveis no acervo técnico online da agência.

Modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas referentes ao consumo de energia e à demanda de potência ativa e reativa da rede. Possuem implementadas atualmente no Brasil três modalidades:

- Azul
- Verde
- Convencional

Existe ainda uma quarta modalidade prevista pela ANEEL que ainda não foi implementada: a Branca. Essas modalidades estabelecem tarifas diferenciadas conforme a potência instalada e a tensão de alimentação do cliente, referentes ao uso do sistema de distribuição e à energia consumida.

Durante algum tempo vigorou no Brasil um sistema de diferenciação sazonal de custos de eletricidade. Esse sistema dividia o ano em dois períodos, o período úmido, de dezembro à abril do ano seguinte, e o período seco equivalente ao restante do ano. Em dezembro de 2012 foi regulamentado pela ANEEL o sistema de bandeiras tarifárias, um sistema diferente de repassar os custos de geração ao consumidor, custo este, que anteriormente era repassado através do reajuste tarifário anual da distribuidora. Inicialmente o sistema contava com três bandeiras distintas: verde, amarela e vermelha, que indicavam nessa sequência, condições mais favoráveis, condições nem tão favoráveis, e condições desfavoráveis à geração. Entre julho de 2013 e dezembro de 2014 as bandeiras foram divulgadas em caráter didático, sem cobranças, com o intuito de familiarizar o consumidor com as bandeiras. Até fevereiro do 2015 acréscimo proporcionado pelas bandeiras era de:

- R\$0,00/MWh para bandeira verde;

- R\$0,015/MWh para bandeira amarela;
- R\$0,03/MWh para bandeira amarela.

A partir de março de 2015, com o aprimoramento do sistema, todos os custos de geração, que variam conforme o cenário hidrológico passaram a compor o cálculo das bandeiras. Com isso, os acréscimos passaram a ser:

- R\$0,00/MWh para bandeira verde;
- R\$0,025/MWh para bandeira amarela;
- R\$0,055/MWh para bandeira vermelha.

Em setembro de 2015 foi reduzida a bandeira vermelha para R\$0,045/MWh. A partir de fevereiro de 2016, as bandeiras amarela e vermelha passaram a ter dois patamares cada, correspondendo a acréscimos de:

- R\$0,015/MWh para bandeira amarela patamar 1;
- R\$0,025/MWh para bandeira amarela patamar 2;
- R\$0,030/MWh para bandeira vermelha patamar 1;
- R\$0,045/MWh para bandeira vermelha patamar 2;

A menção das bandeiras nessa parte do texto visa apenas o esclarecimento de parte das tabelas 2, 3 e 4. Para o presente trabalho será sempre considerada que a bandeira verde está em vigor, pois por se tratar de uma metodologia nova de repasse, não dispõe de dados históricos para a modelagem de sua incerteza.

Tabela 1 – Valores de tarifas de energia em R\$/MWh praticados pela concessionária de distribuição do Espírito Santo para clientes enquadrados na Modalidade Convencional.

Ano	Convencional			
	Sem Bandeira	BVD	BAM	BVM
1997	62,94			
1998	64,99			
1999	78,01			
2000	90,73			
2001	109,78			
2002	137,37			
2003	150,59			
2004	146,20			
2005	145,98			
2006	164,71			
2007	255,14			
2008	126,86			
2009	165,80			
2010	160,82			
2011	160,44			
2012	191,91			
2013		180,24	195,24	210,24
2014		233,20	248,20	263,20
2015		329,52		

Fonte: (BRASIL, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015)

Tabela 2 – Valores de tarifas de energia em R\$/MWh praticados pela concessionária de distribuição do Espírito Santo para clientes enquadrados na Modalidade Azul.

Ano	Azul									
	Ponta		Fora Ponta		Ponta			Fora Ponta		
	Seca	Úmida	Seca	Úmida	BVD	BAM	BVM	BVD	BAM	BVM
1997	74,54	68,96	35,43	31,31						
1998	76,97	71,22	36,59	32,33						
1999	92,39	85,48	43,92	38,80						
2000	107,48	99,45	51,09	45,15						
2001	130,04	120,32	61,82	54,63						
2002	162,71	150,55	77,35	68,35						
2003	184,31	170,04	89,32	79,12						
2004	189,39	173,37	96,26	85,46						
2005	204,62	185,07	111,36	99,19						
2006	234,57	212,66	143,47	130,52						
2007	202,43	183,09	126,23	115,01						
2008	186,75	168,90	116,44	106,08						
2009	244,88	221,61	153,24	139,74						
2010	251,85	228,16	158,54	144,79						
2011	247,53	224,86	158,25	145,10						
2012	304,36	275,09	189,09	172,11						
2013					266,20	281,20	296,20	172,42	187,42	202,42
2014					351,09	366,09	381,09	222,48	237,48	252,48
2015					457,83			317,85		

Fonte: (BRASIL, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015)

Tabela 3 – Valores de tarifas de energia em R\$/MWh praticados pela concessionária de distribuição do Espírito Santo para clientes enquadrados na Modalidade Verde.

Ano	Verde		Fora Ponta		Ponta			Fora Ponta		
	Ponta		Seca		Úmida		BVD			
	Seca	Úmida	Seca	Úmida	BVD	BAM	BVM	BVD	BAM	BVM
1997	337,22	331,70	35,43	31,31						
1998	348,25	342,54	36,59	32,33						
1999	418,00	411,14	43,92	38,80						
2000	486,24	478,26	51,09	45,15						
2001	588,34	578,67	61,82	54,63						
2002	736,18	724,07	77,35	68,35						
2003	778,45	764,27	89,19	79,01						
2004	802,12	786,16	96,15	85,37						
2005	869,59	850,07	111,30	99,14						
2006	949,49	927,60	143,45	130,51						
2007	1189,40	1170,06	126,23	115,01						
2008	1150,24	1132,39	116,44	106,08						
2009	1.339,83	1.316,56	153,24	139,74						
2010	1.311,09	1.287,40	158,54	144,79						
2011	1.337,05	1.314,38	158,25	145,10						
2012	1.481,55	1.452,28	189,09	172,11						
2013					1150,53	1165,53	1180,53	172,42	187,42	202,42
2014					1304,10	1319,10	1334,10	222,48	237,48	252,48
2015					1.426,47			317,85		

Fonte: (BRASIL, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015)

3.1. Extração de parâmetros das séries históricas para o MBG

Para a modelagem da evolução do valor da tarifa de energia (das modalidades azul e verde) foram calculadas as tarifas de energia na época onde havia a sinalização sazonal, através de média ponderada simples com peso 5/12 para a tarifa do período úmido e 7/12 para o período seco. Para o período onde

passaram a vigorar as bandeiras tarifárias (para todas as modalidades) será considerado para modelagem o valor da bandeira verde (conforme mencionado anteriormente). Serão utilizados os valores de energia cobrados no posto horário Fora de Ponta, uma vez que a injeção de energia ocorrerá totalmente nesse período, que corresponde ao período entre 21:00h do dia D e 18:00h do dia D+1 (por se tratar de energia solar e ser um sistema desprovido de baterias, a injeção será sempre durante o dia), e ao período total dos feriados e finais de semana.

Como resultados desses cálculos foram obtidos os valores anuais de custos de energia elétrica em R\$/MWh contidos nas tabelas 4 e 5:

Tabela 4 – Custo anualizado ponderado em R\$/MWh para um cliente da concessionária de distribuição do Espírito Santo enquadrado na Modalidade Convencional.

Ano	Convencional		
	Custo	Varição em relação ao período anterior (R\$)	Logaritmo neperiano da variação
1997	62,94	0,00000	0,00000
1998	64,99	1,03257	0,03205
1999	78,01	1,20034	0,18260
2000	90,73	1,16306	0,15105
2001	109,78	1,20996	0,19059
2002	137,37	1,25132	0,22420
2003	150,59	1,09624	0,09188
2004	146,20	0,97085	-0,02959
2005	145,98	0,99850	-0,00151
2006	164,71	1,12831	0,12072
2007	255,14	1,54903	0,43763
2008	126,86	0,49722	-0,69873
2009	165,80	1,30695	0,26770
2010	160,82	0,96996	-0,03050
2011	160,44	0,99764	-0,00237
2012	191,91	1,19615	0,17911
2013	180,24	0,93919	-0,06274
2014	233,20	1,29383	0,25761
2015	329,52	1,41304	0,34574

Tabela 5 – Custo anualizado ponderado em R\$/MWh para um cliente da concessionária de distribuição do Espírito Santo enquadrado nas Modalidades Azul e Verde.

Ano	Azul/Verde	Variação em relação ao período anterior	Logaritmo neperiano da variação
1997	33,71	0,00000	0,00000
1998	34,82	1,03258	0,03206
1999	41,79	1,20012	0,18242
2000	48,62	1,16366	0,15157
2001	58,82	1,20997	0,19059
2002	73,60	1,25114	0,22406
2003	85,07	1,15757	0,14632
2004	91,76	1,08013	0,07708
2005	106,29	1,16066	0,14899
2006	138,07	1,31586	0,27449
2007	121,56	0,88117	-0,12651
2008	112,12	0,92235	-0,08083
2009	147,62	1,31731	0,27559
2010	152,81	1,03614	0,03550
2011	152,77	1,00214	0,00214
2012	182,02	1,18615	0,17071
2013	172,42	1,00180	0,00180
2014	222,48	1,29034	0,25490
2015	317,85	1,42867	0,35674

Utilizando os dados das tabelas 5 e 6 e a ferramenta de linha de tendência do tipo exponencial de Excel, obtêm-se aproximações do comportamento histórico para os clientes das modalidades convencional (figura 6) e azul/verde (que coincidem para valores de tarifa de energia fora de ponta, figura 7):

Figura 12 – Interpolação do valor da tarifa de energia para clientes da Modalidade Convencional.

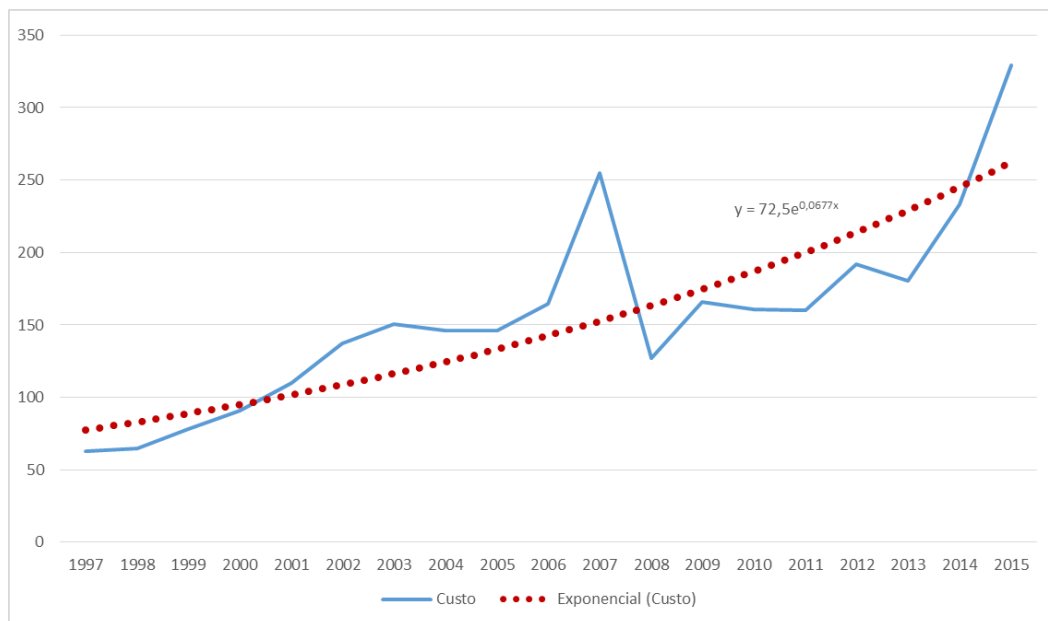
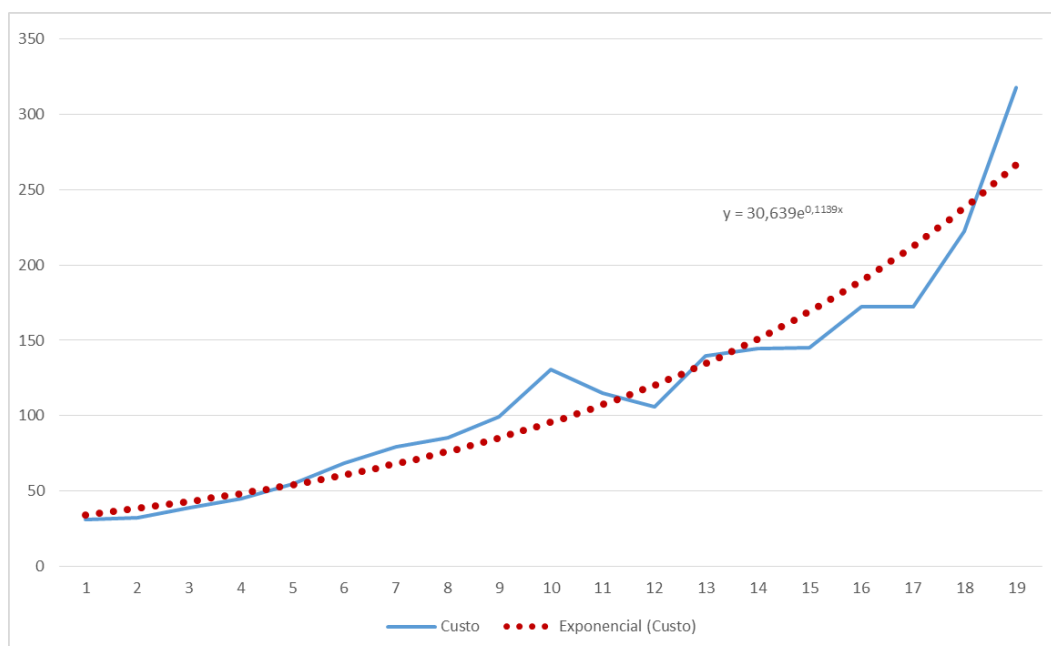


Figura 13 – Interpolação do valor da tarifa de energia para clientes das Modalidades Azul e Verde.



Das interpolações acima, obtemos que o crescimento histórico dos custos da energia elétrica para a referida concessionária é interpolado exponencialmente pela equação (3) para a modalidade convencional e pela equação (4) para as modalidades azul e verde (onde $A = 0$ corresponde à tarifa outorgada em 1997 que vigorou durante o ano de 1998).

$$C_{\text{convencional}}(A) = 72,5 * e^{0,0677 * A} \text{ (R\$/MWh)} \quad (3)$$

$$C_{\text{azul/verde}}(A) = 30,639 * e^{0,1139*A} \text{ (R\$/MWh)} \quad (4)$$

Essas interpolações são importantes fornecem a taxa média de crescimento, ou *drift rate* μ , da tarifa energia, que será utilizada para a posterior modelagem de tarifa de energia elétrica utilizando um MBG (esse crescimento é calculado pela relação $C(A+1) / C(A)$ para qualquer das duas modalidades). O *drift rate* do tarifa de energia para os consumidores da modalidade convencional é dado por (5), e da tarifa de energia para os consumidores das modalidades azul e verde é dado por (6):

$$\mu_{\text{convencional}} = e^{0,0677*(1)} = 1,070044247 \quad (5)$$

$$\mu_{\text{azul/verde}} = e^{0,1139*(1)} = 1,120640055 \quad (6)$$

Ou seja, o *drift rate* é de 7% para os clientes da modalidade convencional e de 12,06% para os clientes da modalidades azul/verde.

Outro parâmetro importante extraído dessas duas séries históricas é a volatilidade histórica, dada pelo desvio padrão da série de logaritmos neperianos das variações percentuais (P_t/P_{t-1}) da tarifa de energia. O desvio padrão (da população) ou volatilidade histórica da tarifa de energia para os clientes da modalidade convencional é dado por (7) e da tarifa de energia para os clientes das modalidades azul e verde é dado por (8):

$$\sigma_{\text{convencional}} = 0,23448 \quad (7)$$

$$\sigma_{\text{azul/verde}} = 0,12724 \quad (8)$$

Ou seja, a volatilidade histórica é de 23,45% para os clientes da modalidade convencional e de 12,72% para os clientes da modalidades azul e verde.

3.2. Simulações de cenários possíveis de evolução do valor da tarifa de energia

Para modelar a evolução do valor da tarifa de energia, conforme mencionado anteriormente, será utilizado um Movimento Browniano geométrico. Utilizando o software Microsoft Excel serão calculados 10.000 cenários possíveis de evolução desse custo para as modalidades convencional e azul/verde. Para o cálculo do movimento em cada cenário será utilizada a equação (9):

$$dC_t = \mu C_t dt + \sigma C_t \varepsilon \sqrt{dt} \quad (9)$$

Onde:

ε – é uma variável normalmente distribuída com média 0 (zero) e desvio padrão 1 (um).

Cada cenário consiste do cálculo da evolução teórica do valor da tarifa de energia, caso ela seguisse um Movimento Browniano Geométrico de 2015 até 2060. A implementação baseia-se no cálculo recursivo de cada trajetória, seguida pela sua transposição para uma nova tabela de armazenamento de cenários.

Os valores iniciais, tanto do movimento dos consumidores da modalidade convencional quanto das modalidades azul/verde, são aqueles das resoluções homologatórias de tarifa da ANEEL de 2015 para a EDP Escelsa. A Tabela 6 traz a implementação do que foi descrito acima para os anos de 2015 e 2016 do cliente da modalidade convencional:

Tabela 6 – Implementação do MBG no Excel

	B11	C11	D11	E11	F11
A11	Ano	Drift	Choque de incerteza	Varição	Custo
A11	2015				329,52
A11	2016	=mu*dt*F12	=INV.NORM(ALEATÓRIO();0;1)*RAIZ(dt)*sigma*F12	=D13+C13	=E13+F12

A tabela 6 foi implementada na planilha “MBGconv”. A seguir foi escrita uma pequena rotina para armazenar cada um dos 10.000 cenários na planilha “simuconv”:

```

Sub simula()
For i = 1 To 10000
  For j = 13 To 57
    Sheets("simuconv").Activate
    Sheets("simuconv").Cells(i + 1, j - 11).Value = Sheets("MBGconv").Cells(j,
5).Value
  Next j
  Sheets("MBGconv").Activate
  Sheets("MBGconv").Calculate
Next i
End Sub

```

As implementações acima produzem como resultado a planilha parcialmente vista na figura 14:

Figura 14 – Resultado da simulação

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
	ANO												
1	SIMULAÇÃO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
2	1	378,27	491,35	567,01	679,43	849,21	776,61	553,03	465,28	480,32	301,49	312,80	348,90
3	2	347,90	374,19	427,36	620,40	777,98	793,99	545,08	524,43	602,26	772,30	735,15	856,04
4	3	399,58	436,47	531,89	535,55	431,16	505,68	577,59	574,14	589,21	381,79	371,86	591,70
5	4	380,98	442,73	689,91	898,21	741,08	979,62	1550,49	1397,00	1150,71	1143,60	1160,80	1980,85
6	5	342,55	250,61	182,12	198,75	175,78	177,02	189,60	234,17	193,60	168,84	139,46	129,62
7	6	419,06	477,64	543,87	626,97	831,34	1126,87	854,40	972,60	731,79	1018,29	785,59	838,73
8	7	354,26	503,56	319,86	357,17	522,66	697,77	694,82	844,32	813,03	891,87	1037,59	906,88
9	8	487,24	474,07	651,85	708,23	861,39	1179,99	827,32	992,93	877,91	758,98	810,27	942,48
10	9	392,30	499,71	619,73	661,89	566,69	664,87	1028,13	1277,87	1411,40	1717,02	2527,99	2692,13
11	10	408,19	459,16	474,27	553,75	649,52	750,85	760,39	842,97	1222,53	1531,11	2057,76	2062,22
12	11	342,30	395,90	626,25	560,73	538,69	600,46	695,55	1177,04	1254,90	1552,02	1607,37	1854,10
13	12	394,12	337,12	223,47	272,82	259,76	213,29	231,49	244,20	286,15	199,65	174,83	227,64
14	13	349,15	499,61	632,36	690,57	662,35	644,64	491,63	436,01	438,56	460,63	553,79	502,85
15	14	284,74	249,23	287,59	309,15	279,65	269,80	390,35	313,02	275,62	283,88	419,07	537,01
16	15	249,16	283,48	289,80	344,53	401,14	456,23	410,34	559,03	645,41	574,83	637,27	562,57
17	16	313,01	314,18	411,05	337,60	365,04	379,69	460,00	474,19	467,69	467,76	296,12	235,02
18	17	415,13	315,87	299,21	371,95	475,74	576,14	822,64	1047,10	881,90	920,20	1166,85	1589,59
19	18	389,87	334,70	443,24	398,43	394,06	433,39	434,80	400,69	240,96	242,92	187,09	151,60
20	19	342,12	313,34	402,41	570,01	401,48	429,17	410,19	446,83	483,49	693,04	837,35	846,59
21	20	323,72	335,47	494,15	506,88	574,62	705,75	831,85	977,01	1255,79	1277,79	995,64	1203,89
22	21	257,65	283,20	255,67	355,32	343,06	479,98	511,77	436,75	473,29	549,04	557,86	511,75
23	22	259,26	252,59	349,94	338,89	320,37	437,99	669,13	696,02	459,51	505,50	544,03	468,83
24	23	275,39	319,07	295,04	345,61	567,55	577,53	631,68	687,38	950,26	1118,18	620,69	602,35
25	24	327,90	362,29	179,39	145,10	191,43	168,86	133,39	113,30	67,21	74,63	119,77	127,99
26	25	354,07	291,69	375,40	289,71	344,41	402,73	232,23	285,72	247,75	184,38	133,39	124,08
27	26	431,17	199,11	252,23	234,91	253,36	297,00	321,20	328,77	411,52	470,32	551,96	659,69
28	27	398,82	491,82	320,76	348,82	633,11	566,00	524,16	471,68	420,39	366,14	469,08	376,91

As figuras 15 até 19 trazem alguns histogramas do tarifa de energia para os anos de 2016, 2017, 2025, 2035 e 2045:

Figura 15 – Distribuição do valor da tarifa de energia para t = 2016

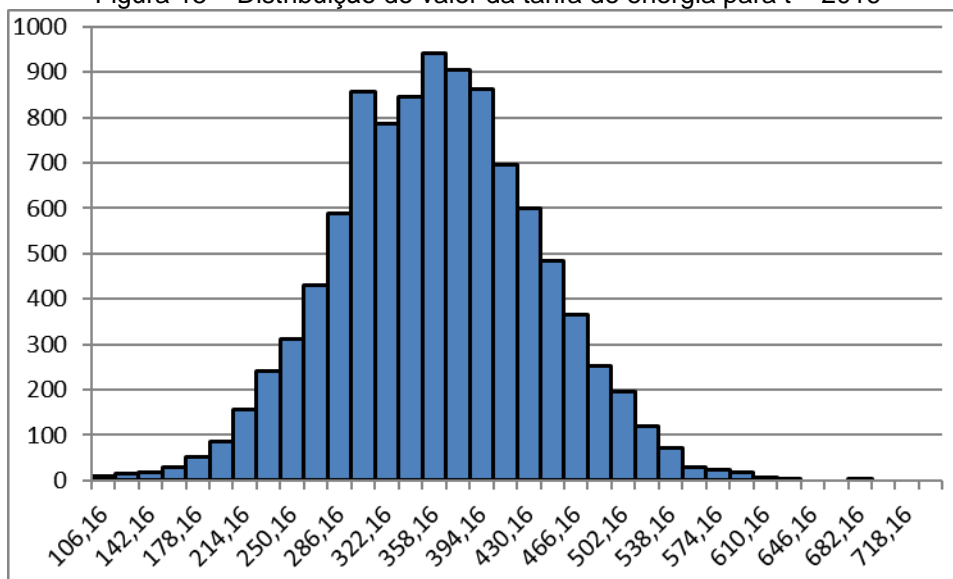


Figura 16 – Distribuição do valor da tarifa de energia para t = 2017

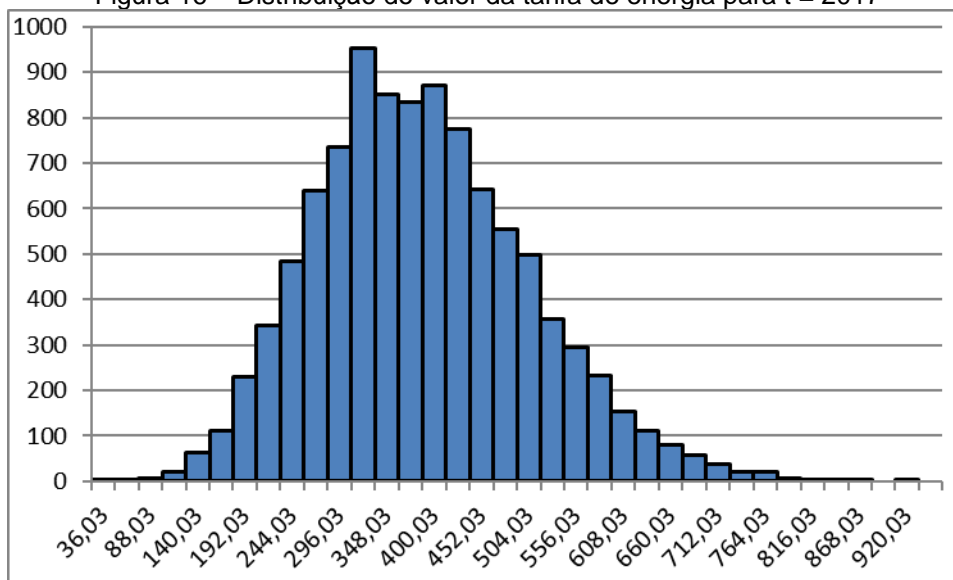


Figura 17 – Distribuição do valor da tarifa de energia para t = 2025

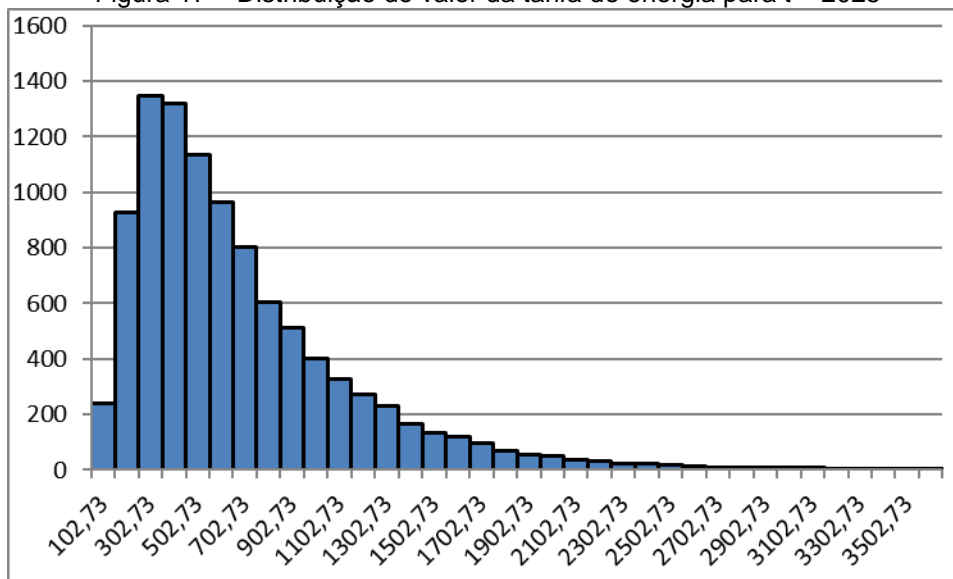
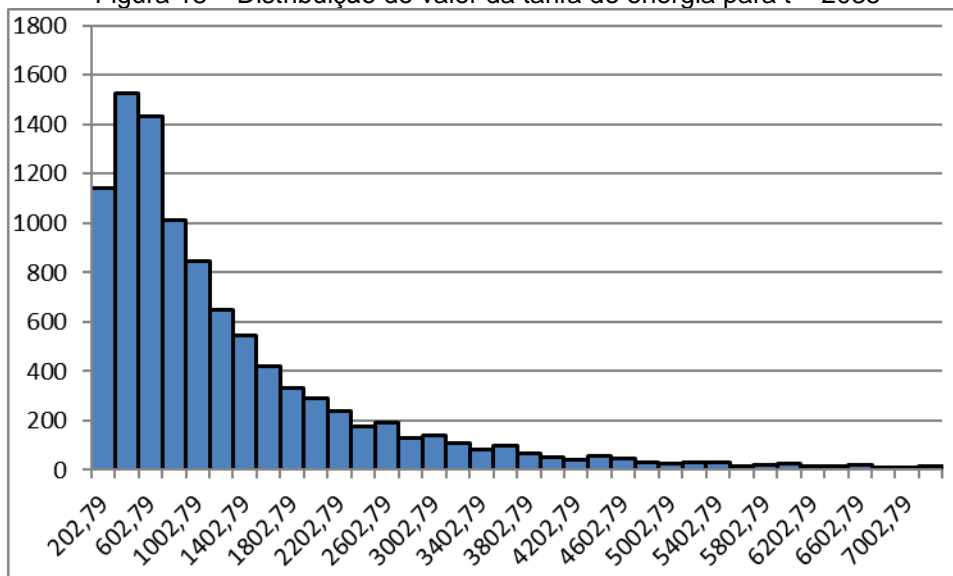
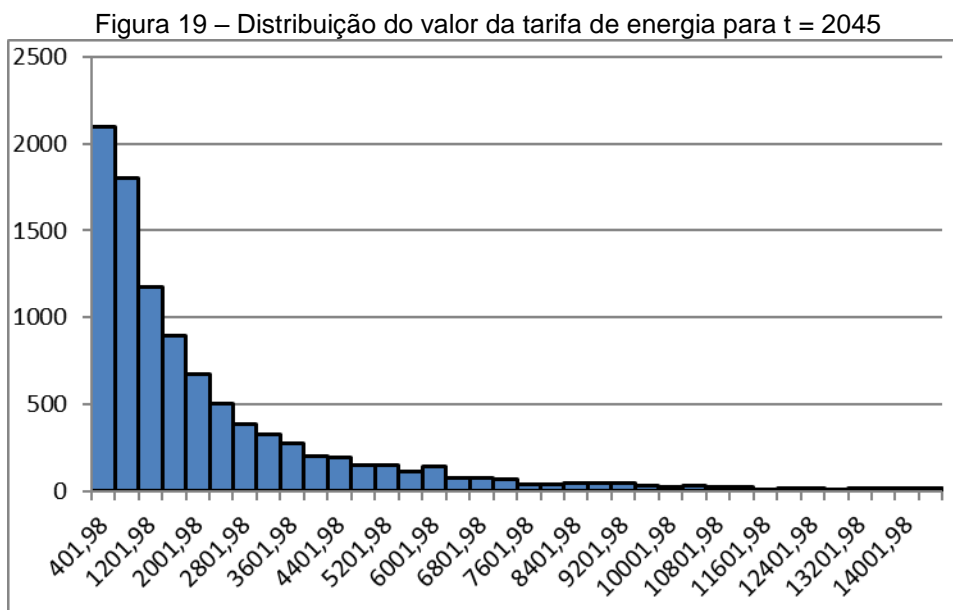


Figura 18 – Distribuição do valor da tarifa de energia para t = 2035





E como observado nas figuras de 15 a 19, o comportamento das distribuições ao longo do tempo possui uma distribuição lognormal (uma propriedade de distribuições lognormais é que a média em qualquer ano cresce $\exp(\mu t)$).

4. Estudo das estratégias de implementação

No início desta pesquisa, o autor não possuía conhecimento prévio sobre quais estratégias de implementação produziriam os melhores resultados financeiros de implementação para o projeto. Obviamente a avaliação de um projeto dessa magnitude e complexidade possui dezenas parâmetros que podem afetar seus resultados de maneira significativa. Foi buscado ao longo das análises que serão apresentadas, a máxima aproximação do mundo real, tomando como base porém, algumas premissas, que serão enunciadas abaixo e com o decorrer de sua apresentação.

As premissas abaixo são premissas gerais, que foram adotadas para todas as estratégias:

- C(0) corresponde à tarifa em vigor durante o ano de 1998 (homologada em 1997). C(19) corresponde à tarifa em vigor durante o ano de 2017 responsáveis pela receita no respectivo ano (homologada em agosto de 2016), e assim sucessivamente;
- Foram considerados apenas os reajustes tarifários, e por serem feitos no mês de agosto de cada ano, considerou-se que a tarifa homologada no ano A seria a tarifa utilizada para o cálculo das receitas para o ano A+1;
- O fluxo de caixa de cada ano é dado pela soma das saídas para investimento em módulos (quando ocorrem), receitas (detalhadas a seguir), despesas (detalhadas a seguir);
- Os investimentos para os respectivos módulos de 7,5 kWp e 75 kWp estão na Tabela 7;

Tabela 7 – Informações sobre implementação de Sistema de energia solar

Item	Investimento
Painéis, Inversor(es), Estrutura para módulo, Instalação de módulo de 7,5 kWp	R\$ 64.090,00
Custos anuais de operação e manutenção por módulo de 7,5kWp	R\$ 640,90
Painéis, Inversor(es), Estrutura para módulo, Instalação de módulo de 75 kWp	R\$ 618.440,00
Custos anuais de operação e manutenção por módulo de 75kWp	R\$ 6.1844,000
Tempo esperado de vida	20 anos

- A receita de um ano A qualquer é dada por:
 - $\text{Número_de_módulos_operando}(A) * \text{Potência_de_um_módulo (constante = 7,5 kWp ou 75 kWp, dependendo da estratégia)} * \text{Número_médio_de_horas_de_sol_a_pino_por_dia (constante = 6h)} * \text{Dias_ano (constante = 365)} * \text{Valor de } C_{\text{convencional/verde/azul}}(A) \text{ (R\$/MWh)} / 1000;$
- A despesa de um ano A qualquer é dada por:
 - $\text{Custo_de_operação_e_manutenção}(A)$
- O $\text{Custo_de_operação_e_manutenção}(19)$ é de 10% do valor de investimento de implementação de cada módulo de 7,5 kWp ou do valor de investimento de implementação do módulo de 75 kWp;
- O $\text{Custo_de_operação_e_manutenção}$ de um ano A qualquer é dado por:
 - $\text{Custo_de_operação_e_manutenção}(19) * \text{Número_de_módulos_operando}(A) * (1 + \text{taxa de inflação})^{(A-19)}$;
- A taxa de inflação é constante e igual a 6% a.a (ao ano);
- Foram consideradas 6 horas médias de sol a pino por dia (conforme capítulo 3 subseção 4);
- À exceção do breve estudo de alavancagem que será feito no item 5.1.2 para as estratégias 1 e 3, os investimentos serão sempre feitos com capital próprio, taxa de desconto será considerada como sendo 20% para a empresa em questão

4.1. Etapa 1: Modelos determinísticos

Para essas estratégias foram assumidas as seguintes premissas determinísticas:

- O valor da tarifa de energia em um ano A qualquer (sendo que $A = 0$ equivale à tarifa outorgada em 1997, que vigorou no ano de 1998), segue as curvas interpoladas e extrapoladas:
 - $C_{convencional}(A) = 72,5 * e^{0,0677*A}$ (R\$/MWh) para clientes da modalidade convencional (conforme equação (3) da página 50);
 - $C_{azul/verde}(A) = 30,639 * e^{0,1139*A}$ (R\$/MWh) para clientes das modalidades Azul/Verde (conforme equação (4) da página 50).

Conforme descrito na introdução, a estratégia 1 trata da instalação, a partir do início de 2017 de um módulo de 7,5 kWp, contendo painel, inversor e o que for necessário para a geração de energia, com a instalação subsequente de módulos de 7,5 kWp no início de cada ano, até o ano de 2026, totalizando 10 módulos, com capacidade total de 75 kWp de geração.

Os fluxos de caixa descontados para essa estratégia, bom como o valor do fluxo de caixa para os três primeiros anos do projeto, nas modalidades convencional e azul/verde respectivamente, encontram-se nas tabelas 8 e 9:

Tabela 8 – Fluxo de caixa e VPL estratégia 1 modalidade convencional

	2016	2017	2018	2019
Ano A	18	19	20	21
Custo energia	R\$ 245,23	R\$ 262,40	R\$ 280,78	R\$ 300,45
Receitas		R\$ 4.027,86	R\$ 8.619,98	R\$ 13.835,64
Custos anuais O&M		-R\$ 6.409,00	-R\$ 13.587,08	-R\$ 21.603,46
Investimentos	-R\$ 64.090,00	-R\$ 64.090,00	-R\$ 64.090,00	-R\$ 64.090,00
FCL	-R\$ 64.090,00	-R\$ 66.471,14	-R\$ 69.057,10	-R\$ 71.857,81
VPL	-R\$ 402.489,93			

Tabela 9 – Fluxo de caixa e VPL estratégia 1 modalidades azul/verde

	2016	2017	2018	2019
Ano A	18	19	20	21
Custo energia	R\$ 238,05	R\$ 266,77	R\$ 298,95	R\$ 335,01
Receitas		R\$ 3.909,94	R\$ 8.763,28	R\$ 14.730,72
Custos anuais O&M		-R\$ 6.409,00	-R\$ 13.587,08	-R\$ 21.603,46
Investimentos	-R\$ 64.090,00	-R\$ 64.090,00	-R\$ 64.090,00	-R\$ 64.090,00
FCL	-R\$ 64.090,00	-R\$ 66.589,06	-R\$ 68.913,80	-R\$ 70.962,73
VPL	-R\$ 302.799,64			

A estratégia 3 trata da instalação, no fim de 2016 de um módulo de 75 kWp, contendo painel, inversor e o que for necessário para a geração de energia. Os fluxos de caixa descontados para essa estratégia, bom como o valor do fluxo de caixa para os três primeiros anos do projeto, nas modalidades convencional e azul/verde respectivamente, encontram-se nas tabelas 10 e 11:

Tabela 10 – Fluxo de caixa e VPL estratégia 3 modalidade convencional

	2016	2017	2018	2019
Ano A	18	19	20	21
Custo energia	R\$ 245,23	R\$ 262,40	R\$ 280,78	R\$ 300,45
Receitas		R\$ 40.278,63	R\$ 43.099,91	R\$ 46.118,81
Custos anuais O&M		-R\$ 61.844,00	-R\$ 65.554,64	-R\$ 69.487,92
Investimentos	-R\$ 618.440,00			
FCL	-R\$ 618.440,00	-R\$ 21.565,37	-R\$ 22.454,73	-R\$ 23.369,11
VPL	-R\$ 744.598,17			

Tabela 11 – Fluxo de caixa e VPL estratégia 3 modalidades azul/verde

	2016	2017	2018	2019
Ano A	18	19	20	21
Custo energia	R\$ 238,05	R\$ 266,77	R\$ 298,95	R\$ 335,01
Receitas		R\$ 39.099,44	R\$ 43.816,40	R\$ 49.102,41
Custos anuais O&M		-R\$ 61.844,00	-R\$ 65.554,64	-R\$ 69.487,92
Investimentos	-R\$ 618.440,00			
FCL	-R\$ 618.440,00	-R\$ 22.744,56	-R\$ 21.738,24	-R\$ 20.385,51
VPL	-R\$ 655.935,23			

4.2. Etapa 2: Modelos considerando incertezas

4.2.1. Estratégias 1 e 3 considerando incerteza

A etapa 1 foi importante para a estruturação do problema. Uma conta baseada em valores médios e determinísticos. Porém, qual a probabilidade da tarifa de energia seguir exatamente sua curva interpolada e extrapolada? Com os mecanismos atuais de regulação do setor de energia seria impossível, pois a tarifa de energia está atrelada a fatores econômicos para garantir a sobrevivência das geradoras, transmissoras e distribuidoras.

Para contornar esse problema e tentar aproximar as projeções dos futuros acontecimentos, começa-se agora um trabalho estatístico que assumirá, que, o comportamento da tarifa de energia, em termos de crescimento em seu valor e volatilidade, seguirá o padrão apresentados entre 1997 e 2015.

A princípio o leitor pode ponderar que a conjuntura mundial econômica e a realidade do setor elétrico brasileiro podem ter mudado nas últimas quase duas décadas, e poderá ser ainda diferente para o período que virá, porém, da mesma forma que se tem pouca expectativa do seguimento exato da curva interpolada, espera-se que, pelo intervalo de tempo dos dados considerados, que apenas algum acontecimento superveniente ao presente trabalho e de grande impacto poderiam alterar de forma significativa o comportamento da tarifa de energia.

Isso somado ao fato de que a real intenção da presente obra, não é um exercício de futurologia, mas sim, uma inspeção dos efeitos de diferentes decisões de investimentos para projetos na área de energia renovável.

Novamente serão tratadas as estratégias 1 e 3, porém, agora ao invés da tarifa de energia em R\$/MWh seguir uma curva conhecida, foi simulado um MBG de dez mil caminhos possíveis para se tentar estimar o comportamento dessa variável ao longo do ciclo e vida do projeto. O detalhamento desses cálculos já foi apresentado no subcapítulo 3.2, para clientes enquadrados na modalidade convencional. Para a análise considerando incerteza a seguir, foi modelado um MBG para as tarifas azul/verde.

De posse das 10.000 trajetórias para cada uma das modalidades (convencional e azul/verde), foram calculados os fluxos de caixa para as estratégias 1 e 3, que foram supostas implementadas com capital próprio.

Para a estratégia 1 aplicada para um cliente enquadrado na modalidade tarifária convencional foi encontrado um VPL (Valor presente líquido esperado, ou seja, a média dos VPLs dos fluxos de caixa descontados) de -R\$ 325.536,27. Em comparação com o VPL estático usando parâmetros determinísticos, que foi de -R\$ 402.489,93, houve então um acréscimo de valor de R\$ 76.953,26, indicando que a abordagem determinística para a avaliação dessa estratégia subestimou o investimento em aproximadamente 23,64%.

Outro parâmetro interessante dessa distribuição estatística de VPL's seriam o quinto (*Value at risk*) e o nonagésimo-quinto percentil (*Value at gain*). O quinto percentil é um dado valor, de modo que de todos os valores observados, 95% se encontram acima desse valor (de acordo com os parâmetros do modelo e com os cálculos, assumindo que cada um dos 10.000 cenários tem igual possibilidade de ocorrência, implica que o VPL terá apenas 5% de chance de ser igual ou inferior a esse valor). Já o nonagésimo-quinto percentil é um dado valor, de modo que de todos os valores observados, 95% se encontram abaixo desse valor (de acordo com os parâmetros do modelo e com os cálculos, assumindo que cada um dos 10.000 cenários tem igual possibilidade de ocorrência, isso implica que o VPL terá 5% de chance de ser igual ou superior a esse valor).

Outras informações que serão incluídas para esse caso e para os que se sucederão são, o número de VPLs positivos, o número de VPLs negativos, e o

número de VPLs iguais à zero. O VPL igual a zero corresponde ao cenário em que não se faz nenhum investimento, o que ocorrerá na estratégia 2, caso seja escolhido algum critério que faça com que em um ou mais cenários não se invista em sequer um módulo.

Com relação a capacidade instalada, dois importantes parâmetros serão definidos aqui, e tratam-se da QTG_{10} e QTG_T . O QTG_{10} corresponde à relação entre o total de energia gerada nos dez primeiros anos de empreendimento em um dado cenário e a energia que seria gerada por 75 kWp instalados durante dez anos (quanto mais próximo de 100% o QTG_{10} , significa que mais energia foi gerada nos dez primeiros anos de empreendimento). O QTG_T é à relação entre o total de energia gerada em toda a vida útil do empreendimento e a energia que seria gerada por 75 kWp instalados durante vinte anos (da mesma forma, quanto mais próximo de 100% o QTG_T , significa que mais energia foi gerada durante toda a vida útil do empreendimento).

Para a estratégia 1 aplicada para um cliente enquadrado na modalidade tarifária azul ou verde foi encontrado um VPL de -R\$ 166.654,75, que comparado com o VPL estático para a referida modalidade -R\$ 302.799,64, apresentou um ganho de R\$ 136.144,89

As tabelas 20 e 21 trazem resumos dos projetos implementados segundo a estratégia 1 para clientes das modalidades convencional e azul/verde:

Tabela 12 – Resumo estatístico da estratégia 1 para modalidade convencional

Informação	Valor
VPL _{estático}	-R\$ 402.489,93
VPL _e	-R\$ 325.536,67
P5 (VAR)	-R\$ 499.265,28
P95 (VAG)	-R\$ 4.914,45
Σ	R\$ 169.339,46
VPL's < 0	95,20%
VPL's > 0	4,80%
VPL's = 0	0,00%
QTG ₁₀	55%
QTG _T	100%

Tabela 13 – Resumo estatístico da estratégia 1 para modalidades azul/verde

Informação	Valor
VPL _{estático}	-R\$ 302.799,64
VPL _e	-R\$ 166.654,75
P5 (VAR)	-R\$ 356.015,17
P95 (VAG)	R\$ 105.300,67
σ	R\$ 142.465,34
VPL's < 0	88,33%
VPL's > 0	11,67%
VPL's = 0	0,00%
QTG ₁₀	55%
QTG _T	100%

Para a estratégia 3 aplicada para um cliente enquadrado na modalidade tarifária convencional foi encontrado um VPL_e de -R\$ 636.606,17, que comparado com o VPL estático para a referida modalidade -R\$ 744.598,17, apresentou um ganho de R\$ 107.991,99

Para a estratégia 3 aplicada para um cliente enquadrado na modalidade tarifária azul ou verde foi encontrado um VPL_e de -R\$ 488.903,91, que comparado com o VPL estático para a referida modalidade -R\$ 655.935,23, apresentou um ganho de R\$ 167.031,32

As tabelas 22 e 23 trazem resumos dos projetos implementados segundo a estratégia 3 para clientes das modalidades convencional e azul/verde.

Tabela 14 – Resumo estatístico da estratégia 3 para modalidade convencional

Informação	Valor
VPL _{estático}	-R\$ 744.598,17
VPL _e	-R\$ 621.961,89
P5 (VAR)	-R\$ 849.501,56
P95 (VAG)	-R\$ 251.123,48
σ	R\$ 195.863,87
VPL's < 0	98,62%
VPL's > 0	1,38%
VPL's = 0	0,00%
QTG ₁₀	100%
QTG _T	100%

Tabela 15 – Resumo estatístico da estratégia 3 para modalidades azul/verde

Informação	Valor
VPL _{estático}	-R\$ 655.935,23
VPL _e	-R\$ 474.203,12
P5 (VAR)	-R\$ 674.474,91
P95 (VAG)	-R\$ 207.127,67
σ	R\$ 144.476,37
VPL's < 0	99,41%
VPL's > 0	0,59%
VPL's = 0	0,00%
QTG ₁₀	100%
QTG _T	100%

4.3. Etapa 3: Modelos considerando incertezas e flexibilidade gerencial

Agora, além das incertezas, serão tratadas decisões gerenciais possíveis de serem tomadas ao longo do período de implementação do projeto visando o aproveitamento de cenários favoráveis, e a redução de perdas em caso de cenários nem tão favoráveis à geração solar, conforme cenários simulados a partir de dados históricos.

Diante dos resultados apresentados até aqui – onde foi observado que cálculos determinísticos subestimaram o valor do projeto para todas as estratégias adotadas, o leitor pode questionar-se se existe algo a ser feito para que se obtenham melhores resultados econômicos para a implementação do projeto. A resposta a essa questão não é trivial, posto que as estratégias propostas a seguir proporcionarão eventualmente maiores valores de projeto, porém ao também eventual custo de menores capacidades de geração de energia ao longo da vida útil do projeto ou ao longo de seus dez primeiros anos de vida.

Serão agora tratadas as estratégias que foram definidas anteriormente como estratégias 2 e 4. Na estratégia 2, pretende-se ao longo de dez anos que se instalem módulos de 7,5kWp ao fim de cada ano, dependendo de alguns critérios

que serão definidos a seguir. Por módulo de 7,5kWp entenda-se o conjunto painéis e inversores de 7,5kWp cada, que são o principal custo desse tipo de projeto. Na estratégia 4, será implementado em algum momento ao longo dos dez primeiros anos, a partir de 2017, um módulo de 75kWp.

Para o estudo da estratégia 2 será utilizada a ferramenta “Teste de hipótese/Atingimento de meta”. Essa ferramenta, através de um método iterativo, altera o valor de uma determinada variável, até que um parâmetro que dependa dessa variável atinja pela primeira vez um valor especificado. Foram então estabelecidos 3 objetivos:

- Objetivo 1: Maximização do valor financeiro do projeto, com a execução de pelo menos 1 módulo de 7,5 kWp em 95% dos cenários no mínimo;
- Objetivo 2: Maximização do valor financeiro do projeto, com a execução de pelo menos 5 módulos de 7,5 kWp em 95% dos cenários no mínimo;
- Objetivo 3: Maximização do valor financeiro do projeto, com a execução de pelo menos 7 módulos de 7,5 kWp em 95% dos cenários no mínimo;

Para que esses objetivos sejam atingidos foi calculado que o valor da tarifa de energia elétrica deve, para clientes enquadrados na modalidade convencional:

- Ter um aumento de no mínimo 22% no ano A+1 em relação ao ano A, para o atingimento do Objetivo 1 (instalação de pelo menos um módulo);
- Ter uma redução de no máximo 5,27% no ano A+1 em relação ao ano A, para o atingimento do Objetivo 2 (instalação de pelo menos cinco módulos);
- Ter uma redução de no máximo 17,26% no ano A+1 em relação ao ano A, para o atingimento do Objetivo 3 (instalação de pelo menos sete módulos).

Os resultados para a simulação dos três objetivos de execução para a modalidade convencional são apresentados na tabela 24.

Tabela 16 – Resultado de VPLs para os objetivos de execução pré-definidos para clientes da modalidade convencional

Informação	Sem Flexibilidade	Objetivo 3	Objetivo 2	Objetivo 1
VPL _{estático}	-R\$ 402.489,93			
VPL _e	-R\$ 325.536,67	-R\$ 265.232,79	-R\$ 209.946,03	-R\$ 72.347,81
P5 (VAR)	-R\$ 499.265,28	-R\$ 406.066,06	-R\$ 332.792,14	-R\$ 159.889,28
P95 (VAG)	-R\$ 4.914,45	-R\$ 5.345,03	-R\$ 5.910,86	R\$ 3.439,24
σ	R\$ 169.339,46	R\$ 141.523,76	R\$ 120.804,21	R\$ 67.326,06
VPL's < 0	95,20%	95,23%	95,20%	89,91%
VPL's > 0	4,80%	4,77%	4,80%	5,08%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	5,01%
QTG10	55%			
QTGT	100%			
QTG10 _e	55%	46,73%	38,36%	15,11%
QTGT _e	100%	85,02%	69,76%	27,45%
QTG10 _{5º}	55%	34,00%	23,00%	3,00%
QTGT _{5º}	100%	70,00%	50,00%	10,00%

E para clientes enquadrados na modalidade azul verde foi calculado que o valor da tarifa de energia elétrica deve:

- Ter um aumento de no mínimo 20,33% no ano A+1 em relação ao ano A, para o atingimento do Objetivo 1 (instalação de pelo menos um módulo);
- Ter um aumento de no máximo 5,38% no ano A+1 em relação ao ano A, para o atingimento do Objetivo 2 (instalação de pelo menos cinco módulos);
- Ter uma redução de no máximo 1,22% no ano A+1 em relação ao ano A, para o atingimento do Objetivo 3 (instalação de pelo menos sete módulos).

Os resultados para a simulação dos três objetivos de execução para as modalidades azul/verde são apresentados na tabela 25.

Tabela 17 – Resultado de VPLs para os objetivos de execução pré-definidos para clientes da modalidades azul/verde

Informação	Sem Flexibilidade	Objetivo 3	Objetivo 2	Objetivo 1
VPL _{estático}	-R\$ 302.799,64			
VPL _e	-R\$ 166.654,75	-R\$ 131.736,11	-R\$ 101.945,66	-R\$ 30.615,83
P5 (VAR)	-R\$ 356.015,17	-R\$ 271.967,91	-R\$ 217.599,59	-R\$ 96.324,99
P95 (VAG)	R\$ 105.300,67	R\$ 98.849,09	R\$ 89.444,57	R\$ 50.858,85
σ	R\$ 142.465,34	R\$ 117.043,92	R\$ 97.788,17	R\$ 49.073,19
VPL's < 0	88,33%	88,18%	87,90%	79,93%
VPL's > 0	11,67%	11,82%	12,10%	15,08%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	4,99%
QTG10	55%			
QTGT	100%			
QTG10 _e	55%	46,73%	38,46%	15,11%
QTGT _e	100%	85,02%	69,84%	27,45%
QTG10 _{5º}	55%	34,00%	23,00%	3,00%
QTGT _{5º}	100%	70,00%	50,00%	10,00%

Para o estudo da estratégia 4, pela reduzido número de possibilidades de decisões (pode-se ter apenas dez decisões distintas quando se toma como critério único o ano a ser instalado, ou seja, em qual ano se investirá no módulo de 75 kWp), é fácil com o ferramental disponível cobrir todas as possibilidades decisórias.

A tabela 26 trará os resultados de VPL_e, VPL_{5º}, VPL's positivos, negativos e nulos, e os valores das QTG10 e QTGT para a estratégia 4 aplicada a um consumidor enquadrado na modalidade convencional, e a tabela 27 trará os resultados para as mesmas variáveis para um cliente das modalidades azul/verde.

Tabela 18 – Estratégia 4 implementada no início de 2017 ao início de 2026 para cliente enquadrado modalidade convencional

Informação	Sem Flexibilidade	Implantação 2018	Implantação 2019	Implantação 2020	Implantação 2021	Implantação 2022	Implantação 2023	Implantação 2024	Implantação 2025	Implantação 2026
VPL _{estático}	-R\$ 744.598,17									
VPL _e	-R\$ 621.961,89	-R\$ 515.185,43	-R\$ 426.326,62	-R\$ 352.539,56	-R\$ 291.229,61	-R\$ 240.297,98	-R\$ 198.094,00	-R\$ 163.107,48	-R\$ 134.088,33	-R\$ 109.978,66
P5 (VAR)	-R\$ 849.501,56	-R\$ 737.698,52	-R\$ 638.025,88	-R\$ 550.890,27	-R\$ 475.766,28	-R\$ 410.211,05	-R\$ 353.933,44	-R\$ 305.560,39	-R\$ 263.384,41	-R\$ 227.216,36
P95 (VAG)	-R\$ 251.123,48	-R\$ 145.218,23	-R\$ 61.469,52	-R\$ 106,43	R\$ 48.665,83	R\$ 84.562,02	R\$ 105.016,23	R\$ 120.848,42	R\$ 132.263,01	R\$ 140.054,69
σ	R\$ 195.863,87	R\$ 195.887,05	R\$ 192.423,07	R\$ 186.781,47	R\$ 179.477,97	R\$ 171.358,38	R\$ 162.477,26	R\$ 153.318,92	R\$ 144.260,60	R\$ 135.444,58
VPL's < 0	98,75%	97,64%	96,40%	95,00%	93,70%	92,24%	90,62%	89,26%	87,95%	86,68%
VPL's > 0	1,25%	2,36%	3,60%	5,00%	6,30%	7,76%	9,38%	10,74%	12,05%	13,32%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10	100%	90,00%	80,00%	70,00%	60,00%	50,00%	40,00%	30,00%	20,00%	10,00%
QTGT	100%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Tabela 19 – Estratégia 4 implementada no início de 2017 ao início de 2026 para cliente enquadrados modalidades azul/verde

Informação	Sem Flexibilidade	Implantação 2018	Implantação 2019	Implantação 2020	Implantação 2021	Implantação 2022	Implantação 2023	Implantação 2024	Implantação 2025	Implantação 2026
VPL _{estático}	-R\$ 655.935,23									
VPL _e	-R\$ 474.203,12	-R\$ 360.282,74	-R\$ 266.616,75	-R\$ 189.891,17	-R\$ 127.236,10	-R\$ 76.348,41	-R\$ 35.287,72	-R\$ 2.333,54	R\$ 23.818,09	R\$ 44.391,09
P5 (VAR)	-R\$ 674.474,91	-R\$ 562.206,87	-R\$ 468.733,92	-R\$ 390.781,65	-R\$ 324.807,97	-R\$ 268.610,63	-R\$ 222.192,88	-R\$ 183.327,82	-R\$ 149.690,89	-R\$ 122.005,32
P95 (VAG)	-R\$ 207.127,67	-R\$ 85.915,33	R\$ 12.918,52	R\$ 92.083,70	R\$ 153.969,07	R\$ 202.992,91	R\$ 240.135,59	R\$ 267.209,93	R\$ 285.453,87	R\$ 303.681,91
σ	R\$ 144.476,37	R\$ 147.760,00	R\$ 149.227,18	R\$ 149.221,67	R\$ 148.144,86	R\$ 146.236,48	R\$ 143.654,27	R\$ 140.552,31	R\$ 137.029,12	R\$ 133.246,53
VPL's < 0	99,51%	97,85%	94,43%	89,59%	82,94%	74,89%	66,27%	58,13%	50,20%	43,34%
VPL's > 0	0,49%	2,15%	5,57%	10,41%	17,06%	25,11%	33,73%	41,87%	49,80%	56,66%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10	100%	90,00%	80,00%	70,00%	60,00%	50,00%	40,00%	30,00%	20,00%	10,00%
QTGT	100%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

4.4. Etapa 4: Análise de sensibilidade

Prossegue-se agora à análise de sensibilidade das estratégias 2 e 4. Aqui serão variados alguns parâmetros de projeto considerados até aqui como constantes ou médios, como:

- Horas em média de sol a pino – em virtude de flutuações naturais (4 / 5 / 6 / 7 / 8);
- Taxa de desconto – em virtude da empresa considerada (10% / 12,5% / 15% / 17,5% / 20%);
- Custo de implementação de módulos de 7.5kWp e de 75kWp – em virtude de flutuações de mercado, decaimento decorrente do domínio de tecnologia ou decorrente de incentivos fiscais (-20% / -10% / 0 / +10% / +20%);
- Custo de manutenção de módulos de 7.5kWp e de 75kWp – em virtude de flutuações de mercado, decaimento decorrente do domínio de tecnologia ou decorrente de incentivos fiscais (-20% / -10% / 0 / +10% / +20%);
- Taxa de inflação – em virtude de flutuações naturais decorrentes de conjunturas econômicas (4% / 6% / 8% / 10% / 12%).

Para a estratégia 2, considerando os clientes enquadrados na modalidade convencional, foi considerado o critério de redução mínima de 5,27% na tarifa de energia para a decisão de investimento. Para a estratégia 4, dos clientes também enquadrados na modalidade convencional, será considerada a implementação no início do ano de 2022. As Tabelas 28 à 33 trazem um comparativo entre os resultados das duas estratégias.

Tabela 20 – Reapresentação do quadro de resultados para a execução de pelo menos 5 módulos, com 95% de confiança (objetivo 2), para clientes da modalidade convencional utilizando a estratégia 2

Informação	Estratégia 2	Estratégia 4
VPL _e	-R\$ 209.946,03	-R\$ 240.297,98
P5 (VAR)	-R\$ 332.792,14	-R\$ 410.211,05
P95 (VAG)	-R\$ 5.910,86	R\$ 84.562,02
σ	R\$ 120.804,21	R\$ 171.358,38
VPL's < 0	95,20%	92,24%
VPL's > 0	4,80%	7,76%
VPL's = 0	0,00%	0,00%
QTG10 _e	38,36%	50,00%
QTG10 _{5º}	23,00%	50,00%
QTGT _e	69,76%	100,00%
QTGT _{5º}	50,00%	100,00%

Tabela 21 – Análise de sensibilidade variando as horas médias de sol a pino para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Spino	VPL _e	VPL _e
4h	-R\$ 274.392,97	-R\$ 315.609,90
5h	-R\$ 242.169,50	-R\$ 277.953,94
6h	-R\$ 209.946,03	-R\$ 240.297,98
7h	-R\$ 177.722,56	-R\$ 202.642,02
8h	-R\$ 145.499,09	-R\$ 164.986,06

Tabela 22 – Análise de sensibilidade variando a taxa de desconto para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Td	VPLe	VPLe
10%	-R\$ 241.592,68	-R\$ 342.928,73
15%	-R\$ 229.060,77	-R\$ 289.655,43
20%	-R\$ 209.946,03	-R\$ 240.297,98
25%	-R\$ 191.300,82	-R\$ 198.626,58
30%	-R\$ 174.941,70	-R\$ 164.508,30

Tabela 23 – Análise de sensibilidade variando a porcentagem de custo anual de manutenção para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Custo anual de manutenção	VPLe	VPLe
-20%	-R\$ 174.285,55	-R\$ 196.758,67
-10%	-R\$ 192.115,79	-R\$ 218.528,32
0	-R\$ 209.946,03	-R\$ 240.297,98
10%	-R\$ 227.776,27	-R\$ 262.067,64
20%	-R\$ 245.606,52	-R\$ 283.837,30

Tabela 24 – Análise de sensibilidade variando o custo de implementação para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Custo de implementação	VPLe	VPLe
-20%	-R\$ 164.949,15	-R\$ 190.590,55
-10%	-R\$ 187.447,59	-R\$ 215.444,26
0	-R\$ 209.946,03	-R\$ 240.297,98
10%	-R\$ 232.444,47	-R\$ 265.151,70
20%	-R\$ 254.942,92	-R\$ 290.005,41

Tabela 25 – Análise de sensibilidade variando a taxa de inflação para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes da modalidade convencional

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Inflação	VPLe	VPLe
2%	-R\$ 159.502,70	-R\$ 169.139,90
4%	-R\$ 182.023,41	-R\$ 200.789,67
6%	-R\$ 209.946,03	-R\$ 240.297,98
8%	-R\$ 244.825,43	-R\$ 289.922,20
10%	-R\$ 288.714,13	-R\$ 352.633,15

As figuras 14 e 15 apresentam o resultado da análise de sensibilidade para as duas estratégias apresentadas nas tabelas 28 a 33:

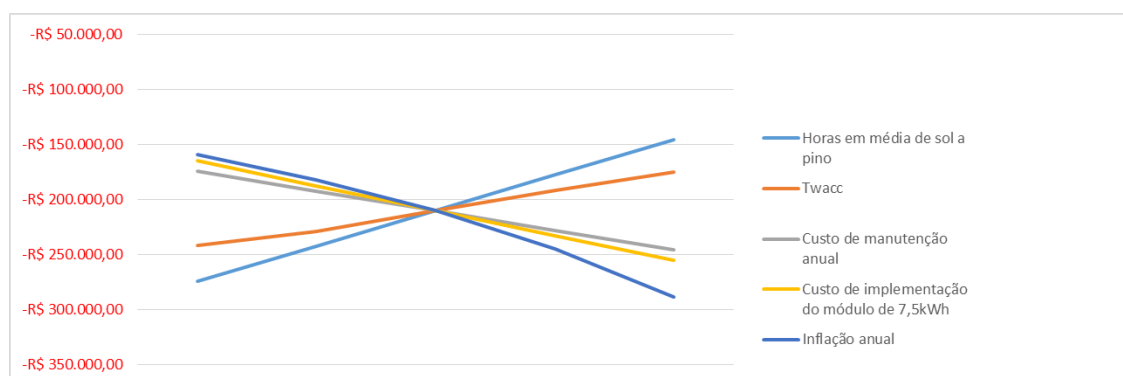


Figura 20 – Análise de sensibilidade para a estratégia 2 para um cliente da modalidade convencional

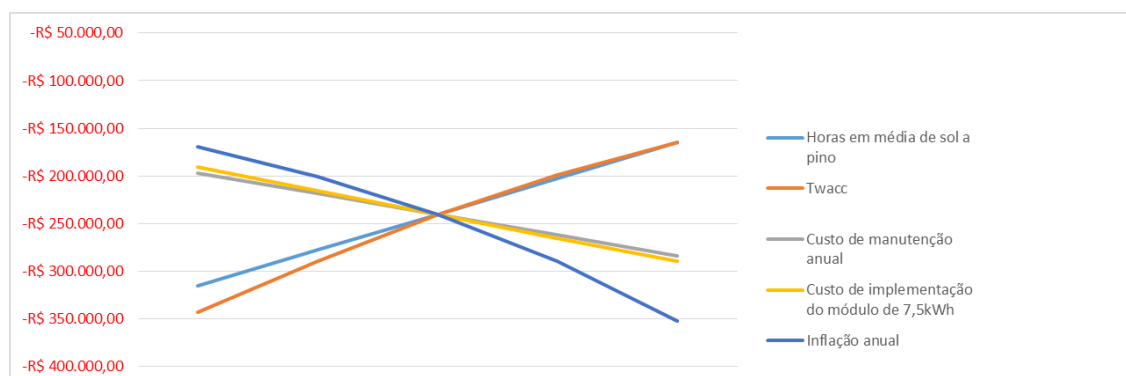


Figura 21 – Análise de sensibilidade para a estratégia 4 para um cliente da modalidade convencional

Para a estratégia 2, considerando os clientes enquadrados na modalidade azul/verde, foi considerado o critério de redução máxima de 5,38% no custo da energia para a decisão de investimento. Para a estratégia 4, dos clientes também enquadrados na modalidade azul/verde, será considerada a implementação no início do ano de 2022. As Tabelas 34 à 39 trazem um comparativo entre os resultados das duas estratégias.

Tabela 26 – Reapresentação do quadro de resultados para a execução de pelo menos 5 módulos, com 95% de confiança (objetivo 2), para clientes das modalidades azul/verde utilizando a estratégia 2

Informação	Estratégia 2	Estratégia 4
VPL _e	-R\$ 101.945,66	-R\$ 76.348,41
P5 (VAR)	-R\$ 217.599,59	-R\$ 268.610,63
P95 (VAG)	R\$ 89.444,57	R\$ 202.992,91
σ	R\$ 97.788,17	R\$ 146.236,48
VPL's < 0	87,90%	75%
VPL's > 0	12,10%	25%
VPL's = 0	0,00%	0%
QTG10 _e	38,46%	50,00%
QTG10 _{5°}	23,00%	50,00%
QTGT _e	69,84%	100,00%
QTGT _{5°}	50,00%	100,00%

Tabela 27 – Análise de sensibilidade variando as horas médias de sol a pino para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Spino	VPLe	VPLe
4h	-R\$ 202.645,64	-R\$ 206.310,19
5h	-R\$ 152.295,65	-R\$ 141.329,30
6h	-R\$ 101.945,66	-R\$ 76.348,41
7h	-R\$ 51.595,68	-R\$ 11.367,52
8h	-R\$ 1.245,69	R\$ 53.613,37

Tabela 28 – Análise de sensibilidade variando a taxa de desconto para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Td	VPLe	VPLe
10%	R\$ 221.335,27	R\$ 344.174,70
15%	-R\$ 15.741,95	R\$ 31.451,04
20%	-R\$ 101.945,66	-R\$ 76.348,41
25%	-R\$ 131.846,51	-R\$ 107.982,69
30%	-R\$ 139.745,31	-R\$ 110.807,14

Tabela 29 – Análise de sensibilidade variando a porcentagem de custo anual de manutenção para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Custo anual de manutenção	VPLe	VPLe
-20%	-R\$ 66.220,72	-R\$ 32.809,09
-10%	-R\$ 84.083,19	-R\$ 54.578,75
0	-R\$ 101.945,66	-R\$ 76.348,41
10%	-R\$ 119.808,14	-R\$ 98.118,07
20%	-R\$ 137.670,61	-R\$ 119.887,72

Tabela 30 – Análise de sensibilidade variando o custo de implementação para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Custo de implementação	VPLe	VPLe
-20%	-R\$ 56.861,49	-R\$ 26.640,98
-10%	-R\$ 79.403,58	-R\$ 51.494,69
0	-R\$ 101.945,66	-R\$ 76.348,41
10%	-R\$ 124.487,75	-R\$ 101.202,13
20%	-R\$ 147.029,84	-R\$ 126.055,84

Tabela 31 – Análise de sensibilidade variando a taxa de inflação para implementação utilizando estratégia 2 (com objetivo 2) para clientes das modalidades azul/verde

Convencional	Estratégia 2	Estratégia 4
Inflação	VPLe	VPLe
2%	-R\$ 51.423,69	-R\$ 5.190,33
4%	-R\$ 73.980,70	-R\$ 36.840,10
6%	-R\$ 101.945,66	-R\$ 76.348,41
8%	-R\$ 136.874,43	-R\$ 125.972,62
10%	-R\$ 180.820,49	-R\$ 188.683,58

As figuras 16 e 17 apresentam o resultado da análise de sensibilidade para as duas estratégias apresentadas nas tabelas 34 a 39:

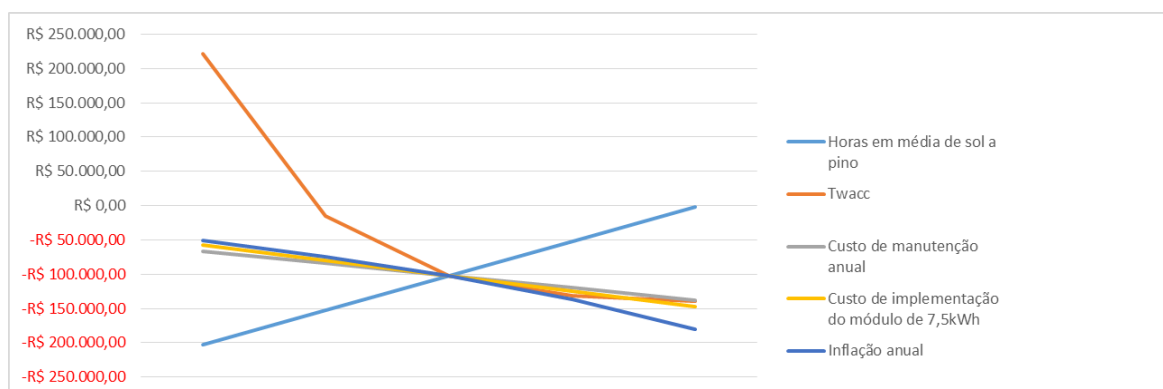


Figura 22 – Análise de sensibilidade para a estratégia 2 para um cliente das modalidades azul/verde

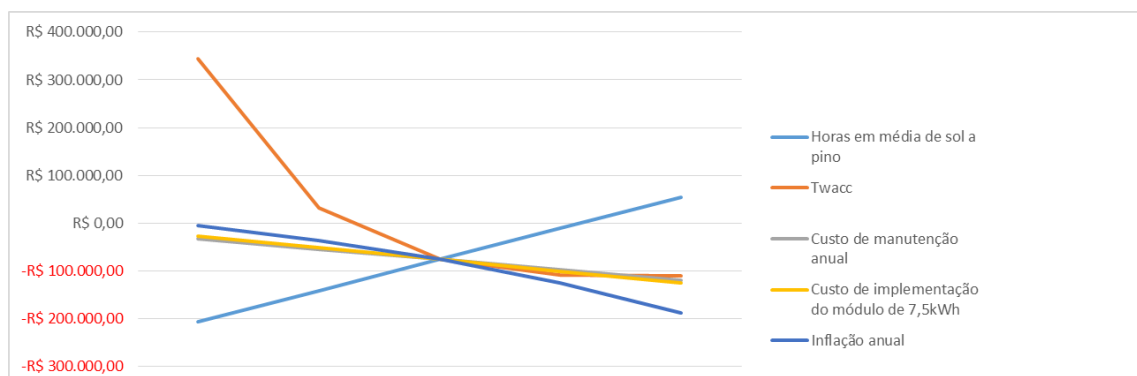


Figura 23 – Análise de sensibilidade para a estratégia 4 para um cliente das modalidades azul/verde

4.5. Comparativo entre as quatro estratégias propostas

De posse dos resultados até aqui, faz-se necessário um balanço das vantagens e desvantagens trazidas por cada estratégia. O presente capítulo vai discutir e comparar os resultados até aqui. Primeiramente cita-se que, embora os resultados sejam diferentes para os clientes enquadrados nas modalidades convencional e azul/verde (isso ocorre devido a diferenças entre os valores históricos de volatilidade e *drift rate* das duas séries consideradas), os efeitos de das decisões gerenciais mostram indícios de serem aproximadamente os mesmos.

Tabela 32 – Comparativo entre estratégia 1 x estratégia 3 para clientes da modalidade convencional – estudo determinístico

Modalidade convencional		
Origem do capital investido	VPLe	Ganho da estratégia 1 sobre a estratégia 3
VPL ESTRATÉGIA 1 (investimento diluído)	-R\$ 402.489,93	+45,95%
VPL ESTRATÉGIA 3 (investimento concentrado)	-R\$ 744.598,17	

Tabela 33 – Comparativo entre estratégia 1 x estratégia 3 para clientes das modalidades azul/verde – estudo determinístico

Modalidade azul/verde		
Origem do capital investido	VPLe	Ganho da estratégia 1 sobre a estratégia 3
VPL ESTRATÉGIA 1 (investimento diluído)	-R\$ 302.799,64	+53,84%
VPL ESTRATÉGIA 3 (investimento concentrado)	-R\$ 655.935,23	

Partindo-se da implementação sem flexibilidade e considerando-se valores determinísticos das variáveis de projeto (Etapa 1), foi observado que a diluição do investimento ao longo de dez anos aparentava ter um efeito muito positivo sobre o valor financeiro do projeto. Conforme a tabela 40, para os clientes da modalidade convencional, o valor do projeto passou de -R\$ 744.598,17 para um projeto de 75 kWp implementado no início de 2017, para -R\$ 402.489,93 para um projeto de 7,5 kWp no começo de 2017, outro no começo de 2018, e assim sucessivamente até

o começo de 2026, totalizando 75 kWp, representando um ganho de valor financeiro de 45,95% da escolha de implementação utilizando a estratégia 1 em relação a estratégia 3. Conforme a tabela 41, para os clientes das modalidades azul/verde, o valor do projeto foi de -R\$ 655.935,23 para o projeto concentrado, para -R\$ 302.799,64 para o projeto diluído ao longo de dez anos, representando um ganho de valor financeiro de 53,84% da escolha de implementação utilizando a estratégia 1 em relação a estratégia 3. Salienta-se, no entanto, que esse grande ganho financeiro ocorreu em detrimento de uma redução considerável da capacidade de geração, pelo menos ao longo dos 10 primeiros anos de empreendimento, pois o empreendimento diluído tem apenas um módulo operando no primeiro ano, dois no segundo, e assim sucessivamente, até o décimo ano, que possui dez módulos em operação, ao passo que o projeto concentrado possui dez módulos operantes ao longo de todos os dez primeiros anos. A capacidade de geração do projeto diluído é 55% da capacidade de geração do projeto concentrado, porém, a capacidade de geração toda de ambos os investimentos é a mesma quando considerado todo o ciclo de vida do projeto.

De forma resumida, o cálculo determinístico e sem flexibilidade deu indícios que a implementação diluída traz benefícios financeiros em detrimento da perda de capacidade de geração, pelo menos no prazo inicial de dez anos.

Até agora os resultados foram analisados sob a perspectiva determinística. Prosseguindo-se para a análise considerando a incerteza na tarifa de energia, conforme tabela 46, verifica-se que para a modalidade convencional, a abordagem determinística subestimou o valor financeiro da estratégia 1 em 19,12% e a abordagem considerando a incerteza no preço da eletricidade levou a uma subestima de 16,47%. Com relação aos ganhos da adoção da estratégia 1 em relação a estratégia 3, conforme tabela 47, o ganho financeiro ao se adotar a estratégia 1 foi de 47,66% para o VPL médio (ou VPL_e) e o aumento do valor superado por 95% dos resultados (ou $VPL_{5\%}$) foi de 41,23%. Também houve uma redução de VPLs negativos de 98,62% para 95,20% e um aumento de valores positivos de 1,38% para 4,80%.

Tabela 34 – Comparativo entre modelo determinístico e modelo com incerteza da tarifa de energia, para estratégias 1 e 3 de clientes da modalidade convencional

Informação	VPL Determinístico	VPL_e considerando incerteza da tarifa de energia	Ganho do cálculo considerando incerteza em relação ao cálculo determinístico
Estratégia 1	-R\$ 402.489,93	-R\$ 325.536,67	+19,12%
Estratégia 3	-R\$ 744.598,17	-R\$ 621.961,89	+16,47%

Tabela 35 – Comparativo entre estratégias 1 e 3, com consideração de incertezas, para modalidade convencional

Informação	Valor Estratégia 1	Valor Estratégia 3	Ganho da estratégia 1 em relação a estratégia 3
VPL _{estático}	-R\$ 402.489,93	-R\$ 744.598,17	+45,95%
VPL _e	-R\$ 325.536,67	-R\$ 621.961,89	+47,66%
P5 (VAR)	-R\$ 499.265,28	-R\$ 849.501,56	+41,23%
P95 (VAG)	-R\$ 4.914,45	-R\$ 251.123,48	+98,04%
VPL's < 0	95,20%	98,62%	+3,47%
VPL's > 0	4,80%	1,38%	+247,83%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	
QTG ₁₀	55%	100%	
QTG _T	100%	100%	

Para o cliente enquadrado nas modalidades azul/verde, ao realizar-se a análise considerando a incerteza da tarifa de energia, conforme tabela 48, verifica-se que para a modalidade convencional, a abordagem determinística subestimou o valor financeiro da estratégia um em 44,96% e a abordagem considerando a incerteza no preço da eletricidade levou a uma subestimação de 27,71%. Com relação aos ganhos da adoção da estratégia 1 em relação a estratégia 3, conforme tabela 49, o ganho financeiro ao se adotar a estratégia 1 foi de 64,86% para o VPL

médio (ou VPL_e) e o aumento do valor superado por 95% dos resultados (ou $VPL_{5\%}$) foi de 47,22%. Também houve uma redução de VPLs negativos de 99,41% para 88,33% e um aumento de valores positivos de 0,59% para 11,67%.

Tabela 36 – Comparativo entre modelo determinístico e modelo com incerteza da tarifa de energia, para estratégias 1 e 3 de clientes das modalidades azul/verde

Informação	VPL Determinístico	VPL_e considerando incerteza da tarifa de energia	Ganho do cálculo considerando incerteza em relação ao cálculo determinístico
Estratégia 1	-R\$ 302.799,64	-R\$ 166.654,75	+44,96%
Estratégia 3	-R\$ 655.935,23	-R\$ 474.203,12	+27,71%

Tabela 37 – Comparativo entre estratégias 1 e 3, com consideração de incertezas, para modalidades azul/verde

Informação	Valor Estratégia 1	Valor Estratégia 3	Ganho da estratégia 1 em relação a estratégia 3
$VPL_{estático}$	-R\$ 302.799,64	-R\$ 655.935,23	+53,84%
VPL_e	-R\$ 166.654,75	-R\$ 474.203,12	+64,86,%
P5 (VAR)	-R\$ 356.015,17	-R\$ 674.474,91	+47,22%
P95 (VAG)	R\$ 105.300,67	-R\$ 207.127,67	+150,84%
$VPL's < 0$	88,33%	99,41%	+11,15%
$VPL's > 0$	11,67%	0,59%	+1877,87%
$VPL's = 0$	0,00%	0,00%	
QTG_{10}	55%	100%	
QTG_T	100%	100%	

Resumidamente, a abordagem determinística subestimou os projetos para os clientes enquadrados em ambas as modalidades tarifárias, e em ambas as estratégias de implementação, quando comparada com a abordagem que considera a incerteza da tarifa de energia com o passar dos anos do projeto. A análise considerando a incerteza também corroborou com a tese de que o investimento diluído beneficia o resultado financeiro, apesar da capacidade inicial de geração reduzida.

Por último, será analisada a influência das decisões gerenciais no valor financeiro do projeto. Começa-se pela análise do projeto de 75kWp, implementado ou no começo de 2017, ou no começo de 2018, ou no começo de cada um dos anos até 2026 (correspondendo a estratégia 4 de implementação). As tabelas 50, 51, 52 e 53 trazem os ganhos e perdas da implementação em cada um dos anos, em relação à implementação no início de 2017.

Para os clientes tanto da modalidade convencional quanto das modalidades azul/verde, observa-se, pela leitura das tabelas 50 a 53, uma tendência de melhora, do ponto de vista de valor financeiro do projeto, a medida em que se protela a implementação. Essa melhora financeira contudo, é contra balanceada pela redução da QTG10, ou seja, da redução da energia gerada nos 10 primeiros anos do projeto. Observa-se nas figuras 18 a 20 e 22 uma clara tendência de aumento do valor do VPL_e, P5 e P95 e número de VPLs positivos, ao passo que as figura 21 e 23 apontam uma clara tendência de queda dos valores negativos de VPLs e de volatilidade do projeto.

Tabela 38 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 4 de implementação) para clientes enquadrados na modalidade convencional (parte1)

Informação	Sem Flexibilidade	Implantação 2018	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2019	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2020	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2021	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016
VPL _{estático}	-R\$ 744.598,17								
VPL _e	-R\$ 621.961,89	-R\$ 515.185,43	17,17%	-R\$ 426.326,62	31,45%	-R\$ 352.539,56	43,32%	-R\$ 291.229,61	53,18%
P5 (VAR)	-R\$ 849.501,56	-R\$ 737.698,52	13,16%	-R\$ 638.025,88	24,89%	-R\$ 550.890,27	35,15%	-R\$ 475.766,28	43,99%
P95 (VAG)	-R\$ 251.123,48	-R\$ 145.218,23	42,17%	-R\$ 61.469,52	75,52%	-R\$ 106,43	99,96%	R\$ 48.665,83	119,38%
σ	R\$ 195.863,87	R\$ 195.887,05	0,01%	R\$ 192.423,07	-1,76%	R\$ 186.781,47	-4,64%	R\$ 179.477,97	-8,37%
VPL's < 0	98,75%	97,64%	-1,12%	94,43%	-4,37%	89,59%	-9,28%	82,94%	-16,01%
VPL's > 0	1,25%	2,36%	88,80%	5,57%	345,60%	10,41%	732,80%	17,06%	1264,80%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10	100%	90,00%	-10,00%	80,00%	-20,00%	70,00%	-30,00%	60,00%	-40,00%
QTGT	100%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabela 39 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 4 de implementação) para clientes enquadrados na modalidade convencional (parte2)

Informação	Implantação 2022	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2023	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2024	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2025	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2026	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016
VPL _{estático}										
VPL _e	-R\$ 240.297,98	61,36%	-R\$ 198.094,00	68,15%	-R\$ 163.107,48	73,78%	-R\$ 134.088,33	78,44%	-R\$ 109.978,66	82,32%
P5 (VAR)	-R\$ 410.211,05	51,71%	-R\$ 353.933,44	58,34%	-R\$ 305.560,39	64,03%	-R\$ 263.384,41	69,00%	-R\$ 227.216,36	73,25%
P95 (VAG)	R\$ 84.562,02	133,67%	R\$ 105.016,23	141,82%	R\$ 120.848,42	148,12%	R\$ 132.263,01	152,67%	R\$ 140.054,69	155,77%
σ	R\$ 171.358,38	-12,51%	R\$ 162.477,26	-17,05%	R\$ 153.318,92	-21,72%	R\$ 144.260,60	-26,35%	R\$ 135.444,58	-30,85%
VPL's < 0	74,89%	-24,16%	66,27%	-32,89%	58,13%	-41,13%	50,20%	-49,16%	43,34%	-56,11%
VPL's > 0	25,11%	1908,80%	33,73%	2598,40%	41,87%	3249,60%	49,80%	3884,00%	56,66%	4432,80%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10	50,00%	-50,00%	40,00%	-60,00%	30,00%	-70,00%	20,00%	-80,00%	10,00%	-90,00%
QTGT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabela 40– Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 4 de implementação) para clientes enquadrados nas modalidades azul/verde (parte1)

Informação	Sem Flexibilidade	Implantação 2018	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2019	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2020	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2021	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016
VPL _{estático}	-R\$ 655.935,23								
VPL _e	-R\$ 474.203,12	-R\$ 360.282,74	24,02%	-R\$ 266.616,75	43,78%	-R\$ 189.891,17	59,96%	-R\$ 127.236,10	73,17%
P5 (VAR)	-R\$ 674.474,91	-R\$ 562.206,87	16,65%	-R\$ 468.733,92	30,50%	-R\$ 390.781,65	42,06%	-R\$ 324.807,97	51,84%
P95 (VAG)	-R\$ 207.127,67	-R\$ 85.915,33	58,52%	R\$ 12.918,52	106,24%	R\$ 92.083,70	144,46%	R\$ 153.969,07	174,34%
σ	R\$ 144.476,37	R\$ 147.760,00	2,27%	R\$ 149.227,18	3,29%	R\$ 149.221,67	3,28%	R\$ 148.144,86	2,54%
VPL's < 0	99,51%	97,85%	-1,67%	94,43%	-5,11%	89,59%	-9,97%	82,94%	-16,65%
VPL's > 0	0,49%	2,15%	338,78%	5,57%	1036,73%	10,41%	2024,49%	17,06%	3381,63%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10	100%	90,00%	-10,00%	80,00%	-20,00%	70,00%	-30,00%	60,00%	-40,00%
QTGT	100%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabela 41 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 4 de implementação) para clientes enquadrados nas modalidades azul/verde (parte 2)

Informação	Implantação 2022	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2023	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2024	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2025	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016	Implantação 2026	Ganho/Perda em relação à implementação no início de 2016
VPL _{estático}										
VPL _e	-R\$ 76.348,41	83,90%	-R\$ 35.287,72	92,56%	-R\$ 2.333,54	99,51%	R\$ 23.818,09	105,02%	R\$ 44.391,09	109,36%
P5 (VAR)	-R\$ 268.610,63	60,17%	-R\$ 222.192,88	67,06%	-R\$ 183.327,82	72,82%	-R\$ 149.690,89	77,81%	-R\$ 122.005,32	81,91%
P95 (VAG)	R\$ 202.992,91	198,00%	R\$ 240.135,59	215,94%	R\$ 267.209,93	229,01%	R\$ 285.453,87	237,82%	R\$ 303.681,91	246,62%
σ	R\$ 146.236,48	1,22%	R\$ 143.654,27	-0,57%	R\$ 140.552,31	-2,72%	R\$ 137.029,12	-5,15%	R\$ 133.246,53	-7,77%
VPL's < 0	74,89%	-24,74%	66,27%	-33,40%	58,13%	-41,58%	50,20%	-49,55%	43,34%	-56,45%
VPL's > 0	25,11%	5024,49%	33,73%	6783,67%	41,87%	8444,90%	49,80%	10063,27%	56,66%	11463,27%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10	50,00%	-50,00%	40,00%	-60,00%	30,00%	-70,00%	20,00%	-80,00%	10,00%	-90,00%
QTGT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

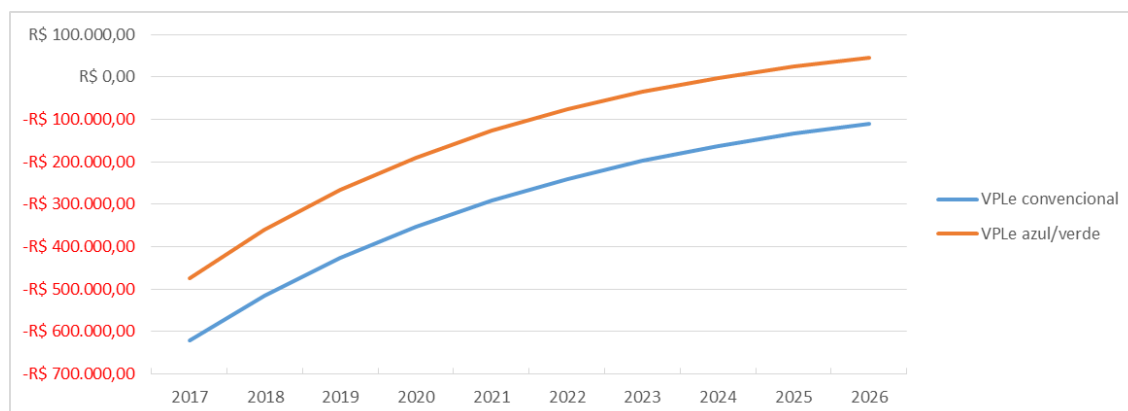


Figura 24 – Evolução comparativa do VPL para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde

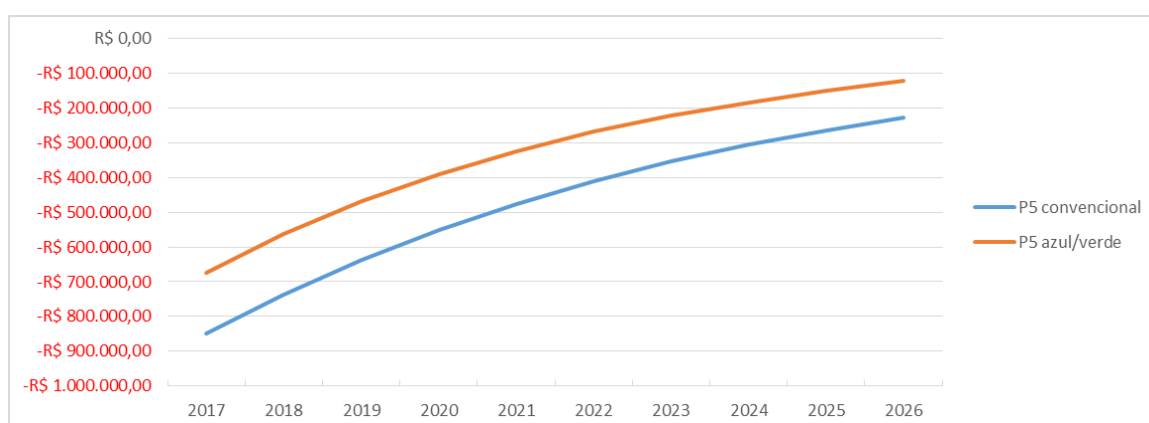


Figura 25 – Evolução comparativa do P5 para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde

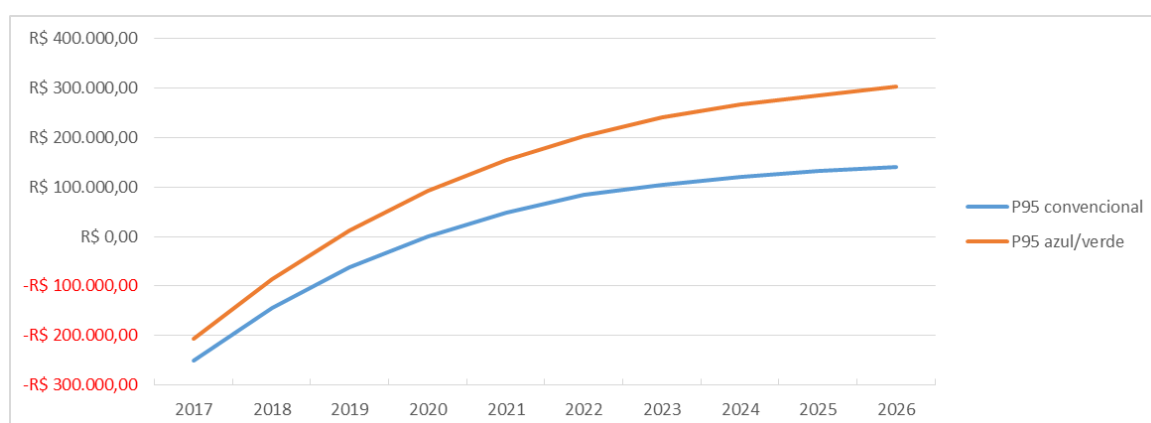


Figura 26 – Evolução comparativa do P95 para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde

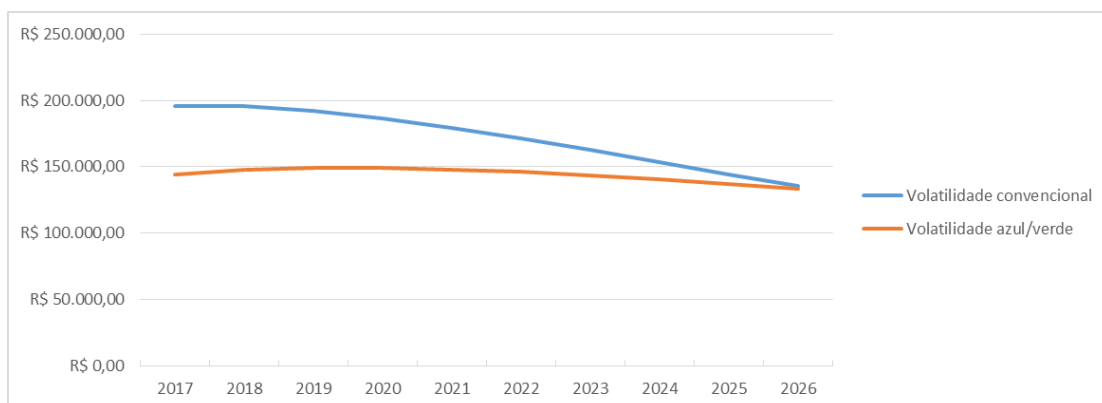


Figura 27 – Evolução comparativa da volatilidade para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde

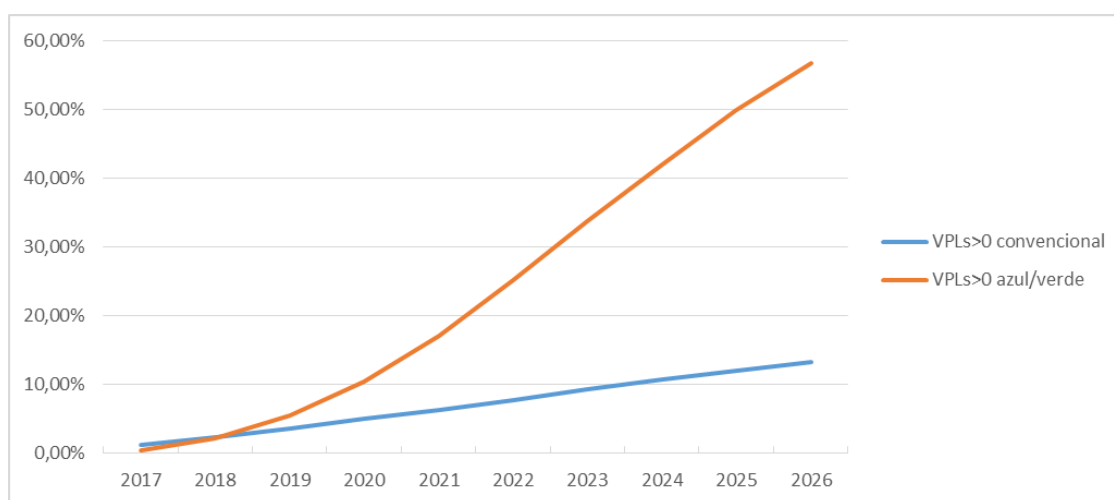


Figura 28 – Evolução comparativa da porcentagem de VPLs positivos para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde

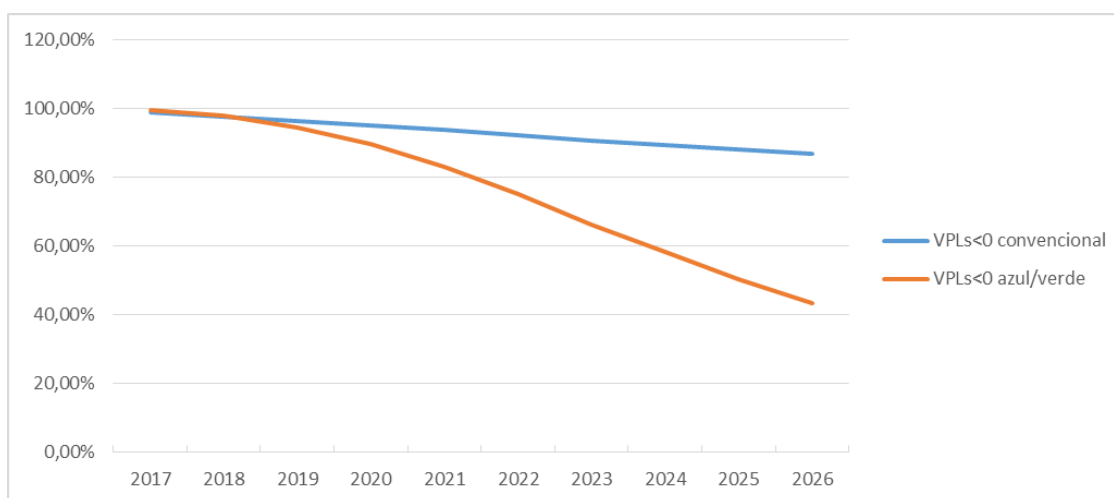


Figura 29 – Evolução comparativa da porcentagem de VPLs negativos para implementação utilizando a estratégia 4 para clientes das modalidades convencional e azul/verde

Interessante observar nas figuras 22 e 23, que para os clientes das modalidades azul e verde, 2021 é um ponto onde a partir do qual as porcentagens de valores positivo de VPLs passam a crescer aparentemente de forma linear, e as porcentagens de VPLs negativos passam a decrescer reciprocamente de forma linear.

Procede-se agora à análise da influência das decisões gerenciais na implementação utilizando-se a estratégia 2, ou seja, decidindo-se ao início de cada ano, indo do início de 2017 ao início de 2026, pela implementação ou não de módulos de 7,5kWp. Deve-se lembrar inicialmente, que durante a etapa 3, foram estabelecidos patamares de tarifa de energia de modo que houvesse níveis mínimos de execução do projeto para 95% dos cenários. Esses patamares eram amarrados ao patamar do período anterior através de uma taxa mínima de crescimento ou de uma taxa máxima de redução. Para cada modalidade foram definidos patamares que atendiam a cada um dos três objetivos, a saber:

- Objetivo 3 - foram escolhidos patamares mínimos onde pelo menos sete painéis fossem executados no projeto;
- Objetivo 2 - foram escolhidos patamares mínimos onde pelo menos cinco painéis fossem executados no projeto;
- Objetivo 1 - foram escolhidos patamares mínimos onde pelo menos 1 painel fosse executado no projeto.

As tabelas 54 e 55 trazem o quadro comparativo entre os ganhos obtidos, e as perdas em geração, para clientes das modalidades convencional e azul/verde.

Para os três objetivos estabelecidos, e para as duas modalidades tarifárias, observa-se que o protelamento do investimento propicia benefícios financeiros percentualmente superiores ao percentual de capacidade de geração sacrificada. As figuras 18 e 19 trazem a comparação entre o benefício financeiro do protelamento e o ônus da perda da capacidade e geração nos primeiros dez anos e ao longo de todo ciclo de vida do projeto. Atentar que os QTG_{10e} e $QTGT_e$ foram plotados com sinal invertido para que se pudesse observar esse efeito, e praticamente as retas se sobrepõem. Observar também que o objetivo 3 traz a menor perda de capacidade de geração, em troca de um menor benefício financeiro, quando comparados ao investimento inflexível diluído ao longo de 10 anos.

Tabela 42 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 2 de implementação) para clientes enquadrados na modalidade convencional

Informação	Sem Flexibilidade	Objetivo 3	Variação do objetivo 3 x sem flexibilidade	Objetivo 2	Variação do objetivo 2 x sem flexibilidade	Objetivo 1	Variação do objetivo 1 x sem flexibilidade
VPL _{Estático}	-R\$ 402.489,93						
VPL _e	-R\$ 325.536,67	-R\$ 265.232,79	18,52%	-R\$ 209.946,03	35,51%	-R\$ 72.347,81	77,78%
P5 (VAR)	-R\$ 499.265,28	-R\$ 406.066,06	18,67%	-R\$ 332.792,14	33,34%	-R\$ 159.889,28	67,98%
P95 (VAG)	-R\$ 4.914,45	-R\$ 5.345,03	-8,76%	-R\$ 5.910,86	-20,28%	R\$ 3.439,24	169,98%
σ	R\$ 169.339,46	R\$ 141.523,76	-16,43%	R\$ 120.804,21	-28,66%	R\$ 67.326,06	-60,24%
VPL's < 0	95,20%	95,23%	0,03%	95,20%	0,00%	89,91%	-5,56%
VPL's > 0	4,80%	4,77%	-0,63%	4,80%	0,00%	5,08%	5,83%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	5,01%	5,01%
QTG10	55%						
QTGT	100%						
QTG10 _e	55%	46,73%	-15,04%	38,36%	-30,25%	15,11%	-72,53%
QTGT _e	100%	85,02%	-14,98%	69,76%	-30,24%	27,45%	-72,55%
QTG10 _{5º}	55%	34,00%	-38,18%	23,00%	-58,18%	3,00%	-94,55%
QTGT _{5º}	100%	70,00%	-30,00%	50,00%	-50,00%	10,00%	-90,00%

Tabela 43 – Comparativo entre modelo considerando incerteza x modelo considerando incerteza e flexibilidade (estratégia 2 de implementação) para clientes enquadrados nas modalidades azul/verde

Informação	Sem Flexibilidade	Objetivo 3	Variação do objetivo 3 x sem flexibilidade	Objetivo 2	Variação do objetivo 2 x sem flexibilidade	Objetivo 1	Variação do objetivo 1 x sem flexibilidade
VPL _{Estático}	-R\$ 302.799,64						
VPL _e	-R\$ 166.654,75	-R\$ 131.736,11	20,95%	-R\$ 101.945,66	38,83%	-R\$ 30.615,83	81,63%
P5 (VAR)	-R\$ 356.015,17	-R\$ 271.967,91	23,61%	-R\$ 217.599,59	38,88%	-R\$ 96.324,99	72,94%
P95 (VAG)	R\$ 105.300,67	R\$ 98.849,09	-6,13%	R\$ 89.444,57	-15,06%	R\$ 50.858,85	-51,70%
σ	R\$ 142.465,34	R\$ 117.043,92	-17,84%	R\$ 97.788,17	-31,36%	R\$ 49.073,19	-65,55%
VPL's < 0	88,33%	88,18%	-0,17%	87,90%	-0,49%	79,93%	-9,51%
VPL's > 0	11,67%	11,82%	1,29%	12,10%	3,68%	15,08%	29,22%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,99%	4,99%
QTG10	55%		-100,00%		-100,00%		-100,00%
QTGT	100%		-100,00%		-100,00%		-100,00%
QTG10 _e	55%	46,73%	-15,04%	38,46%	-30,07%	15,11%	-72,53%
QTGT _e	100%	85,02%	-14,98%	69,84%	-30,16%	27,45%	-72,55%
QTG10 _{5º}	55%	34,00%	-38,18%	23,00%	-58,18%	3,00%	-94,55%
QTGT _{5º}	100%	70,00%	-30,00%	50,00%	-50,00%	10,00%	-90,00%

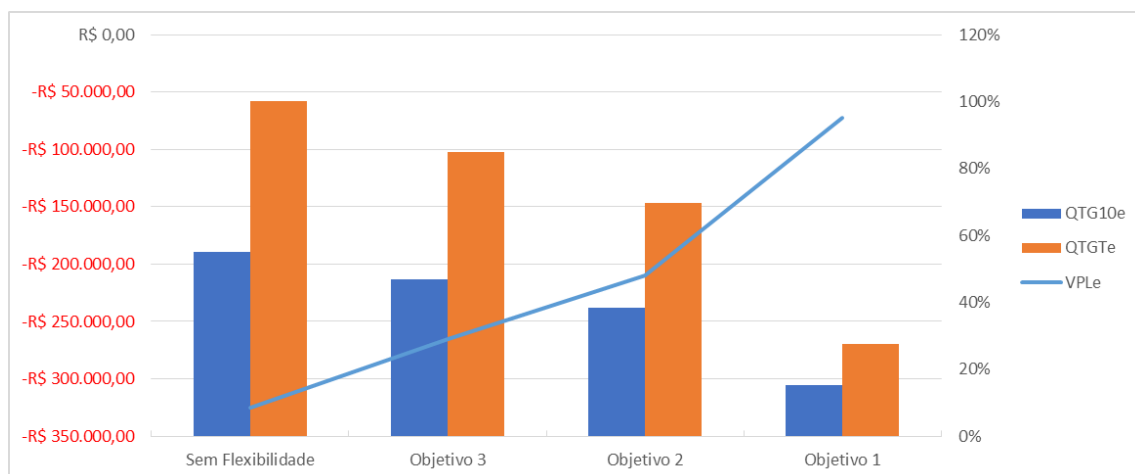


Figura 30–Evolução dos ganhos de VPL e das perdas de QTG10e e QTGTe, comparados à implementação diluída sem flexibilidade ao longo de dez anos, para clientes da modalidade convencional

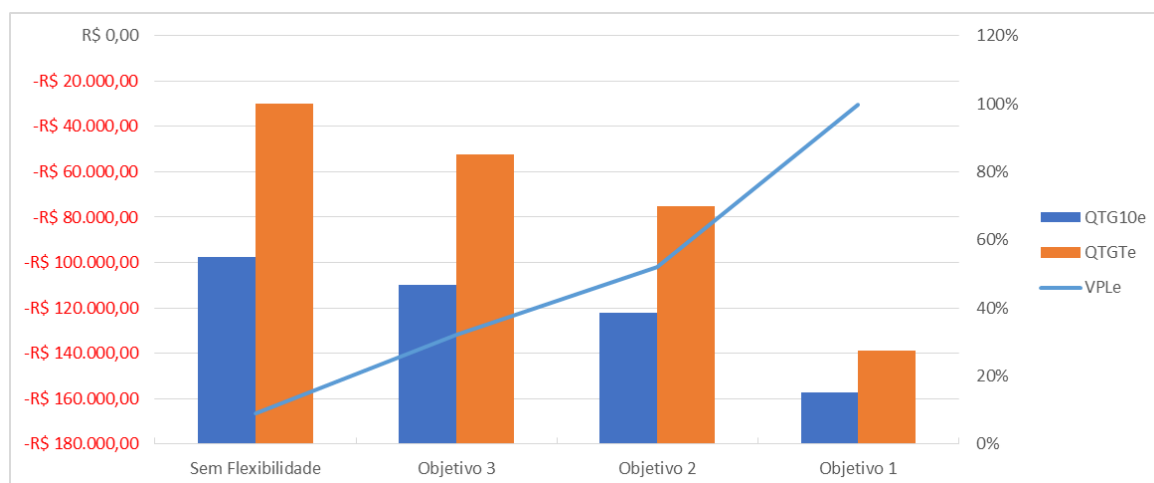


Figura 31 – Evolução dos ganhos de VPL e das perdas de QTG10e e QTGTe, comparados à implementação diluída sem flexibilidade ao longo de dez anos, para clientes das modalidades azul/verde

5. Uma sugestão de estratégia híbrida

Até agora foram apresentadas apenas quatro estratégias de implementação, sendo apenas duas delas com flexibilidade. E até aqui, dois comportamentos parecem patentes ao tipo de investimento estudado:

- Quanto mais ao futuro são implementados os módulos, sem que haja a necessidade de um patamar mínimo de tarifa de eletricidade, maiores os retornos financeiros, porém, ao custo de menores capacidades de geração nos primeiros dez anos. Outra característica também extraída dessa análise de implementação é a tendência de encolhimento dos benefícios financeiros à medida em que se protela o investimento, ou seja, o benefício recebido ao se adiar a implementação de 2020 para 2021, por exemplo, é muito maior do que o adiamento de uma implementação de 2024 para 2025;
- Já quando a implementação é diluída, e considera aumentos mínimos do tarifa de energia de um ano em relação ao outro, a exigência de maiores aumentos de preços implica em maiores retornos financeiros (o que não foi nenhuma novidade, pois a necessidade de maiores aumentos anuais, implica em investimento quando o preço da energia elétrica se encontra em patamares superiores, e em virtude do aproveitamento de cenários mais favoráveis, e do não investimento em cenários desfavoráveis), também ao custo do sacrifício de capacidade de geração, porém, não só durante os dez primeiros anos, como também, durante toda a vida útil do projeto.

Então em suma, quanto mais ao futuro, melhores os retornos, e de forma geral, como a implementação em qualquer um dos dez anos, de um ou dez módulos gera prejuízo, via de regra, quanto menos se investe, melhor. Porém, qual a forma mais inteligente de se reduzir o investimento? Passa-se agora a trabalhar de forma diferente. A partir de agora, além de se buscar o melhor retorno financeiro, serão analisadas algumas estratégias que busquem garantir uma capacidade de geração mínima de energia nos dez primeiros anos de investimento, ou seja, o QTG10 precisará atender a um patamar mínimo. Para esse estudo serão utilizados dois

valores de mínimos de QTG10, 40% e 50% (lembre-se que 40% de QTG10, equivale a 40% da energia que seria gerada nos primeiros dez anos de empreendimento, caso fosse instalado um módulo de 75 kWp no início de 2017). Esses valores de QTG10 foram escolhidos devido ao fato observado nas simulações anteriores de que, independentemente da forma de investimento escolhido, a maioria dos resultados consiste de VPLs negativos. Ou seja, para tentar se aprimorar os resultados do investimento (ou torna-los menos piores, pelo menos), opta-se por investir menos do que se pretendia inicialmente, e apenas em determinadas condições onde a conjuntura seja menos desfavorável.

Não houvessem tantos resultados ruins, ou a distribuição de resultados fosse majoritariamente composta de VPLs positivos, o QTG10 poderia ser arbitrado em um valor percentual maior.

Para o estudo dessas estratégias, por vezes serão instalados alguns módulos em blocos, ou seja, ao invés de se instalar apenas 7,5 kWp ou 75 kWp, por vezes será utilizada a instalação de 22,5 kWp (3 módulos de 7,5 kWp), 37,5 kWp (5 módulos de 7,5 kWp) ou 52,5 kWp (7 módulos de 7,5 kWp). Por simplicidade, para a presente análise, a economia de escala será tratada como sendo um percentual da diferença entre a economia feita da instalação de um módulo de 75 kWp e 10 módulos de 7,5 kWp. O percentual dessa economia será o número de módulos de 7,5 kWp instalados simultaneamente multiplicado por 10%. Por exemplo, para a instalação de sete módulos de 7,5 kWp em um dado ano, os custos de manutenção e implementação gozarão de um desconto de 70% da diferença de valor entre a instalação de um módulo de 75 kWp e dez módulos de 7,5 kWp. A mesma lógica valerá para a economia de manutenção.

Serão analisadas abaixo algumas, algumas das possíveis soluções que atendem a esses quesitos de geração mínima

- Método 1 - envolve a instalação módulos de 7,5 kWp do início de 2017 até o início de 2026, com decisões anuais, sempre que o custo anual da eletricidade atingir determinado patamar necessário para que no fim tenham sido implementados painéis que garantam um QTG10 médio de 40% (e 50% para a segunda simulação em cada modalidade);
- Método 2 - consiste da instalação de sete módulos de 7,5 kWp no início de 2021 para o QTG10 médio de 42% (e em sete módulos em 2020, na

segunda simulação dessa modalidade, para o QTG10 médio de 49% - a escolha desses valores foi o meio termo: protelar mais com mais módulos, afastaria o QTG10 mais dos outros métodos e adiantar o investimento com menos módulos piorou o resultado do investimento durante as tentativas);

- Método 3 - híbrido, e envolve a instalação inflexível de três módulos de 7,5 kWp em 2022, e a instalação nos anos de 2017 a 2021 de módulos de 7,5 kWp apenas caso fossem atingidos certos patamares de tarifa de energia;
- Método 4 - seriam três módulos de 7,5 kWp no início de 2024, e a instalação nos anos de 2017 a 2023 de módulos de 7,5 kWp apenas caso fossem atingidos certos patamares de tarifa de energia.
- Métodos 5 e 6 - soluções seriam variações dos métodos 3 e 4, porém, ao invés de três módulos, seriam implementados cinco módulos inflexível e simultaneamente nos anos de 2022 (método 5) e 2024 (método 6).

Para os métodos 3 a 6, o patamar de tarifa de energia que permite o investimento foi calibrado de modo que se obtivessem QTG10 médios de 40%, e a seguir de 50% (segunda simulação) para ambas as modalidades. Para a modalidade convencional, os resultados da primeira simulação estão na tabela 56 e os da segunda na tabela 57. Para as modalidades azul/verde, os resultados da primeira simulação estão na tabela 58 e os da segunda na tabela 59.

Tabela 44 – Comparativo entre métodos híbridos para clientes das modalidade convencional com QTG10e de 40%

	Método 1	Método 2	Método 3	Método 4	Método 5	Método 6
Informação	Implementação diluída em dez anos	Implementação de sete módulos em 2021	Implementação 3 de 7,5 kWp em 2022	Implementação 3 de 7,5 kWp em 2024	Implementação 5 de 7,5 kWp em 2022	Implementação 5 de 7,5 kWp em 2024
VPL _e	-R\$ 220.495,03	-R\$208.014,89	-R\$ 210.161,08	-R\$ 214.665,22	-R\$ 200.225,27	-R\$ 212.079,30
P5 (VAR)	-R\$ 346.631,78	-\$337.190,56	-R\$ 332.167,00	-R\$ 345.734,76	-R\$ 333.305,84	-R\$ 353.009,02
P95 (VAG)	-R\$ 4.216,17	R\$29.911,91	-R\$ 24.473,03	R\$ 1.019,46	R\$ 6.471,88	R\$ 29.836,90
Σ	R\$ 124.788,70	R\$ 125.645,52	R\$ 108.666,43	R\$ 125.182,14	R\$ 120.997,44	R\$ 141.393,32
VPL's < 0	95,18%	93,80%	95,98%	94,92%	94,76%	94,02%
VPL's > 0	4,82%	6,20%	4,02%	5,08%	5,24%	5,98%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10 _e	39,99%	42,00%	39,99%	40,00%	40,05%	39,98%
QTGT _e	72,78%	70,00%	61,23%	74,25%	68,81%	85,66%
QTG10 _{5º}	25,00%	42,00%	24,00%	24,00%	25,00%	24,00%
QTGT _{5º}	50,00%	70,00%	40,00%	50,00%	50,00%	60,00%
	92,73%		99,45%	98,96%	114,37%	106,47%

Tabela 45 – Comparativo entre métodos híbridos para clientes das modalidade convencional com QTG10e de 50%

	Método 1	Método 2	Método 3	Método 4	Método 5	Método 6
Informação	Implementação diluída em dez anos	Implementação de sete módulos em 2020	Implementação 3 de 7,5 kWp em 2022	Implementação 3 de 7,5 kWp em 2024	Implementação 5 de 7,5 kWp em 2022	Implementação 5 de 7,5 kWp em 2024
VPL _e	-R\$ 288.155,92	-R\$251.635,02	-R\$ 274.385,43	-R\$ 277.342,85	-R\$ 258.519,65	-R\$ 271.763,70
P5 (VAR)	-R\$ 438.578,74	-R\$390.480,51	-R\$ 410.314,36	-R\$ 424.076,65	-R\$ 404.583,73	-R\$ 430.321,96
P95 (VAG)	-R\$ 4.747,42	-R\$4.931,83	-R\$ 35.064,25	-R\$ 3.904,55	-R\$ 8.560,07	R\$ 23.432,02
Σ	R\$ 151.018,39	R\$133.114,74	R\$ 129.376,85	R\$ 147.486,52	R\$ 139.637,17	R\$ 162.113,08
VPL's < 0	95,20%	95,19%	96,08%	95,13%	95,24%	94,36%
VPL's > 0	4,80%	4,81%	3,92%	4,87%	4,76%	5,64%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10 _e	50,01%	49,00%	50,00%	49,99%	49,93%	49,91%
QTGT _e	90,90%	70,00%	73,76%	88,55%	81,15%	99,83%
QTG10 _{5º}	39,00%	49,00%	38,00%	37,00%	34,00%	35,00%
QTGT _{5º}	70,00%	70,00%	60,00%	70,00%	60,00%	80,00%
	75,72%		80,10	84,01%	99,54%	93,67%

Tabela 46 – Comparativo entre métodos híbridos para clientes das modalidades azul/verde com QTG10e de 40%

	Método 1	Método 2	Método 3	Método 4	Método 5	Método 6
Informação	Implementação diluída em dez anos	Implementação de sete módulos em 2021	Implementação 3 de 7,5 kWp em 2022	Implementação 3 de 7,5 kWp em 2024	Implementação 5 de 7,5 kWp em 2022	Implementação 5 de 7,5 kWp em 2024
VPL _e	-R\$ 107.311,75	-R\$ 93.219,43	-R\$ 114.614,92	-R\$ 98.603,43	-R\$ 91.314,55	-R\$ 77.901,13
P5 (VAR)	-R\$ 226.135,69	-R\$ 231.519,74	-R\$ 224.527,72	-R\$ 223.222,95	-R\$ 212.700,03	-R\$ 219.748,25
P95 (VAG)	R\$ 91.149,26	R\$ 103.624,19	R\$ 44.375,74	R\$ 95.722,27	R\$ 88.445,80	R\$ 144.202,74
σ	R\$ 101.031,92	R\$ 103.701,40	R\$ 84.389,81	R\$ 101.481,28	R\$ 95.284,90	R\$ 117.009,76
VPL's < 0	88,05%	83,66%	91,35%	86,78%	86,38%	81,38%
VPL's > 0	11,95%	16,34%	8,65%	13,22%	13,62%	18,62%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10 _e	39,99%	42,00%	40,00%	39,97%	39,99%	39,93%
QTGT _e	72,62%	70,00%	61,25%	74,25%	68,75%	85,62%
QTG10 _{5º}	24,00%	42,00%	24,00%	24,00%	25,00%	24,00%
QTGT _{5º}	50,00%	70,00%	40,00%	50,00%	50,00%	60,00%
	104,34%		108,02%	107,78%	116,13%	111,78%

Tabela 47 – Comparativo entre métodos híbridos para clientes das modalidades azul/verde com QTG10e de 50%

	Método 1	Método 2	Método 3	Método 4	Método 5	Método 6
Informação	Implementação diluída em dez anos	Implementação de sete módulos em 2020	Implementação 3 de 7,5 kWp em 2022	Implementação 3 de 7,5 kWp em 2024	Implementação 5 de 7,5 kWp em 2022	Implementação 5 de 7,5 kWp em 2024
VPL _e	-R\$ 144.384,90	-R\$137.781,15	-R\$ 157.499,47	-R\$ 137.312,52	-R\$ 130.622,85	-R\$ 114.683,88
P5 (VAR)	-R\$ 297.145,45	-R\$278.404,48	-R\$ 287.879,68	-R\$ 285.429,18	-R\$ 270.538,06	-R\$ 276.042,44
P95 (VAG)	R\$ 100.981,73	R\$ 59.601,26	R\$ 40.801,65	R\$ 100.289,12	R\$ 83.091,26	R\$ 149.724,99
σ	R\$ 125.433,98	R\$ 104.455,17	R\$ 102.655,94	R\$ 121.175,22	R\$ 111.552,26	R\$ 135.823,66
VPL's < 0	88,25%	90,11%	92,44%	88,12%	88,93%	84,00%
VPL's > 0	11,75%	9,89%	7,56%	11,88%	11,07%	16,00%
VPL's = 0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
QTG10 _e	49,96%	49,00%	49,98%	49,98%	50,01%	49,97%
QTGT _e	90,78%	70,00%	73,72%	88,54%	81,27%	99,94%
QTG10 ₅₀	39,00%	49,00%	38,00%	37,00%	34,00%	35,00%
QTGT ₅₀	70,00%	70,00%	60,00%	70,00%	60,00%	80,00%
	95,07%		97,38%	99,52%	108,00%	104,88%

O leitor neste momento pode estar se perguntado: E por que alguém recorreria a uma estratégia dessas? Primeiramente, salienta-se que praticamente a totalidade dos resultados da aplicação das estratégias de implementação apresentados até aqui continham valores financeiros negativos de projeto. Então, deveria qualquer gestor que visasse a maximização da riqueza dos *stakeholders* de seu negócio, recusá-los de pronto. A consideração meramente do critério retorno financeiro é válido para projetos sem foco em sustentabilidade. Nessa área específica, considerar opções que, embora não sejam financeiramente atrativas, tragam benefícios ambientais e sociais, é um dever dos gestores.

Ainda mais se considerarmos que determinados setores industriais são os maiores consumidores de recursos naturais do planeta, nada mais lógico que abram mão de parte de suas margens em prol de melhores condições sócio-ambientais. Porém mesmo para abrir mão da margem financeira, obviamente existem formas ruins e formas menos ruins. E é exatamente por isso que o autor chama a atenção dos leitores, para que observem que esse trabalho é um trabalho que visa o estudo da eficiência de implementação, pois como posto na análise de sensibilidade, dentro dos intervalos estabelecidos, nenhuma interferência seria capaz de mudar o quadro de não lucratividade desses empreendimentos no presente.

Com isso, tem-se que o estudo de variadas formas de implementação desse tipo de empreendimento tem sua valia tanto na conjuntura atual, quanto em conjunturas futuras de barateamento de tecnologia ou de aumento de tarifas de energia, ou seja, de reversão do resultado de investimentos (pois mesmo em um cenário de resultados positivos, seria possível a previsão estatística de resultados melhorados baseando-se as decisões em previsões estatísticas).

A rigor, se o problema fosse simplesmente de maximização de retornos financeiros, seria de certa forma muito mais fácil a comparação, porque não seria levada em conta a capacidade de geração ao longo de vida do projeto. Com o estabelecimento do QTG10 médio mínimo surge a possibilidade da comparação de estratégias que apresentem a mesma capacidade de geração ao longo do seu ciclo de vida. Observando as Tabela 56 a 57, vemos que, por exemplo, a diferença entre o maior e o menor retorno financeiro para projetos da modalidade convencional, com QTG10 médio mínimo de 40% pode chegar a 9,19%, e a 12,67% para o

QTGT10 médio mínimo de 50%. A situação não é muito diferente nas modalidades azul/verde, onde as diferenças ficam em 32,03% para um QTG10 de 40% e em 27,18% para um QTG10 de 50%.

Algumas observações interessantes sobre esses resultados. Para os dois grupos de modalidades tarifárias, o convencional e o azul/verde, tanto para o QTG10 médio mínimo de 40% como de 50%, foi possível a obtenção de melhores resultados utilizando-se estratégias híbridas apresentadas até aqui (exceção foi para a modalidade convencional, QTG10 de 50%, onde o método 2 proporcionou o melhor VPL médio). Isso mostra que é possível melhorar as estratégias discutidas e analisadas até o capítulo 5 desse trabalho. Outro ponto interessante é que embora alguns métodos apresentados nesse capítulo apresentem um VPL médio superior aos encontrados nos capítulos anteriores, em alguns casos discutidos aqui no capítulo 5, os valores médios de QTG_{10e} e $QTGT_e$ nem sempre foram superiores. Por exemplo, para clientes da modalidade convencional, com QTG10 médio mínimo estabelecido como 40%, quando se compara o método 5 e o método 6 com o método 1, percebe-se que embora os retornos dos métodos 5 e 6 sejam superiores ao valor exibido pelo método apresentado no capítulo anterior (método 1), o QTGT do método 5 é ligeiramente inferior ao QTGT do método 1, enquanto que o QTGT do método 6 é ligeiramente superior ao QTGT do método 1. Isso traz uma segunda observação a respeito das novas estratégias propostas: além da possibilidade delas melhorarem os retornos financeiros em relação às sugeridas anteriormente, elas também podem afetar positiva ou negativamente as taxas de execução. E não é só a taxa de execução que pode ser melhorada ou piorada. Também foi mostrado que para diferentes modalidades e diferentes níveis de QTG10, o valor da volatilidade (ou desvio padrão) das distribuições de VPL também foi sensivelmente alterado.

Não obstante, o método que apresentou o maior VPL médio, menor volatilidade, maior P5, menor 95 também dependeu da modalidade e do QTG10 considerados. Por exemplo, para um QTG10 de 40%, considerando-se a modalidade convencional, o melhor método encontrado foi o método 5, enquanto que o melhor método para os clientes das modalidades azul/verde supondo o mesmo QTG10 foi o método 6. Isso implica que a correta modelagem da evolução do valor da tarifa é de suma importância, pois altera os resultados da gestão.

Chama-se a atenção do leitor aqui ainda, para o fato de que na implementação usando o método 5, para clientes da modalidade azul/verde, considerando um QTG10 médio mínimo de 40%, a implementação dos demais módulos prescinde do fato de que a energia aumente 16,13% de um ano para o outro, o que pode ser pouco observável na prática. Contudo, a presente análise não diz que esse aumento garante que o retorno do investimento será o prescrito, e sim, que estabelecido o critério mencionado, a média dos possíveis resultados de acordo com a modelagem baseada em dados históricos produzirá os respectivos valores de VPL médio e de quinto percentil descritos na tabela de resultados. Esses resultados são aparentemente lógicos porque apesar do aumento requerido de tarifa ser relativamente alto, o número de anos em que ele precisa ocorrer *versus* o número de anos em que ele pode ocorrer não é grande, se considerado, por exemplo, que um QTGT médio de 68,75% equivale a implementação de aproximadamente 7 módulos no total, o que tirando os cinco módulos de 2024, deixa apenas dois módulos a serem implementados nos outros sete anos.

6. Conclusões

Quando se avalia um projeto, seja ele de qualquer área, tem-se em mãos uma árdua tarefa. É muito difícil precificar-se determinados benefícios ou malefícios, como aqueles proporcionados pelas incertezas e pelas decisões no mundo real. O trabalho concluído nesse momento, como toda tarefa de experimentação, foi uma tarefa que envolveu inúmeras tentativas e erros.

Entretanto, espera o autor que tenha ficado patente ao longo dos capítulos dessa obra, o valor das decisões de projeto, decisões essas, tomadas no início e ao longo do projeto. Um desdobramento, embora não intencional, ocorreu por conta da utilização de duas (3 na verdade, porém aglutinadas em dois grupos) categorias (ou modalidades) tarifárias. Os resultados depõem, que dois movimentos brownianos geométricos de parâmetros razoavelmente distintos (lembremo-nos que o movimento do custo para clientes da modalidade azul possuía maior taxa de crescimento, ou *drift rate*, e uma menor taxa de volatilidade) proporcionam valores de flexibilidade distintos, conforme pode ser observado no capítulo 6, onde as mesmas decisões implicavam em resultados melhores para os clientes de uma modalidade, mas não para outra.

Para vermos um apanhado do valor gerencial acrescido ao projeto, tomemos como exemplo, o projeto para clientes da modalidade convencional. Um projeto para esses clientes, de 75 kWp, desconsiderando incertezas, ficou por -R\$ 744.598,17. Esse valor melhorou imediatamente, quando foi proposto que o investimento fosse diluído em dez anos, de forma inflexível, indo parar em -R\$ 402.489,93. Quando foi considerada a incerteza da tarifa de energia, o valor desses projetos saltou para -R\$ 325.536,67 e -R\$ 621.961,89, respectivamente, o que por si, já foi uma melhora considerável. Depois veio a flexibilidade, para acrescentar mais valor que não estava sendo percebido, jogando os investimentos em seus melhores resultados, para -R\$ 72.347,81 e -R\$ 109.978,66. Porém, apesar dessa melhora colossal, houve uma derrocada das capacidades de geração, tanto total, quando nos dez primeiros anos de serviço. A partir daí surgem as estratégias híbridas, e passa-se a adotar como critério mínimo além do melhor retorno, a melhor taxa de execução. Com isso chega-se, por exemplo, ao método 6 com

QTG10 médio mínimo de 50%, ao valor de -R\$ 271.763,70, com a implantação de 75 kWp para mais de 95% dos cenários e capacidade de geração nos primeiros dez anos praticamente equivalente à da estratégia que teve como resultado -R\$ 325.536,67 – uma melhora de quase 20% obtida apenas através da tomada de decisões. Também poderia o gestor abrir mão de um pouco da geração, em troca de um benefício, maior do que aquele obtido pela simples redução arbitrária do investimento. Por exemplo, caso optasse pelo método 5 com QTG10 mínimo de 40%, o valor do projeto seria de -R\$ 200.225,27. Caso a redução fosse feita utilizando-se o método diluído com flexibilidade proposto no item 4.3, objetivo 2, um projeto de mesmo QTG10 e QTGT teria o valor de -R\$ 209.946,03, com a mesma volatilidade, uma redução de perdas de quase 5%.

Caso fosse adotada a flexibilidade não diluída, também proposta no item 4.3, com a implementação de 75 kWp em 2023, embora o empreendimento possuísse QTG10 muito superior a estratégia híbrida, VPL médio de -R\$ 198.094,00 (cerca de 1% melhor do que a estratégia híbrida analisada ao longo desse parágrafo), haveria uma piora na volatilidade do empreendimento de quase 30%, indo de R\$ 120.997,44 (método 5) para R\$ 162.477,26 (protela não diluída).

A flexibilidade trazida ao investimento, quando considerado como cenário base a implementação de dez módulos independentes de 7,5 kWp (que foi mostrado como sendo um melhor ponto de partida), trouxe um incremento no valor do investimento de R\$ 53.772,97 (de -R\$ 325.536,67 para -R\$ 271.763,70). Tanto melhor o resultado quando considera-se abrir mão de parte da capacidade de geração, havendo um incremento de R\$ 125.311,40 (de -R\$325.536,67 para -R\$ 200.225,27). Incrementos importantíssimos que não poderiam ser desconsiderados durante a investigação de opções de investimento.

Mais do que a proposição de estratégias de implementação, a presente obra intentou realçar as diferenças de retornos, tanto financeiros, quanto energéticos, de projetos na área de energia fotovoltaica, consequentes de diferentes caminhos seguidos pelo gestor.

Fugiu do escopo da obra tratar ou desenvolver a solução definitiva de implementação ótima de sistemas de painéis fotovoltaicos. Até porque, como observado, a solução definitiva, o retorno de cada método, de cada estratégia, dependeu bastante da modelagem da incerteza, e poderia estar presente em um

dos milhares caminhos de decisão que não foram considerados nesta obra. Conseqüentemente, no mundo real, por mais que se tentassem projetar boas decisões, os resultados dependeriam do quão próxima da realidade a modelagem ficou. O que é claro, ocorre em todo tipo de trabalho de projeção. Ressalta-se ainda que os cálculos para a solução ótima, mesmo que se dispusesse de uma modelagem precisa, envolveriam um esforço intragável de processamento (para o momento da escrita desse trabalho).

Durante a escrita dessa pesquisa, um objeto de imensa preocupação do autor consistiu de da exploração de variadas formas de implementação de um projeto de energia, buscando pontos de otimização. Quando se trabalha com avaliação de ativos, a mudança de um detalhe, por mais simplório que seja, pode acarretar mudanças positivas por um lado, e negativas por outro lado. Não há como criar uma decisão de projeto que proporcione taxa máxima de execução, menor volatilidade, maior VPL médio, enfim, que melhore tudo de positivo no projeto e reduza tudo de negativo, nesse caso. Porém, há como fornecer ao gestor, opções que melhorem o VPL médio, que alterarem os valores de P5 e P95 (*Value at risk* e *Value at gain*), ou melhorarem o nível de volatilidade, e tudo isso, com um nível de execução mínimo pré-estabelecido, e apenas com decisões gerenciais ao longo do projeto, de modo que o gestor possa escolher quais riscos quer assumir, e quais prováveis resultados deseja obter.

Algumas estratégias foram trabalhadas nessas páginas de dissertação, e tantas outras pelo seu fracasso sequer vieram a fazer parte do texto. Porém, como se tratou de uma análise apenas heurística, o autor não vê como esgotadas as possibilidades de flexibilidade. Pesquisas no intuito de encontrar materiais mais baratos para painéis, ou sistemas mais baratos devem sim corroborar para futuras análises similares, porém, não se deve nunca descartar o poder do aprimoramento utilizando recursos disponíveis, no presente caso, a possibilidade de implementações diferenciadas.

E por fim, apesar do foco da presente obra ter sido bem específico, deve-se ter em mente que a metodologia aqui aplicada por ser utilizada para quaisquer projetos nacionais com foco em geração de energia sustentável, desde que sejam feitas pequenas adaptações, principalmente no que tange o valor da tarifa, que varia conforme distribuidora, e os custos de implementação e de operação e

manutenção que podem variar de concessionária para concessionária. E mais do que para esses investimentos, é trata-se de um método com possibilidade de extrapolação para diversas outras áreas de projetos modulares, onde o foco seja a relação ótima entre quantidade implementada (como no caso desse trabalho, quantidade de energia gerada) e investimento necessário.

Referências Bibliográficas

Nº	Título	Classificação Qualis	Idioma
1.	AMPONSAH, N. Y. et al. Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: A review of lifecycle considerations. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014.	A1	Inglês
2.	ANSAR, A. Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. Energy Policy. 2013.	A1	Inglês
3.	ASDRUBALI, F. et al. Life cycle assessment of electricity production from renewable energies: Review and results harmonization. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014.	A1	Inglês
4.	BLACK, F.; SCHOLES, M. The pricing of options and corporate liabilities. Chicago Journals. 1973.	B3	Inglês
5.	BOOMSMA, T. K.; MEADE, N.; FLETEN, S. Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach. European Journal of Operational Research. 2012.	B1	Inglês
6.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). PORTARIA Nº 186, DE 14 DE MAIO DE 1997. Brasília. 1997.	(n.a.)	Português
7.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO Nº 246, DE 03 DE AGOSTO DE 1998. Brasília. 1998.	(n.a.)	Português
8.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO Nº 237, DE 3 DE AGOSTO DE 1999. Brasília. 1999.	(n.a.)	Português

9.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO Nº 319, DE 25 DE AGOSTO DE 2000. Brasília. 2000.	(n.a.)	Português
10.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO Nº 320, DE 6 DE AGOSTO DE 2001. Brasília. 2001.	(n.a.)	Português
11.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO Nº 415, DE 6 DE AGOSTO DE 2002. Brasília. 2002.	(n.a.)	Português
12.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO Nº 390, DE 6 DE AGOSTO DE 2003. Brasília. 2003.	(n.a.)	Português
13.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 191, DE 5 DE AGOSTO DE 2004. Brasília. 2004.	(n.a.)	Português
14.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 162, DE 1º DE AGOSTO DE 2005. Brasília. 2005.	(n.a.)	Português
15.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 363, DE 3 DE AGOSTO DE 2006. Brasília. 2006.	(n.a.)	Português
16.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 528, DE 6 DE AGOSTO DE 2007. Brasília. 2007.	(n.a.)	Português
17.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 686, DE 5 DE AGOSTO DE 2008. Brasília. 2008.	(n.a.)	Português
18.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 860, DE 4 DE AGOSTO DE 2009. Brasília. 2009.	(n.a.)	Português
19.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA	(n.a.)	Português

	Nº 1.039, DE 3 DE AGOSTO DE 2010. Brasília. 2010.		
20.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.184, DE 2 DE AGOSTO DE 2011. Brasília. 2011.	(n.a.)	Português
21.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.326, DE 31 DE JULHO DE 2012. Brasília. 2012.	(n.a.)	Português
22.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.576, DE 30 DE JULHO DE 2013. Brasília. 2013.	(n.a.)	Português
23.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.768, DE 5 DE AGOSTO DE 2014. Brasília. 2014a.	(n.a.)	Português
24.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.928, DE 4 DE AGOSTO DE 2015. Brasília. 2015.	(n.a.)	Português
25.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm >. Acesso em: 2 out. 2014b.	(n.a.)	Português
26.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Cadernos temáticos. Micro e Mini geração Distribuída. Brasília. 2014c.	(n.a.)	Português
27.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição. 2010.	(n.a.)	Português
28.	BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.	(n.a.)	Português

	Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília. 2012.		
29.	BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil. Poder Executivo. Brasília. 2002.	(n.a.)	Português
30.	BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Plano Nacional de Energia 2030. Brasília. 2007.	(n.a.)	Português
31.	Carlsen, A. J.; Strand, J.; Wenstøp, F. Implicit Environmental Costs in Hydroelectric Development: An Analysis of the Norwegian Master Plan for Water Resources. Journal of Environmental Economics and Management. 1993.	A2	Inglês
32.	CARVALHO, R. A. S. Projeto de um sistema fotovoltaico de 2,16 kwp conectado à rede elétrica. Uberlândia. 2012.	(n.a.)	Português
33.	COPELAND, T.; ANTIKAROV, V. Real Options: A practitioner's Guide. 2003	(n.a.)	Inglês
34.	COSTA, C. V. et al. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013.	A1	Inglês
35.	COX, J. C.; ROSS, S. A.; Rubinstein, M. Option Pricing: A Simplified Approach. Journal of financial economics. 1979	A1	Inglês
36.	CUNHA, J.; FERNANDES, B.; FERREIRA, P. The use of real options approach in energy sector investments. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2011.	A1	Inglês
37.	DENG, Y. et al. Valuing flexibilities in the design of urban water management systems. Water Research. 2013.	A1	Inglês
38.	DETERT, N.; KOTANI, K. Real options approach to renewable energy investments in Mongolia. Energy Policy. 2013.	B1	Inglês
39.	DYNER, I.; LARSEN, E.R. From planning to strategy in the electricity industry. Energy Policy. 2001	B1	Inglês

40.	EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2016 (ano base 2015). Rio de Janeiro. 2016.	(n.a.)	Português
41.	FEARNSIDE, P. M.; BARBOSA, R. The Cotingo Dam as a test of Brazil's system for evaluating proposed developments in Amazonia. Environmental Management. 1996.	A2	Inglês
42.	FEARNSIDE, P. M. Social Impacts of Brazil's Tucuruí Dam. Environmental Management. 1999.	A2	Inglês
43.	FEARNSIDE, P. M. Greenhouse Gas Emissions from a Hydroelectric Reservoir (Brazil's Tucuruí Dam) and the Energy Policy Implications. Water, Air, and Soil Pollution. 2000.	A1	Inglês
44.	FEARNSIDE, P. M.; PUEYO, S. Greenhouse-gas emissions from tropical dams. Nature Climate Change. 2012.	A1	Inglês
45.	FEARNSIDE, P. M. Tropical hydropower in the clean development mechanism: Brazil's Santo Antônio Dam as an example of the need for change. Climatic Change. 2015.	A1	Inglês
46.	FENOLIO, L.; MINARDI, A. Applying real options theory to the valuation of small hydropower plants. 2009.	B4	Inglês
47.	FERREIRA, P. et al. Real Options versus Traditional Methods to assess Renewable Energy Projects. Renewable Energy. 2014.	A1	Inglês
48.	HENDRICKSON, T. P.; HORVATH, A.; MADANAT, S. M. Life-Cycle Costs and Emissions of Pareto-Optimal Residential Roof-Mounted Photovoltaic Systems. Journal of Infrastructure Systems. 2013.	A1	Inglês
49.	HERTWICH, et al. Integrated life-cycle assessment of electricity-supply scenarios confirms global environmental benefit of low-carbon technologies. PNAS. 2015.	A1	Inglês
50.	JANG, Y.; LEE, D.; OH, H. Evaluation of new and renewable energy technologies in Korea	B1	Inglês

	using real options. International Journal of Energy Research. 2013.		
51.	KIRAY, V.; SAGBANSUA, L. Barriers in front of solar energy plants in Turkey and investment analysis of solution scenarios-case study on a 10 MW system. 2013.	A2	Inglês
52.	LEE, C. W.; ZHONG, J. Financing and risk management of renewable energy projects with a hybrid bond. 2014.	A1	Inglês
53.	LEE, M.; HONG, T.; KOO, C. An economic impact analysis of state solar incentives for improving financial performance of residential solar photovoltaic systems in the United States. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016.	A1	Inglês
54.	LIN, B.; WESSEH, P. K., Jr. Valuing Chinese feed-in tariffs program for solar power generation: A real options analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013.	A1	Inglês
55.	LONCAR, D. et al. Compound real options valuation of renewable energy projects: The case of a wind farm in Serbia. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017.	A1	Inglês
56.	LONGSTAFF, F. A.; SCHWARTZ, E. S. Valuing American Options by Simulation: A Simple Least-Squares Approach. The Review of Financial Studies. 2001.	A1	Inglês
57.	CARDIN, M.; NEUFVILLE, R.; DAHLGREN, J. Extracting Value from Uncertainty: Proposed Methodology for Engineering Systems Design. In: INCOSE International Symposium. 2007	B4	Inglês
58.	KAHN, J.; FREITAS, C.; PETRERE, M. False Shades of Green: The Case of Brazilian Amazonian Hydropower. Energies. 2004.	A2	Inglês
59.	MONJAS-BARROSO, M.; BALIBREA-INIESTA, J. Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options. Energy Policy. 2013.	A1	Inglês

60.	MUÑOZ, J. I. et al. A decision-making tool for project investments based on realoptions: the case of wind power generation. Annals of Operations Research. 2011.	A1	Inglês
61.	OLSINA, F.; GARCES, F.; HAUBRICH, H. Modeling long-term dynamics of electricity markets. Energy Policy. 2006.	B1	Inglês
62.	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). 2014. Disponível em: http://www.ons.org.br . Acesso em 05/02/2015.	(n.a.)	Português
63.	PGM Suporte em Tecnologia LTDA, ECONOVA Sistemas de Energia LTDA e Núcleo de Pesquisas Eletrônica de Potência (NUPEP) da Universidade Federal de Uberlândia. Projeto e Execução de Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica de Baixa Tensão em Conformidade com a Resolução Normativa 482 da ANEEL. Uberlândia. 2012.	(n.a.)	Português
64.	RENTIZELAS, A.; GEORGAKELLOS, D. Incorporating life cycle external cost in optimization of the electricity generation mix. Energy Policy. 2013.	B2	Inglês
65.	PRINGLES R.; OLSINA F.; GARCÉS F. Designing regulatory frameworks for merchant transmission investments by real options analysis. Energy Policy. 2014.	B2	Inglês
66.	PRINGLES R.; OLSINA F.; GARCÉS F. Real option valuation of power transmission investments by stochastic simulation. Energy economics. 2015.	B1	Inglês
67.	SANTOS, L. et al. Real Options versus Traditional Methods to assess Renewable Energy Projects. Renewable Energy. 2014.	A1	Inglês
68.	TRAPP, G.S.; RODRIGUES, L.H. Evaluation of the total systemic cost of wind power generation in face of the replacement of hydroelectric and thermoelectric sources considering socioeconomic and environmental externalities. Gestão & Produção. 2016.	B2	Inglês

69.	TRIGEORGIS, L. Real Options . 1996.	(n.a.)	Inglês
70.	TURCONI, R.; ALESSIO, B.; ASTRUP, T. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations . Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013.	A1	Inglês
71.	UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO. Atlas solarimétrico do Brasil . 2000.	(n.a.)	(n.a.)
72.	VARAS, P. et al. Latin America Goes Electric: The Growing Social Challenges of Hydroelectric Development . 2013.	B1	Inglês
Total de periódicos classificados no WebQualis			40
Total de periódicos classificados no WebQualis no idioma Inglês			40
Relação (%) entre periódicos publicados em inglês e total de periódicos classificados no WebQualis			100%
Nota: (n.a.) refere-se ao item que não se aplica na contagem de periódicos.			