



VIII SINGEP

Simpósio Internacional de Gestão de Projetos, Inovação e Sustentabilidade
International Symposium on Project Management, Innovation and Sustainability
ISSN: 2317-8302

8TH INTERNATIONAL CONFERENCE



GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA: IMPACTOS DA PROPOSTA DE NOVA REGULAMENTAÇÃO PELA ANEEL NA ATRATIVIDADE DO INVESTIMENTO

SHARED GENERATION OF PHOTOVOLTAIC ENERGY: IMPACTS OF THE NEW REGULATION PROPOSAL BY ANEEL ON INVESTMENT ATTRACTIVENESS

DIEGO SILVA CARDOSO

PEDRO SARTORI LOCATELLI
CEFET-MG

WANDERLEY RAMALHO
FUNDAÇÃO PEDRO LEOPOLDO (FPL)

Nota de esclarecimento:

Comunicamos que devido à pandemia do Coronavírus (COVID 19), o VIII SINGEP e a 8ª Conferência Internacional do CIK (CYRUS Institute of Knowledge) foram realizados de forma remota, nos dias **01, 02 e 03 de outubro de 2020**.



VIII SINGEP

Simposio Internacional de Gestao de Projetos, Inovacao e Sustentabilidade
International Symposium on Project Management, Innovation and Sustainability
ISSN: 2317-8302

8TH INTERNATIONAL CONFERENCE



GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA: IMPACTOS DA PROPOSTA DE NOVA REGULAMENTAÇÃO PELA ANEEL NA ATRATIVIDADE DO INVESTIMENTO

Objetivo do estudo

Este artigo analisa os possíveis impactos na rentabilidade de projetos de geração de energia distribuída fotovoltaica decorrentes de mudança no marco regulatório do setor.

Relevância/originalidade

São notórios os efeitos positivos da energia fotovoltaica cuja oferta é ainda muito reduzida no país. Não obstante, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), desalinhada com as melhores práticas internacionais, propõe uma mudança regulatória cujos resultados ainda não estão plenamente identificados.

Metodologia/abordagem

A presente pesquisa constitui um estudo de caso acerca da rentabilidade de uma micro usina de geração compartilhada de energia fotovoltaica. Procedeu-se a uma simulação constituída por diferentes cenários de preços de energia e de tarifas incidentes sobre a energia consumida.

Principais resultados

Evidenciou-se que nas condições atuais a geração distribuída de energia fotovoltaica é financeiramente muito atraente aos investidores. Verificou-se, adicionalmente, que a introdução de uma tarifa elevada poderá inviabilizar novos investimentos no segmento.

Contribuições teóricas/metodológicas

O modelo de análise incorpora instrumentais modernos de finanças e a metodologia desenvolvida permite que novas simulações sejam feitas à medida que a Aneel coloque de forma mais clara sua proposta tarifária.

Contribuições sociais/para a gestão

O artigo permite evidenciar a temeridade de uma grande mudança no regime tarifário. Nesse sentido, remete para a necessidade de cautela na alteração de um sistema que vem demonstrando grande dinamismo, gera energia limpa e renovável e promove o crescimento regional, em um período de estagnação do PIB e de altos níveis de desemprego.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica, Geração distribuída de energia, Sustentabilidade



VIII SINGEP

Simposio Internacional de Gestao de Projetos, Inovacao e Sustentabilidade
International Symposium on Project Management, Innovation and Sustainability
ISSN: 2317-8302

8TH INTERNATIONAL CONFERENCE



SHARED GENERATION OF PHOTOVOLTAIC ENERGY: IMPACTS OF THE NEW REGULATION PROPOSAL BY ANEEL ON INVESTMENT ATTRACTIVENESS

Study purpose

This article analyzes the possible impacts on the profitability of photovoltaic distributed energy generation projects resulting from changes in the sector's regulatory framework.

Relevance / originality

The positive effects of photovoltaic energy, whose supply is still very low in the country, are notorious. Even so, the National Electric Energy Agency (Aneel), out of line with the best international practices, proposes a regulatory change whose results are not yet fully identified.

Methodology / approach

The present research constitutes a case study about the profitability of a shared photovoltaic power micro generation plant. A simulation was carried out consisting of different scenarios of energy prices and tariffs on the energy consumed.

Main results

It became evident that, under current conditions, distributed photovoltaic energy generation is financially very attractive to investors. In addition, it was found that the introduction of a high tariff may prevent new investments in the segment.

Theoretical / methodological contributions

The analysis model incorporates modern finance instruments and the methodology developed allows new simulations to be carried out as Aneel places its tariff proposal more clearly.

Social / management contributions

The article shows the fearfulness of a major change in the tariff regime. In this sense, it refers to the need for caution in changing a system that has been showing great dynamism, generates clean and renewable energy and promotes regional growth, in a period of GDP stagnation and high levels of unemployment.

Keywords: Photovoltaic energy, Distributed power generation, Sustainability



1 Introdução

O sistema elétrico brasileiro se apresenta como um sistema hidrotérmico de grande porte, com capacidade total instalada de 152 GW, sendo interconectado pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). A geração hidroelétrica contribui com 68,1% da matriz elétrica nacional o que lhe confere tamanho e características únicas em âmbito mundial. Em contraposição, a matriz energética mundial é predominantemente não renovável por utilizar recursos que não podem ser repostos pelo homem nem pela natureza na escala do tempo de vida da humanidade, além de serem altamente poluentes, principalmente pelas emissões de gases de efeito estufa (Reis, 2011).

Em todo o mundo o sistema de energia convencional está enfrentando problemas de esgotamento progressivo dos recursos energéticos fósseis e de má eficiência energética. Esses problemas levaram a uma nova tendência de gerar energia localmente em níveis de tensão mais baixos, utilizando fontes de energia alternativas como a eólica, fotovoltaica, biocombustíveis, dentre outras.

No âmbito doméstico, em 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), reformulada pela Resolução Normativa nº 687/2015, permitindo que o consumidor produza sua própria energia elétrica e forneça o excedente para a rede de distribuição de sua localidade a partir de fontes renováveis, individualmente ou em condomínios/cooperativa - denominada geração distribuída (GD).

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica permite que o consumidor instale pequenos geradores, como painéis fotovoltaicos e microturbinas eólicas, em sua unidade consumidora e permute energia com a distribuidora local a fim de reduzir a sua fatura de energia elétrica. O prazo de validade dos créditos (energia a mais que a unidade consumidora gerou) é de 60 meses, sendo que podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”. Uma novidade da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios, sendo que energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores (Resolução 687/2015 da Aneel).

Em decorrência dos incentivos houve aumento considerável na geração distribuída, que não requer uso de baterias internas e usam inversores fotovoltaicos, estando conectados à rede pública de distribuição. Entretanto, a geração distribuída fotovoltaica ainda é muito pequena no país e se encontra em fase inicial de desenvolvimento, sendo que apenas cerca de 170 mil consumidores de um total de 84,4 milhões (menos de 0,2%) utilizam a tecnologia. Essas cifras se apresentam muito distantes da marca de 2 milhões de sistemas solares fotovoltaicos distribuídos em países como Austrália, China, EUA e Japão (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica [Absolar], 2019).

Desalinhada com as melhores práticas internacionais, a Aneel propõe a mudança na regulamentação da GD, sob o argumento que o sistema transfere custos aos demais consumidores de energia no país (Ventura, 2019; Batista, 2019). A Agência propõe, a partir de 2020, que os consumidores deste tipo de energia paguem uma tarifa que pode variar de 28% a 63%. Registra-se que esse tipo de política foi adotado na Espanha em 2010, e como os resultados inviabilizaram a energia solar naquele país durante oito anos, foi



recentemente. Na Califórnia, referência mundial na regulamentação do setor, apenas quando a GD atingiu a marca de 5% no atendimento da demanda elétrica de suas distribuidoras foi estabelecida um pagamento, algo em torno de apenas 10% da tarifa de energia elétrica, sendo este em níveis muito inferiores às pretensões das distribuidoras brasileiras de energia, (Absolar, 2019).

Não se pode subestimar a relevância da oferta de energia renovável que deve ser parte de uma estratégia de desenvolvimento sustentável e cuja expansão tem importância, também, na geração de emprego e de efeitos de encadeamentos para trás e para frente que impactam os demais setores da economia. Nesse contexto, o presente estudo analisa os possíveis efeitos na atratividade de novos empreendimentos provocados por mudanças da regulamentação do setor representadas por cobranças de tarifas na geração distribuída de energia. Apresenta evidências, ancoradas em instrumentais modernos de finanças e em um estudo de caso de implantação de micro usina baseada em cooperativa de geração distribuída de energia fotovoltaica em um município do estado de Minas Gerais, investigando se o empreendimento continuaria sendo viável economicamente e capaz de gerar valor para os investidores no contexto de uma nova regulamentação tarifária.

2 Referencial teórico

Nesta seção são apresentados os aspectos conceituais da geração de valor e os princípios do *valuation* baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os passos para a análise a viabilidade econômico-financeira da implantação de uma cooperativa de geração distribuída de energia fotovoltaica envolvem a identificação do risco do investimento, os custos de oportunidade do capital investido e a projeções do fluxo de caixa livre do projeto ao longo de sua vida útil, baseadas em diferentes hipóteses concernentes à evolução do preço relativo da energia e de incidência de tarifas.

2.1 O modelo de fluxo de caixa descontado

Segundo Assaf Neto (2008, p. 73), "o princípio financeiro fundamental de toda empresa é oferecer um retorno de seus investimentos que cubra, pelo menos, a expectativa mínima de ganho de seus proprietários de capital". Uma decisão de investimento agrega valor (riqueza) aos investidores quando o resultado obtido supera o custo do capital investido no projeto.

Póvoa (2012) enfatiza que o modelo do fluxo de caixa descontado (FCD) é considerado uma base que fundamenta e sobre a qual se constroem as demais abordagens de todas as avaliações feitas no mundo real. É um método simples, pois consiste na projeção de geração de caixa, buscando trazer tais valores para o presente, por meio da utilização de uma taxa de desconto, que deve refletir o custo de oportunidade do capital empregado (equação 1):

$$\text{Valor presente} = \sum \frac{FCL_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Sendo, FCL_t = fluxo livre de caixa da empresa no período t ; r = taxa de desconto representada pelo custo de oportunidade do capital.



O modelo FCD requer estimativas de três variáveis para o cálculo do valor presente esperado: o montante do fluxo de caixa, a realização temporal desse fluxo e os riscos subjacentes (Matias, 2007).

Na teoria econômica há uma diferenciação entre risco e incerteza. Esta não pode ser medida matematicamente, enquanto o risco pode ser determinado a partir da probabilidade dos resultados do investimento (Kishtainy, 2013). O risco é geralmente entendido pelas pessoas como algo negativo que pode gerar um resultado indesejável na vida. Entretanto, na ótica da gestão e análise financeira, não necessariamente risco é sinônimo de resultado negativo. Risco em finanças é a probabilidade de se obter retorno em investimentos diferentes daqueles que foram projetados e são esperados. Assim, quanto mais arriscado for um investimento, maior serão a necessidade e o desejo do investidor de se obter maior retorno que compense o risco ao se investir (Damodaran, 2010). Eliminar o risco de um investimento não é possível, pois todo investimento apresenta risco, mas é possível utilizar meios para mitigá-lo.

Existem dois tipos de riscos com características e natureza distintas: o risco sistemático e o não sistemático. O risco específico é aquele inerente às operações da empresa investidora, os riscos sobre os custos, escopos, prazos e qualidade, e é particular do projeto ou investimento realizado (Markowitz, 1952). Este risco, também intitulado risco não sistemático, pode ser mitigado pela diversificação da carteira de investimentos, pois cada tipo de investimento possuirá riscos específicos diferentes e distintos, o que refletirá na mitigação do risco total da carteira de investimentos. Existe, contudo, um risco que não pode ser mitigado, pois não depende de esforço ou ação do investidor. É o risco de mercado, que se caracteriza como sendo o risco sistemático derivado de conjunturas políticas, econômicas, sociais e culturais, cujas mudanças influenciam nas variações das taxas de juros e da inflação e afetam o investimento realizado.

2.2 Risco, retorno e a precificação do custo de capital

Toda fonte de financiamento para o investimento é permeada pela relação risco e retorno, sendo que a precificação correta de ativos pode sinalizar estruturas mais eficientes de financiamento, que pode variar entre empresas e segmentos (Félix, Locatelli, Fernandes & Ramalho, 2016). A captação de recursos de investidores de risco (capital próprio) e de rentistas (empréstimos) constitui a forma clássica para se estabelecer uma estrutura de capital em prol da geração de riqueza. Ambos os investidores esperam ser remunerados pelas aplicações que realizaram em determinada empresa.

O capital próprio pode ser entendido como o investimento dos sócios na empresa, tanto por meio de aportes de capital quanto pela retenção de lucros. O capital próprio não determina prazo para reembolso, o que o leva a ser reconhecido como fonte de longo prazo e promove, conseqüentemente, maior flexibilidade financeira à empresa. Sabe-se que de acordo com as seminais contribuições de Modigliani e Miller (Miller, 1988), o uso de capitais de terceiros pode agregar valor aos investidores em face dos incentivos fiscais pelo uso da dívida (Avelar, Cavalcanti, Pereira & Boina, 2017).

Entretanto, no presente caso, como o projeto em análise refere-se a uma cooperativa de energia distribuída que é isenta de imposto de renda, os seus investidores não podem auferir os benefícios fiscais que poderiam gerar grandes economias e justificar o uso do capital de terceiros na atividade. Assim sendo, a única fonte de capital a ser empregada no projeto é



proveniente de recursos próprios, devendo no âmbito da análise utilizar o modelo mais adequado para a precificação deste tipo de capital.

Para Copeland, Koller e Murrin (2013) estimar o custo de oportunidade do capital próprio é bastante desafiador, pois não há uma simples comparação direta com o mercado. Assim, a mensuração do custo do capital próprio é uma das etapas mais importantes na avaliação de empresas. O custo de capital representa a remuneração propiciada aos fornecedores dos recursos, sendo definido como a taxa de retorno que uma empresa deve conseguir nos projetos em que investe para que não ocorra destruição de valor dos investidores (Maestri, Teruel & Ribeiro, 2016).

O Modelo de Precificação de Ativos – *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* foi desenvolvido por Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1966), a partir dos estudos de Markowitz (1952) e Tobin (1958) referentes à seleção de portfólios eficientes em condições de risco. Nesse modelo são assumidas as hipóteses de que não existem custos nas transações, há total liquidez nos mercados em relação aos ativos, simetria entre as informações disponíveis no mercado e a possibilidade de diversificação total do risco específico da ação, por meio da estruturação de um portfólio. O modelo admite, assim, que o único risco avaliado é expresso pela covariância entre o ativo e a carteira de mercado (risco não diversificável). Todos os demais riscos são diversificáveis e podem ser desconsiderados (Póvoa, 2012).

O CAPM tem sido objeto de várias críticas (Fama & French, 2004; Fama & Stern, 2016; Fernandez, 2019), mas continua sendo a abordagem mais utilizada para a precificação do custo de capital próprio (Levi & Welch, 2016; Da, Guo & Jagannathan, 2012). Algumas hipóteses são necessárias para a aplicação do modelo CAPM e elas são como vistas bem restritivas, mas de acordo com analistas não inviabilizam a utilização do modelo. E, ainda, conforme reputado autores (dentre eles, Copeland *et al.*, 2002; Damodaran, 2010), a relação custo-benefício não justifica a adoção de um modelo alternativo.

Esta teoria estabelece o retorno de qualquer ativo em função do risco [sistemático] assumido, conforme apresentado na equação 2:

$$R_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) \quad (2)$$

Sendo:

R_e = retorno esperado do ativo;

R_f = taxa livre de risco;

β = índice que relaciona o ativo ao retorno de uma carteira de mercado e retrata o risco sistemático do ativo;

R_m = retorno esperado pela carteira de mercado.

2.3 O beta como medida de risco sistemático

O modelo CAPM, como descrito anteriormente, utiliza-se do índice beta como uma medição do risco não diversificável. Esse índice mede a variação de um ativo financeiro em relação a uma carteira de mercado, sendo levantado pela comparação temporal entre a rentabilidade da ação e a rentabilidade da carteira de mercado, que consiste de uma carteira teórica



suficientemente diversificada. Assim, à medida que o beta aumenta, o prêmio de risco eleva-se e o retorno que se espera para o projeto será maior (Berk & Demarzo, 2017).

O beta é estimado com emprego de uma série temporal de um ativo negociado em mercado, o que poderia limitar o seu uso ao rol das empresas de capital aberto. Entretanto, há formas de se estimar o beta de uma empresa mesmo que ela não transacione ativos no mercado. De acordo com Damodaran (2010), na ausência de dados de mercado referente ao ativo a ser precificado, pode-se adotar o método *bottom up*, baseado em empresas com riscos similares que estão sendo negociadas no mercado, doméstico ou internacional.

O autor propõe algumas etapas para a aplicação desse método, as quais envolvem: conhecer o negócio de atuação da empresa; localizar empresas do mesmo setor que possuem negociações públicas; obter os betas de empresas similares mediante análise de regressão e desalavancar os betas das empresas similares de acordo com sua estrutura de capital (dívida/*equity*).

Para Póvoa (2012), o método de beta *bottom up* tem como princípio a lógica de que empresas dentro do mesmo setor tendem a apresentar seus betas diferenciados como consequência da alavancagem financeira. Dessa forma, deve-se proceder às seguintes etapas:

- a) estimar o beta não alavancado para a empresa analisada, por meio de média ponderada dos betas não alavancados do setor, com base na proporção do valor da empresa obtido de cada negócio. Essa média ponderada é chamada de beta não alavancado *bottom up*;
- b) em seguida, estimar o beta alavancado considerando a estrutura específica de capital (dívidas/*equity*) da empresa, como descrito na equação 3:

$$\beta_L = \beta_U \times \{1 + [(D/E) \times (1 - t)]\} \quad (3)$$

Sendo:

β_L = beta alavancado da empresa;

β_U = beta desalavancado, apurado utilizando dados de empresa(s) similar(es), como se a empresa não tivesse dívida;

$\frac{D}{E}$ = debt/*equity* em valores de mercado;

t = alíquota de imposto de renda que propiciará o benefício fiscal do serviço da dívida.

3 Metodologia

A presente pesquisa constitui um estudo de caso e se caracteriza por ser descritiva, utilizando uma abordagem quantitativa para o tratamento dos dados (Yin, 2010). O objeto do estudo é a análise dos possíveis efeitos na atratividade de investimentos na geração de energia distribuída decorrentes de imposição de tarifas pela Aneel, considerando diferentes cenários para os preços de energia.

3.1 A ambiência da pesquisa

O Brasil apresentava, em 2016, 81 MWp de energia solar fotovoltaica instalada, cifra que correspondia a 0,05% de capacidade instalada total no país. A utilização de energia solar no país é muito baixa, tendo em vista a média de irradiação solar medida em todo o território nacional (1.500–2.500 W/m²), bem superior à da Alemanha, França e Espanha, países que investem muito nesse tipo de captação de energia. Ademais, o país possui grandes reservas de



quartzo, podendo produzir silício de alta qualidade, células e módulos solares, que são matérias de alto valor agregado (Nascimento, 2017).

De acordo com a classificação da Aneel, a micro geração de energia distribuída consiste de usina de geração de energia elétrica com capacidade instalada igual ou inferior a 75 kW, enquanto a mini geração de energia distribuída corresponde à usina de geração de eletricidade com capacidade instalada de mais de 75 kW e igual ou inferior a 5 MW. Estas usinas podem utilizar fontes baseadas em energia proveniente de hidrelétricas, sistemas fotovoltaicos, eólicos, biomassa e cogeração qualificada (Aneel, 2015). Os sistemas fotovoltaicos de geração de energia ligados à rede são os mais comuns e amplamente utilizados pelas residências e empresas. Eles não precisam de baterias internas e usam inversores fotovoltaicos comuns, estando conectados à rede pública de distribuição.

Nos casos em que a geração de energia supere a demanda, a potência residual será exportada para a rede elétrica, fazendo com que o usuário receba uma tarifa *feed-in-tariff* (FiT) ou créditos a serem abatidos no prazo de até 60 meses pela energia disponibilizada. O sistema de geração compartilhada surgiu com o objetivo de permitir que os membros de uma comunidade compartilhem os benefícios da energia solar, mesmo que não possam ou prefiram não instalar painéis solares em suas propriedades. Os participantes do projeto se beneficiam da eletricidade gerada pela fazenda solar comunitária, que custa menos do que o preço que normalmente pagaria à sua concessionária. A geração compartilhada pode se referir tanto a projetos de propriedade da comunidade quanto às usinas de propriedade de terceiros, cuja eletricidade é compartilhada entre os membros da comunidade (Condomínio Solar Brasil. [Cosol], 2016).

De acordo com o previsto na Lei nº 5.764/71, uma sociedade cooperativa é a que contribui de maneira mútua, utilizando bens ou serviços com fins econômicos comuns, sem o objetivo de auferir lucros. A cooperativa se estabelece na forma de uma associação autônoma, voluntária, que busca satisfazer economicamente as necessidades sociais e culturais a partir de um negócio coletivo e democrático. Fundamenta-se na economia solidária para obter um desempenho econômico eficiente, com base na produção de bens e serviços com qualidade direcionada a seus cooperados e clientes. As cooperativas destinadas à geração de energia elétrica são consideradas únicas e devem possuir um grupo mínimo de 20 integrantes, podendo ser constituídas de pessoas físicas, excepcionalmente permitida a admissão de pessoas jurídicas que tenham por objeto atividades iguais ou correlatas às das pessoas físicas (Aneel, 2015; EASolar, 2018).

A Lei nº 11.795/08 orienta que um consórcio seja compreendido como um conjunto de pessoas ou empresas, de maneira a obter a formação de um grupo durante determinado prazo e com um número de integrantes restrito, visando proporcionar-lhes a contemplação de bens ou serviços a partir de um sistema de autofinanciamento. A formação de um consórcio voltado para a geração de energia elétrica compartilhada não é diferente, dependerá de uma empresa que irá executar a gestão do seu processo, buscando partes interessadas que viabilizem o negócio, para que depois possa administrá-lo e operá-lo. No que se relaciona a proventos, a empresa responsável pela administração pode cobrar uma taxa por este serviço dos sócios ou consorciados. Demais valores podem ser contabilizados, desde que previstos em contrato. A participação na divisão dos créditos da geração de energia deve ser proporcional ao investimento realizado por cada um dos sócios (Brasil, 2017).



Tendo em vista que no sistema de consórcio o investimento é autofinanciado, cada integrante irá realizar um pagamento que deverá ser depositado em um fundo coletivo, sendo administrado pela empresa responsável, com o propósito de manter o projeto em funcionamento. Todos os recursos adquiridos pela administração do consórcio pertencem ao fundo coletivo, não fazendo parte de seu patrimônio. Para o caso de inadimplência de sócios, eles poderão ser retirados do grupo, sendo ressarcidos no valor do investimento aplicado total ou parcial.

3.2 A unidade de análise

A pesquisa reporta-se a análise da viabilidade econômico-financeira e de criação de valor proporcionada por uma micro usina de geração de energia solar, a ser implantada no município de Divinópolis na região Centro Oeste de Minas Gerais. A futura cooperativa de geração distribuída está em aderência ao marco legal instituído pela Aneel e será constituída por vinte (20) consumidores representados por pequenas empresas comerciais e pessoas físicas, sendo que o consumo médio mensal de energia elétrica dos cooperados foi estimado em 12.110 que corresponde em cerca de 145 mil KWH/ano. Para estimar o tamanho do sistema foram consideradas as informações sobre Irradiação Total - H_{tot} (Wh/m²/dia), calculada no Radiasol com dados do Atlas Solar – *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA) e a taxa de desempenho do sistema no município de Divinópolis da ordem de 75%. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1

Características do sistema de geração compartilhada de energia fotovoltaica

Características	Porte da microusina
Tamanho do Sistema	105 KWp
Geração de energia média mensal	11000 a 13000 kWh/mês
Área necessária para a implantação do sistema	750 m ²

Fonte: dados da pesquisa (2019).

Com base no dimensionamento do sistema efetuado sobre o consumo, foi estimada a geração mensal de energia distribuída ao longo do ano. Estima-se que o consumo equivale a aproximadamente 97% da capacidade de geração do sistema. Para acomodar os painéis fotovoltaicos e os demais equipamentos necessários à geração de energia foi selecionado o lote com área de 957,56 m², em terreno plano sem vegetação e murado, localizado no referido município.

3.3 Procedimentos metodológicos e dados utilizados

Após a identificação do porte do empreendimento foram levantados dois conjuntos de informações que são necessários ao processo de *valuation* e à análise da viabilidade econômico-financeira do projeto da Cooperativa de Energia Solar: o fluxo de caixa e o custo de oportunidade do capital a ser investido. A descrição do primeiro conjunto de variáveis é apresentada a seguir.

3.3.1 Fluxo de caixa livre



Para calcular o fluxo de caixa disponível para os cooperados, foram seguidos os passos:

- 1) levantamento da receita total do projeto (quantidade produzida x preço em kwh de energia gerada pela usina) ao longo de 25 anos;
- 2) deduções correspondentes às tarifas incidentes sobre as receitas;
- 3) subtração das despesas operacionais e administrativas;
- 4) resultado operacional da empresa (receita total – deduções – desp. op. e adm.);
- 5) Ebtida obtido mediante à subtração da depreciação do resultado operacional;
- 6) subtração do *capital expenditure* líquido (Capex - depreciação);
- 7) subtração do investimento em capital de giro líquido;
- 8) fluxo livre de caixa do projeto.

Ressalta-se que a atividade é isenta de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro, o que limita o uso de capital de terceiros que não pode se beneficiar de deduções fiscais pelo uso de dívida. Assim, nas simulações foi considerada uma estrutura de capital composta apenas de capital próprio (E), de tal forma que todo o fluxo de caixa livre do projeto é destinado aos cooperados.

Receita operacional segundo diferentes cenários de preços e tarifas

O período de vida útil do projeto é de 25 anos, garantindo a eficiência de um painel solar, funcionando com 80% de seu desempenho original, sendo esses parâmetros adotados neste estudo. A receita operacional da cooperativa solar inicia-se após a implantação de todos os sistemas, admitindo-se que esta exigirá um período de 03 meses. A receita operacional projetada foi calculada a partir o volume de KWh gerado pelo sistema solar dimensionado para a cooperativa e dos preços projetados da energia.

Em 2019, o preço da energia para os consumidores do grupo B, no qual se inserem os integrantes da Cooperativa, incluindo-se os impostos, situou-se de R\$ 0,89 centavo por KWh. Tendo em vista que o sistema funciona com compensação de forma igualitária, ou seja, cada KWh gerado pelo sistema da cooperativa abate um KWh consumido pelos associados, este foi o valor da tarifa de partida, sendo corrigida ao longo da vida útil do projeto conforme simulações detalhadas a seguir. Considerando este preço e a quantidade de energia produtiva, a Cooperativa poderá gerar receitas da ordem de R\$ 129.334,80 anualmente, em valores de 2019.

Para obter o fluxo de receitas nos anos de funcionamento do projeto foi necessário projetar aumentos da energia elétrica e a possível introdução de tarifas sobre as receitas geradas pela usina. Em relação aos ajustes no preço da energia, observou-se que nos últimos 11 anos a tarifa de energia apresentou uma correção média anual de 6,26%, cifra muito próxima da taxa de inflação ocorrida no país. Estes reajustes foram, entretanto, insuficientes e o setor elétrico enfrentou graves dificuldades financeiras.

Considerando este quadro e tendo em vista que a energia é um bem escasso, essencial à sociedade e fator fundamental para o crescimento econômico, foram estabelecidos três cenários de trajetória de preços:

Cenário A – aumento anual da energia correspondente à inflação projetada para a economia brasileira dos próximos 25 anos, admitida em 3,5% ao ano;



Cenário B – aumento anual de energia superior ao aumento da inflação em 0,56 ponto percentual, representando um aumento real acumulado nos 25 anos de 15%.

Cenário C – aumento anual da energia superior ao aumento da inflação em 1,05 ponto percentual, representando aumento real acumulado nos 25 anos de 30%.

Quanto à mudança do marco regulatório, a Aneel pretende introduzir tarifas na geração distribuída, sendo que desde o dia 24 de janeiro está aberta a Audiência Pública 001/19 para debater novos modelos de compensação de energia para quem injeta energia elétrica na rede a partir de sistemas próprios com uso de painéis solares, conforme detalhado na Tabela 2.

Tabela 2
Propostas de introdução de tarifas na geração distribuída de energia pela Aneel

Alternativas	Tarifas Equivalente	Receitas
Alternativa 0 – manutenção da situação atual	0% do valor do quilowatt-hora utilizado	100% da energia injetada na rede
alternativa 1 – pagamento ao equivalente ao transporte na distribuição de energia	28% do valor do quilowatt-hora utilizado	72% da energia injetada na rede
alternativa 2 – pagamento ao transporte na produção e distribuição de energia	34% do valor do quilowatt-hora utilizado	66% da energia injetada na rede
alternativa 3 – pagamento ao transporte e demais encargos	41% do valor do quilowatt-hora utilizado	59% da energia injetada na rede
alternativa 4 – pagamento ao transporte, demais encargos e pelas perdas no transporte de energia	49% do valor do quilowatt-hora utilizado	51% da energia injetada na rede
alternativa 5 – pagamento por todos componentes tarifários, com exceção da parcela correspondente à compra de energia	63% do valor do quilowatt-hora utilizado	37% da energia injetada na rede

Fonte: Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo. (2019). *Aneel quer taxar ainda mais a geração de energia solar*. Recuperado em 28 de junho, 2019, de <https://www.seesp.org.br/site/index.php/comunicacao/noticias/item/18090-aneel-quer-taxar-ainda-mais-a-geracao-de-energia-solar>.

O desfecho deste processo é incerto, havendo fortes reações por parte de associações de classe, do legislativo e mesmo da presidência da República. Assim, a guisa de reflexão e visando trazer novos elementos para o debate sobre os possíveis efeitos de mudanças no regime tarifário, este artigo aborda a introdução de cada uma das quatro alternativas de taxação vis-à-vis a manutenção do status quo. Evidentemente, a introdução gradativa de cada uma delas, conforme sinalizado pela Aneel, oferecerá resultados distintos, mas isto não invalida o presente exercício que permitirá vislumbrar os possíveis efeitos de mudança do marco regulatório na rentabilidade de projetos. Com a definição das regras, novas simulações poderão ser feitas facilmente, empregando-se os métodos aqui descritos.

Despesas operacionais, depreciação e Capex

A manutenção do sistema fotovoltaico é bastante simples e envolve apenas a manutenção preventiva do sistema solar, o aluguel do terreno, uma assessoria contábil/jurídica, a implantação de segurança eletrônica remota e a contratação de um gerente. As despesas operacionais e administrativas foram orçadas em R\$ 41.940,00 anualmente e elas foram corrigidas de acordo com a expectativa de inflação referida no Cenário A. Quanto à depreciação, utilizou-se o método de valor decrescente, depreciando-se todo o investimento no período de 10 anos. As cooperativas que obedecerem ao disposto na legislação específica



ficam isentas da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e, assim, no presente caso, não ocorrerá tributação sobre os resultados operacionais da Cooperativa.

Para a implantação da cooperativa de energia solar devem ser realizados investimentos em capital fixo (Capex) decorrentes de aquisições de equipamentos relacionados ao processo de geração, obras de melhoria no terreno para receber as instalações, instalação de ponto de entrada de energia e água. Foi estimado um dispêndio total de R\$ 276.100,00 em valores de 2019. O projeto será implantado em três meses, sendo que o desembolso desse investimento será feito ao longo desse período e as receitas ocorrerão imediatamente após a conclusão das obras de sua implantação por um período de 25 anos. Entretanto, o capital de giro não se faz necessário para a cooperativa de geração distribuída de energia fotovoltaica, pois as despesas operacionais serão pagas em formato de rateio entre os cooperados após a compensação mensal pelo sistema de débito e crédito na concessionária.

3.3.2 Custo de capital

O uso do CAPM demandou a estimativa do beta, cujos resultados são apresentados na seção seguinte, e o emprego de uma taxa livre de risco e de um prêmio de risco do mercado financeiro. Empregou-se como taxa livre de risco a remuneração do título soberano NTN-B com vencimento em 15/05/2045, com remuneração de 3,45% a.a. acrescida da variação do IPCA. Ou seja, a taxa livre de risco (R_f) foi estimada em 6,95% ao ano, considerando a rentabilidade fixa do título acrescida da inflação esperada de 3,5 % a.a. Admitiu-se um prêmio de risco de 5% em sintonia com estimativas adotadas em Felix *et. al* (2016).

4 Análise dos resultados

Para determinar o risco sistemático do negócio utilizou-se o método *bottom up*, com informações provenientes das cotações da ação da empresa Centrais Elétricas de Minas S/A negociadas na B3 (Cmig3) e do índice usado como *proxy* da carteira de mercado (Ibovespa – IBV). Essa seleção está alinhada às discussões apresentadas na seção 2, sendo que a Cemig é a concessionária no município de implantação do projeto analisado e, desta forma, é a empresa responsável pela compensação dos créditos da energia gerada pelos cooperados. O beta alavancado obtido ($\beta_L = 1,219$) e as estatísticas pertinentes estão detalhados na Tabela 3.

Tabela 3
Estimativas do Beta da CEMIG

Variável	Coefficientes	Erro-Padrão	Estatística t	Prob.
C	-0,00013	0,003637	-0,036545	0,97097
IBV	1,219002	0,145208	8,39485	0,0000
R ²	0,5616	R ² ajustado 0,3153		

Nota: cotações semanais da ação da Cemig (Cmig3) e do Ibovespa (IBV) referentes ao período de 2017 a 2019 foram extraídas do Yahoo Finance.

Fonte: estimativas dos autores.

Este beta foi desalavancado utilizando-se a equação 3. Tendo em vista que a estrutura de capital da Cemig exibe uma relação D/E (dívida/capital próprio) de 0,5427, o beta



desalavancado (B_U) foi estimado em 0,79 e este coeficiente foi utilizado para retratar o risco do projeto.

Introduzindo este valor, bem como aqueles referentes à taxa livre de risco (R_f) e ao prêmio de risco (R_m) na equação 2, obteve-se uma estimativa de custo de oportunidade de capital inerente ao projeto de geração de energia de 10,90% a.a. Considerando que o rendimento nominal do título soberano (R_f) foi projetado em 6,95% a.a. o retorno anual requerido do projeto acima da taxa livre de risco é de 3,69%. Este seria o prêmio para assumir os riscos inerentes ao projeto, abrangendo tanto os riscos de mercado (volatilidade dos preços da energia), bem como os outros riscos, dentre eles o de mudanças do marco regulatório.

Quantificado o custo de oportunidade de capital e identificados os fluxos livres de caixa ao longo da vida útil do projeto, pode-se estimar o valor do projeto para os cooperados. Para tal, os fluxos livres de caixa foram trazidos a valor presente aplicando-se a taxa de desconto correspondente ao custo de oportunidade de capital.

A Tabela 4 sumariza os resultados alcançados, apresentando o valor presente em reais de dezembro de 2019 e o *payback* estimados do projeto. Conforme discutido na metodologia foram delineados três cenários em relação à trajetória futura dos preços da energia e simulados diferentes níveis de tarifas que incidiriam nas receitas da geração distribuída de energia. A alternativa 0 representa o *status quo*, admitindo-se que seriam mantidas as regras atuais para próximos 25 anos, enquanto as outras alternativas refletem diferentes possibilidades de tarifação, conforme posicionamento da Aneel.

Tabela 4
Geração de valor de uma Cooperativa de energia fotovoltaica: simulações dos efeitos de diferentes cenários do preço da energia e de regimes tarifários alternativos

Alternativas		Cenário A	Cenário B	Cenário C
0 – tarifa zero	valor presente	R\$ 728.768,70	R\$ 811.567,35	R\$ 889.305,72
	<i>payback</i>	3,9 anos	3,8 anos	3,7 anos
1 – 28% de tarifa	valor presente	R\$ 312.381,71	R\$ 371.996,74	R\$ 427.968,36
	<i>payback</i>	7,1 anos	6,9 anos	6,6 anos
2 – 34% de tarifa	valor presente	R\$ 223.155,92	R\$ 277.803,04	R\$ 329.110,02
	<i>payback</i>	8,10 anos	8,3 anos	7,11 anos
3 – 41% de tarifa	valor presente	R\$ 119.059,18	R\$ 167.910,38	R\$ 213.776,02
	<i>payback</i>	12,5 anos	11,3 anos	10,5 anos
4 – 49% de tarifa	valor presente	R\$ 91,46	R\$ 42.318,78	R\$ 81.965,35
	<i>payback</i>	25 anos	19 anos	16,4 anos
5 – 63% da tarifa	valor presente	-R\$ 208.102,03	-R\$ 177.466,53	-R\$ 148.703,33
	<i>payback</i>	-	-	-

Nota: foi utilizado o método de *payback* descontado, cujo resultado revela o período de tempo necessário para recuperar os investimentos. Nas simulações como taxa de desconto foi adotado o custo de oportunidade do capital estimado para o projeto.

Fonte: estimativas dos autores.



As simulações apresentadas são ilustrativas ao retratar que a geração de valor esperada de um projeto de geração distribuída de energia está relacionada aos diferentes cenários de aumento de preços da energia e, sobremaneira, à cobrança de tarifas no uso da energia gerada.

Os dados da Tabela 4 revelam que no caso específico de uma cooperativa de mini geração de energia fotovoltaica distribuída na região centro oeste do Estado de Minas Gerais o projeto é capaz de gerar um excelente valor para os seus investidores nos diferentes cenários de preços, mantido o status quo de nenhuma incidência de tarifas sobre a receita auferida. No âmbito da alternativa A, contrastando o resultado proporcionado pelos fluxos de caixa trazidos a valor presente em relação ao investimento realizado, há uma geração de valor próxima de R\$ 800 mil para os investidores. Verifica-se que o período de tempo necessário para recuperar o investimento (*payback*) é muito baixo, algo em torno de quatro anos.

As simulações não deixam dúvida sobre possíveis efeitos perversos de uma política tarifária sobre a atividade de geração distribuída de energia. A adoção de uma tarifa máxima (alternativa 5) com o pagamento de todos componentes que atualmente recaem nas empresas de energia do país, com exceção da parcela correspondente à compra de energia, destruiria valor dos investidores em sistemas de GD, que é refletido no valor presente negativo. Ou seja, em tal situação o retorno sobre o capital investido seria inferior a taxa mínima requerida pelos investidores que é correspondente ao custo de oportunidade do capital empregado no projeto da micro usina.

Caso ocorra uma imposição de tarifa de 41% - alternativa 3 - o valor gerado pelo projeto reduziria em cifras próximas a 80%, tendo como base de comparação a alternativa 0 que retrata a situação atual. Como resultado, o retorno estimado do projeto poderia exigir um período superior a dez anos.

Mesmo uma tarifa da ordem de 34% - alternativa 2 – poderia resultar em uma rentabilidade pouco atraente aos possíveis investidores em projetos de energia distribuída fotovoltaica. Considerando que nas simulações apresentadas o spread sobre a taxa livre de risco foi de apenas 3,5% a.a. afigura-se temerário levar adiante um projeto cujo retorno demandaria cerca de oito anos para a recuperação do investimento. Este período é relativamente longo, haja vista as incertezas de um país turbulento e pouco afeito a um ambiente saudável aos negócios e cujas regras do jogo modificam constantemente.

5 Considerações Finais

Este estudo teve por objetivo estimar o *valuation* de um projeto de implantação de uma micro usina de geração de energia fotovoltaica em forma de cooperativa composta por pessoas físicas e jurídicas, localizada na região Centro Oeste de Minas Gerais. Procurou-se, ademais, simular os possíveis efeitos de introdução de tarifas sobre a geração distribuída, em diferentes cenários de elevações do preço da energia durante a vida útil do projeto.

O projeto, que constitui a unidade de análise do estudo, foi detalhado a partir de um levantamento de dados do perfil do consumo de energia elétrica dos possíveis cooperados, sendo estes constituídos de pequenas empresas e pessoas físicas. Em seguida, foi realizado o dimensionamento da capacidade de geração de energia para atender ao consumo total dos cooperados e o montante dos investimentos necessários para se implantar a micro usina de



geração de energia fotovoltaica. Foram estimados os riscos financeiros do projeto e as variáveis que interferem no fluxo livre de caixa ao longo da sua vida útil do projeto.

Na perspectiva da sustentabilidade financeira, a realização de qualquer investimento está condicionada à expectativa de retorno do capital aplicado, que deve ser compatível ao risco assumido. Como modelo para precificar o custo de oportunidade do capital investido foi adotado o CAPM, tendo sido, desta forma, necessário estimar o risco sistemático (beta). Uma vez que a cooperativa a ser criada não possui ativos negociados no mercado utilizou-se o método *bottom up*. O risco sistemático (beta não alavancado do projeto) foi calculado em 0,79 e, como consequência, o custo de oportunidade de capital foi estimado em 10,9% a.a., admitindo-se uma taxa livre de risco de 6,95% a.a. e um prêmio de risco do mercado financeiro de 5%.

Trazendo para o presente o fluxo de caixa livre gerado pelo projeto foram analisados diferentes cenários envolvendo trajetórias de preço relativo da energia e introdução de tarifas sobre o consumo da energia em sistema de geração distribuída. Foi evidenciado que nas condições atuais a geração distribuída de energia fotovoltaica é financeiramente muito atraente, gera um alto valor aos investidores que recuperam o investimento em poucos anos de funcionamento do projeto. Entretanto, este quadro pode sofrer profundas mudanças em função da tarifação a ser imposta pelo órgão regulador.

Verificou-se que a introdução de tarifas tornará o investimento bem menos atraente e uma taxa acima de 28% poderá inviabilizar novos investimentos. Assim, no limite, considerados os parâmetros atuais de preços de energia e do capital necessário para levar adiante projetos desta natureza, a Aneel poderia almejar uma taxa correspondente ao equivalente ao valor do transporte na distribuição de energia.

Registra-se que outros valores poderiam ser obtidos em consonância com o regime fiscal adotado pelo investidor/pessoa jurídica. Nos casos de um projeto de uma empresa em que o regime fiscal é de lucro real, há a possibilidade de dedução do imposto de renda pelo pagamento de juros da dívida contraída para efeito do investimento no projeto. Nessa situação, o uso de dívida aumenta o risco e o custo do capital próprio, em contrapartida, a possibilidade de isenção fiscal gera uma redução no custo da dívida, o que promoverá um menor custo ponderado de capital e, conseqüentemente, maior geração de valor em linha com a contribuição seminal de Modigliani & Miller (Miller, 1988). Especificamente, em regiões do polígono das secas que exibem altos índices de insolação e linhas de crédito subsidiadas a rentabilidade de projetos de energia distribuída poderia ser ainda mais elevada do que as exibidas no presente estudo.

Para finalizar, salienta-se que apesar do volume de capital necessário para se implantar uma micro usina ser relativamente baixo, projetos dessa natureza são plenamente justificáveis e em seu conjunto podem causar impactos favoráveis na economia. Geram valor para os seus investidores, contribuem para a geração de energia limpa e preservação do meio ambiente, e estimulam a produção de equipamentos e máquinas que podem ser produzidos no país. Assim, deveriam receber grandes estímulos por parte dos órgãos governamentais, uma vez que os níveis de irradiação solar são abundantes e muito pouco utilizados no país. A multiplicação de micro e pequenas usinas de energia fotovoltaica poderia, de fato, constituir uma nova oportunidade de investimento, contribuindo para aprimorar ainda mais a matriz energética brasileira e fomentar as economias regionais. Conclui-se que seria temerária uma



grande mudança no regime tarifário e se for o caso de instituir alguma tarifa esta deve se dar em níveis moderados e ser implantada de forma gradativa, com isenção nos primeiros anos de funcionamento dos projetos. Há de se ter a devida cautela em alterar um sistema que vem demonstrando grande dinamismo, gera energia limpa e renovável, descentraliza o investimento e promove o crescimento regional, em um período de estagnação do PIB e de altos níveis de desemprego no país.

Referências

- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2012). *Resolução Normativa nº 482/2012*. Recuperado em 12 de junho, 2019, de <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- Agência Nacional de Energia Elétrica. (2015). *Resolução Normativa Nº 687*. Recuperado em 12 de junho, 2019, de <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- Assaf Neto, A. (2008). *Mercado financeiro*. (8a. ed). São Paulo: Atlas.
- Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (2019). *Mudança de regras da energia solar na geração distribuída vai na contramão do mundo*. Recuperado em 29 de novembro, 2019, de <http://www.absolar.org.br/deixeasolarcrescer/>
- Avelar, E.A., Cavalcanti, J. M. M., Pereira, H. R. & Boina, T.M. (2017). Determinantes da estrutura de capital: um estudo sobre empresas mineiras de capital fechado. *Revista Evidenciação Contábil & Finanças*, 5(2),23-39.
- Baptista, R. (2019). *Senadores criticam proposta da Aneel de taxar geração de energia solar*. Recuperado em 04 de novembro, 2019, de <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2019/10/31/senadores-criticam-proposta-da-aneel-para-taxar-geracao-de-energia-solar>
- Berk, J., & DeMarzo, P. (2017), *Corporate Finance*. (4th. ed.). New York: Pearson.
- Brasil. (2008). *Lei Nº 11.795, dispõe sobre o sistema de consórcio*. Recuperado em 06 de março, 2019, de http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Lei/L11795.htm
- Brasil. (2017). *Decreto Nº 9.022, dispõe sobre a conta de desenvolvimento energético, a reserva global de reversão e o operador nacional do sistema elétrico*. Recuperado em 25 de março, 2019, de <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2017/decreto-9022-31-marco-2017-784560-publicacaooriginal-152288-pe.html>
- Copeland, T., Koller, T., & Murrin, J. (2013). *Avaliação de empresas Valuation calculando e gerenciando o valor das empresas*. São Paulo: Pearson.
- Condomínio Solar Brasil. (2016). *Condomínio solar: o que é?* Recuperado em 20 março, 2019, de <https://www.cosol.com.br/blog/condominio-solar-energia-solar>



Da, Z., Guo, R., & Jagannathan, R. (2012). CAPM for estimating the cost of equity capital: interpreting the empirical evidence. *Journal of Financial Economics* 103(1), 204-220.

Damodaran, A. (2010). *Avaliação de Investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo*. Rio de Janeiro: Qualitymark.

EASSolar. (2018). *Geração de energia compartilhada*. Recuperado em 06 de março, 2019, de <http://eassolar.com.br>: <http://eassolar.com.br/geracao-compartilhada.php>

Fama, E., & French, K. R. (2004). The capital asset pricing model: theory and evidence *Journal of Economic Perspective* 18 (3), 25-46.

Fama, E., & Stern, J. M. (2016). A look back at modern finance: accomplishments and limitations. *Journal of Applied Corporate Finance* 18(4), 10-16.

Felix, F. S., Locatelli, R. L., Fernandes, F., & Ramalho. W. (2016). Construção civil no Brasil: criando ou destruindo valor? *Revista de Gestão e Projetos*, 7(1), 70-82.

Fernandes, P. (2019). *18 topics badly explained by many finance professor*. University of Navarra – IESE Business School. Recuperado em 11 de junho, 2019, de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3270268

Kishtainy, N.(Ed.). n/a *et al.* (2012). *The economics book*. London: Dorling Kindersley Limited.

Levi, Y.; Welch, I. (2016). *Best practice for cost-of-capital estimates*. Marshall School of Business *Working Paper*. Recuperado em 11 de março, 2019, de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2667735

Lintner, J. (1965).The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. *Review of Economics and Statistics*, 47, 13-37.

Maestri, C. O., Teruel, R. L., & Ribeiro, K. C. (2016). Governança Corporativa e o Impacto no Custo de Capital Próprio. *Revista de Finanças Aplicadas*, 7(4),1-17.

Markowitz, H. (1952). Portfolio selection. *The Journal of Finance*, 77-91.

Matias, A. B. (2007). *Finanças Corporativas de Longo Prazo*. São Paulo: Atlas.

Miller, M. H. (1988). The Modigliani-Miller propositions after thirty years. *Journal of Economic Perspectives* 2(4), 99-120.

Mossin, J. (1966). Equilibrium in a capital asset market. *Econometrica*, 34(4), 768-783.

Nascimento, R. L. (2017). *Energia solar no Brasil: situação e perspectivas*. Brasília: Câmara dos Deputados.

Póvoa, A. (2012). *Valuation: Como Precificar Ações*. Rio de Janeiro: Campus.

Reis, L. B. (2011). *Geração de Energia Elétrica*. (2ª. ed.). Barueri: Manole.



VIII SINGEP

Simpósio Internacional de Gestão de Projetos, Inovação e Sustentabilidade
International Symposium on Project Management, Innovation and Sustainability
ISSN: 2317-8302

8TH INTERNATIONAL CONFERENCE



Sharpe, W. F. (1964) Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. *The Journal of Finance*, 19(3), 425-442.

Sindicato dos Engenheiros no Estado de São Paulo. (2019). *Aneel quer taxar ainda mais a geração de energia solar*. Recuperado em 28 de junho, 201, de <https://www.seesp.org.br/site/index.php/comunicacao/noticias/item/18090-aneel-quer-taxar-ainda-mais-a-geracao-de-energia-solar>

Ventura, M. (2019). *Aneel quer reduzir incentivo para quem produz sua própria energia: proposta ainda pode sofrer alterações*. Recuperado em 20 de outubro, 201, de <https://oglobo.globo.com/economia/aneel-quer-reduzir-incentivo-para-quem-produz-sua-propria-energia-24019355>

Yin, R.K.(2010). *Estudo de caso: planejamento e métodos*. (4^a. ed.). Bookman: Porto Alegre.