

**SUSTENTABILIDADE E ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL: IMPACTO FINANCEIRO DOS RISCOS REGULATÓRIOS E TRIBUTÁRIOS**

**THIAGO SILVA DE MATOS MELO**  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

**CELSO FUNCIA LEMME**  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

**MAURICIO TIOMNO TOLMASQUIM**  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

# **SUSTENTABILIDADE E ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL: IMPACTO FINANCEIRO DOS RISCOS REGULATÓRIOS E TRIBUTÁRIOS**

## **1)INTRODUÇÃO E OBJETIVO**

Questões socioambientais pressionam o setor elétrico na direção das fontes renováveis de geração de energia. Em decorrência do Acordo de Paris (Organização das Nações Unidas [ONU], 2015), o Brasil se comprometeu a reduzir até 2025 as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis de 2005 e sinalizou a intenção de diminuir até 2030 em 43%. Além disso, se comprometeu com a participação de 45% das energias renováveis na matriz energética e com ganhos de 10% de eficiência no setor elétrico na sua Contribuição Nacionalmente Determinada (Ministério do Meio-Ambiente [MMA], 2016). Esse compromisso se traduz para o setor elétrico em políticas energéticas que vislumbram a penetração das fontes renováveis de geração de energia em substituição às fontes baseadas na utilização de combustíveis fósseis, como as termelétricas a carvão, a óleo e a gás (Ministério de Minas e Energia [MME] & Empresa de Pesquisa Energética [EPE], 2018).

As usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação, apesar de, quando comparadas com as usinas térmicas, serem fontes renováveis de baixa emissão de GEEs, têm sofrido grande resistência dos ambientalistas, dos movimentos relacionados à proteção dos povos indígenas e das populações atingidas pelas barragens. O potencial hidrelétrico brasileiro ainda não explorado está concentrado na região amazônica, que possui grande biodiversidade, alta densidade de terras indígenas e está distante dos centros de carga. Além disso, a região amazônica teria áreas de alagamento por unidade de capacidade instalada maiores do que as geradas pelas usinas construídas até o momento, em virtude de ser mais plana. De acordo com Mitscher e Ruther (2012), esses fatores aumentam o custo da opção de expansão através de projetos hidrelétricos no Brasil.

Para Faria, Trigos e Cavalcanti (2017), a predominância da hidroeletricidade na matriz elétrica brasileira traz, ainda, a desvantagem contida no fato de que custos de operação do sistema e a segurança energética são muito sensíveis às condições hidrológicas, como se pôde observar no racionamento em 2001 e no baixo nível dos reservatórios em 2015.

O histórico e a perspectiva de evolução dos custos da tecnologia fotovoltaica são de queda exponencial (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2018). Neij (1997, 2008), Sagar e van der Zwaan (2006), Nemet (2006, 2009), Neij, Andersen e Durstewitz (2003) e Ruther e Zilles (2011) mostraram o grande potencial das economias de escala, das curvas de aprendizado e do aumento da eficiência dos módulos na diminuição dos custos dos painéis fotovoltaicos. Segundo Faria et al. (2017), o Brasil tem grandes reservas de quartzo de boa qualidade para a produção de silício com alta pureza, células e módulos fotovoltaicos, o que pode reduzir ainda mais os custos destes componentes em nível nacional.

Avanços tecnológicos poderão transformar a forma tradicional de funcionamento do setor elétrico de grandes usinas longe dos centros de carga. Observamos a proliferação de recursos energéticos distribuídos (geração fotovoltaica de pequena escala, armazenamento de energia e carros elétricos) e progressos na infraestrutura de medição avançada e na comunicação bidirecional, nos aproximando de um mundo com redes elétricas inteligentes (MME, 2017). A viabilização dessas tecnologias está criando um processo de descentralização do setor elétrico.

O objetivo deste trabalho foi mensurar o impacto de riscos regulatórios e tributários no desempenho financeiro de projetos residenciais de geração fotovoltaica distribuída operados de acordo com a Resolução Normativa n. 482 (Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL], 2012), que estabeleceu o sistema de compensação de energia para micro e mini- geração distribuída no Brasil. Este estudo pode ser uma ferramenta adicional para que reguladores e

formuladores de políticas possam avaliar de forma sistêmica o impacto de suas decisões de cunho regulatório e tributário.

Apesar do termo “risco” ser utilizado frequentemente para expressar a possibilidade de ocorrência de um evento negativo, o conceito adotado nesta pesquisa está alinhado com a ideia de variabilidade, predominante nos estudos financeiros. Dessa forma, tanto as situações que podem piorar o desempenho financeiro dos projetos quanto as que podem melhorá-lo foram consideradas como risco.

O restante deste artigo está organizado da seguinte forma: o item 2 faz uma breve revisão da literatura, ficando para o item 3 a descrição do método de pesquisa. O item 4 apresenta os principais resultados, com as conclusões do estudo consolidadas no item 5.

## **2) FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

O Brasil apresenta excelentes recursos solares, com valores de irradiação global em qualquer região do território nacional (1.500-2500 kWh/m<sup>2</sup>) superiores aos de países da União Europeia, como Alemanha (900-1250 kWh/m<sup>2</sup>), França (900-1650 kWh/m<sup>2</sup>) e Espanha (1200-1850 kWh/m<sup>2</sup>), nos quais a geração fotovoltaica foi amplamente incentivada pelo governo e a tecnologia encontra-se bem estabelecida (Pereira et.al., 2006).

Apesar das distribuidoras de energia elétrica poderem organizar leilões ou chamadas públicas para a compra de até 10% de sua carga advinda da geração distribuída desde 2004, a regulação que definiu o marco para o desenvolvimento da geração fotovoltaica distribuída de forma mais expressiva foi a Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012). Ela estabeleceu o sistema de compensação, conhecido mundialmente como “*net metering*”, para a micro (até 100 kW) e mini-geração (de 100 kW até 3 MW) distribuída. Nesse sistema, adotado pela maioria dos estados norte-americanos, o consumidor-produtor, unidade consumidora que possui sistema de geração de energia, paga à distribuidora somente a diferença entre o que consumiu e o que gerou de energia no seu sistema fotovoltaico (Brown & Bunyan, 2014).

De acordo com o Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre 2018 (GREENER, 2018), a potência acumulada de projetos de geração fotovoltaica distribuída conectados à rede subiu de 60 Megawatt-pico (MWp), em dezembro de 2016, para 161 MWp, em dezembro de 2017. A unidade Wp (Watt-pico) é utilizada para a potência de células fotovoltaicas, pois fatores como luminosidade e temperatura mudam a capacidade dos sistemas fotovoltaicos de produzir energia em determinado intervalo de tempo. A palavra “pico” está relacionada às condições ideais necessárias para que o sistema fotovoltaico disponibilize determinada potência em W (Watts). Apesar da capacidade instalada ser considerada muito pequena em termos absolutos, para um país de dimensões continentais e recursos solares como o Brasil, ela quase triplicou em 2017. O segmento residencial responde sozinho por 42% desses 161 MWp. O estudo mostra, também, que o número de conexões saiu de 7.807 para 19.277 neste mesmo período.

Como no Brasil optou-se pelo sistema de compensação estabelecido pela Resolução Normativa n. 482 de 2012 (ANEEL, 2012), o preço da energia elétrica fornecido pela distribuidora ao longo da vida-útil do projeto representa o valor da energia que o consumidor-produtor deixará de comprar por estar gerando, e pode ser visto, dentro de uma perspectiva de custo de oportunidade, como o valor da energia gerada por seu sistema fotovoltaico. Nesse sentido, qualquer decisão de natureza regulatória ou tributária que altere o valor do kWh da energia gerado pelos painéis fotovoltaicos impactará a rentabilidade do investimento.

A seguir, discutimos brevemente quatro principais riscos relacionados a aspectos regulatórios, que são a tarifa binômica, os reajustes tarifários, a tarifa granular e o atributo ambiental, bem como os riscos relacionados a questões tributárias.

A tarifa binômica se confronta com a tarifação volumétrica, na qual a conta de energia elétrica depende somente do consumo, sem uma parcela fixa. As distribuidoras cobram dos

clientes um valor de consumo mínimo pela disponibilização da energia, mesmo que o cliente não chegue a consumir essa quantidade. Para os sistemas trifásicos, típicos de residências com potencial de colocação de sistemas fotovoltaicos, esse valor corresponde a 100 kWh. É importante não confundir a cobrança da disponibilidade energética com a existência de uma tarifa fixa. O preço da energia em R\$/kWh no caso de parcela fixa é relativamente menor, para compensar a existência de uma parcela independente do consumo.

A consultoria Boston Consulting Group (BCG) publicou um estudo chamado Geração de Energia Descentralizada: Cenários e implicações para o setor no Brasil (Le Corre et al., 2017), no qual mostra que a conta de energia elétrica dos clientes residenciais brasileiros é função de uma base puramente variável (tarifa volumétrica), enquanto em muitos outros países, como Portugal, Espanha, Reino Unido, Itália, França, Alemanha, o cliente paga um valor fixo independente do seu consumo de energia. Como a tarifa no Brasil é volumétrica, o valor da contribuição dos consumidores para a operação e manutenção da rede de distribuição está embutido no valor do kWh (Le Corre et al., 2017). Na medida em que os consumidores instalam sistemas fotovoltaicos e se tornam consumidores-produtores, diminuem o consumo da rede e, conseqüentemente, a contribuição para a sua operação e manutenção. Assim, os consumidores que não possuem sistemas fotovoltaicos acabam assumindo mais custos de operação e manutenção para compensar a redução da contribuição dos consumidores-produtores (Brown & Bunyan, 2014).

Simone e Salles (2017) ressaltam que o modelo atual tem uma lógica perversa, pois os consumidores sem sistemas fotovoltaicos, que possuem menor renda, são sobretaxados para compensar a redução da contribuição dos consumidores-produtores, com maior renda, o que cria um mecanismo regressivo de transferência de renda. Para que essa distorção seja corrigida separa-se o pagamento pela infraestrutura do “fio” do pagamento pela “energia” consumida através da implantação de uma tarifa binômia, composta por uma parte fixa, relacionada ao “fio”, e uma parte variável, relacionada à energia consumida (MME, 2017).

Em relação aos riscos tributários, a lei n. 13.169 (2015) reduziu a zero as alíquotas da contribuição para o Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) para a energia ativa injetada na rede através de geração fotovoltaica distribuída e para a energia compensada de acordo com o sistema de compensação estabelecido pela Resolução Normativa n. 482 (ANEEL, 2012). O Convênio ICMS 16 (CONFAZ, 2015) autorizou os estados a isentarem de Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) essa circulação de energia (injeção na rede e compensação).

Rodrigues et al. (2016) ressaltam que os valores da tarifa *feed-in*, subsídio utilizado para incentivar a inserção da geração fotovoltaica distribuída na Alemanha e em vários outros países, foram gradualmente diminuindo desde 2001. Com o custo dos sistemas residenciais fotovoltaicos caindo continuamente (IRENA, 2018), a tecnologia tem se tornado bastante competitiva, o que pode ter como consequência a remoção dos subsídios existentes através de isenções tributárias.

Em relação aos riscos referentes aos reajustes tarifários, é importante observar que a tarifa das distribuidoras de energia é influenciada pelo preço que pagam aos geradores, em contratos de compra e venda de energia. A energia proveniente da usina Itaipu Binacional foi alocada compulsoriamente às distribuidoras brasileiras por um preço determinado no Tratado de Itaipu assinado entre o Brasil e o Paraguai. O preço da energia é fixado em dólares e o tratado prevê revisão do preço da energia no ano de 2023, 50 anos após a sua assinatura. Os contratos das distribuidoras referentes à energia de Itaipu representam parte significativa do total de energia contratada por elas, de forma que mudanças nos seus valores têm alto impacto na tarifa do consumidor final.

Passando para a tarifa granular, Tomosk, Haysom e Wright (2017) utilizaram a expressão “granularidade horária” para se referir às variações da tarifa ao longo do dia. A

mesma expressão está presente no projeto de lei resultante da Consulta Pública n.33 de 2017 do MME, que estabelece prazo para a implantação desse tipo de tarifa no Brasil. Brown e Bunyan (2014) mostraram que nos Estados Unidos os horários de pico do consumo de energia elétrica residencial não coincidem com a geração de energia solar. Pitt e Michaud (2015) acreditam na racionalidade de tarifas variáveis de acordo com a hora do dia. A implantação desse tipo de variação no preço faria com que a energia gerada por sistemas fotovoltaicos fosse remunerada por um preço mais justo, relacionado ao nível de demanda dos períodos em que os painéis fotovoltaicos injetam energia no sistema.

As tarifas de energia elétrica para clientes residenciais não mudam ao longo do dia no Brasil (tarifa convencional). Caso isso aconteça, como a curva de consumo de energia elétrica no Brasil também não coincide com a curva de geração de um sistema fotovoltaico (Operador Nacional do Sistema [ONS], 2018), o valor da energia gerada pelo sistema fotovoltaico seria diferente do valor da multiplicação da quantidade de energia gerada pela tarifa convencional, constante durante todas as horas do dia.

Em relação ao atributo ambiental, cada vez mais os países são obrigados a assumir compromissos em relação à redução de GEEs (ONU, 2015). O Brasil se comprometeu com a participação de 45% das energias renováveis na sua matriz energética e de obter ganhos de 10% de eficiência no setor elétrico em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (Ministério do Meio-Ambiente [MMA], 2016). De acordo com Medeiros, Oliva e Kiperstok (2013), as emissões de GEEs da energia consumida no Brasil, dentro de uma perspectiva de ciclo de vida, são de 0,745 Kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh, considerando as diferentes fontes na geração total do ano de 2008. As pressões socioambientais podem crescer de tal forma que o atributo ambiental da fonte solar fotovoltaica distribuída, principalmente a baixa emissão de GEEs, passe a ser remunerado, criando receita adicional por cada kWh de energia gerado. Brown e Bunyan (2014) reconhecem a chance significativa de que o benefício social das emissões evitadas seja internalizado através de alguma receita adicional.

Um aspecto importante para o presente estudo foi a disponibilidade de modelos financeiros para a avaliação de projetos de geração fotovoltaica distribuída. No sistema de compensação, o investimento em um sistema fotovoltaico residencial pode ser visto como um *hedge* que protege o consumidor-produtor do aumento da tarifa de energia elétrica fornecida pela distribuidora ao longo da vida útil do projeto (Mitscher & Rüther, 2012). Numa visão mais especulativa, esse investimento pode ser considerado como uma aposta no aumento da tarifa de energia fornecida pela distribuidora, pois ela será o preço que consumidor-produtor deixará de pagar por cada kWh de energia gerado pelo seu sistema fotovoltaico.

Na modelagem financeira, a tarifa de energia elétrica fornecida pela distribuidora ao longo da operação do sistema fotovoltaico deve ser o valor que, multiplicado pela quantidade de energia a ser gerada em cada período de operação, define a receita do projeto. Na avaliação de projetos no Brasil, o valor da última revisão tarifária das distribuidoras pode ser utilizado como preço inicial da energia no modelo financeiro, projetando-se reajustes anuais reais entre 0% e 4,5% (Simone & Salles, 2017; Nogueira & Ribeiro, 2015; Castro, 2015; Holdermann, Kissel, & Beigel, 2014; Mitscher e Rüther; 2012).

Apesar da variabilidade (diária e mensal) dos recursos solares ser significativa, os desvios solares anuais são tipicamente pequenos e praticamente se cancelam ao longo dos anos (Drury et. al., 2013). Como se trata de um projeto com vida-útil de, aproximadamente, 25 anos (Amaral et al., 2016; Castro, 2015), esses desvios se anulam, eliminando grande parte do impacto da variabilidade dos recursos solares. A parte da energia gerada e não consumida pelo sistema é injetada na rede para compensação em momentos futuros, desde que não seja ultrapassado o limite de 60 meses (ANEEL, 2015). Simone & Salles (2017) e Castro (2015) adotaram a premissa de que 55% da energia gerada pelo sistema residencial são injetados na rede e que 45% da energia são autoconsumidas para as suas avaliações desse tipo de projeto.

Os créditos da energia injetada na rede são contabilizados de forma integral, uma vez que sobre eles não incidem tributos, o que faz com que o valor da energia gerada pelo sistema e injetada na rede seja o mesmo da energia fornecida pela distribuidora (Amaral et al., 2016).

Em relação aos investimentos, o inversor, que transforma a corrente contínua gerada pelos painéis fotovoltaicos em corrente alternada para consumo, se deprecia mais rapidamente do que os outros componentes, sendo necessária reposição entre 10 a 15 anos após o início da operação (Drury et al., 2013; Castro, 2015). É importante que este valor seja incluído na avaliação financeira, pois o inversor é o segundo maior responsável pelo investimento do sistema, atrás apenas dos módulos fotovoltaicos.

### **3) MÉTODO DE PESQUISA**

Criamos diferentes hipóteses para os riscos regulatórios e tributários discutidos na revisão da literatura, fazendo a simulação de avaliação financeira de um projeto típico de 6 kWh para cada hipótese criada. Para mensurar o impacto das hipóteses, calculamos a diferença entre a Taxa Interna de Retorno (TIR) da simulação e a do caso-base, que reflete as condições atuais de mercado dos projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil.

A implantação de uma parte fixa na conta de energia elétrica dos clientes residenciais brasileiros teria como consequência natural a diminuição do valor do kWh vendido pela distribuidora. Definimos três diferentes valores para o preço do kWh. No caso-base consideramos uma tarifa 100% volumétrica, como acontece atualmente no Brasil e na Califórnia. Fizemos a primeira simulação com base no que acontece na Espanha e Inglaterra, sendo uma tarifa 90% variável e 10% fixa. A segunda simulação foi feita com base no que acontece na Alemanha, Portugal e França, sendo implantada uma tarifa 20% fixa e 80% variável. Por último, fizemos uma simulação com a hipótese de implementação de uma tarifa 30% fixa e 70% variável, baseada no caso da Itália (Le Corre et al., 2017).

Identificamos duas fontes de riscos tributários para os projetos de geração fotovoltaica no sistema de compensação. A primeira está relacionada à interpretação em relação à parte da tarifa sobre a qual deve incidir a isenção do ICMS. A segunda se refere à possibilidade de retirada das isenções tributárias na esfera federal (PIS e COFINS) e/ou na esfera estadual (ICMS). Consideramos no caso base a continuação da isenção de PIS e COFINS, em virtude da existência da Lei n. 13.169 (2015), e da isenção de ICMS sobre a totalidade da tarifa (TE e TUSD), como preconiza o Convênio 16 (CONFAZ, 2015). Fizemos uma simulação na qual a isenção de ICMS acontece somente sobre a TE, e não sobre a TUSD, conforme praticado por algumas distribuidoras. Realizamos uma segunda simulação na qual não há qualquer isenção de ICMS. Na terceira simulação mantivemos a isenção de ICMS na TE e TUSD, mas retiramos a isenção de PIS e COFINS. Fizemos, ainda, uma quarta simulação na qual todos os subsídios tributários (PIS, COFINS e ICMS) são extintos em virtude da possibilidade de consolidação do entendimento entre os formuladores de política das esferas federal e estadual no sentido de que a penetração e o desenvolvimento tecnológico criaram níveis de economia de escala e de competitividade suficientes para que os projetos de geração fotovoltaica distribuída avancem sem incentivos tributários.

Passando para os reajustes tarifários, identificamos dois contratos relevantes para as distribuidoras que teriam impacto significativo nas suas tarifas. Um deles está relacionado à energia da usina Itaipu Binacional e o outro à energia gerada nas usinas que operam sob o regime de cotas. O reajuste do preço da energia de Itaipu depende de questões macroeconômicas e mercadológicas, como as flutuações cambiais, e não de questões regulatórias, estando, por isso, fora do escopo desta pesquisa. Por outro lado, o reajuste do preço da energia do regime de cotas está dentro do escopo de pesquisa e tem impacto nas tarifas das distribuidoras no curto prazo. Por isso, escolhemos criar hipóteses relacionadas somente ao aumento de preço da energia sob o regime de cotas. Todas as vezes que precisamos definir uma

distribuidora para realizar as análises, utilizamos dados da distribuidora Light do Rio de Janeiro, lembrando que a importância da energia sob o regime de cotas é diferente para cada distribuidora.

Os Leilões de Energia Existente (LEE) têm como objetivo a reposição dos contratos que estão vencendo por outros de usinas já existentes. Consistem em licitações para a contratação de empreendimentos que detêm outorga de concessão, permissão ou autorização na data de início do processo público de licitação. Os prazos dos contratos variam de 1 a 15 anos, com início da operação no próprio ano ou no ano seguinte ao do leilão (Tolmasquim, 2015). Por essa razão, são boa referência de preço para a energia sob o regime de cotas.

No caso-base não consideramos nenhum reajuste no preço da energia sob o regime de cotas. Como o preço da energia nos LEEs depende da conjuntura do mercado de energia elétrica (condições hidrológicas, oferta de projetos de geração, entre outros), escolhemos duas situações para as simulações dos reajustes tarifários, com o intuito de mostrar o potencial de impacto na rentabilidade dos projetos. Na primeira, o valor da energia sob o regime de cotas foi reajustado para o preço médio da energia do 18º LEE (R\$ 174,52). Na segunda, com o intuito de avaliar um cenário de reajuste mais extremo, que aumentaria muito a rentabilidade dos projetos de geração fotovoltaica distribuída, escolhemos o maior preço médio histórico que aconteceu no 13º LEE em 30/04/2014 (R\$ 334,68).

Para tratar o risco da tarifa granular, consideramos no caso-base uma tarifa convencional, sem variações horárias no preço da energia elétrica. A tarifa branca é uma nova modalidade tarifária criada pela ANEEL e disponibilizada para as unidades consumidoras de baixa tensão a partir de 2018. O cliente residencial pode optar entre a tarifa convencional, com valor único (em R\$/kWh) cobrado pela energia independentemente do dia e horário do consumo, e a tarifa branca, na qual o valor da energia depende do horário e do dia em que o consumo ocorreu. Para a precificação da energia de acordo com a tarifa branca, existem três faixas de horário (postos tarifários), que são: 1) Ponta: quando o valor da energia é mais alto; 2) Intermediário: quando o valor da energia é menor do que o da Ponta, mas maior do que o valor da energia na tarifa convencional; e 3) Fora de Ponta: quando o valor da energia é menor do que o valor da tarifa convencional. Fizemos uma simulação para o risco da tarifa granular com a hipótese da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos sendo precificada pela tarifa branca “Fora de Ponta”, ao invés da tarifa convencional considerada no caso-base.

Finalmente, para a hipótese do risco do atributo ambiental, os GEEs foram escolhidos, em virtude da sua relação com o aquecimento global. A emissão de GEEs durante a operação dos painéis fotovoltaicos é praticamente nula. Entretanto, não podemos ignorar as emissões indiretas para a mensuração do benefício associado à redução de emissões.

Fizemos a avaliação da quantidade de emissões de GEEs evitada por cada kWh de energia gerada pelo sistema fotovoltaico dentro de uma abordagem de avaliação do ciclo de vida (ACV). Adotamos essa opção porque a ACV tem sido muito utilizada para o cálculo dos impactos ambientais por incluir na análise todas as etapas - extração de matéria-prima, materiais, fabricação, transporte ou distribuição, utilização e disposição final dos resíduos (Carvalho, Delgado, & Chacartegui, 2016). Ainda que a matriz elétrica brasileira seja majoritariamente renovável em virtude das grandes usinas hidrelétricas e, mais recentemente, das eólicas, a geração de energia solar fotovoltaica poderia colaborar para a manutenção do nível dos reservatórios, evitando o despacho de usinas termelétricas. Não consideramos nenhuma remuneração adicional em função do atributo ambiental relacionado à redução de emissão de GEEs no caso-base. Fizemos uma simulação utilizando o preço médio do crédito de carbono de cinco mercados (USD 11,10) e outra simulação com o maior preço (USD 18,30) para calcular as receitas adicionais em virtude das emissões de GEEs evitadas. Utilizamos a taxa de câmbio do dia 05/12/2018 (3,85 R\$/USD) para converter os valores de dólares para o

real ([www.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpeq.asp?id=txcotacao](http://www.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpeq.asp?id=txcotacao), recuperado em 20 de dezembro, 2018).

Finalizando a discussão dos riscos e hipóteses de simulação, o Quadro 1 consolida as premissas do caso-base e as hipóteses dos riscos.

Quadro 1: Resumo do caso-base e das hipóteses dos riscos

Risco	Tarifa Binômia				Tributário			Descotização			Tarifa Granular		Atributo Ambiental		
	Tarifa Fixa				Isenção dos tributos			Preço energia das Cotas			Valor da Tarifa		Preço do kg de CO2-eq evitado		
Simulações	0%	10%	20%	30%	PIS e COFINS	ICMS TE	ICMS TUSD	Não muda	18º LEE	13º LEE	Convencional	Tarifa Branca	Zero	Média	Maior
Caso base	x				x	x	x	x			x		x		
Hipótese 1		x			x	x	x	x			x		x		
Hipótese 2			x		x	x	x	x			x		x		
Hipótese 3				x	x	x	x	x			x		x		
Hipótese 4	x				x	x		x			x		x		
Hipótese 5	x				x			x			x		x		
Hipótese 6	x					x	x	x			x		x		
Hipótese 7	x							x			x		x		
Hipótese 8	x				x	x	x		x		x		x		
Hipótese 9	x				x	x	x			x	x		x		
Hipótese 10	x				x	x	x	x				x	x		
Hipótese 11	x				x	x	x	x			x			x	
Hipótese 12	x				x	x	x	x			x				x

Adotamos o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) para avaliar o desempenho financeiro do projeto típico de 6 kWh. Utilizamos a perspectiva do cliente final no modelo financeiro e a premissa de que o projeto será feito somente com capital próprio. O objetivo foi eliminar os efeitos de características específicas de uma empresa, como o tipo de regime tributário, e da estrutura de capital e nível taxa de juros, que gerariam diferentes efeitos de alavancagem. Construímos FCs reais para eliminar o efeito da inflação, relacionado a questões macroeconômicas exógenas ao projeto. Utilizamos um horizonte finito e não consideramos nenhum valor residual para o equipamento ao final da vida-útil do projeto.

Fizemos uma simulação de avaliação financeira para cada uma das hipóteses dos riscos e uma avaliação financeira para o caso base, que reflete as condições atuais de mercado dos projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil. Utilizamos a TIR como indicador de desempenho financeiro do projeto. O fato de todas as simulações terem a mesma base de investimento, horizonte de análise e perfil de FC permitiu a mensuração do impacto de cada uma das hipóteses através da comparação da TIR.

A necessidade de um novo investimento para a substituição do inversor no meio da vida-útil do projeto torna os FCs dos projetos de geração fotovoltaica distribuída não-convencionais, com mais de uma inversão de sinal, fazendo com que possam apresentar mais de uma TIR. Analisamos se existia mais de uma TIR com potencial de afetar a avaliação financeira das simulações, o que não se verificou. Consideramos que o reinvestimento do inversor não altera o nível de risco do FC por se tratar de substituição de equipamento de mesma tecnologia. Não nos preocupamos com a premissa de reinvestimento dos FCs intermediários no método da TIR, pois o projeto apresentado é típico, sendo razoável assumir que existirão oportunidades de reinvestimento dos FCs intermediários em projetos com TIRs similares às calculadas nas simulações.

O modelo de FC utilizado para a realização das simulações de avaliação financeira está apresentado no Quadro 2.

Quadro 2: Modelo de FC utilizado

<b>Entradas de Caixa (A)</b>	<b>1</b>
Entrada relacionada ao consumo evitado (R\$)	2
Energia gerada (kWh)	3
Autoconsumo (45% da energia gerada) (kWh)	4
Injeção na rede (55% da energia gerada) (kWh)	5
Preço da energia do consumo evitado (R\$/kWh)	6
Autoconsumo (R\$/kWh)	7
Injeção na rede (R\$/kWh)	8
Reajuste tarifário (%)	9
Representatividade das Cotas na tarifa (%)	10
Aumento do preço da energia das Cotas (%)	11
Entrada relacionada a emissões evitadas de CO <sub>2</sub> -eq (R\$)	12
Quantidade de CO <sub>2</sub> -eq evitado (Kg)	13
Preço do Kg de CO <sub>2</sub> -eq evitado (R\$/kg)	14
<b>Saídas de Caixa (B)</b>	<b>15</b>
Kit Fotovoltaico e Integração (R\$)	16
Reposição inversor (R\$)	17
Disponibilidade energética (R\$)	18
Consumo total (kWh)	19
Consumo total - Energia gerada (kWh)	20
Consumo líquido (kWh)	21
Disponibilidade energética (kWh)	22
Tarifa disponibilidade energética (R\$/kWh)	23
O&M	24
<b>Fluxo de Caixa do Projeto (A-B)</b>	<b>25</b>

Consideramos como tarifa inicial a do último reajuste tarifário da distribuidora Light do Rio de Janeiro (ANEEL, 2018). Não consideramos aumento real da tarifa de energia ao longo da vida útil do projeto e nem as bandeiras tarifárias, retirando da análise previsões de grande incerteza que afetariam todas as simulações de forma similar. Definimos a alíquota de ICMS com base nas faixas de consumo. Como a alíquota de PIS e COFINS varia a cada mês, utilizamos a média das alíquotas de 12 meses da distribuidora Light (julho de 2017 até junho de 2018), cujo valor é de 5,45%.

Decidimos avaliar o impacto dos riscos através de um projeto típico de 6 kWp, que corresponde ao ponto médio da faixa de potência mais vendida no Brasil (GREENER, 2018). Um sistema de 6 kWh atende, portanto, ao nível de consumo das residências que têm o maior potencial de aquisição de sistemas fotovoltaicos e que constituem um alvo interessante para as decisões do regulador e dos formuladores de políticas.

O valor do investimento inicial (kit fotovoltaico e integração) foi calculado com base em pesquisa de mercado (GREENER, 2018). Adotamos o valor de 21% do investimento inicial para definir o custo de reposição do inversor de R\$ 6.955,20 (Instituto IDEAL & AHK-RJ, 2018) e utilizamos a previsão de 12,5 anos para a substituição desse equipamento (Drury et al., 2013; Castro, 2015). Consideramos uma vida-útil de 25 anos para o projeto (Amaral et al., 2016; Castro, 2015) e o autoconsumo da residência de 45% da energia gerada pelo sistema (Simone & Salles, 2017; Castro, 2015).

A disponibilidade energética para uma residência trifásica é de 100 kWh/mês (ANEEL, 2018a), então a distribuidora cobrará o valor mínimo mensal de 100 kWh, mesmo que não tenham sido consumidos da rede de distribuição nesse período. Dessa forma, se um sistema fotovoltaico for dimensionado com base no consumo total anual da residência, o custo com disponibilidade será muito alto. No Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (Pinho & Galdino, 2014) recomenda-se que o sistema fotovoltaico não seja projetado para suprir completamente o consumo anual de uma residência, mas somente a diferença entre consumo da residência e a disponibilidade energética, que é de 1.200 kWh por ano no caso dos sistemas trifásicos (12 meses x 100 kWh/mês).

Para o cálculo da irradiação solar diária média mensal utilizamos a versão 3.0 do programa SunData do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Utilizamos como referência para a determinação da irradiação solar diária média mensal uma localização central na Barra da Tijuca, bairro do Rio de Janeiro com grande potencial para a utilização de sistemas fotovoltaicos, por causa da quantidade de casas com grandes telhados e do perfil de renda das famílias. As coordenadas geográficas dessa referência foram encontradas através do Google Maps e inseridas no programa SunData 3.

No Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (Pinho & Galdino, 2014) recomenda-se a utilização de uma Taxa de Degradação de 0,5% ao ano e de uma Taxa de Desempenho (TD) entre 70 e 80% para sistemas residenciais conectados à rede, bem ventilados e não sombreados. Utilizamos o valor central da faixa recomendada para TD (75%) e uma degradação de 0,5% ao ano. O manual apresenta, ainda, a fórmula para o cálculo da potência de sistemas fotovoltaicos. Ao invés de dimensionarmos o sistema para um determinado nível de consumo, como as empresas fazem para sistemas voltados para potenciais clientes, decidimos que a avaliação desse estudo seria efetuada por meio de um projeto com 6 kWp de potência, pois esse é o valor do ponto médio da faixa de potência mais vendida no Brasil (GREENER, 2018).

Calculamos, então, o custo com disponibilidade energética. Do consumo mensal subtraímos a energia gerada mensalmente pelo sistema fotovoltaico. Sempre que esse valor foi negativo, consideramos como crédito para o abatimento do consumo líquido da distribuidora no mês seguinte. Quando esse consumo líquido foi inferior a 100 kWh (disponibilidade energética de sistemas trifásicos), calculamos a disponibilidade energética do mês multiplicando a diferença entre 100 kWh e o consumo líquido pela tarifa da distribuidora. Utilizando uma taxa de degradação de 0,5% ao ano, calculamos a geração de energia em todos anos subsequentes até o final da vida-útil do projeto e realizamos o mesmo procedimento para calcular o custo de disponibilidade energética em cada ano. Por último, consideramos o custo de O&M de 5% do investimento inicial por ano (Bradshaw, 2017).

#### **4) RESULTADOS**

Após analisarmos os FCs de todas as simulações verificamos que, apesar serem não-convencionais, por causa do reinvestimento na reposição do inversor, nenhum resultou em múltiplas TIRs com sentido financeiro (dentro do intervalo verificado de taxas de desconto de 1% até 100%), o que poderia comprometer a utilização do método. Na Tabela 1 apresentamos um resumo dos resultados das simulações das hipóteses dos riscos e do caso base. A variável que se altera em cada hipótese é mostrada na terceira coluna. A TIR real do projeto do caso-base é apresentada na primeira linha da quarta coluna, seguida das TIRs reais das hipóteses. A diferença entre a TIR real de cada hipótese e a TIR real do caso base, que definimos como uma *proxy* do impacto, está apresentada na última coluna.

Tabela 1: Resumo dos resultados das simulações

Riscos	Simulações	Variável	TIR	$\frac{((1+TIR)/(1+TIR_{base})-1)}{IMPACTO}$
N/A	Caso base	Mercado atual	16,1%	0,0%
Tarifa Binômia	Hipótese 1	Tarifa fixa de 10%	15,2%	-0,8%
	Hipótese 2	Tarifa fixa de 20%	12,2%	-3,3%
	Hipótese 3	Tarifa fixa de 30%	9,1%	-6,0%
Tributário	Hipótese 4	ICMS TUSD	13,3%	-2,4%
	Hipótese 5	ICMS TUSD/TE	10,5%	-4,8%
	Hipótese 6	PIS/COFINS	14,8%	-1,1%
	Hipótese 7	ICMS/PIS/COFINS	9,8%	-5,4%
Descotização	Hipótese 8	Preço 18° LEE	20,2%	3,5%
	Hipótese 9	Preço 13° LEE	26,3%	8,9%
Tarifa Granular	Hipótese 10	Tarifa branca	12,4%	-3,2%
Atributo Ambiental	Hipótese 11	Média	17,8%	1,5%
	Hipótese 12	Maior	18,9%	2,4%

O valor da TIR real do caso-base foi de 16,1% e seria ainda maior se tivéssemos considerado as bandeiras tarifárias e um aumento real do preço da energia elétrica ao longo da vida-útil do projeto. A TIR real das hipóteses variou de 9,1% até 26,3%. O impacto dos riscos na TIR variou de -6,0% (Hipótese 3) até +8,9% (Hipótese 9). A magnitude dos impactos foi bastante significativa, o que está de acordo com a nossa expectativa inicial.

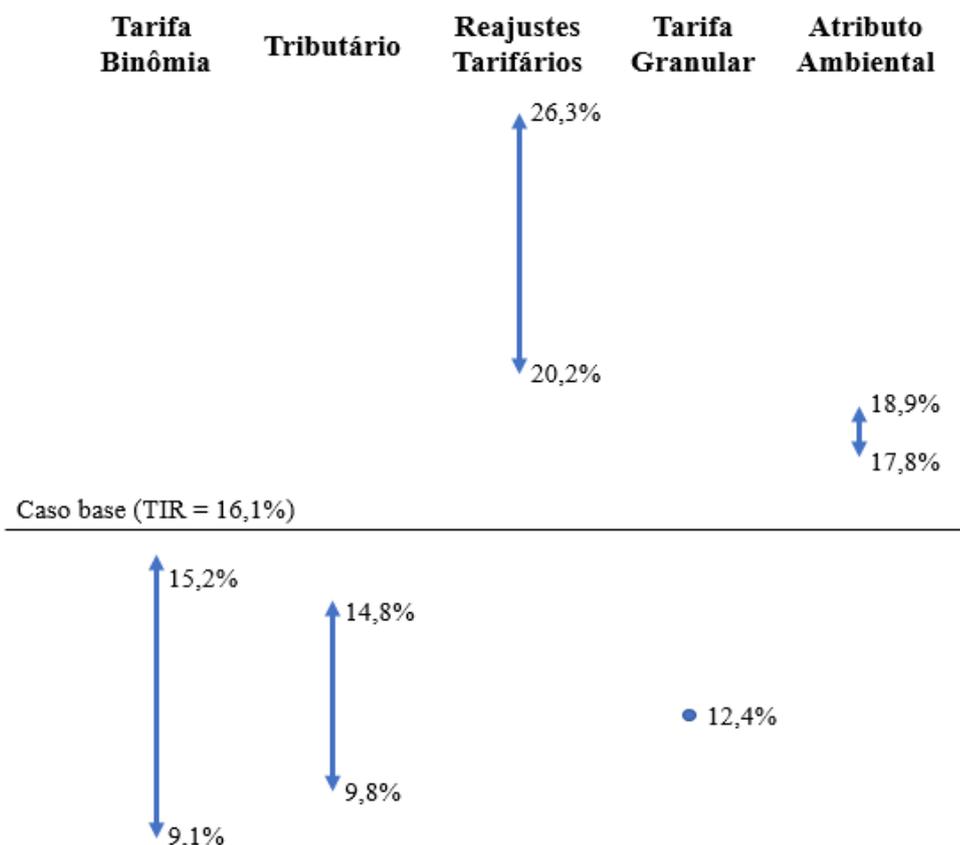
Os riscos Reajustes Tarifários e Atributo Ambiental impactaram positivamente o desempenho financeiro do projeto, o primeiro por estar relacionado a um aumento da tarifa de energia e o segundo por causa da receita adicional relacionada à redução de emissões de GEEs. Os riscos Tarifa Binômia, Tributário e Tarifa Granular impactaram negativamente o resultado financeiro do projeto por diminuírem o valor do kWh do consumo evitado pela geração de energia do sistema fotovoltaico. Separamos os resultados em três níveis de impacto na TIR (módulo), com intervalos arbitrariamente determinados: 1) Baixo: 0 a 2%; 2) Médio: 2% a 4%, e 3) Alto: maior que 4%. A Tabela 2 apresenta essa classificação em ordem decrescente de nível de impacto.

Tabela 2: Nível do impacto

Riscos	Simulações	Variável	IMPACTO	Nível do impacto
Descotização	Hipótese 9	Preço 13° LEE	8,9%	Alto
Tarifa Binômia	Hipótese 3	Tarifa fixa de 30%	6,0%	
Tributário	Hipótese 7	ICMS/PIS/COFINS	5,4%	
Tributário	Hipótese 5	ICMS TUSD/TE	4,8%	
Descotização	Hipótese 8	Preço 18° LEE	3,5%	Médio
Tarifa Binômia	Hipótese 2	Tarifa fixa de 20%	3,3%	
Tarifa Granular	Hipótese 10	Tarifa branca	3,2%	
Atributo Ambiental	Hipótese 12	Maior	2,4%	
Tributário	Hipótese 4	ICMS TUSD	2,4%	Baixo
Atributo Ambiental	Hipótese 11	Média	1,5%	
Tributário	Hipótese 6	PIS/COFINS	1,1%	
Tarifa Binômia	Hipótese 1	Tarifa fixa de 10%	0,8%	

Fizemos, ainda, o diagrama de impacto na TIR apresentado na Figura 1, onde podemos observar a amplitude de variação da TIR ao longo das diversas hipóteses.

Figura 1: Diagrama de amplitude de impacto na TIR



A grande amplitude do risco Tarifa Binômica justifica-se por termos utilizado uma hipótese com tarifa fixa de 10%, próxima à realidade do caso-base (tarifa volumétrica), como ocorre atualmente, e uma hipótese com 30% de tarifa fixa, valor próximo aos casos mais extremos de tarifa fixa de acordo com os países presentes no estudo de *benchmark* utilizado.

Os riscos Reajustes Tarifários, Tributários e Tarifa Binômica apresentaram alto nível de impacto, mas cenários próximos às suas hipóteses mais extremas tem baixa probabilidade de concretização. Os riscos Tributários e Tarifa Binômica apresentaram hipóteses mais moderadas, com níveis de impacto médio e baixo na escala, mas com maior probabilidade de concretização. O risco Reajustes Tarifários não apresentou hipóteses com baixo nível de impacto. Sua hipótese mais moderada teve o maior impacto dentre as hipóteses de médio impacto. Isso era esperado em virtude de o preço da energia sob o regime de cotas ser muito inferior ao de mercado. A hipótese mais desvantajosa para a implantação da Tarifa Binômica, com 30% de tarifa fixa, causou alto impacto na TIR, mas mantendo TIR real relativamente alta (9,1%). Já a hipótese menos desvantajosa, com apenas 10% de tarifa fixa, resultou em uma TIR real de 15,2%, reduzindo o resultado do caso-base em apenas 0,9%.

Os resultados mostram que as isenções tributárias sobre a energia injetada na rede são relevantes para a atratividade financeira do projeto. A grande amplitude do risco Tributário no diagrama deve-se ao fato da simulação com o fim da isenção de PIS e COFINS ter impacto reduzido quando comparado com o fim da isenção de ICMS. Na simulação com a hipótese mais prejudicial para o projeto, na qual retiramos todas as isenções (PIS, COFINS e ICMS), a TIR

real do projeto diminuiu em 5,4% (Alto Impacto), mas manteve-se em 9,8%, o que consideramos um valor ainda relativamente alto. O ICMS é responsável pela maior parte desse impacto (4,8%), enquanto PIS e COFINS diminuíram a TIR em apenas 1,1%.

O risco Reajustes Tarifários teve grande amplitude, em virtude de termos utilizado em uma das hipóteses um caso extremo, no qual a energia sob o regime de cotas é substituída por energia com preço equivalente ao do maior preço médio histórico dos LEEs. O risco Tarifa Granular aparece como um ponto do diagrama em virtude de termos simulado somente uma hipótese para ele, utilizando o preço “Fora de Ponta” da tarifa branca da distribuidora Light do Rio de Janeiro. O impacto negativo na TIR foi de 3,2% (Médio), mostrando que a inserção de uma tarifa granular pode ter consequências significativas para a rentabilidade dos projetos.

A pequena amplitude do risco Atributo Ambiental mostra que a utilização dos preços do Kg de CO<sub>2</sub>-eq médios ou máximos dos mercados atuais de carbono resulta numa diferença de apenas 1,1% na TIR real do projeto. Mesmo utilizando os baixos preços de Kg de CO<sub>2</sub>-eq dos mercados atuais de carbono, a internalização dessa externalidade positiva pode ter contribuição significativa de até 2,4% de aumento na TIR (hipótese de preço máximo).

Cabe ressaltar que nas simulações consideramos o preço da energia sem aumento real durante o horizonte do projeto e não incluímos as bandeiras tarifárias, simplificações que tornaram o desempenho financeiro do caso-base pior do que a realidade. Entretanto, essa simplificação não afetou o exame dos riscos, por tratar-se de análise diferencial.

## **5) CONCLUSÃO**

As pressões socioambientais e a tendência de descentralização do setor elétrico têm colaborado para a expansão da geração fotovoltaica distribuída no mundo. O Brasil apresenta excelentes recursos solares e uma tarifa de energia elétrica relativamente alta, com tendência de aumentar ainda mais nos próximos anos. Os custos da tecnologia fotovoltaica continuam diminuindo e, com a escala proporcionada pelos leilões de geração fotovoltaica centralizada, tendem a diminuir ainda mais, tornando essa fonte cada vez mais competitiva.

A TIR real na avaliação financeira do caso-base foi relativamente alta, mostrando que a geração fotovoltaica distribuída operando no sistema de compensação não somente atingiu a paridade tarifária, mas já se mostra significativamente atrativa em termos financeiros nas condições atuais de mercado, mesmo sem considerar bandeiras tarifárias e aumento real no preço da energia ao longo da vida-útil do projeto. Apesar de o sistema de compensação ter introduzido a geração fotovoltaica distribuída no Brasil, ele criou algumas distorções ao vincular a remuneração dos investidores às variações no preço da energia elétrica, em lugar de vinculá-la à eficiência dos projetos ou à colaboração dessa fonte de energia para a sociedade.

Não é razoável que os consumidores-produtores contribuam menos com a operação e a manutenção da rede de distribuição, que fica mais complexa com o crescimento da geração distribuída, como acontece no modelo atual sem tarifa binômica, ou que o aumento do preço da energia sob o regime de cotas, uma decisão regulatória que não tem relação com a eficiência do projeto, aumente o lucro do investidor. Remunerar a energia gerada em momentos de alta e baixa demanda com o mesmo preço e não recompensar o atributo ambiental da fonte fotovoltaica também criam incentivos danosos à sociedade.

A implantação de uma tarifa binômica seria importante para corrigir o subsídio cruzado relacionado à redução da contribuição dos consumidores-produtores para a operação e manutenção da rede de distribuição à custa do aumento da contribuição dos outros consumidores com menor renda. A tarifa binômica manteria a TIR real do projeto em um patamar relativamente alto, conciliando a atratividade da fonte com justiça social.

A tarifa granular seria outro passo importante para corrigir distorções na remuneração dos projetos, pois, diferentemente das outras fontes, os painéis fotovoltaicos só produzem energia durante o dia. Fizemos apenas uma hipótese simplificada considerando a tarifa branca

fora de ponta, que resultou num impacto limitado no desempenho financeiro do projeto. Seria de grande valor a elaboração de uma pesquisa sobre a precificação da energia de acordo com o nível de demanda ao longo do dia, com avaliação do seu impacto financeiro.

O atributo ambiental da fonte fotovoltaica distribuída tem beneficiado toda a sociedade, sem que os investidores recebam remuneração adicional por isso. Pesquisas sobre a valoração do atributo ambiental poderiam facilitar a implantação de mecanismos que recompensem os investidores pela prestação do serviço ambiental à sociedade. Além disso, existem outros benefícios para a sociedade que precisam ser estudados, como a postergação dos investimentos em linhas de transmissão e a diminuição das perdas.

Se por um lado a tarifa binômica e granular pode suavizar uma parte dos incentivos distorcidos na remuneração dos investidores em geração fotovoltaica distribuída, por outro os grandes reajustes tarifários em relação à energia proveniente de hidrelétricas sob o regime de cotas e de Itaipu Binacional parecem ser distorções inerentes ao sistema de compensação que não podem ser corrigidas sem a transição para outro sistema de recompensas aos projetos.

As isenções tributárias são bastante relevantes para o desempenho financeiro dos projetos, mas mesmo com a retirada de todas a TIR real do projeto seria de 9,8%, um patamar ainda relativamente alto.

Por fim, mesmo tendo limitado o escopo desta pesquisa ao impacto dos riscos regulatórios e tributários em sistemas fotovoltaicos sem a utilização de baterias, entendemos que uma pesquisa sobre o impacto dos riscos relacionados às novas tecnologias seria de grande valor para um entendimento mais amplo das incertezas existentes para os investidores. Destacamos o armazenamento de energia, as redes inteligentes e a eficiência energética como tecnologias que podem ter um impacto significativo no mercado de geração fotovoltaica distribuída nos próximos anos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alvim, C. F., Ferreira, O. C., Guidicini, O. M., Eidelman, F., Ferreira, P. A., Marco Aurélio Santos Bernardes, M. A. S. (2010). Comparação da emissão de gases de efeito estufa (GEE) na geração nuclear de eletricidade no Brasil com as de outras fontes. *Economia & Energia*, (79). Recuperado de [http://ecen.com/eee79/eee79p/eee79em\\_a5\\_em\\_pdf.pdf](http://ecen.com/eee79/eee79p/eee79em_a5_em_pdf.pdf)

Amaral, A. B. A., Mendonça, A. L. Z. L. G., Resende, A. A. M. e Rego, E. E. (2016). Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil? *IEEE Latin America Transactions*, 14(8), 3731-3737. doi: 10.1109/TLA.2016.7786357

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. (2012). *Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012*. Recuperado de <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. (2015). *Resolução Normativa n. 687, de 24 de novembro de 2015*. Recuperado de <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. (2018). Reajuste Tarifário Light 2018. Recuperado de <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182375ti.pdf>

ANEEL-Agência Nacional de Energia Elétrica. (2018). Por dentro da conta de luz: Informação de utilidade pública. Recuperado de [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha\\_1p\\_atual.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_1p_atual.pdf)

Brown, A., & Bunyan, J. (2014). Valuation of Distributed Solar – A Qualitative View. *The Electricity Journal*, (27)10, 27-48. doi: 10.1016/j.tej.2014.11.005

Carvalho M., Delgado D. B. M., Chacartegui R. (2016). Life Cycle Analysis as a Decision Criterion for the Implementation of Solar Photovoltaic Panels in as Northeast Brazil Hospital. In: Grammelis P. (eds) Energy, Transportation and Global Warming. Green Energy and Technology. Springer, Cham. doi: 10.1007/978-3-319-30127-3\_23

Castro, M. A. L. (2015). Regulatory Scenarios for Microgeneration in Brazil and its Impacts in the Next Decade. *Proceedings of the IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, London, ON, Canada. doi: 10.1109/EPEC.2015.7379995

CONFAZ-Conselho Nacional de Política Fazendária. (2015). *Convênio ICMS 16*. Recuperado de [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15)

CRESESB-Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. (2018). Recuperado de <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>.

Drury, E., Jenkin, T., Jordan, D., & Margolis R. (2013). Photovoltaic Investment Risk and Uncertainty for Residential Customers. *IEEE Journal of Photovoltaics*, (4)1, 278-284. doi: 10.1109/JPHOTOV.2013.2280469

EPE-Empresa de Pesquisa Energética. (2018). Recuperado de <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-mensal-de-energia-eletrica-por-classe-regioes-e-subsistemas>

Faria, H., Trigo, F. B. M., & Cavalcanti, J. A. M. (2017). Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 469-475. doi: 10.1016/j.rser.2016.10.076

GREENER. (2018). *Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre 2018*. Recuperado de <https://www.greener.com.br/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semester2018/>

Holdermann, C., Kissel, J., & Beigel, J. (2014). Distributed photovoltaic generation in Brazil: an economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy*, (67), 612-617. doi: 10.1016/j.enpol.2013.11.064

Instituto IDEAL & AHK-RJ. (2018). *O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica*. Recuperado de [https://issuu.com/idealeco\\_logicas/docs/estudofv2018\\_digital3](https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2018_digital3)

IRENA-International Renewable Energy Agency. (2018). *Renewable Power Generation Costs 2017*. Abu Dhabi: IRENA. Recuperado de <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>

Le Corre, J., Pinto, A., Simas, R., Almeida, G., Viana, L., Delaunay, D., & Gorodicht, D. (2017). *Geração de Energia Solar Descentralizada: Cenários e implicações para o setor no Brasil*. Recuperado de <https://www.ambienteenergia.com.br/wp-content/uploads/2017/05/BCG-Gera%C3%A7%C3%A3o-de-Energia-Solar-Descentralizada.pdf>

Medeiros, D. L., Oliva, S. T., & Kiperstok, A. (2013). Inconsistências Metodológicas em Estimativas de Emissões de Gases do Efeito Estufa na Matriz Elétrica Brasileira. *Proceedings of the International Workshop Advances in Cleaner Production*, 4. São Paulo: USP, 2013.

Mitscher, M., & Rüther, R. (2012). Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, 14, 688-694. doi: 10.1016/j.enpol.2012.07.009

MMA - Ministério do Meio-Ambiente. (2016). *Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada*. Recuperado de [http://www.itamaraty.gov.br/images/ed\\_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf](http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf).

MME - Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética. (2017). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Recuperado de <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>.

MME - Ministério de Minas e Energia. (2017). *Nota Técnica N° 5/2017/AEREG/SE da Consulta Pública n. 33 de 2017*. Recuperado de [http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet\\_consultaId=33](http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33)

&\_consultapublicaexterna\_WAR\_consultapublicaportlet\_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp

Neij, L. (1997). Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology. *Energy Policy*, 25(13), 1099-1107. doi: 10.1016/S0301-4215(97)00135-3

Neij, L. (2008). Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*, 36(6), 3218-3232. doi: 10.1016/j.enpol.2008.02.029

Neij L., Andersen, P. D., & Durstewitz, M. (2003). The use of experience curves for assessing energy policy programs. Proceedings of the EU/EIA Workshop on Experience Curves: A Tool for Energy Policy Analysis and Design, Paris, pp. 3-14.

Nemet, G. F. (2006). Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy*, 34(17), 3218-3232. doi: 10.1016/j.enpol.2005.06.020

Nemet, G. F. (2009). Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported technologies. *Energy Police*, 37(3), 825-835. doi: 10.1016/j.enpol.2008.10.031

Nogueira, T. R. S. & Ribeiro, P. F. R. (2015). An analysis on the inclusion of photovoltaic in Brazil: technical and economic aspects. *Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*. Montevideo, Uruguay. doi: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381215

ONS-Operador Nacional do Sistema. (2018). Recuperado de <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>

ONU-Organização das Nações Unidas. (2015). *Paris Agreement*. Recuperado de [https://unfccc.int/files/meetings/paris\\_nov\\_2015/application/pdf/paris\\_agreement\\_english.pdf](https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_english.pdf)

Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L., & Ruther, R. (2006). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. (1a ed.). São José dos Campos: INPE. Recuperado de [http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil\\_solar\\_atlas\\_R1.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf)

Pitt, D., & Michaud, G. (2015). *Assessing the value of Distributed Solar Energy Generation*. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, (2)3, 105-113. doi: 10.1007/s40518-015-0030-0

Rutter, R., & Zilles, R. (2011). Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, 39(3), 1027-1030. doi: 10.1016/j.enpol.2010.12.021

Rodrigues, S., Torabikalaki, R., Faria, F., Cafôfo, N., Chen, X., Ivaki, A. R., ... Morgado-Dias, F. (2016). Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. *Solar Energy*, 131, 81-95. doi: 10.1016/j.solener.2016.02.019

Sagar, A. D. & van der Zwaan, B. (2006). Technological innovation in the energy sector: R&D, deployment, and learning-by-doing. *Energy Policy*, 34(17), 2601-2608. doi: 10.1016/j.enpol.2005.04.012

Simone, L. F. C., & Salles, M. B. C. (2017). The Impact of Distributed Generation on the Energy Tariff and the Utility Revenue in Brazil. *Proceedings of the International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Santa Margherita Ligure, Italy, 6. doi: 10.1109/ICCEP.2017.8004842

Tolmasquim, M. T. (2015). *Novo modelo do setor elétrico brasileiro* (2a ed.). Synergia: Brasília.

Tomosk, S., Haysom, J. E., & Wright, D. (2017). Quantifying Economic Risk in Photovoltaic Power Projects. *Renewable Energy*, (109), 422-433. doi: 10.1016/j.renene.2017.03.031