

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA**

ANDRÉ CARIDADE LOUREIRO

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO ECONÔMICO NAS
DISTRIBUIDORAS PERANTE CRESCIMENTO DA GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA
ESTUDO DE CASO NA CIDADE DO RIO DE JANEIRO**

SÃO PAULO, 2019

ANDRÉ CARIDADE LOUREIRO

**Avaliação do Impacto Econômico nas Distribuidoras Perante
Crescimento da Geração Fotovoltaica Distribuída
Estudo de Caso na Cidade do Rio De Janeiro**

Monografia apresentada à
escola Politécnica da Universidade
de São Paulo para obtenção do título
de Especialista em Energias
Renováveis, Geração Distribuída e
Eficiência Energética.

Área de Concentração
Energias Renováveis, Regulação do
Setor Elétrico, Geração
Fotovoltaica, Geração Distribuída.

Orientador: Prof. Dr. Cláudio
Pacheco.

São Paulo, 2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA À FONTE.

Assinatura: _____ Data: ____/____/____.

AGRADECIMENTO

DEDICATÓRIA

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise técnica sobre o potencial máximo de geração de energia solar fotovoltaica nos domicílios da cidade do Rio de Janeiro, verificar o impacto sobre a distribuidora local com o avanço desse tipo de geração de forma distribuída com base na regulação atual e sugerir medidas regulatórias para reduzir os impactos observados sobre a distribuidora e viabilizar a geração distribuída conectada à rede de distribuição.

A metodologia de cálculo do potencial máximo de geração de energia solar fotovoltaica residencial consiste no emprego de dados de irradiação solar no plano inclinado e área disponível de telhados nas residências para a instalação de sistemas fotovoltaicos na cidade do Rio de Janeiro. Estima-se que este potencial seja equivalente a 17 TWh por ano, 3 vezes superior ao consumo anual de energia elétrica na cidade, indicando que é possível suprir toda a demanda de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída nos domicílios cariocas.

O impacto do avanço da geração distribuída sobre a distribuidora local é medido pela redução de volume de energia elétrica vendido e pela queda da receita arrecadada com conta de luz das residências pela distribuidora. O avanço da geração distribuída foi avaliado em três cenários, que se diferem na porcentagem de domicílios com sistemas fotovoltaicos de geração distribuída. O cenário C25 simboliza que 25% dos domicílios da cidade do Rio de Janeiro teriam seu consumo suprido por sistemas fotovoltaicos. Nos outros cenários, chamados de C50 e C75, 50% e 75% das residências do município teriam seu consumo suprido por sistemas fotovoltaicos, respectivamente. Estima-se que a quantidade de energia elétrica vendida das distribuidoras para os consumidores residenciais tenha uma queda de 12%, 25% e 37% nos cenários C25, C50 e C75, respectivamente. Com relação à receita arrecadada com contas de luz na cidade, espera-se uma redução de 13%, 27% e 40% nos cenários C25, C50 e C75, respectivamente.

Como se observa que o impacto sobre a distribuidora é considerável, são propostas estratégias para a solução do problema regulatório vigente. Todas as soluções procuram formas de mudar a cobrança pelo uso da energia elétrica oriunda da rede de distribuição. Como possíveis soluções, estão o aumento no número de componentes tarifários que incidam sobre o volume de energia elétrica consumido; a implementação de Feed-In Tariffs; uso de tarifas binômias e emprego de Tarifas Time of Use.

ABSTRACT

This paper focuses on assessing the maximum technical output of solar photovoltaic power in the residential sector of the city of Rio de Janeiro. It studies the impacts on the local electricity distribution company with the growth of residential solar photovoltaic installed capacity and purposing regulatory measures in order to mitigate the impacts observed on the distribution company and make the on-grid distributed generation viable.

The maximum technical output of solar photovoltaic power in the residential sector was calculated based on tilted solar irradiance and roof available area of houses and apartments. It is estimated that this potential in the city of Rio de Janeiro could reach 17 TWh per year, approximately 3 times higher than its current residential electricity consumption, indicating that residential solar photovoltaic panels could supply the entire city's electricity demand.

The impacts from growth of distributed generation systems in the residential sector on the electricity distribution company are measured by the reduction of the volume of electricity sold and by the decrease of revenues originated from residential electricity bills. Three different scenarios were assessed, with three distinct values of percentage of residences with solar photovoltaic systems installed in the city. The scenarios were named C25, C50 and C75, with 25%, 50% and 75% of residences in the city of Rio de Janeiro equipped with solar photovoltaic systems, respectively. It is estimated that the amount of electricity sold by the distribution company would fall by 12%, 25% and 37% in the C25, C50 and C75 scenarios, respectively. Furthermore, it is calculated that the revenues earned by the company from the residential sector would decrease by 13%, 27% and 40% in the C25, C50 and C75 scenarios, respectively.

As it is observed a considerable impact on the electricity distribution company, there are purposed several measures in order to solve the regulatory issue and change the manner on which the electricity from the grid is charged. Possible solutions are the increase of the number of tariff components that charge the total amount of electricity consumed by customer; the introduction of Feed-In Tariffs; the implementation of binomial tariffs and the employment of Time of Use Tariffs.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Dopagem do silício cristalino com átomos de boro e fósforo.	18
Figura 2. Residência com sistema solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição.	19
Figura 3. Irradiação Global Horizontal por Dia Média Anual.	20
Figura 4. Etapas do procedimento de solicitação de acesso a ser seguidas por consumidores e distribuidoras.	21
Figura 5. Irradiação solar na cidade do Rio de Janeiro ao longo do ano.	25
Figura 6. Especificações do painel CS6U-330P.	28
Figura 7. Alternativas que variam com o número de componentes da tarifa que incidem sobre o volume consumido.	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Número de casas e apartamentos ligados a distribuidoras de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro em 2010.	26
Tabela 2. Número de casas e apartamentos ligados a distribuidoras de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro em 2017.	27
Tabela 3. Probabilidade de um domicílio ter determinada faixa de consumo de energia elétrica na Região Sudeste.	29
Tabela 4. Número de domicílios particulares permanentes abastecidos por distribuidoras de energia elétrica, segmentados por faixa de consumo de eletricidade, na cidade do Rio de Janeiro.	29
Tabela 5. Tarifa de energia elétrica do setor residencial convencional por faixa de consumo na cidade do Rio de Janeiro.	31
Tabela 6. Volume de energia elétrica vendido pelas distribuidoras em TWh por ano na cidade do Rio de Janeiro nos cenários analisados	35
Tabela 7. Receita anual arrecadada pelas distribuidoras por ano na cidade do Rio de Janeiro nos cenários analisados.	36
Tabela 8. Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em MW na Itália e União Europeia.	40

LISTA DE SIMBOLOS E ABREVIATURAS

E = geração de energia elétrica em TWh/ano

PMP° = razão entre potência do painel em Wp (PMP) e sua área.

HSP = número de horas de sol pleno por dia

TD = Taxa de Desempenho do painel

$A_{telhados}$ = área aproveitável de telhados para instalação de sistemas fotovoltaicos, em m^2

$N_{c,FC}$ = número de domicílios particulares permanentes convencionais conectados à rede da distribuidora para dada faixa de consumo FC

C_{FC} = consumo médio de cada faixa de consumo FC, em kWh/mês

T_D = tarifa de energia elétrica para a tarifa de disponibilidade

T_{FC} = tarifa de energia elétrica para dada faixa de consumo FC, em R\$/kWh

C_{TD} = consumo mínimo baseado na tarifa de disponibilidade para sistemas trifásicos, sendo igual a 100 kWh por mês

S = fração de domicílios particulares permanentes com sistemas fotovoltaicos instalados, sendo que S pode ser igual a 25%, 50% e 75% neste trabalho nos cenários C25, C50 e C75, respectivamente

V_0 = quantidade de energia elétrica vendido pela distribuidora no cenário atual, em kWh/ano

R_0 = receita arrecadada pela distribuidora no cenário atual, em R\$/ano

V_S = quantidade de energia elétrica vendido pela distribuidora em cada cenário com fração S , em kWh/ano

R_S = receita arrecadada pela distribuidora em cada cenário com fração S , em R\$/ano

FIT = Feed-In Tariffs

TOU = Time of Use Tariffs

SUMÁRIO

1. Introdução.....	13
1.1. Objetivos	16
1.2. Justificativa	16
1.3. Principais resultados e conclusões	17
2. Revisão Bibliográfica	17
2.1. Energia solar fotovoltaica.....	17
2.2. Recurso solar no Brasil	19
2.3. Geração distribuída	20
2.4. Composição da Tarifa de Energia Elétrica.....	22
3. Estudo de Caso da cidade do Rio de Janeiro: Metodologia de quantificação do risco para as distribuidoras	23
3.1. Irradiação Solar no Plano Inclinado Média Anual	25
3.2. Área aproveitável de telhados	25
3.3. Energia elétrica gerada por painéis fotovoltaicos na cidade do Rio de Janeiro	27
3.4. Perfil de Consumo das Residências da cidade do Rio de Janeiro	29
3.5. Tarifa de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro.....	31
3.6. Quantidade de energia elétrica vendido pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenário Atual	32
3.7. Receita anual arrecadada pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenário Atual ..	32
3.8. Cálculo da Quantidade de energia elétrica vendido pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenários com Sistemas Fotovoltaicos	33
3.9. Cálculo da Receita anual arrecadada pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenários com Sistemas Fotovoltaicos	34
4. RESULTADOS.....	34
4.1. Quantidade de energia elétrica vendido pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenários com Sistemas Fotovoltaicos	34
4.2. Receita anual arrecadada pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenários com Sistemas Fotovoltaicos	35
5. Possíveis soluções para o problema regulatório	35

5.1. Aumento do número de componentes tarifários sobre volume consumido de energia elétrica	36
5.2. <i>Feed In Tariffs</i> (FIT)	38
5.3. Tarifa binômia	40
5.4. Tarifas <i>Time of Use</i> (TOU)	41
6. CONCLUSÕES	43
7. Referências bibliográficas.....	44

1. Introdução

Na década de 2009/2019, a geração de energia solar fotovoltaica avançou muito em todo o mundo, basicamente em dois formatos de geração: distribuída e centralizada.

A geração centralizada caracteriza-se como instalações de grande porte, ligadas à rede de alta tensão e distantes dos consumidores, com capacidades superiores a 5 MW, podendo chegar a centenas de megawatts (Simioni, 2017). No Brasil, a capacidade instalada de usinas de geração solar fotovoltaica centralizada é ligeiramente superior a 2 GW (ABSOLAR, 2019). Isto foi resultado de investimentos privados atraídos ao país desde 2014 que foram superiores a 10 bilhões de reais, viabilizando também a geração de mais de 50 mil novos empregos neste setor nas regiões onde os projetos foram implementados (ABSOLAR, 2019).

Estas usinas em operação fornecem energia elétrica suficiente para atender ao consumo equivalente à necessidade de mais de 3 milhões de brasileiros. Atualmente, há mais de 1,5 GW em novos projetos em fase de desenvolvimento e construção, cujas operações estão previstas para até 2022 (ABSOLAR, 2019).

Já a energia solar fotovoltaica de geração distribuída tem expandido no Brasil nos últimos anos e a tendência é de maiores avanços no curto e médio prazo. Devido às quedas substanciais dos custos de aquisição de sistemas fotovoltaicos, a capacidade instalada de geração solar fotovoltaica de micro e minigeração no Brasil cresceu de 4,2 MW em 2014 para 284,5 MW em maio de 2018 (ABSOLAR, 2018).

Este crescimento também pode ser justificado pela implementação da regulação mais importante no que diz respeito à energia solar fotovoltaica de geração distribuída no Brasil: a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL. Esta resolução é voltada para sistemas de microgeração e minigeração distribuídas de energia elétrica a partir de cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica conectadas às redes de distribuição por meio de instalações nas unidades consumidoras. Sistemas de microgeração têm um limite de 75 kW de potência instalada, enquanto que sistemas de minigeração possuem potência instalada de 75 kW a 5 MW (ANEEL, 2012).

Esta resolução estabelece também regras quanto ao sistema de compensação de energia elétrica existente em sistemas de micro e minigeração distribuídas, permitindo que o excedente de energia elétrica gerado por sistemas fotovoltaicos possa ser convertido em créditos que podem ser abatidos da conta de luz dos consumidores por um prazo máximo de 60 meses (ANEEL, 2012). Em outras palavras, a energia elétrica

oriunda dos painéis que não for consumida imediatamente é injetada na rede da distribuidora, que em troca fornece créditos para o consumidor na conta de luz, tornando-a assim mais barata caso haja um excedente de geração de eletricidade dos painéis. Esse esquema de compensação é denominado *net metering* (ANEEL, 2012). Durante a noite ou em momentos nos quais o consumo é superior à geração de eletricidade fotovoltaica, a energia elétrica restante advém da distribuidora.

No fim do mês, a distribuidora fará o cálculo do saldo entre a energia injetada na rede pelos sistemas fotovoltaicos e a energia consumida, com cada crédito de energia gerado por cada kWh injetado compensando cada kWh consumido na rede. Sobre a energia elétrica injetada na rede pelo consumidor e que retorna a ele na forma de créditos de energia, ocorre a isenção do ICMS em diversos estados. Mais especificamente, em 24 estados e no Distrito Federal, os consumidores portadores de sistemas fotovoltaicos de micro ou minigeração podem ser isentos de impostos como ICMS recebendo assim como compensação o valor integral da tarifa de energia elétrica por kWh, de acordo com a decisão de cada estado (Confaz, 2017). Em todo o Brasil, os consumidores portadores de energia solar fotovoltaica são isentos dos impostos federais PIS e Cofins (MDIC, 2018).

No entanto, as distribuidoras alegam que este mecanismo de compensação não permite uma remuneração apropriada pelo uso da rede de distribuição e defendem maneiras de não perderem muita arrecadação. Segundo elas, como consequência de um modelo inapropriado de sistema de compensação, estas podem não ter mais condições de sobreviverem. Para evitarem prejuízos, as distribuidoras elevam as tarifas para consumidores que não possuem geração distribuída, incentivando assim uma transferência de custos a estes consumidores, cujos suprimentos de eletricidade são oriundos somente das distribuidoras (ANEEL, 2018a).

Este é um problema que não ocorre apenas no Brasil. No estado americano da Louisiana, observou-se que consumidores com sistemas fotovoltaicos ligados ao grid arcavam com 70% dos custos da rede, enquanto que consumidores que não possuem sistemas de geração distribuída estariam pagando 158% destes custos (Castro et al., 2019). Na União Europeia, caso seja mantido o crescimento da capacidade instalada de sistemas de geração distribuída sem mudanças na regulação, projeta-se que as tarifas pelo uso das redes de distribuição possam aumentar em mais de 50% nos próximos anos para consumidores que não possuem sistemas de geração distribuída (Castro et al., 2019).

Consequentemente, estes consumidores seriam encorajados a disporem de geração distribuída para ter menores custos, e assim as distribuidoras perderiam ainda mais receita e seriam forçadas a aumentar ainda mais a tarifa, tornando-se então um ciclo que se realimentaria e que seria concluído em uma migração em massa de consumidores para a geração distribuída, o que poderia impactar severamente as distribuidoras e trazer riscos à manutenção da rede na atual regulação (Castro et al., 2018).

Por outro lado, consumidores e instaladores exaltam os benefícios da geração distribuída para a sociedade e temem que novas medidas regulatórias possam diminuir a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e desacelere o avanço desta energia renovável no país. Estas discussões aparecem porque não há uma valoração dos benefícios e custos da geração distribuída em pequena escala no Brasil, o que levanta dúvidas sobre incongruências entre a atual remuneração e a realidade da micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2018a).

Como hoje os sistemas fotovoltaicos ligados ao grid dependem da rede de distribuição para serem viáveis economicamente, pela rede se comportar como uma bateria virtual e fornecer eletricidade sempre que a geração for inferior ao consumo, é importante para os sistemas de geração distribuída que a rede de distribuição seja mantida, e para isto é fundamental que as distribuidoras tenham condições de sobreviver (Castro et al., 2019).

Visto este problema regulatório, este trabalho teve como objetivo quantificar as quedas no volume de energia elétrica vendido e na receita arrecadada pelas distribuidoras em um ano para o setor residencial, tomando como estudo de caso a cidade do Rio de Janeiro. Assim, será analisada a existência de riscos para as distribuidoras e serão propostas algumas possíveis soluções para o problema, com base na experiência de outros países.

Caso haja riscos, este trabalho irá propor possíveis soluções para a regulação brasileira, mantendo a viabilidade econômica de distribuidoras e de sistemas de geração distribuída, de forma que não se aumente a tarifa de energia elétrica para consumidores que não tenham sistemas fotovoltaicos com o aumento da capacidade instalada de sistemas de geração distribuída, um processo irreversível e que traria benefícios ao setor elétrico do país (Castro et al., 2019).

1.1. Objetivos

Avaliar, em que medida, a distribuidora de energia elétrica da cidade do Rio de Janeiro está sujeita ao risco de perda econômica, a partir de uma entrada maciça de mini e micro geração distribuída, que poderia causar a queda no volume de demanda a ser atendida pelas empresas, e por consequência, uma redução de seu faturamento.

1.2. Justificativa

Após a Resolução Normativa da ANEEL, 482/2012, a geração distribuída foi oficialmente regularizada no Brasil. O atual modelo funciona com uma base de compensação de energia, e com uma tarifa mínima obrigatória, mesmo que o autoprodutor seja capaz de gerar 100% de sua energia.

Na prática, significa que, se o consumidor for capaz de gerar 100% sua própria energia elétrica, poderá fazê-lo, porém, arcando com um custo fixo perante à distribuidora pela disponibilidade de ter o *grid* como *backup* de atendimento de sua demanda.

Desta forma, legalmente hoje, pequenos consumidores residenciais podem “desconectar” do sistema, gerar sua própria energia, e pagar apenas este custo fixo, sem necessidade de comunicação/aprovação da quantidade de energia gerada para a Concessionária local.

A justificativa para elaboração deste estudo se deve ao fato de que com a atual regulação vigente, muitos agentes do setor, especialmente as distribuidoras, têm mostrado preocupação com os recentes avanços da Geração Distribuída no país nos últimos anos no que se refere à sua perda de clientes e, por consequência, de faturamento.

Portanto, apesar da energia solar fotovoltaica trazer benefícios para a diversificação da matriz energética nacional por fonte renovável, sua viabilidade hoje depende da manutenção da rede de distribuição. Logo, verificar o impacto da geração distribuída sobre as distribuidoras e suas redes é fundamental para toda a sociedade, e também para os consumidores interessados em instalar sistemas de geração distribuída.

1.3. Principais resultados e conclusões

Com a construção de alguns cenários de avanços na capacidade instalada de painéis fotovoltaicos para geração distribuída, fez-se uma avaliação sobre o quanto essa autogeração de energia, impactaria a distribuidora de energia da cidade do Rio de Janeiro.

Os resultados mostraram que, quanto maior a penetração de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída nas residências cariocas, maior a perda de faturamento da distribuidora com a venda de energia elétrica para o setor residencial. Como os impactos são consideráveis sobre a distribuidora e apresentam riscos para a manutenção da rede e dos próprios sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, precisa-se elaborar alternativas na cobrança pelo uso da energia elétrica de forma a conciliar distribuidoras e consumidores interessados em instalar sistemas de geração distribuída.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica converte radiação solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. A radiação utilizada pode ser do tipo direta, quando a luz do sol incide diretamente sobre a placa, ou difusa, quando os raios solares são refratados ou refletidos por nuvens ou outros obstáculos. (Hinrichs & Kleinbach, 2013). A radiação solar é forte o suficiente para movimentar uma corrente elétrica entre dois semicondutores com cargas opostas, formados por metais, expostos à luz solar. O painel solar fotovoltaico é formado por um arranjo de semicondutores.

O metal mais empregado em placas solares fotovoltaicas é o silício cristalino. Para aumentar a condutividade do material, efetua-se a dopagem, processo que consiste na adição de impurezas ao silício. Com a adição de fósforo em uma parte da placa de silício, passará a haver uma quantidade extra de elétrons no cristal, gerando um semicondutor do tipo n (negativo). Com a adição de boro à outra parte da placa de silício, haverá uma redução do número de elétrons que no silício, levando a aparição de vácuos no cristal que antes eram preenchidos por estes elétrons. Estes vazios ou lacunas adquirem carga positiva e produzem um semicondutor do tipo p (positivo). Unindo-se ambos os semicondutores na mesma placa, forma-se uma junção p-n, que aumenta a

condutividade do material e facilita a passagem da corrente elétrica (Hinrichs & Kleinbach, 2013). A figura 1 ilustra os espaços ocupados por lacunas e elétrons extras na dopagem do silício cristalino.

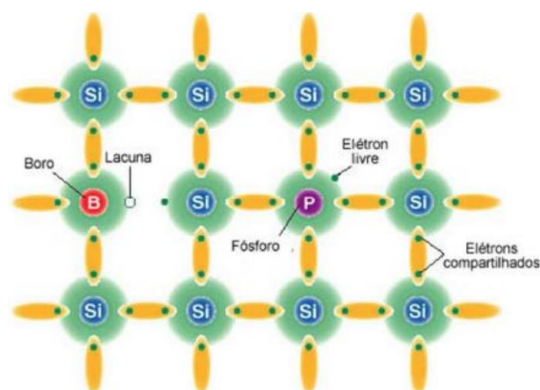


Figura 1. Dopagem do silício cristalino com átomos de boro e fósforo. Fonte: COPPE(UFRJ).

Assim, com a incidência da luz solar sobre a placa de silício cristalino ou algum outro metal que possa ser usado, excita-se os elétrons da camada de valência dos átomos e produz-se uma corrente elétrica. A grande vantagem de sistemas fotovoltaicos é que estes são uma fonte renovável de energia, cuja fonte é a luz solar, disponível de forma gratuita em qualquer localidade e inesgotável. Além disso, sistemas fotovoltaicos não emitem gases de efeito estufa durante a operação, contribuindo assim para o combate à poluição e às mudanças climáticas (Hinrichs & Kleinbach, 2013).

Outra grande vantagem da energia solar fotovoltaica é a possibilidade de ser instalada na forma de geração distribuída, devido à abundância da luz solar em diversos pontos territoriais, inclusive diretamente sobre as residências onde estão os consumidores finais (Pereira et al., 2007). A implementação de energia solar fotovoltaica de geração distribuída é importante devido à elevada demanda de energia elétrica de setores localizados em áreas urbanas e afastados de usinas de energia centralizadas, como os setores residencial e industrial. A geração de energia elétrica diretamente pelo consumidor resulta em menores perdas por transmissão e em maior capacidade instalada de geração de eletricidade, garantindo uma maior segurança energética (ABSOLAR, 2012).

Os sistemas solares fotovoltaicos não são compostos apenas pelos painéis solares. A corrente elétrica produzida por estes é do tipo contínua, ou CC. No entanto, a corrente elétrica empregada nas residências é do tipo alternada, ou CA. Logo, é necessário conectar um inversor, um dispositivo que converte corrente contínua em

alternada, aos painéis solares fotovoltaicos. Além dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, um sistema fotovoltaico *off-grid* ou autônomo é composto também por um regulador da carga e um conjunto de baterias (Hinrichs & Kleinbach, 2013). A figura 2 ilustra uma residência com sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição.

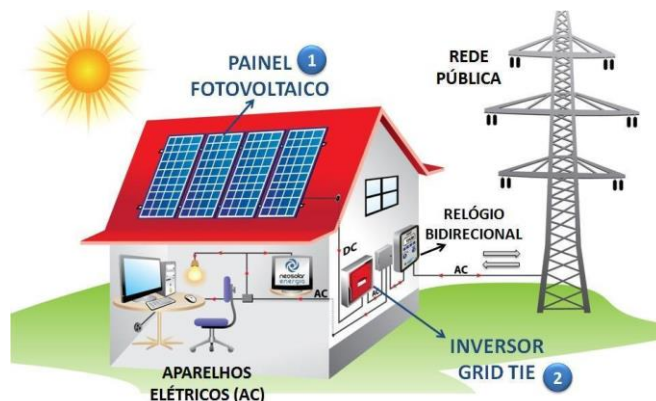


Figura 2. Residência com sistema solar fotovoltaico conectado à rede de distribuição. Fonte: Neoenergia.

Como já falado anteriormente, os sistemas fotovoltaicos podem ser conectados à rede de distribuição de energia elétrica e todo seu volume de eletricidade gerado pode ser direcionado tanto para o consumidor quanto para a distribuidora, que adquire esta energia valorada em kWh em troca de créditos energéticos que são abatidos da conta de luz do consumidor por meio do sistema de compensação vigente, denominado *net metering* (ANEEL, 2012).

2.2. Recurso solar no Brasil

O Brasil, um país inserido em sua maior parte na Zona Tropical, tem níveis de irradiação solar muito elevados em praticamente todo o território nacional. A Região Sul, apesar de estar na Zona Temperada, tem índices de irradiação comparáveis à Amazônia equatorial. Os níveis de irradiação de todas as regiões brasileiras são consideravelmente superiores à maior parte dos países europeus, onde a energia solar é explorada de forma intensiva há anos (Simioni, 2017). A figura 3 ilustra o mapa de irradiação solar global horizontal média anual para o Brasil, com base no Atlas Brasileiro de Energia Solar, de Pereira et al. (2007).

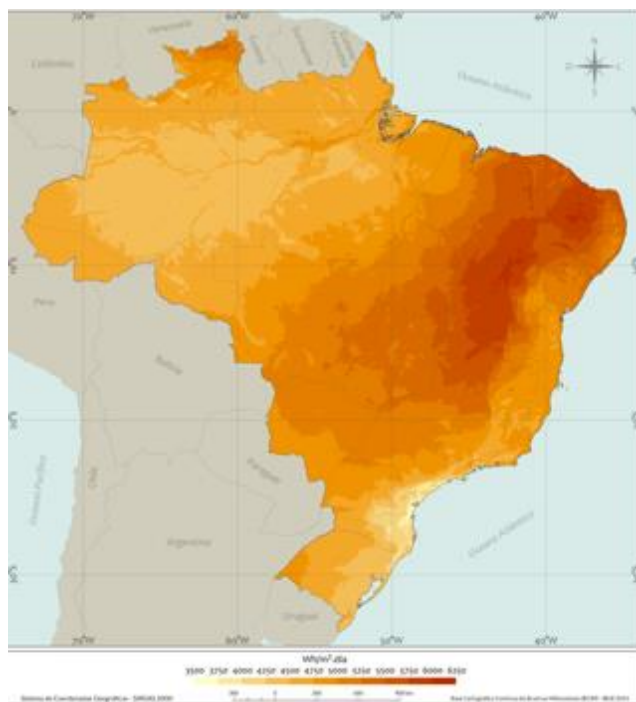


Figura 3. Irradiação Global Horizontal por Dia Média Anual, em kWh/m².dia. Fonte: Pereira et al. (2007).

A região localizada entre o norte da Bahia e o estado do Piauí possui os maiores valores de irradiação global, equivalentes a 6,5 kWh/m².dia. Isto porque esta região está situada no semiárido brasileiro, onde há a maior disponibilidade de recurso solar no país devido à proximidade com a linha do Equador e à escassa precipitação em grande parte do ano (Simioni, 2017).

A região com o menor nível de irradiação solar global está localizada no norte do estado de Santa Catarina, com valores próximos a 4,25 kWh/m².dia. Os estados do sul possuem os menores índices de irradiação do país, devido à latitude e à elevada precipitação anual (Simioni, 2017). Ainda assim, este valor é superior à média da maioria dos países europeus que exploram esta fonte de energia, como a Alemanha (2,46 a 3,42 kWh/m².dia), Espanha (3,29 a 5,09 kWh/m².dia) e França (2,46 a 4,52 kWh/m².dia) (Simioni, 2017).

Logo, o Brasil tem todo o recurso solar necessário para a implementação de energia solar fotovoltaica.

2.3. Geração distribuída

A geração distribuída consiste na implementação de geradores de pequeno porte, movidos por fontes renováveis e inclusive combustíveis fósseis, situados próximos ou na mesma localização de onde ocorre o consumo de eletricidade (ANEEL, 2016).

As principais vantagens da geração distribuída são diversas, como o adiamento de investimentos em expansão das redes de transmissão e distribuição; maior estabilização do nível de tensão da rede no período de maior demanda de carga; diversificação da matriz energética e redução de impactos ambientais (ANEEL, 2016).

A maior desvantagem inerente ao sistema de geração distribuída consiste na necessidade de reformas dos procedimentos empregados pelas distribuidoras para controlar e operar suas redes, devido à maior complexidade operacional com a introdução destes sistemas de geração distribuída. Consequentemente, há maior dificuldade na cobrança pelo uso da rede de distribuição (ANEEL, 2016).

Para se instalar um sistema de geração distribuída, o proprietário deve se submeter às etapas de solicitação e de parecer de acesso. A etapa de solicitação de acesso consiste em um requerimento elaborado pelo consumidor que é entregue à distribuidora, junto com toda a documentação necessária. Caso toda a documentação esteja correta, a distribuidora deve emitir o parecer de acesso, que é um documento que informa as condições de acesso e os requisitos técnicos que possibilitam a conexão das instalações do consumidor com a rede nos prazos devidos. O parecer de acesso deve, por exemplo, reportar sobre a necessidade da realização de obras para a implementação do sistema e informar seus orçamentos. O prazo máximo para emissão do parecer é de 15 dias para microgeração e de 30 dias para minigeração. Em necessidade de obras no sistema de distribuição envolvido, estes prazos dobram (ANEEL, 2016).

A figura 4 exibe as etapas da solicitação de acesso que devem ser realizadas pelo consumidor (em cor azul) e pela distribuidora (em cor vermelha).

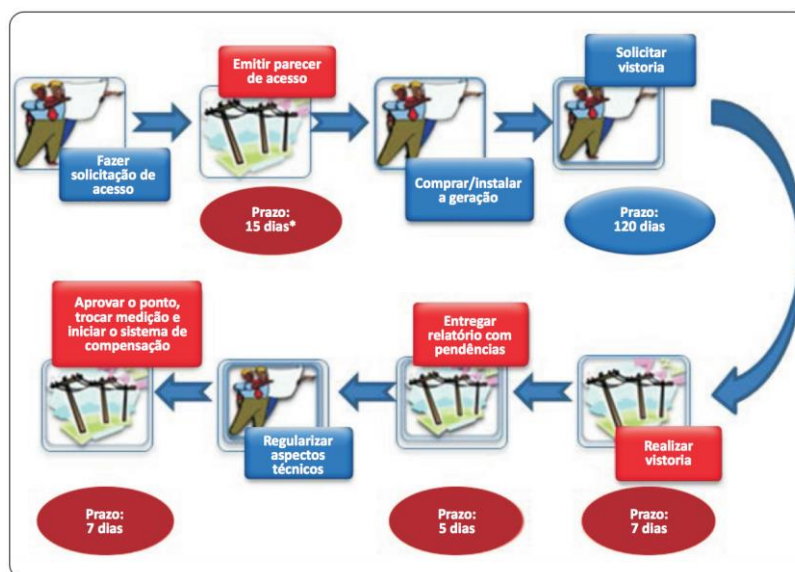


Figura 4. Etapas do procedimento de solicitação de acesso a ser seguidas por consumidores e distribuidoras. Fonte: ANEEL (2016).

Deve-se também instalar um sistema de medição que tem de atender às mesmas especificações requeridas para unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da minigeração ou microgeração distribuídas, além de ser capaz de efetuar uma medição bidirecional do volume de energia elétrica que por ele passa, verificando as quantidades de eletricidade consumidas e injetadas na rede pelo sistema de geração distribuída (ANEEL, 2016).

A medição bidirecional pode ser efetuada através de dois medidores unidirecionais, sendo que um destes mede a energia elétrica consumida e outro afere a energia elétrica gerada injetada na rede. A distribuidora é responsável por adquirir e implementar o sistema de medição e arcar com a operação e manutenção, sem custos para o consumidor caso o sistema empregado seja de microgeração. Caso o sistema seja de minigeração, o consumidor deve ressarcir a distribuidora pelos custos com implementação do sistema de medição (ANEEL, 2016).

Os consumidores portadores de sistemas de geração distribuída não têm necessidade de assinar contratos de uso e conexão como entidades de central geradora de energia elétrica. A distribuidora pode apenas emitir o Relacionamento Operacional para a microgeração ou o Acordo Operativo para a minigeração. O Relacionamento Operacional deverá ser entregue pela distribuidora ao consumidor, juntamente com o Parecer de Acesso (ANEEL, 2016).

2.4. Composição da Tarifa de Energia Elétrica

A tarifa convencional de energia elétrica é calculada com base nos custos envolvidos no seu fornecimento ao consumidor e pode ser dividida em duas parcelas: A e B. A parcela A refere-se aos custos com compra de energia, transmissão e encargos setoriais. Já a parcela B agrega os custos com distribuição de energia (ANEEL, 2019a).

Os custos com compra de energia refletem os custos de geração de eletricidade do gerador e com a transmissão desta até as distribuidoras. Acrescidos de demais encargos, estes custos formam a Tarifa de Energia, denominada TE, que representa a parcela A. Os custos com distribuição referem-se aos gastos envolvidos na rede de distribuição que transporta a energia elétrica ao consumidor. Estes custos formam a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, ou TUSD (ANEEL, 2019a).

A TUSD pode ser subdividida em TUSD Fio A, referente ao custo do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros, e em TUSD Fio B, que representa o custo de serviço prestado pela própria distribuidora. Além destes, custos com encargos e perdas ao longo da rede de distribuição completam a TUSD, que pertence à Parcela B da Tarifa Convencional (ANEEL, 2019a).

A tarifa final que chega ao consumidor é ligeiramente mais alta que a Tarifa Convencional, devido à incidência de impostos. As taxas podem ser aplicadas nas esferas federal, estadual e municipal. Os impostos federais cobrados são o PIS e o Cofins, que incidem sobre a tarifa através de uma alíquota efetiva que varia de acordo com o faturamento bruto e custos da distribuidora com o fornecimento de energia elétrica ao consumidor. Os impostos estaduais são representados pelo ICMS, que é o imposto que incide sobre o transporte de mercadorias, que neste caso é a energia elétrica. Já os impostos municipais geralmente existem nas formas de taxas de iluminação pública (ANEEL, 2019a).

Para consumidores que tenham sistemas fotovoltaicos, conforme explicitado anteriormente, não há incidência de impostos federais sobre a energia injetada na rede (MDIC, 2018). Em 24 estados e no Distrito Federal, não há incidência de ICMS sobre a energia injetada na rede (Confaz, 2017).

3. Estudo de Caso da cidade do Rio de Janeiro: Metodologia de quantificação do risco para as distribuidoras

Os objetivos desta seção consistem em estimar a queda no volume de energia elétrica vendido por distribuidoras aos consumidores residenciais em cenários de penetração de sistemas fotovoltaicos, assim como calcular a queda na receita arrecadada das distribuidoras com a venda de energia elétrica para os consumidores nos mesmos cenários supracitados. Esta análise focará apenas na cidade do Rio de Janeiro, abastecida pela distribuidora Light S.A.

Serão analisados três cenários de penetração de sistemas fotovoltaicos nas residências cariocas. O cenário mais conservador, denominado C25, representa que 25% dos domicílios da cidade do Rio de Janeiro teriam seu consumo de energia elétrica suprido por sistemas fotovoltaicos. O cenário intermediário, chamado de C50, indica que 50% das residências cariocas teriam seu consumo de eletricidade fornecido por sistemas fotovoltaicos. O terceiro cenário é chamado de C75 e estipula que 75% das

residências da cidade do Rio de Janeiro teriam seu consumo de energia elétrica fornecido por sistemas fotovoltaicos.

Em primeiro lugar, busca-se verificar o potencial máximo de geração de energia solar fotovoltaica do setor residencial na cidade do Rio de Janeiro, a fim de comparar com a demanda atual de eletricidade das residências e testar a viabilidade de sistemas fotovoltaicos na cidade. As variáveis de interesse para verificar esse dado de saída são a irradiação solar no plano inclinado média anual e a área aproveitável total de telhados das residências. Calculando ambas, pode-se verificar o potencial máximo de geração de eletricidade em sistemas fotovoltaicos residenciais na cidade.

O próximo passo consiste em quantificar a queda do volume de energia elétrica vendido pelas distribuidoras aos consumidores residenciais em diferentes cenários da quantidade de residências contendo sistemas fotovoltaicos que supram o consumo das residências da cidade do Rio de Janeiro. Para isto, a princípio é necessário obter o número de domicílios conectados à rede de distribuição de energia elétrica na cidade para cada faixa de consumo mensal de eletricidade.

Em seguida, estima-se a queda da receita arrecadada com a venda de energia elétrica para os consumidores residenciais cariocas nos cenários aplicados. Para isto, além do dado de número de domicílios para cada faixa de consumo mensal, precisa-se obter o valor da tarifa de energia elétrica para cada faixa de consumo mensal na cidade do Rio de Janeiro.

Como o volume de energia elétrica consumido da rede da distribuidora é tido como zero, assume-se que todas as residências arcarão com a tarifa de disponibilidade da rede. O valor desta tarifa oscila de acordo com o sistema de fornecimento de energia elétrica, podendo ser monofásico, bifásico ou trifásico. No sistema monofásico, cuja demanda de energia elétrica tende a ser menor, a tarifa de disponibilidade incide sobre 30 kWh por mês. No sistema bifásico, 50 kWh mensais. No sistema trifásico, que tende a ter um consumo maior de eletricidade, a tarifa de disponibilidade incide sobre 100 kWh por mês. Neste trabalho, para simplificar as contas, considera-se que todos os domicílios sejam trifásicos. Desta maneira, a tarifa de disponibilidade é cobrada como se cada residência houvesse consumido 100 kWh por mês (ANEEL, 2008).

As faixas de consumo mensal de energia elétrica analisadas são as seguintes: 0-50 kWh, 51-100 kWh, 101-200 kWh, 201-300 kWh, 301-400 kWh, 401-500 kWh, 501-1000 kWh e superior a 1000 kWh.

3.1. Irradiação Solar no Plano Inclinado Média Anual

Esta seção busca apurar o valor médio de irradiação global horizontal durante o ano na cidade do Rio de Janeiro. Isto será calculado com base nos dados do CRESESB. Obtém-se o valor de irradiação média anual no plano inclinado com ângulo igual à latitude, que na cidade do Rio de Janeiro é igual a 4,88 kWh/m².dia (CRESESB, 2019), conforme exibido na Figura 5.

Estação: Rio de Janeiro
Município: Rio de Janeiro, RJ - BRASIL
Latitude: 23° S
Longitude: 43,249° O
Distância do ponto de ref. (22,903611° S; 43,209722° O): 11,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	6,05	6,25	5,07	4,36	3,56	3,30	3,29	4,11	4,33	5,01	5,16	5,90	4,70	2,97
✓	Ângulo igual a latitude	23° N	5,45	5,96	5,22	4,93	4,37	4,25	4,13	4,84	4,60	4,89	4,74	5,24	4,88	1,83
✓	Maior média anual	19° N	5,59	6,06	5,23	4,87	4,27	4,12	4,01	4,75	4,59	4,95	4,85	5,40	4,89	2,04
✓	Maior mínimo mensal	34° N	4,97	5,58	5,07	5,00	4,58	4,53	4,35	4,98	4,54	4,64	4,38	4,76	4,78	1,22

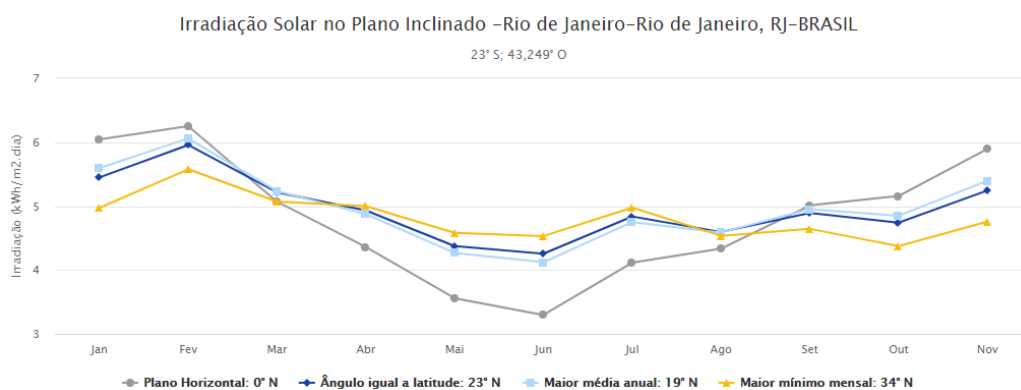


Figura 5. Índices de irradiação solar na cidade do Rio de Janeiro ao longo do ano. Fonte: CRESESB (2019).

3.2. Área aproveitável de telhados

A área aproveitável de telhados da cidade do Rio de Janeiro é obtida através de uma estimativa, baseando-se no número de domicílios presentes no município e na área média de telhados por domicílio. É importante classificar os domicílios quanto ao tipo, sendo considerados como casas ou apartamentos, visto que a área média de cada tipo é consideravelmente diferente.

A quantidade de domicílios será igual ao número de domicílios particulares permanentes com acesso a distribuidoras de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro, com base nos dados do portal SIDRA (IBGE, 2010). Estes domicílios serão segmentados em casas e apartamentos. Como os dados são oriundos de 2010, será utilizado um fator de aumento do número de domicílios para estimar este valor para o ano de 2017, com base no crescimento de unidades consumidoras de energia elétrica no

estado do Rio de Janeiro entre 2010 e 2017, com base no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2018 (EPE, 2018).

Os domicílios particulares permanentes podem ser classificados em cinco tipos segundo o banco de dados do IBGE: casas, apartamentos, casas de vila ou em condomínios, habitação em casa de cômodos, cortiço ou cabeça de porco e oca ou maloca. Considera-se neste trabalho que domicílios do tipo casas, casa de vila ou em condomínio e oca ou maloca sejam classificados como casas, e que domicílios do tipo apartamentos e habitação em casa de cômodos, cortiço ou cabeça de porco sejam classificados como apartamentos. A quantidade de domicílios particulares permanentes ligados a distribuidoras para a cidade do Rio de Janeiro por tipo em 2010 está exibida na tabela 1.

	Casas	Apartamentos
Rio de Janeiro (2010)	1.288.664	825.378

Tabela 1. Número de casas e apartamentos ligados a distribuidoras de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro em 2010. Fonte: IBGE (2010).

Observa-se que, do total de 2.114.042 domicílios particulares permanentes abastecidos por distribuidoras na cidade do Rio de Janeiro, 61% são do tipo casa, enquanto que 39% destes são do tipo apartamento. Para se estimar o número de domicílios mais recente, no ano de 2017 mais precisamente, verificou-se a variação de aumento do número de unidades consumidoras residenciais de energia elétrica no estado do Rio de Janeiro entre 2010 e 2017, com base no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2018 (EPE, 2018). O produto entre a porcentagem de aumento do número de unidades consumidoras residenciais por estado neste período e o número de domicílios particulares permanentes fornece uma estimativa do número de unidades consumidoras residenciais de energia elétrica em 2017, segundo as equações 1 e 2 abaixo.

$$[1] \quad F = \frac{N_{2017}^{\text{estado do Rio}}}{N_{2010}^{\text{estado do Rio}}}$$

$$[2] \quad N_{2017}^{\text{cidade do Rio}} = F \cdot N_{2010}^{\text{cidade do Rio}}$$

- N = número de domicílios particulares permanentes ligados a distribuidoras de energia elétrica

Segundo EPE (2018), o número de unidades consumidoras residenciais de energia elétrica no estado do Rio de Janeiro foi de 6.727.424. De acordo com IBGE (2010), havia 5.171.396 domicílios particulares permanentes abastecidos por distribuidoras no mesmo estado. Desse modo, o fator de crescimento F observado foi igual a 1,30. Logo, fazendo-se uso da equação B, obtém-se o número de domicílios particulares permanentes ligados a distribuidoras quanto ao tipo, como mostrado na Tabela 2.

	Casas	Apartamentos
Rio de Janeiro (2017)	1.675.263	1.072.991

Tabela 2. Número de casas e apartamentos ligados a distribuidoras de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro em 2017. Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE (2010) e EPE (2018).

Definido o número de domicílios particulares permanentes pertencentes a cada um dos tipos casa e apartamento, pode-se calcular a área aproveitável de telhados na cidade com base em um valor de área média de telhados para cada tipo de residência com base na Equação 3 abaixo. Neste estudo, assume-se que cada casa tem uma área média de 80 m², enquanto que os apartamentos têm uma área média de 15 m² cada um (Ghisi et al., 2006). Considera-se também que cada telhado tenha uma face norte e uma face sul. Deste modo, como a irradiação empregada neste trabalho será de plano inclinado, assume-se que a metade voltada para sul não será aproveitável para instalação de sistemas fotovoltaicos. Logo, multiplica-se a área encontrada de telhados por 0,50, referente à metade norte dos telhados.

$$[3] \quad A_{telhados} = 0,50 \times (\bar{A}_{casa} \cdot N_{casas} + \bar{A}_{apartamento} \cdot N_{apartamentos})$$

Logo, com base no cálculo elaborado pela Equação 3, estima-se que a área aproveitável de telhados para a cidade do Rio de Janeiro seja igual a aproximadamente 75 km².

3.3. Energia elétrica gerada por painéis fotovoltaicos na cidade do Rio de Janeiro

Sabendo-se a área aproveitável de telhados para instalação de sistemas fotovoltaicos no setor residencial, a irradiação global horizontal média anual e a eficiência nominal do painel solar, pode-se estimar a geração de energia elétrica a partir destes sistemas fotovoltaicos.

Assume-se que os painéis solares são do modelo Canadian Solar CS6U-330P, devido à forte presença da empresa Canadian Solar no Brasil e da disponibilidade deste modelo supracitado no mercado nacional. A eficiência nominal deste painel solar é de 16,97% (Canadian Solar, 2019). Os dados do painel estão dispostos na Figura 6.

ELECTRICAL DATA / STC*					MECHANICAL DATA	
CS6U	315P	320P	325P	330P	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W	Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V	Cell Arrangement	72 (6×12)
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A	Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V	Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A	Front Cover	3.2 mm tempered glass
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%	Frame Material	Anodized aluminium alloy
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				J-Box	IP67, 3 diodes
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)				Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Max. Series Fuse Rating	15 A				Connector	T4 (IEC/UL)
Application Classification	Class A				Per Pallet	26 pieces, 635kg (1400lbs)
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				Per container (40' HQ)	624 pieces

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Figura 6. Especificações do painel CS6U-330P (o último, contando a partir da esquerda). Fonte: Canadian Solar (2019).

Logo, o cálculo de geração de energia elétrica anual a partir de sistemas fotovoltaicos é obtido através da Equação 4.

$$[4] \quad E = (PMP^\circ) \cdot (HSP) \cdot (TD) \cdot A_{telhados} \cdot 365 \cdot 10^{-12}$$

- E = geração de energia elétrica em TWh/ano
- PMP° = razão entre potência do painel em Wp (PMP) e sua área (m²)
- HSP = número de horas de sol pleno por dia
- TD = Taxa de Desempenho do painel
- $A_{telhados}$ = área aproveitável de telhados para instalação de sistemas fotovoltaicos, em m²
- 365 = número de dias em um ano
- 10^{-12} = fator de conversão de Wh em TWh

No caso do painel CS6U-330P da Canadian Solar, sua PMP seria de 330 Wp e sua área de 1,944 m², segundo a Figura 6. Logo, PMP° é igual a 169,7 W/m². O cálculo de HSP é equivalente à razão entre irradiação solar de plano inclinado e a irradiância solar. Como na cidade do Rio de Janeiro a irradiação de plano inclinado é igual a 4,88 kWh/m².dia e a irradiância é tida como 1.000 W/m², o valor de HSP é igual a 4,88 horas de sol pleno por dia. O valor de TD pode variar entre 70% e 80% em sistemas

residenciais, bem ventilados e não-sombreados, sob as condições de radiação solar existentes no Brasil (CRESESB, 2019).

Com base na Equação 4, estima-se que a energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos que ocupassem toda a área aproveitável de telhados do setor residencial da cidade do Rio de Janeiro seria equivalente a aproximadamente 17 TWh em um ano. Este potencial de geração foi calculado a fim de comparar com a demanda de eletricidade atual das residências das distribuidoras.

3.4. Perfil de Consumo das Residências da cidade do Rio de Janeiro

Nesta seção, busca-se avaliar o número de residências na cidade do Rio de Janeiro que pertence a cada faixa de consumo mensal de energia elétrica.

Definiu-se anteriormente o número total de domicílios particulares permanentes conectados ao grid como sendo igual a 2.748.254 na cidade do Rio de Janeiro. A seguir, deve-se estimar o número de unidades consumidoras de energia elétrica por faixa de consumo. Para isto, precisa-se saber a proporção de residências em cada faixa, informada na tabela 3 com base em EPE (2018).

Residencial	Faixa de Consumo	Sudeste
Convencional	0-30 kWh	10,42%
	31-100 kWh	24,34%
	101-200 kWh	30,85%
	201-300 kWh	14,76%
	301-400 kWh	7,64%
	401-500 kWh	2,38%
	501-1000 kWh	2,37%
	> 1000 kWh	0,91%
Baixa Renda	0-30 kWh	1,14%
	31-100 kWh	1,73%
	101-200 kWh	2,37%
	> 200 kWh	1,09%

Tabela 3. Probabilidade de um domicílio ter determinada faixa de consumo de energia elétrica na Região Sudeste. Fonte: Elaboração própria e EPE (2018)

Assim, pode-se estimar o número de domicílios conectados à rede da distribuidora na cidade do Rio de Janeiro, conforme exibido na tabela 4.

Residencial - Rio de Janeiro (i = residência convencional ou de baixa renda)	Faixa de Consumo	Número de domicílios (N_{FC}^i)
Convencional	0-30 kWh	286.576
	31-100 kWh	669.500

	101-200 kWh	848.416
	201-300 kWh	405.813
	301-400 kWh	210.004
	401-500 kWh	65.493
	501-1000 kWh	65.273
	> 1000 kWh	24.991
Baixa Renda	0-30 kWh	31.405
	31-100 kWh	47.458
	101-200 kWh	65.295
	> 200 kWh	29.915

Tabela 4. Número de domicílios particulares permanentes abastecidos por distribuidoras de energia elétrica, segmentados por faixa de consumo de eletricidade, na cidade do Rio de Janeiro

De acordo com uma pesquisa do Procel (2007), há uma correlação entre a área construída de telhados dos domicílios e seus consumos mensais de eletricidade. Quanto maior o consumo de energia elétrica, a área de telhado construída do domicílio tende a ser maior. Na região Sudeste, dentre os consumidores que consomem mais que 300 kWh por mês e que responderam à pesquisa, 91% destes possuem uma residência com área construída superior a 51 m² (Procel, 2007).

Na cidade do Rio de Janeiro, considerando-se uma taxa de irradiação global horizontal média anual de 4,88 kWh/m².dia no município e uma eficiência de 16,97% dos painéis solares empregados, estima-se que a área de telhados necessária para suprir um domicílio com consumo mensal de 300 kWh seja de 12 m². Ou seja, a probabilidade de um domicílio com consumo mensal de 300 kWh ter área suficiente para acomodar um sistema fotovoltaico que supra seu próprio consumo é muito alta.

Para domicílios que consumam 1.500 kWh por mês, a mais alta faixa de consumo estudada neste trabalho, a área necessária de sistema fotovoltaico seria de 62 m². Segundo Procel (2007), a probabilidade de que domicílios com consumo mensal superior a 300 kWh tenham uma área superior a 100 m² seja de 65%. Além disso, segundo Ghisi et al. (2006), a área média disponível de telhados de casas é igual a 80 m².

Juntando-se a estes dados o fato de que um aumento no consumo de energia elétrica implica maiores áreas de telhados construídas, assume-se neste trabalho que todas as residências na cidade do Rio de Janeiro têm área disponível para a instalação de sistemas fotovoltaicos que supram o consumo mensal de energia elétrica e façam com que a diferença entre as eletricidades consumida e injetada na rede seja igual a zero.

3.5. Tarifa de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro

Para se estimar a receita obtida pelas distribuidoras com a conta de luz das residências, precisa-se saber qual o valor da tarifa de energia elétrica efetivamente paga pelo consumidor.

As tarifas de energia elétrica para cada faixa de consumo da cidade do Rio de Janeiro estão dispostas na tabela abaixo, com base em Light (2019). Considera-se também neste trabalho que consumidores de baixa renda não adquirirão sistemas fotovoltaicos, devido ao elevado investimento inicial. Assim, os domicílios classificados como baixa renda não serão incluídos no cálculo de receitas em nenhum dos cenários, para evidenciar a implementação de sistemas fotovoltaicos como fator determinante para as diferenças entre ambos os cenários.

Residencial - Rio de Janeiro	Faixa de Consumo	Consumo médio de cada faixa de consumo FC (C_{FC})	Tarifa de energia elétrica (T_{FC}) (R\$/kWh)
Convencional	0-30 kWh	100 kWh	0,81201
	31-100 kWh	100 kWh	0,81201
	101-200 kWh	150 kWh	0,81201
	201-300 kWh	250 kWh	0,81201
	301-400 kWh	350 kWh	0,97681
	401-500 kWh	450 kWh	0,97681
	501-1000 kWh	750 kWh	0,96180
	> 1000 kWh	1500 kWh	0,96180

Tabela 5. Tarifa de energia elétrica do setor residencial convencional por faixa de consumo na cidade do Rio de Janeiro. Fonte: Light (2019).

No entanto, há de ser considerada a Tarifa de Disponibilidade, que será aplicada para unidades consumidoras com faixas de consumo inferiores a 100 kWh, já que este trabalho considera que todas as residências são trifásicas a fim de simplificar os cálculos. Logo, para o setor de residências convencionais, os consumidores que tiverem consumo inferior a 100 kWh por mês pagarão uma tarifa de disponibilidade em detrimento do consumo de energia elétrica que tiveram ao longo do mês (ANEEL, 2008). Neste estudo, assume-se que a tarifa de energia elétrica cobrada na Tarifa de Disponibilidade é compatível com o valor de 100 kWh, mesmo para quem não consumiu este volume de eletricidade por mês, sendo igual a R\$ 0,81201/kWh na cidade do Rio de Janeiro para a faixa de consumo 0-30 kWh. Consumidores com consumo mensal nas faixas 0-30 kWh e 31-100 kWh terão consumo mensal de 100 kWh ao longo do ano.

3.6. Quantidade de energia elétrica vendido pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenário Atual

A estimativa da quantidade de energia elétrica vendido em um ano pela distribuidora de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro no cenário atual (V_0), expressa em kWh/ano, e que pode ser realizada a partir da equação 5 abaixo.

$$[5] \quad V_0 = \left(\sum_{FC} N_{c,FC} \cdot C_{FC} \right) \cdot 12$$

- $N_{c,FC}$ = número de domicílios particulares permanentes convencionais conectados à rede da distribuidora para dada faixa de consumo FC no Rio de Janeiro
- C_{FC} = consumo médio de cada faixa de consumo FC, em kWh/mês

Através do cálculo da Equação 5, estima-se que a quantidade de energia elétrica vendida no cenário atual pela distribuidora da cidade do Rio de Janeiro da classe Convencional seja de aproximadamente 6,16 TWh.

Deste modo, observa-se que o potencial máximo de geração de energia elétrica das residências cariocas, equivalente a 17 TWh, é 3 vezes maior que a demanda de eletricidade dos domicílios da cidade. Este resultado dá uma noção do quanto a demanda de eletricidade residencial pode vir a aumentar caso este potencial seja atingido e indica que o fornecimento de 6 TWh por ano através de sistemas fotovoltaicos é perfeitamente viável na cidade do Rio de Janeiro.

3.7. Receita anual arrecadada pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenário Atual

A estimativa da receita a ser arrecadada em um ano pela distribuidora de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro no cenário atual (R_0), expressa em R\$/ano, e que pode ser realizada a partir da equação 6 abaixo.

$$[6] \quad R_0 = \left(\sum_{FC} N_{c,FC} \cdot T_{FC} \cdot C_{FC} \right) \cdot 12$$

- $N_{c,FC}$ = número de domicílios particulares permanentes convencionais conectados à rede da distribuidora para dada faixa de consumo FC no Rio de Janeiro
- T_{FC} = tarifa de energia elétrica para dada faixa de consumo FC, em R\$/kWh
- C_{FC} = consumo médio de cada faixa de consumo FC, em kWh/mês

Através do cálculo da Equação 6, estima-se que a receita bruta anual arrecadada no cenário atual pela distribuidora da cidade do Rio de Janeiro da classe Convencional seja de aproximadamente R\$ 5.364.938.602.

3.8. Cálculo da Quantidade de energia elétrica vendido pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenários com Sistemas Fotovoltaicos

A estimativa da quantidade de energia elétrica vendido em um ano pela distribuidora de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro nos cenários analisados pode ser realizada a partir da equação 7 abaixo. A fração de unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos instalados para suprir o próprio consumo na cidade do Rio de Janeiro é denotada por S , sendo igual a 25%, 50% ou 75% nos cenários C25, C50 e C75, respectivamente.

Nos cenários com sistemas fotovoltaicos, assume-se que a quantidade consumida de energia elétrica oriunda da distribuidora é igual a zero. Logo, todas as unidades consumidoras que possuem sistemas fotovoltaicos, não importando a faixa de consumo em que estão inseridas, terão um consumo de energia elétrica virtual igual a 100 kWh por mês, por terem que arcar com a Tarifa de Disponibilidade da rede. As demais unidades consumidoras que não tiverem este sistema arcarão normalmente com o volume de eletricidade consumido da distribuidora. Residências de baixa renda não foram consideradas nesta análise.

$$[7] \quad V_S = 12 \cdot [S \cdot N_c \cdot C_{TD} + (1 - S) \cdot (\sum_{FC} N_{c,FC} \cdot C_{FC})]$$

- S = fração de domicílios particulares permanentes com sistemas fotovoltaicos instalados, sendo que S pode ser igual a 25%, 50% e 75% neste trabalho nos cenários C25, C50 e C75, respectivamente
- V_S = volume de energia elétrica vendido pela distribuidora em cada cenário com fração S , em kWh/ano
- N_c = número total de domicílios particulares permanentes convencionais conectados à rede da distribuidora no Rio de Janeiro
- $N_{c,FC}$ = número de domicílios particulares permanentes convencionais conectados à rede da distribuidora para dada faixa de consumo FC no Rio de Janeiro
- C_{TD} = consumo mínimo baseado na tarifa de disponibilidade para sistemas trifásicos, sendo igual a 100 kWh por mês
- C_{FC} = consumo médio de cada faixa de consumo FC , em kWh/mês

3.9. Cálculo da Receita anual arrecadada pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenários com Sistemas Fotovoltaicos

A fórmula para o cálculo da receita arrecadada em um ano pela distribuidora em um cenário com sistemas fotovoltaicos em todas as residências cariocas (R_S) é descrita pela Equação 8. Lembra-se que os domicílios classificados como baixa renda não foram incluídos também neste cálculo. Todos as residências que possuem sistemas fotovoltaicos arcarão com a tarifa de disponibilidade mensal, valorada por cada 100 kWh.

A fórmula abaixo é utilizada para cada cenário de participação de residências com sistemas fotovoltaicos que supram o próprio consumo, representado por S , que neste trabalho pode ser igual a 25%, 50% ou 75%.

$$[8] \quad R_S = 12 \cdot [S \cdot N_c \cdot T_D \cdot C_{TD} + (1 - S) \cdot (\sum_{FC} N_{c,FC} \cdot T_{FC} \cdot C_{FC})]$$

- S = fração de domicílios particulares permanentes com sistemas fotovoltaicos instalados, sendo que S pode ser igual a 25%, 50% e 75% neste trabalho para os cenários C25, C50 e C75, respectivamente
- R_S = receita arrecadada pela distribuidora em cada cenário com fração S , em R\$/ano
- N_c = número total de domicílios particulares permanentes convencionais conectados à rede da distribuidora no Rio de Janeiro
- $N_{c,FC}$ = número de domicílios particulares permanentes convencionais conectados à rede da distribuidora para dada faixa de consumo FC no Rio de Janeiro
- T_D = tarifa de energia elétrica para a tarifa de disponibilidade, que no caso do Rio de Janeiro é igual a R\$ 0,81201/kWh
- T_{FC} = tarifa de energia elétrica para dada faixa de consumo FC , em R\$/kWh
- C_{FC} = consumo médio de cada faixa de consumo FC , em kWh/mês
- C_{TD} = consumo mínimo baseado na tarifa de disponibilidade para sistemas trifásicos, sendo igual a 100 kWh por mês

4. RESULTADOS

Com todos os dados de entrada disponibilizados acima, pode-se calcular os resultados da análise de quantificação de risco para a distribuidora Light S.A., na cidade do Rio de Janeiro, nos cenários analisados.

4.1. Quantidade de energia elétrica vendido pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenários com Sistemas Fotovoltaicos

Através do cálculo da Equação 7, estima-se a quantidade de energia elétrica vendida pela distribuidora da cidade do Rio de Janeiro da classe Convencional nos cenários estudados, conforme visto na tabela abaixo.

Cenários	C25	C50	C75
V_s	5,40	4,63	3,86

Tabela 6. Volume de energia elétrica vendido pelas distribuidoras em TWh por ano na cidade do Rio de Janeiro nos cenários analisados

Observa-se que o volume de eletricidade vendido pelas distribuidoras cai com o aumento da participação de residências com consumo de energia elétrica suprido por sistemas solares fotovoltaicos. Estima-se que a queda no volume de energia elétrica vendido pela distribuidora para o consumidor seja de 12%, 25% e de 37% nos cenários C25, C50 e C75, respectivamente.

4.2. Receita anual arrecadada pela distribuidora na cidade do Rio de Janeiro - Cenários com Sistemas Fotovoltaicos

Através do cálculo da Equação 8, estima-se a receita bruta anual arrecadada no cenário com inserção de sistemas fotovoltaicos em todas as residências cariocas pela distribuidora da cidade do Rio de Janeiro da classe Convencional, conforme exibido na tabela 7.

Cenários	C25	C50	C75
R_s	R\$ 4.651.241,36	R\$ 3.937.544,11	R\$ 3.223.846,87

Tabela 7. Receita anual arrecadada pelas distribuidoras por ano na cidade do Rio de Janeiro nos cenários analisados

Verifica-se que a queda na arrecadação bruta da distribuidora com contas de luz de domicílios particulares permanentes convencionais com acesso à rede nos cenários C25, C50 e C75 foi de 13%, 27% e 40%, respectivamente. Logo, percebe-se que haveria uma perda considerável de receita arrecadada pela distribuidora, dependendo do cenário.

5. Possíveis soluções para o problema regulatório

Percebe-se que, caso uma grande parcela das residências da cidade do Rio de Janeiro adotasse sistemas fotovoltaicos para suprir sua própria demanda de energia elétrica, a distribuidora teria uma queda significativa do volume de eletricidade vendido às residências e, conseqüentemente, uma redução considerável da receita arrecadada com contas de luz.

Isto ocorre porque, na regulação atual, a cobrança da energia elétrica incide apenas sobre o volume de eletricidade consumido pelo consumidor. Pelo sistema de compensação usado atualmente, o *net metering*, todo o volume de energia elétrica consumido da distribuidora seria igual a zero, já que o excedente de eletricidade gerado pela geração distribuída pode compensar os momentos em que o consumo for maior que a geração em um prazo de 5 anos. Como o volume consumido da distribuidora é zero, não há receita ganha com venda de eletricidade.

Logo, discutem-se alternativas para a cobrança pelo uso da energia elétrica e da rede de distribuição de forma que a distribuidora sobreviva sem comprometer a viabilidade e benefícios trazidos à sociedade de sistemas de geração distribuída como sistemas solares fotovoltaicos.

As soluções a serem propostas não cogitam aumentar a tarifa de energia elétrica para consumidores que não tenham sistemas fotovoltaicos, visto que esta estratégia, embora pareça lógica do ponto de vista de compensação pela queda na receita, resultaria em uma migração em massa de consumidores para sistemas fotovoltaicos de forma que as distribuidoras teriam um prejuízo muito maior a longo prazo e teriam sérias dificuldades em manter as redes de distribuição, que são fundamentais para a viabilidade de sistemas fotovoltaicos.

5.1. Aumento do número de componentes tarifários sobre volume consumido de energia elétrica

Uma possível solução consistiria no aumento do número de componentes tarifários sobre o volume consumido de energia elétrica. Na atual regulação, todos os componentes da tarifa de energia elétrica incidem sobre a diferença entre os volumes de eletricidade consumido e injetado na rede pelo consumidor que tenha geração distribuída. Como considera-se que esta diferença seja igual a zero, a receita adquirida pela distribuidora é zero. Como possível solução para isto, propõe-se fazer com que alguns componentes da tarifa incidam sobre o volume de eletricidade consumido pelo consumidor, e não sobre a diferença entre os volumes consumido e injetado, como sugerido por ANEEL (2018a).

Conforme visto anteriormente, a tarifa de energia elétrica é composta pelos custos com transmissão e distribuição (TUSD) e com geração de energia (TE), além de impostos. Dentre a TUSD, há componentes como TUSD Fio B, TUSD Fio A, encargos e perdas ao longo da transmissão. Já a TE é composta por demais encargos e custos com geração de eletricidade.

Propõe-se que alguns destes componentes, como custos de transporte de fio B ou custos de transporte de fio A, podem incidir sobre o volume de eletricidade consumido, enquanto que os outros componentes podem continuar a incidir sobre a diferença entre os volumes consumido e injetado, como é realizado hoje. Assim, os consumidores com geração distribuída teriam um gasto maior, ao passo que as distribuidoras teriam um aumento da receita (ANEEL, 2018a).

A ANEEL elaborou um estudo no qual elabora 6 alternativas para a escolha dos componentes da tarifa que incidiriam sobre o volume total consumido de energia elétrica (ANEEL, 2018a). A alternativa 0 seria o cenário atual, no qual todos os componentes da tarifa incidem sobre a diferença entre os volumes consumido e injetado. Na alternativa 1, apenas um componente, o TUSD Fio B, incidiria sobre o volume consumido. Os demais componentes incidiriam sobre a diferença entre os volumes. O cenário mais extremo seria a alternativa 5, na qual apenas um componente, o custo com geração de energia, incidiria sobre a diferença entre os volumes (ANEEL, 2018a). Todos os outros componentes seriam exercidos sobre o volume consumido de energia elétrica, conforme ilustrado pela Figura 7.



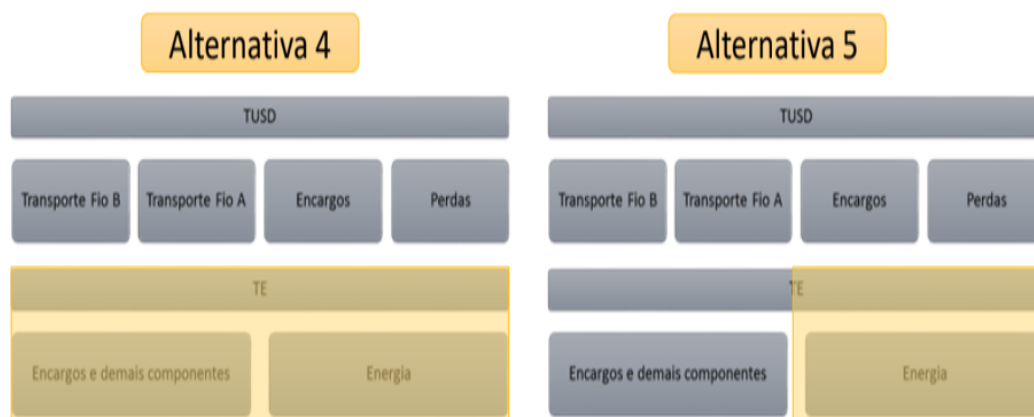


Figura 7. Alternativas que variam com o número de componentes da tarifa que incidem sobre o volume consumido. Os componentes que incidiriam sobre a diferença entre os volumes consumido e injetado de energia elétrica estão sobrepostos pela cor amarela. Fonte: ANEEL (2018a)

A definição do número de componentes tarifários que incidam sobre o volume de eletricidade consumido dependeria do impacto sobre a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, visto que quanto mais componentes incidirem sobre o volume consumido de energia elétrica ao invés da diferença entre os volumes consumido e injetado, menor seria a viabilidade dos sistemas. Como o desestímulo à geração distribuída não é uma estratégia interessante, seria necessário incidir o menor número de componentes tarifários possível sobre o volume de eletricidade consumido de forma a fazer com que as distribuidoras sobrevivam sem comprometer a viabilidade de sistemas fotovoltaicos (ANEEL, 2018a).

5.2. Feed In Tariffs (FIT)

Outra estratégia possível consiste na aplicação de *Feed In Tariffs* (FIT). Estas representam um preço pago por unidade de energia elétrica em kWh gerada a partir de fontes renováveis para sistemas de geração distribuída, por meio da utilização de uma tarifa ajustada pelo governo, denominada tarifa prêmio. Esta tarifa é determinada por contratos de longo prazo, em um período que corresponda à vida útil dos sistemas de geração distribuída, para dar maior segurança a quem investir nisso (ANEEL, 2019b).

É uma remuneração dada a consumidores com geração distribuída ao longo de toda a vida útil do sistema fotovoltaico empregado, sendo proporcional à energia elétrica injetada na rede por este. As centrais energéticas devem comprar uma quantidade obrigatória de energia destes produtores com geração distribuída (ANEEL, 2019b). Em compensação, os consumidores pagariam uma tarifa de energia elétrica que

incidiria integralmente sobre o volume de eletricidade consumido, não comprometendo assim, a princípio, a receita das distribuidoras. O sucesso desta estratégia dependeria do preço escolhido da tarifa prêmio, que deveria conciliar as distribuidoras de energia elétrica e aos consumidores que tenham sistemas fotovoltaicos.

As *Feed In Tariffs* foram aplicadas com sucesso em países como a Alemanha. O governo alemão implementou o *Electricity Feed Act* em 1991 e elaborou uma lei de energias renováveis a partir de 2000 que reforçou este ato de 1991 e introduziu a primeira etapa do FIT alemão. Esta etapa, que abrangeu os anos entre 2000 e 2009, focou na geração de energia elétrica por fontes renováveis instaladas em residências. Por causa dos altos custos de instalação de sistemas fotovoltaicos, que diminuiu a competitividade desta tecnologia, a aplicação do FIT alemão foi fundamental para proporcionar transparência, longevidade e maior garantia de retorno do investimento aos investidores. Nesta etapa, o abatimento das taxas foi relativamente pequeno (Dalvi, 2017).

A segunda etapa, correspondida entre os anos de 2009 e 2011, foi caracterizada pela intensa queda no custo dos painéis fotovoltaicos, o que levou a ajustes mais ativos às FIT incidentes sobre sistemas fotovoltaicos. Na terceira etapa, que se iniciou em 2012 e dura até os dias atuais, observou-se uma queda contínua nos custos de sistemas eólicos, de biomassa e fotovoltaicos, elevando assim suas competitividades frente a outros sistemas geradores de energia elétrica não-renováveis (Dalvi, 2017).

Consequentemente, o consumo de eletricidade a partir de fontes renováveis aumentou de 6% para 25%. A capacidade instalada de fontes renováveis geradoras de eletricidade cresceu aproximadamente sete vezes entre 2000 e 2013. O maior aumento de capacidade instalada foi observado em sistemas fotovoltaicos, que cresceu 35.834 MW ao longo dos 13 anos do FIT na Alemanha (Dalvi, 2017).

Em outro país, a Itália, a aplicação de *Feed In Tariffs* também promoveu o crescimento da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída. O programa Conto Energia baseava-se na remuneração dos consumidores produtores de energia elétrica fotovoltaica por duas tarifas do tipo FIT: uma com base no volume total de eletricidade gerado pelo sistema (análoga a uma tarifa de geração) e outra que incidia sobre volume de energia elétrica injetado na rede de distribuição (Gesel, 2018).

Como resultado destes incentivos, houve um intenso aumento da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica na Itália, com uma taxa de crescimento média de 149,5% ao ano. Em 2013, a Itália respondia por cerca de 22% da capacidade instalada

de energia solar fotovoltaica da União Europeia, muito superior à participação de 0,7% que tinha em 2004, primeiro ano após a implementação do programa *Conto Energia*, conforme visto na Tabela 8 (Squatrito et al., 2014).

Items	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Italy	4.7	15.6	12.5	70.2	338.0	698.8	2,326.1	9,303.0	3,369.0	1,462.0	17,614.0
European Union	658.3	914.2	926.5	1,833.1	5,070.3	5,739.0	13,478.8	22,019.4	16,673.5	9,922.2	78,798.2
Incidence (%)	0.7	1.7	1.3	3.8	6.7	12.2	17.3	42.2	20.2	14.7	22.4

Tabela 8. Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em MW na Itália e União Europeia. Fonte: Squatrito et al. (2014).

A partir de 2013, após o teto de gastos do governo com o programa *Conto Energia* ser atingido, o programa foi extinto. A partir daí, a única política de incentivo a sistemas fotovoltaicos em vigor na Itália passou a ser o sistema de compensação por *net metering* por meio do programa *Scambio Sul Posto*, com diferentes preços atribuídos à eletricidade produzida e consumida e o emprego de Tarifas *Time of Use* (Gesel, 2018).

As vantagens desta política FIT consistem no incentivo à expansão da energia solar fotovoltaica ao mesmo tempo em que as distribuidoras não perdem receita. A desvantagem é representada pelos altos custos envolvidos na remuneração dos consumidores que têm sistemas fotovoltaicos.

5.3. Tarifa binômia

Outra alternativa seria a implementação de tarifas binômias, que utilizam duas tarifas ao invés de uma para remunerar o abastecimento de energia elétrica das distribuidoras. A tarifa usada atualmente é a monômia volumétrica, composta por apenas uma tarifa, como o próprio nome diz, que incide sobre o volume de energia elétrica consumido pelo consumidor (ANEEL, 2018b).

Contudo, conforme visto acima, como esta tarifa monômica volumétrica incide sobre a diferença entre os volumes consumido e injetado de energia elétrica de consumidores que tenham sistemas fotovoltaicos, a receita arrecadada pela distribuidora é igual a zero. Logo, para evitar grandes perdas, as distribuidoras poderiam incidir uma segunda tarifa sobre variáveis que não levem em consideração o volume consumido de energia elétrica, criando então uma tarifa binômica (ANEEL, 2018b).

A tarifa binômica introduziria uma segunda tarifa, além da que incide sobre o volume de eletricidade consumido. Esta segunda tarifa poderia incidir sobre a potência

consumida pelo consumidor em R\$/kW ou ser um custo fixo pelo uso do fio, sendo semelhante a uma tarifa de disponibilidade (Castro et al., 2018). Como a demanda de potência não acompanha a demanda de volume de energia elétrica consumida pelo consumidor que tenha sistemas fotovoltaicos, a implementação de tarifas binômias incluiria uma remuneração a mais pelo uso da rede com base na potência requerida pelo consumidor, o que certamente elevaria a arrecadação das distribuidoras e seria uma alternativa a ser considerada por elas (ANEEL, 2018b).

No caso da Itália, a tarifa de distribuição deste país é composta por três fatores: um componente volumétrico que reflete o consumo de energia em €/kWh, um componente que remunera a potência em €/kW e um componente fixo inerente à rede, cobrado em €/ponto de entrega. Em média, 80% da tarifa de energia paga pelo consumidor residencial italiano é composta pelo volume de eletricidade consumido, enquanto que 20% desta é composta pela capacidade instalada (Gesel, 2018).

Na Itália, taxas de remuneração da rede são cobradas de acordo com a capacidade instalada do sistema. Ao mesmo tempo em que sistemas de microgeração são isentos desta contribuição, sistemas ligados à rede de baixa tensão com capacidade instalada entre 20 kWp e 200 kWp pagam €36 por ano, enquanto que sistemas ligados à rede de média tensão com capacidade superior a 200 kWp pagam €237 por ano (Gesel, 2018).

Há ainda uma reforma tarifária a ser implementada na Itália que decretaria o fim do aumento das tarifas com a elevação do consumo, o que incentivaria consumidores a consumirem maior volume de energia elétrica. Por outro lado, com tarifas não tão altas com um maior volume de eletricidade produzido por sistemas fotovoltaicos, proprietários destes sistemas receberiam menos das distribuidoras ao injetar esta energia elétrica na rede de distribuição (Gesel, 2018).

5.4. Tarifas *Time of Use* (TOU)

As tarifas *Time of Use* (TOU) são análogas à Tarifa Branca, com a qual os consumidores podem pagar diferentes valores em função da hora e do dia da semana em que consomem energia elétrica. Durante as horas em que a demanda de eletricidade é maior, a tarifa de energia elétrica aumenta significativamente, sendo bem superior à tarifa convencional aplicada. Por outro lado, durante as horas restantes do dia em que a demanda for menor, a tarifa cai para valores bem abaixo dos da tarifa convencional. Normalmente, o horário de maior demanda é entre o final da tarde e a noite, quando o

uso de eletrodomésticos e iluminação costuma ser mais elevado (ANEEL, 2015). O consumidor, com conhecimento sobre seu consumo, é quem decidiria medir o volume de energia elétrica consumido com base na tarifa convencional ou na tarifa branca.

No caso de diminuir o impacto de sistemas fotovoltaicos nas distribuidoras, o Brasil poderia imitar a regulação adotada na Califórnia e tornar obrigatória a Tarifa Branca (Tarifas *Time of Use*) para consumidores que adquirirem um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. O estado norte-americano adotou esta regulação em 2015. Um estudo local afirmou que a implementação desta tarifa aumentaria a viabilidade de sistemas fotovoltaicos, estimando que a capacidade instalada em 2030 seria de 44 GW com o emprego da TOU e igual a 43 GW caso fossem utilizadas tarifas convencionais (Ramdas et al., 2019).

A tarifa continuaria incidindo sobre a diferença entre os volumes de energia elétrica consumido e injetado na rede, como estipulado pelo *net metering* atual. No entanto, o valor de energia elétrica em kWh seria modificado dependendo da hora do dia. Assim, por exemplo, o kWh injetado na rede durante a manhã, quando a demanda costuma ser menor e a tarifa tem um valor mais baixo, valerá menos que o kWh injetado na rede no final da tarde, quando a demanda costuma ser maior e a tarifa tem um valor mais alto.

No Brasil, atualmente o horário de maior demanda é considerado entre as 18h e 22h (ANEEL, 2015). Este é um período de tempo no país no qual o Sol, quando aparece, está muito baixo no céu ou quase se pondo. Geralmente, caracteriza-se por um período noturno em que não há sol e, portanto, não há injeção de eletricidade na rede de distribuição. Logo, forçar hoje quem tem sistemas fotovoltaicos a utilizar a Tarifa Branca, embora fosse vantajoso para as distribuidoras, não seria um bom incentivo para os consumidores.

Uma melhor solução para a aplicação das Tarifas *Time of Use* no Brasil seria estender o período de maior demanda para as horas da tarde, como ocorre na Califórnia. No estado norte-americano, o horário da demanda de pico ocorre entre 16h e 21h (NBC, 2019). Caso o Brasil adotasse este horário, ganharia mais 2 horas no período da tarde, quando o sol ainda está relativamente alto no céu e permitindo a geração de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos.

A aplicação desta tarifa poderia vir a ser interessante nos meses de verão, nos quais não tem sido mais registrado um pico máximo na demanda no horário habitual entre 18h e 22h, mas sim entre 12h e 17h, devido ao uso mais intensivo de

equipamentos de refrigeração devido ao calor (ONS, 2019). Neste horário, a irradiação solar é extremamente elevada, permitindo assim uma injeção de maiores quantidades de eletricidade de origem fotovoltaica por uma tarifa mais alta, o que atrairia muitos consumidores para o emprego desta Tarifa *Time of Use*.

Além disso, caso fosse adotada a Tarifa *Time of Use* para proprietários de sistemas fotovoltaicos no Brasil, possivelmente seriam necessários mudanças e ajustes no design destes sistemas, para aproveitar o máximo de luz solar durante as horas em que a tarifa estiver mais cara, quando a demanda for maior. Considerando que este horário ocorra entre o meio e o fim da tarde, os sistemas fotovoltaicos teriam de ser projetados preferencialmente para oeste, direção na qual o sol está durante esta hora do dia.

6. CONCLUSÕES

Este estudo avalia que as distribuidoras de energia elétrica sofreriam impactos financeiros significativos com uma elevada participação de energia solar fotovoltaica de geração distribuída nas residências, com base no estudo de caso realizado na cidade do Rio de Janeiro.

Avalia-se também que o potencial máximo de geração de energia solar fotovoltaica na cidade do Rio de Janeiro é cerca de 3 vezes maior que a demanda residencial por eletricidade, o que indica que a cidade tem recurso solar mais do que suficiente para ser usufruído pela população, tornando tecnicamente possível o emprego de sistemas fotovoltaicos para suprir o consumo mensal de energia.

Mantida a regulação atual, estima-se que a quantidade de energia elétrica vendida das distribuidoras para os consumidores residenciais tenha uma queda de 12%, 25% e 37% nos cenários C25, C50 e C75, respectivamente. Com relação à receita arrecadada com contas de luz na cidade, espera-se uma redução de 13%, 27% e 40% nos cenários C25, C50 e C75, respectivamente.

Estes resultados evidenciam que, para sobreviverem, as distribuidoras teriam de reduzir consideravelmente seus custos ou se utilizar de novas medidas regulatórias para aumentar sua remuneração pelo uso da rede de distribuição pelo consumidor. Estas medidas incluem aumento no número de componentes da tarifa que incidiriam sobre o volume total consumido de eletricidade, não importando o quanto foi injetado na rede pelo painel; remuneração de quantidades fixas de energia geradas a longo prazo por

produtores de energia elétrica de geração distribuída por meio de tarifas prêmio como as *Feed In Tariffs*; adição de uma nova tarifa que seja um custo fixo por uso do fio ou que incida sobre a potência consumida por meio da implementação da tarifa binômia e obrigatoriedade do uso de Tarifas *Time of Use* (Tarifa Branca) para quem instalar sistemas fotovoltaicos ligados à rede, contando também com uma extensão do horário da demanda de pico para a tarde para aproveitar a irradiação solar.

No entanto, a energia solar fotovoltaica é renovável, garante maior segurança energética ao sistema elétrico, não emite gases de efeito estufa e seu avanço é tido como irreversível e importante para o Brasil. Assim, devem-se procurar medidas regulatórias que permitam a sobrevivência das distribuidoras sem comprometer a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos.

7. Referências bibliográficas

ABSOLAR. (2018). Geração Distribuída Solar Fotovoltaica: Benefícios Liquidados. Absolar. Retrieved from <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/4+-+ABSOLAR+GD+Solar+Fotovoltaica.pdf/f0d41ea4-4bba-8cf8-fb02-b864dc83c293>

ABSOLAR. (2019). Perspectivas para a Geracao Centralizada Solar Fotovoltaica no Brasil | Artigos da Absolar | ABSOLAR. Retrieved 29 October 2019, from <http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/perspectivas-para-a-geracao-centralizada-solar-fotovoltaica-no-brasil.html>

ANEEL. (2008). Por dentro da conta de luz. Retrieved from http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_1p_atual.pdf

ANEEL. (2012). Resolução Normativa Número 482 (Vol. 66).

ANEEL. (2015). Tarifa Branca - ANEEL. Retrieved 24 October 2019, from <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>

ANEEL. (2016). “Micro e Minigeração Distribuídas.” Cadernos Temáticos ANEEL: 34. http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false.

ANEEL. (2018a). Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa no482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório N°0004/2018-SRD/SGC/SMA/ANEEL, 60. Retrieved from http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasv

ANEEL. (2018b). Tarifa Binômia Relatório de Análise de Impacto Regulatório. 78.

ANEEL. (2019a). Como é composta a tarifa - Entendendo a Tarifa - ANEEL. Retrieved 5 November 2019, from https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2

ANEEL. (2019b). Retrieved 24 October 2019, from <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/2+-+FEED+IN+TARIFFS.pdf/44cac457-838e-fcf1-f552-dd5296c3699a>

Canadian Solar. (2019). Retrieved 24 October 2019, from <https://www.canadiansolar.com/upload/2e46a5e4e1c8ba14/9da8c57eb4c725d5.pdf>

Castro, N. J. de, Dantas, G., Tommasso, F., & Camara, L. (2018). Impactos da Geração Distribuída na Rede de Distribuição de Energia Elétrica. Canal Energia. Retrieved from http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/53_castro195.pdf

Confaz. (2017). CONVÊNIO ICMS 114/17. Retrieved 24 October 2019, from https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2017/CV114_17

CRESESB. (2019). CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Retrieved 29 October 2019, from <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>

Dalvi, G. (2017). Avaliação de Feed-In Tariff para incentivo da geração distribuída solar

fotovoltaica no Brasil. Retrieved 24 October 2019, from <https://www.locus.ufv.br/bitstream/handle/123456789/20932/texto%20completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Gesel. (2018). Retrieved 24 October 2019, from http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/57_camara1.pdf

Ghisi, E., Montibeller, A., & Schmidt, R. (2006). Potential for potable water savings by using rainwater: An analysis over 62 cities in southern Brazil. *Building And Environment*, 41(2), 204-210. doi: 10.1016/j.buildenv.2005.01.014

Hinrichs, R., & Kleinbach, M. (2013). *Energy*. Pacific Grove, Calif.: Brooks/Cole.

IBGE. (2010). Tabela 3325: Domicílios particulares permanentes, total e com rendimento domiciliar, e valor do rendimento nominal médio e mediano mensal dos domicílios particulares permanentes, total e com rendimento domiciliar, segundo a situação do domicílio, o tipo de domicílio e a existência de energia elétrica. Retrieved 24 October 2019, from <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/3325>

Light. (2019). Portal Light | Para Residencias > Sua Conta > Composição da Tarifa. Retrieved 24 October 2019, from <http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx>

MDIC. (2018). Energia Solar Fotovoltaica. Retrieved 24 October 2019, from <http://www.mdic.gov.br/index.php/competitividade-industrial/sustentabilidade/energia-renovavel>

NBC. (2019). 'Time of Use Rates' Pay More for Electricity During On-Peak Hours. Retrieved 24 October 2019, from <https://nbcpalmsprings.com/2019/01/07/time-of-use-electric-rate-switch-coming-to-residents/>

ONS. (2019). ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Retrieved 24 October 2019, from http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx

Pereira, E., Martins, F., Abreu, S., & Rüther, R. (2007). *Atlas Brasileiro de energia solar*. São José dos Campos [Brazil]: INPE.

Portal Solar. (2019). O Inversor Solar - Portal Solar - Tudo sobre Energia Solar Fotovoltaica. Retrieved 29 October 2019, from <https://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>

Simioni, T. (2017). O IMPACTO DA TEMPERATURA PARA O APROVEITAMENTO DO POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DO BRASIL. Retrieved 29 October 2019, from http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/T%C3%A1ssio_Simioni.pdf

Squatrito, R., Sgroi, F., Tudisca, S., Trapani, A., & Testa, R. (2014). Post Feed-in Scheme Photovoltaic System Feasibility Evaluation in Italy: Sicilian Case Studies. *Energies*, 7(11), 7147-7165. doi: 10.3390/en7117147