UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

HENRIQUE FERNANDES CAMILO

**Estudo da Modelagem para Interação da Distribuidora e do
Consumidor de Baixa Renda através da Geração Distribuída
Fotovoltaica**

São Paulo
2018

HENRIQUE FERNANDES CAMILO

**Estudo da Modelagem para Interação da Distribuidora e do Consumidor de
Baixa Renda através da Geração Distribuída Fotovoltaica**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências

São Paulo

2018

HENRIQUE FERNANDES CAMILO

**Estudo da Modelagem para Interação da Distribuidora e do Consumidor de
Baixa Renda através da Geração Distribuída Fotovoltaica**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador(a): André Luiz Veiga Gimenes

São Paulo

2018

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Camilo, Henrique

Estudo da Modelagem para Interação da Distribuidora e do Consumidor de Baixa Renda através da Geração Distribuída Fotovoltaica / H. Camilo – versão corr. – São Paulo, 2018.
72 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.ENERGIA SOLAR 2.GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
3.DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 4.PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Daniel e Virgínia, pela vida de dedicação ao ensino e à academia.

À minha irmã Daniella, por seguir o exemplo de nossos pais.

À minha esposa Karina, pela compreensão e companheirismo.

ADRADECIMENTOS

A presente dissertação se concretiza pela união do aprendizado e troca de conhecimentos daqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a pesquisa.

Igualmente agradeço o apoio, compromisso, paciência e, acima de tudo, os ensinamentos de meu orientador André Gimenes e do professor Miguel Udaeta.

Aos colegas que durante o curso do Mestrado colaboraram com discussões, grupos de estudo e experiências das mais variadas áreas de conhecimento.

E aos familiares e amigos que compreenderam a difícil tarefa e ofereceram irrestrito apoio para a conclusão do trabalho.

Não fiques em terreno plano

Não subas muito alto

O mais belo olhar sobre o mundo

Está a meia altura

(Friedrich W. Nietzsche)

RESUMO

Neste trabalho buscou-se apresentar e analisar os resultados da utilização da Geração Distribuída (GD) Fotovoltaica pelo consumidor residencial (microgerador) e seus efeitos nas relações com a Distribuidora de energia elétrica nos âmbitos técnico, comercial e regulatório, baseados nas Resoluções Normativas 482 e 687 da ANEEL. As conclusões demonstraram haver um desequilíbrio nesta relação. Isto é, nem sempre o retorno financeiro se mostrou viável ao microgerador, tampouco interessante para a Distribuidora. Isto posto, o trabalho expõe uma modelagem tal para que a distribuidora passe a atuar de forma ativa na disseminação da GD. Por fim, modela-se um sistema que pretende aliar o potencial energético solar por parte do consumidor de baixa renda, em troca de fornecimento de energia elétrica limpa e renovável.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Sistema Fotovoltaico. Distribuidora de Energia Elétrica. Consumidor de Baixa Renda.

ABSTRACT

This work intended to present and assess the results of the application of Photovoltaic Distributed Generation (DG) by the residential consumer (microgenerator) and the effects on the relations with the distribution utility within the technical, commercial and regulatory, based on the Normative Resolutions 482 and 687 from ANEEL. The conclusions show an unbalance in this relation. Thus, the feasibility for the microgenerator is not assured nor it could interest the utility. That being said, the work presents a model so that the utility starts actively acting to disseminate the DG. Finally, a system is modeled intending to ally the solar power potential from the low-income consumer in exchange of clean and renewable power.

Keywords: Distributed Generation. Photovoltaic System. Distribution Utility. Low-Income Consumer

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	13
INTRODUÇÃO.....	14
1. CONTEXTUALIZAÇÃO	18
1.1. O mercado regulado de energia.....	19
1.2. A distribuidora de energia elétrica.....	20
1.3. Geração distribuída fotovoltaica (GD-FV)	22
1.4. População de baixa renda	23
1.5. Regulamentações pertinentes	24
2. ANÁLISE DE APLICAÇÃO NO CENÁRIO BRASILEIRO	25
2.1. Caracterização do consumidor de baixa renda	25
2.2. Requisitos do operador da rede.....	27
2.2.1. Fluxo de Carga	29
2.2.2. Curto-circuito	30
2.2.3. Estabilidade de Tensão.....	31
2.2.4. Sistema de Proteção – Função 67	31
2.2.5. Recomposição do Sistema/Sincronismo da GD	32
2.2.6. Níveis de ruído/harmônicos na rede.....	32
2.2.7. Adaptação da Equipe de Operação & Manutenção (O&M).....	33
2.3. Análise da perspectiva do consumidor residencial	33
2.4. Retorno do investimento do microgerador	35
2.5. Impactos financeiros para a distribuidora	36
2.6. Experiências no mundo	36
2.6.1. Alemanha	37
2.6.2. Estados Unidos	39
2.6.3. Lições Aprendidas para o consumidor de baixa renda	40

3. INTEGRAÇÃO DA DISTRIBUIDORA E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FV	41
3.1. A relação entre a distribuidora e a geração distribuída.....	42
3.1.1. Modelo: companhia de distribuição	42
3.1.2. A geração distribuída	44
3.2. Aliando distribuidora e geração distribuída fotovoltaica.....	45
3.3. Modelo	47
3.3.1. Custo Nivelado de Energia (LCOE).....	47
3.3.2. Algoritmo para avaliação da viabilidade financeira	50
3.4. Aplicação do modelo: Interação da Distribuidora e da GD-FV.....	51
3.4.1. Etapa 1: análise das regras gerais do mercado regulado	52
3.4.2. Etapa 2: valores de sistemas FVs e o valor do MWh_{MR}	53
3.4.3. Etapa 3: cálculo do LCOE, MWh_{MR} e economia de escala	54
3.4.4. Etapa 4: análise dos resultados.....	55
4. MODELAGEM DA INTEGRAÇÃO DO CONSUMIR DE BAIXA RENDA	58
4.1. Consumidor de baixa renda, distribuidora e GD-FV.....	58
4.2. Estudo de caso: Integração do consumidor de baixa renda	61
4.3. Análise e comentários	62
5. ANÁLISE DOS RESULTADOS	64
CONCLUSÃO	65
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Comercialização Livre
ACR	Ambiente de Comercialização Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EUA	Estados Unidos da América
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
IGP-M	Índices Gerais de Preços do Mercado
LCOE	Levelized Cost Of Electricity
ONS	Operador Nacional do Sistema
O&M	Operação e Manutenção
PEE	Programa de Eficiência Energética
PLD	Preço da Liquidação de Diferenças
PRODIST	Procedimentos de distribuição de Energia Elétrica
RN	Resolução Normativa
SE	Subestação
TSEE	Tarifa Social de Energia Elétrica

INTRODUÇÃO

Desde o advento da Revolução Industrial, o fornecimento de energia elétrica é um tema muito presente nas agendas dos governos, nas análises de qualidade de vida, de infraestrutura e de indicadores econômicos, bem como nas discussões sobre o meio ambiente. Em geral, o abastecimento de energia elétrica aos consumidores foi estudado e tratado da maneira convencional. Isto é, desde as usinas de geração – conectadas a sistemas de transmissão responsáveis pelo transporte de potências elevadas por grandes distâncias – até os locais próximos dos centros de carga e, finalmente, o sistema de distribuição, que atende a demanda dos consumidores em média e/ou baixa tensão. Nos anos 1980, os países da Europa e os Estados Unidos da América (EUA) revisitaram o conceito e trazendo de volta uma concepção diferente do abastecimento de energia elétrica: a Geração Distribuída (GD). A GD renasceu em virtude dos avanços tecnológicos na geração de energia elétrica, impulsionados pela necessidade de atendimento de demandas energéticas crescentes. Associada a essa necessidade também havia a preocupação da população e dos governos com a questão ambiental, principalmente em busca de recursos naturais acessíveis a todos. Dentre esses recursos, a geração solar foi uma das técnicas mais disseminadas através da utilização de painéis fotovoltaicos.

Esse conceito alterou de forma significativa não só o fluxo “natural” de energia elétrica nas redes de abastecimento, como também as relações técnicas e comerciais entre a distribuidora e o consumidor residencial (CAMILO; UDAETA; GIMENES; GRIMONI, 2017, p.712-719). Na etapa de distribuição de energia, as distribuidoras e clientes que demandam eletricidade em baixa ou média tensão passaram a selar contratos para prestação de serviço de fornecimento de energia. No que diz respeito à distribuidora, a energia passou a ser comprada através de leilões de energia organizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Levando-se em conta que o ciclo produtivo da eletricidade se inicia na geração, passa pelo sistema de transmissão em alta tensão e se encerra com o rebaixamento de tensão para aplicação na rede de distribuição, conclui-se que na distribuição se dá um acúmulo de custos gerados nas etapas anteriores os quais, por consequência, são repassados aos consumidores finais.

Por parte do consumidor, a relação é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através de um medidor de energia instalado na residência do cliente, que contabiliza o consumo mensal de eletricidade a ser cobrado pela distribuidora em taxas pré-estabelecidas pelo mercado regulado. Neste âmbito, o acesso à eletricidade pelo consumidor de baixa renda é um tema sensível e de solução complexa. No Brasil, mais de 19 milhões de consumidores são classificados como moradores de residências de baixa renda, o que corresponde a cerca de 35% do total de consumidores residenciais (ANEEL, 2010).

Neste paradigma, a utilização da GD apresenta-se como uma alternativa consolidada em vários países do mundo, como Alemanha, Dinamarca, EUA, Japão (LORA; HADDAD, 2006). A GD consiste basicamente em micro ou mini geradores, como residências ou prédios comerciais, que possuem sistemas capazes de gerar energia elétrica em pequena ou média escala e se conectar à rede de distribuição secundária. Esses sistemas se baseiam, normalmente, em recursos energéticos acessíveis como vento ou luz solar. Os sistemas fotovoltaicos são eficientes alternativas de geração de energia elétrica pela sua característica modular, visto que sistemas fotovoltaicos de diferentes topologias possuem tamanhos e capacidades de geração variados. Casas e edifícios pelo mundo utilizam esta tecnologia tanto para atendimento de sistemas isolados, como no caso das áreas rurais, como também para locais nos quais há escassez de recursos energéticos ou ainda aqueles em que se busca economizar com gastos de energia elétrica. No Brasil, a GD foi primeiramente regulamentada pela Resolução Normativa 482/2012 e posteriormente alterada pela Resolução Normativa 687/2015 (ANEEL, 2015). Ambas as resoluções estabelecem, basicamente, as definições para micro e mini geradores, bem como o sistema básico de compensação da geração descentralizada.

Desde o seu surgimento, tanto a geração fotovoltaica como a geração distribuída têm ampliado cada vez mais sua participação no sistema elétrico e nos mercados. O mercado mundial fotovoltaico em 2010 era de menos de 50GW, passando para mais de 170GW em 2014 e devendo alcançar cerca de 400GW em 2019 (SOLAR POWER EUROPE, 2015). Da mesma maneira, foi possível observar um declínio no custo da geração fotovoltaica – por exemplo, nos EUA, o valor médio de módulos fotovoltaicos caiu de cerca de 4\$/W em 2008 para cerca de 0,6\$/W em 2014 (SOLAR POWER EUROPE, 2015). Já no Brasil, este tipo de geração

representa menos de 0,1% da capacidade instalada (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015).

Objetivo

Aliando esses três fatores – a distribuidora, o consumidor residencial de baixa renda e a GD fotovoltaica – inseridos no contexto regulatório e de mercado regulado, o presente trabalho apresenta uma modelagem que busca canalizar o potencial de cada parte a fim de que todos se beneficiem da utilização de uma energia limpa e renovável na expansão do sistema elétrico.

Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em cinco seções principais. O capítulo 1 descreve o estado da arte da geração distribuída fotovoltaica (GD-FV) no Brasil, contextualizando os quatro argumentos principais: a regulação do mercado de energia, a distribuidora, a geração distribuída fotovoltaica e o consumidor de baixa renda.

O capítulo 2 é um estudo aplicado no interior de São Paulo, apresentando os impactos e resultados da GD-FV tanto do ponto de vista do gerador distribuído como da distribuidora. Evidenciam-se as dificuldades na implantação da mesma, bem como os ensinamentos das experiências de países como EUA e Alemanha.

O capítulo 3 apresenta uma modelagem da distribuidora como empresa integrante no mercado de energia regulado. Neste ponto, formula-se a proposta de integrar a GD-FV ao negócio da distribuição de energia, aliando os decrescentes custos da geração solar com o poder de economia de escala da distribuidora para se comprovar a viabilidade financeira. Esta modelagem é baseada no *Levelized Cost of Electricity* – Custo Nivelado da Eletricidade (LCOE) da GD-FV e aplicada em um estudo de caso para a cidade de São Paulo, SP.

O capítulo 4 apresenta uma modelagem com a participação de todos os atores, incluindo o consumidor de baixa renda, evidenciando as vantagens mútuas para todos os envolvidos na solução de um fornecimento de energia limpa, renovável, com custo acessível e financeiramente vantajoso para a distribuidora. Um

segundo estudo de caso é apresentado, compondo a solução final da modelagem em conjunto com o estudo de caso do capítulo 3.

O capítulo 5, por fim, apresenta uma análise e discussão dos resultados obtidos e, com base nestes, propõe trabalhos futuros a serem desenvolvidos.

1. CONTEXTUALIZAÇÃO

O mercado de distribuição no Brasil é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que possui relações com o Ministério de Minas e Energia. A ANEEL utiliza duas instituições para gerenciar o sistema elétrico brasileiro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012):

- Operador Nacional do Sistema (ONS): responsável pela operação e supervisão do Sistema Interligado Nacional;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): responsável pela realização de leilões, comercialização e registro de contratos de energia elétrica, bem como a contabilização da energia comercializada em períodos.

Há dois ambientes de comercialização de energia:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- Ambiente de Contratação Livre (ACL).

As distribuidoras de energia no mercado brasileiro atuam somente no ACR, ou seja, no mercado regulado. Para definir a compra de energia, a distribuidora deve dispor de uma previsão de demanda para atender sua carteira de clientes e, com base nesta, participar dos leilões promovidos pela CCEE para comprar a energia necessária.

Caso contrate menos energia do que o necessário para atender a sua demanda, a distribuidora deve recorrer ao Mercado de Curto Prazo contabilizado pela CCEE, que oferece energia de maneira semelhante ao praticado no mercado *spot*.

Este valor de MWh é denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e, via de regra, é mais caro do que os valores praticados nos leilões. Tanto os valores dos leilões como o PLD são apurados em quatro submercados diferentes conforme a região do país: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

1.1. O mercado regulado de energia

No fluxograma da figura 1, demonstra-se de maneira reduzida e simplificada a comercialização de energia no mercado regulado pela distribuidora:

Figura 1 – Fluxograma simplificado da Comercialização de Energia no Mercado Regulado

Fonte: autoria própria.

Da análise deste fluxograma, pode-se concluir ao menos quatro fatos importantes que serão em seguida melhor discutidos: o incremento de custos na cadeia produtiva de energia, a complexidade do mercado de distribuição de energia, a influência da GD e as previsões de demanda.

Em primeiro lugar, o incremento gradual de custos no ciclo de produção da energia elétrica é inevitável, uma vez que a integração de cada membro do ciclo produtivo precisa ser financeiramente viável. Desta maneira, como se encontra na

ponta da cadeia produtiva, o consumidor residencial arcará com a parcela mais cara da energia.

Em segundo, evidencia-se grande quantidade de variáveis complexas como cálculo de demanda, regulamentações, impostos e precificação, que influenciam diretamente no negócio da distribuidora antes de chegar ao fornecimento de energia.

Em terceiro, a GD se coloca como mais um ponto de dificuldade neste cenário por ser uma variável com baixíssima gestão ou participação da distribuidora, fazendo com que se torne mais um empecilho para esta do que um facilitador.

Por fim, é notória a dificuldade inerente das distribuidoras no que diz respeito às previsões de demanda de energia, especialmente por falta de ferramentas ou técnicas eficazes. Em meio às várias políticas do mercado regulado de distribuição, esse fator ocasiona a realização de leilões de ajuste em busca da adequação da quantidade de energia a ser comercializada. Esses leilões, porém, limitam a compra de energia em no máximo 5% da carga da distribuidora, impedindo que grandes discrepâncias sejam corrigidas. Se os leilões forem insuficientes para equilibrar a demanda da distribuidora, o excedente deve ser adquirido no mercado de curto prazo, como já mencionado, a partir do PLD.

1.2. A distribuidora de energia elétrica

Por definição, no mercado regulado, a oferta e a demanda são controladas. Ou seja, a distribuidora compra e repassa a energia para os consumidores a partir de valores regulados. Em diferentes países da Europa e da América, a compra de energia é feita de forma semelhante, através de leilões promovidos pelo próprio governo, que visam garantir a concorrência e preços mais baixos por parte dos produtores de energia. Baseadas em estudos de previsão de demanda de sua própria responsabilidade, as distribuidoras consolidam contratos de compra de energia nestes leilões e, posteriormente, comercializam esse montante com a sua carteira de clientes – consumidores residenciais e comerciais. No Brasil, estes valores de venda são resultados dos leilões, devendo compensar o valor do MWh contratado, custos de operação e manutenção (O&M), custos indiretos (impostos,

taxas pelo uso dos sistemas de transmissão de energia, etc.) e claro, a margem de lucro da distribuidora.

Além do controle financeiro executado pela CCEE, através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) a ANEEL normatiza e padroniza “as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica” (ANEEL, 2017; CCEE, 2017) .

No Brasil, é necessário que o consumidor contrate o serviço de energia elétrica junto à distribuidora que atende sua região. A medição e o pagamento do consumo são realizados mensalmente e a tarifa cobrada é estabelecida pelo mercado regulado para cada distribuidora. Basicamente, a tarifa de luz é composta por:

- Custo da energia gerada;
- Custo relativo à transmissão;
- Encargos setoriais;
- Impostos.

Para o cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em:

- Parcela A: compra de energia, transmissão e encargos setoriais;
- Parcela B: distribuição de energia.

Adicionalmente, são inclusos os tributos e o a composição total do valor da energia elétrica é demonstrada na figura (2):

Figura 2 – Composição do custo da Energia Elétrica

Fonte: ANEEL.

Os consumidores residenciais são enquadrados na Parcela B, que é dividida em subgrupos: B1 – residencial, B1 – residencial baixa renda, B2 – rural, B3 – demais classes e outros.

Os valores tarifários são revisados a cada quatro anos pela ANEEL e também sofrem correção monetária anualmente, conforme índice constante do contrato de concessão.

1.3. Geração distribuída fotovoltaica (GD-FV)

Avanços tecnológicos permitiram a geração de energia descentralizada através do aproveitamento de recursos energéticos acessíveis, como o sol e o vento. Esta seção tem como foco, especificamente, a geração através de módulos fotovoltaicos. Tais módulos são tradicionalmente instalados sobre os telhados de construções ou em terrenos com boa incidência solar, constituídos essencialmente de:

- Painel Fotovoltaico: estrutura composta de células fotovoltaicas que comercialmente são disponibilizadas em três diferentes tipos: 1) silício monocristalino; 2) silício policristalino; 3) filme fino. Estes painéis geram eletricidade

em corrente contínua (CC) que não são compatíveis com a rede de distribuição e, portanto, com os dispositivos a ela conectados.

- Inversor de Frequência: responsável pela conversão da geração em corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) que visa compatibilizar o abastecimento de energia.

Como já evidenciado na Introdução, o valor associado à GD-FV tem decrescido no decorrer dos anos e, portanto, ganhou participação no mercado energético. No Brasil, a capacidade instalada de GD-FV saltou de 2,9MW em 2014 para 58,7MW em 2016 (VALE et al., 2017, p. 292-298), ainda que isto represente uma parcela de menos de 0,1% da capacidade instalada total.

1.4. População de baixa renda

O acesso à eletricidade é um tema presente na agenda governamental como vetor do desenvolvimento social e do bem-estar da população. Uma das ações promovidas neste sentido foi a criação da Tarifa Social de Energia Elétrica, explicada adiante na seção 1.5.

Ainda assim, outros fatores acabam por influenciar de forma relevante o acesso da população de baixa renda à eletricidade. De acordo com dados da ANEEL (ANEEL, 2010) o valor tarifário de uma grande distribuidora do estado de São Paulo – Eletropaulo – sofreu uma variação de mais de 146% entre julho de 2010 e julho de 2015. Neste mesmo período, o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) variou pouco mais de 37% e o salário mínimo aumentou em torno de 54%. Adicionalmente, desde 2015, a agência reguladora instituiu o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que indica se haverá ou não acréscimo no valor tarifário a ser repassado ao consumidor final, em função do nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas. Como a matriz energética brasileira é essencialmente hidráulica, a medida visa proteger a distribuidora em períodos com baixo índice de chuvas e o consequente aumento do valor da energia na geração. Diante deste cenário, medidas adicionais para garantir o acesso da população de baixa renda à eletricidade mostram-se necessárias.

1.5. Regulamentações pertinentes

As regulamentações associadas à GD estão estabelecidas pelas Resoluções Normativas da ANEEL: RN 482/2012 e a respectiva revisão RN 687/2015. Estas estabelecem requisitos gerais para conexão da GD à rede de distribuição, caracterizam micro e minigeradores e regem que a medição de energia injetada na rede pela GD seja computada como crédito ao consumidor em forma de desconto na fatura da conta de luz. Ou seja, um ganho por parte da GD e uma perda de receita por parte da distribuidora.

Uma vez que também relacionados ao mérito do trabalho, destacam-se os seguintes programas e ações promovidos pela ANEEL:

- Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD): criação de linhas de crédito específicas e linhas de financiamento para pessoas jurídicas na instalação de sistemas de GD;
- Programa de Eficiência Energética (PEE): promoção do uso eficiente de energia elétrica pela substituição de equipamentos (por exemplo, troca de lâmpadas incandescentes por LED), processos e usos finais de energia;
- Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE): utilizada como desconto na conta de luz para consumidores enquadrados na Subclasse “B1 – Residencial de Baixa Renda” conforme Lei nº 12.212/2010.

2. ANÁLISE DE APLICAÇÃO NO CENÁRIO BRASILEIRO

Neste capítulo são apresentadas informações relevantes para aplicação da GD-FV no Brasil e uma aplicação para evidenciar as dificuldades enfrentadas tanto pela distribuidora como pela população de baixa. Por fim, são trazidas experiências de outros países do mundo e como estes endereçaram as soluções aos seus problemas.

2.1. Caracterização do consumidor de baixa renda

De acordo com dados do Banco Mundial (RENEWABLE ENERGY CONSUMPTION, 1990 - 2014), comparando o consumo de energia proveniente de fontes renováveis nos anos de 1990 e 2012 nota-se um decréscimo de 6%. Para o mesmo período, países como Alemanha e EUA apresentaram um acréscimo de 10% e 4%, respectivamente. Também vale ressaltar que o Brasil tem atualmente cerca de três mil conexões de GD-FV e uma capacidade instalada de 24,1MW, ao passo que os EUA em 2014 já possuíam uma capacidade instalada de mais de 1000MW (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015; RESEARCH SOLAR MARKET INSIGHT, 2015). Na aplicação a seguir, a razão para tais índices será melhor compreendida.

Visando embasar o estudo da viabilidade de implantação da microgeração, faz-se necessária a caracterização de um cenário prático para análise, avaliação, ponderações e melhor entendimento dos objetivos do trabalho. Nesse sentido, será considerada como base uma residência no interior do estado de São Paulo. A residência é conectada à rede de distribuição em 13,8kV, apresentando em seu bairro um transformador 13,8/0,220-127kV (3F+N) com potência de 75kVA.

Para o consumidor de baixa será considerada a lista de carga com consumo médio de 150kWh por mês, considerando o fator de potência e demanda de cada carga calculados conforme módulos e tabelas pertinentes da NBR 5410. A casa possui dois quartos, um banheiro, uma cozinha e uma sala de TV, com área construída de 50m².

- Consumo médio mensal por residência: 150kWh;

- Área do telhado médio por residência: 50m²;
- Tipo de telhado das residências: duas quedas (sem incidência de sombras de árvores ou construções vizinhas);
- 1 caixa d'água;
- As residências são bifásicas (2F+N) e as cargas estão equilibradas no circuito trifásico da rede secundária;
- Incidência média de sol por ano na região: a figura (3) apresenta a radiação solar global (média anual) do Brasil, considerando a média anual de radiação e o potencial de geração fotovoltaica em kWh/m²/dia. Ou seja, a região de Jundiaí possui um potencial de geração fotovoltaico de 5,82 a 5,87 kWh/m²/dia.

Figura 3 – Mapa Radiação solar brasileira

Fonte: VIANA et al., 2011

Como já exposto, devido à característica modular do painel fotovoltaico, a análise será feita considerando apenas uma residência do minissistema proposto. Essa análise poderá ser expandida posteriormente conforme a realidade de cada sistema ou subsistema a ser avaliado. Adicionalmente, resalta-se algumas premissas que precisaram ser adotadas para viabilizar o estudo:

- Ainda que os projetos dos alimentadores dos circuitos de distribuição possuam diferenças entre as várias distribuidoras no Brasil, considera-se o projeto aqui exposto como o mais próximo a atender às necessidades dos diferentes agentes;
- A capacidade de geração fotovoltaica, por depender da incidência direta de luz solar, foi estudada levando-se em conta dados de disponibilidade solar conforme o mapa da Figura 3;
- Toda análise do balanço financeiro será embasada na Resolução Normativa 482 da ANEEL, a qual rege que a medição de energia injetada na rede pela GD seja computada como crédito ao consumidor. Esse poderá solicitar desconto na fatura da conta de luz, sendo o valor máximo igual ao seu consumo, e os créditos válidos por 36 meses, não podendo ser cumulativos;
- Toda análise técnica levará em conta os padrões adotados para a rede de distribuição e alimentação residencial no Brasil (PRODIST);
- Cabe salientar que estão sendo desconsiderados dispositivos para seccionamento da microgeração ou dispositivos que impeçam a operação em ilhamento desse minissistema.

2.2. Requisitos do operador da rede

No âmbito da distribuidora, o problema é complexo e envolve uma série de tópicos técnicos que devem ser levados em conta para o seu equacionamento. Deve-se salientar que essas empresas estão sujeitas, minimamente, às condições que serão aqui pontuadas. Primeiramente, a tarifa cobrada pela distribuidora de energia é regulada pela ANEEL. Além disso, essa distribuidora deve comprar a energia que será fornecida às residências no Ambiente de Contratação Regulada, sendo que, por lei, essa distribuidora tem a obrigação de fornecer energia. O consumidor residencial, por sua vez, não tem opção de escolher de qual distribuidora comprar energia, uma vez que está submetido à empresa que atende à sua região geográfica.

Outra condição importante é que os estudos técnicos para o bom funcionamento das Redes de Distribuição primária e secundária, bem como a

segurança do pessoal de Operação e Manutenção (O&M) e dos usuários, são de responsabilidade da distribuidora, em aderência ao postulado nos PRODIST.

Tendo em vista esses problemas e essas condições, que se encontram atrelados ao âmbito da distribuidora, busca-se aqui analisar o viés técnico e econômico para melhor compreender os desafios para a integração da GD.

Dessa maneira, a distribuidora que terá GD conectada em sua rede secundária deverá avaliar os pontos listados a seguir, bem como averiguar o impacto comercial dos mesmos, analisando em cada caso o ramal da rede e o montante de microgeração a ser conectado.

Abaixo, apresenta-se um diagrama unifilar típico de um cubículo alimentador em 13,8kV de uma distribuidora, indicando os equipamentos de manobra, transformadores de corrente, potência e as funções inclusas no IED de proteção e controle.

Figura 4 – Diagrama Unifilar Típico – Alimentadores 13,8kV

Fonte: autoria própria.

A Figura (5) abaixo apresenta uma representação simplificada do trecho do alimentador, considerando que a GD está conectada ao Barramento CG5:

Figura 5 – Representação simplificada do ramal de distribuição

Fonte: autoria própria.

Para o qual entende-se:

SE – Subestação

CG – Centro de Carga

P – Potência ativa

jQ – Potência reativa

Portanto, neste trabalho, considera-se que o alimentador da figura 5 está no ponto inicial do ramal, ou seja, na Subestação da Distribuidora (SE).

Em seguida serão apresentados os tópicos técnicos de maior relevância para a conexão do microgerador. Mais uma vez, ressalta-se aqui que a análise deve ser feita caso a caso, uma vez que a geração fotovoltaica é modular e toda e qualquer análise sistêmica deve ser realizada com enfoque nas condições gerais do minissistema.

A distribuidora que terá GD conectada em sua rede secundária deverá avaliar os pontos que serão destacados abaixo, de acordo com LORA e HADDAD (2006), para que assim possam ser levantados os impactos comerciais dos mesmos.

2.2.1. Fluxo de Carga

Um dos principais pontos a ser tecnicamente avaliado na conexão de GD, é o fluxo de carga. O estudo prevê informações de como será o comportamento das

flutuações de Potência Ativa e Potência Reativa no trecho do alimentador, considerando as condições abaixo:

- Carga sendo atendida somente pela rede;
- Carga sendo atendida parcialmente pela rede e parcialmente pela GD;
- Carga sendo atendida somente pela GD;
- Condição de Operação em ilhamento (sem contribuição da SE).

Este estudo é fundamental para que a distribuidora possa analisar a qualidade da energia fornecida, bem como possíveis reversões no fluxo de potência no trecho do alimentador e a quantidade de potência ativa e potência reativa despachada ou recebida nas condições acima.

2.2.2. Curto-circuito

Outro ponto importante no estudo da conexão de GD envolve a análise de curto-circuito. A potência de curto-circuito (S_{cc}) é o que norteia toda definição dos equipamentos de proteção do sistema de distribuição (disjuntores, fusíveis, chaves seccionadoras, chaves-fusíveis), a parametrização dos relés de proteção deste trecho, equipamentos de potência (transformador de distribuição 13,8/0,22kV), bem como a bitola dos cabos de todo o ramal da rede de distribuição, até o ponto de conexão com os consumidores.

A análise deve contemplar, mas não se limitar, ao estudo do curto-circuito nos trechos citados, por exemplo, indicando os locais de Falta (F1, F2, F3), levando-se em conta os tipos de falta (Fase-Fase, Fase-Terra ou Trifásico) e as contribuições da GD.

função possui também a possibilidade de identificar a sua direção, o que é necessário para sistemas em que possam ocorrer a inversão do fluxo de potência, como em redes contemplando GD.

Alguns *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) ou relés de proteção digital podem facilmente ser adequados, com a habilitação desta função, e ter seu ajuste adequado com base em revisão da memória de cálculo – estudo que define os parâmetros das funções de proteção, conforme características do sistema de potência. Todavia, isto se torna complexo e oneroso para a distribuidora se o cubículo ainda funcionar com relés eletromecânicos e/ou relés digitais que não possuam essa função habilitada.

2.2.5. Recomposição do Sistema/Sincronismo da GD

Uma das preocupações pertinentes à aplicação da GD recai sobre o procedimento para a recomposição do sistema em caso de *blackout*. Na ocorrência deste fenômeno por parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) teríamos as cargas (residências) sendo atendidas em condição de ilhamento pela GD. Se nesta condição o sistema começar a ser recomposto, um ponto importante a ser notado será a falta de sincronismo entre o sistema ilhado e a rede secundária da distribuidora.

No entanto, atualmente a tecnologia dos módulos fotovoltaicos é equipada com um mecanismo de proteção para esse tipo de evento, baseado no chaveamento da fonte quando detectada alguma dessincronização com a rede, conforme algoritmo *Phase Locked Loop* (PLL). Caso haja, por exemplo, a atuação de um religador, e neste momento a rede esteja operando em níveis de frequência muito diferentes ou fora de fase com o despacho do sistema fotovoltaico, esse cessa o fornecimento de energia de forma que a rede assuma a carga.

2.2.6. Níveis de ruído/harmônicos na rede

Uma vez que os módulos fotovoltaicos geram tensão em corrente contínua, para que o sistema fotovoltaico possa atender plenamente as cargas residenciais,

bem como operar em paralelo com a rede, a potência gerada deve ser transformada em uma senóide pelo conversor de frequência. Os conversores disponíveis no mercado hoje utilizam tecnologia baseada em tiristores, que são elementos que geram conteúdo harmônico. Em quantidades menores, tais efeitos podem ser desprezados. Porém, em larga escala, os efeitos desta utilização podem se tornar nocivos à rede de distribuição, causando deformação da onda senoidal de energia que as distribuidoras devem entregar aos consumidores, sendo este um dos índices de qualidade observados pela ANEEL.

2.2.7. Adaptação da Equipe de Operação & Manutenção (O&M)

Com a condição de se possibilitar também geração no lado da carga, novos cuidados devem ser tomados pela equipe de Operação e Manutenção (O&M) dos agentes distribuidores. Tomando-se por base os esquemas típicos de alimentadores de 13,8kV apresentados na figura 4, deve-se observar principalmente que: i) seja verificada a existência de tensão a jusante do disjuntor; (ii) caso haja tensão e a possibilidade de manobra para aterramento deste ramal de saída, a mesma deve se tornar proibitiva, (iii) caso haja sinalização de tensão no ramal em intervenção, deve-se tomar uso do procedimento para trabalhos de manutenção em linha viva ou efetuar o desligamento ou isolamento do barramento que contém GD.

2.3. Análise da perspectiva do consumidor residencial

O presente trabalho se baseia na análise de custos médios praticados em moeda forte (USD) no âmbito mundial, não levando em conta sazonalidades ou especificidades do mercado brasileiro, uma vez que a tecnologia FV nacional ainda é dependente de importação de matéria prima e tecnologia estrangeira.

De acordo com a *International Renewable Energy Agency* (IRENA), o custo médio para sistemas fotovoltaicos residenciais de 2 a 5kW USD 5.787/kW. Aqui será considerado que este é o valor aplicado ao Brasil, já contemplando os custos de importação e demais impostos aplicáveis. Portanto, para satisfazer a necessidade do modelo, considera-se que:

- A geração média 1,8 MW/ano, para compatibilizar o consumo de 150kWh/mês da residência proposta, ou seja, $150\text{kWh/mês} \times 12 \text{ meses} = 1.800\text{kWh} = 1,8\text{MW}$;
- Para atender esta residência, um módulo de 2kW é o suficiente, vide a incidência solar da região e consumo máximo;
- Portanto, para fechar o custo total em regime *turn-key* da instalação tem-se: $2\text{kW} \times 5.787 \text{ USD/kW} = \text{USD } 11.574,00$.

Para fins de cálculo do investimento e retorno financeiro, serão adotados os seguintes dados, baseados em condições reais do cenário proposto:

- Consumo médio por residência: 150kWh / mês ou 1,8MWh/ano;
- Custo *turn-key* para instalação do painel solar: USD 11.574,00;
- Tarifa total (R\$/kWh) da distribuidora local base jan/2014: 0,088 USD/kWh (R\$ 0,27824/kWh)¹;
- Incidência de tributos federais (PIS+COFINS): 9,76%;
- Incidência tributos estaduais (ICMS): 12% (de 91 a 200kWh / mês);
- Vida útil do sistema fotovoltaico: 25 anos;
- Índice de inflação ao ano: não considerado.

Cálculo da conta média de Luz

Com base nos dados delimitados acima e considerando que a residência não tenha consumo inferior a 91kWh ou superior a 200kWh, em virtude da incidência de ICMS, tem-se o seguinte cálculo médio mensal para a conta de luz:

- Conta Média/mês = $150\text{kWh} \times \text{R\$ } 0,088$;
- Aplicando PIS/COFINS e ICMS, chega-se ao valor de = **USD 16.83/mês**.

Este será o valor de economia mensal média a ser considerado para cada residência do minissistema ao se analisar a implementação da microgeração fotovoltaica.

---

¹ Conversão utilizada USD 1,00 = R\$ 3,15.

2.4. Retorno do investimento do microgerador

Para melhor ilustrar o retorno do investimento serão considerados três cenários distintos: financiamento de 100%, 70% e 30% do investimento. Cada um dos três cenários terá a simulação realizada para quitação em 24 e 48 meses, já que os bancos no Brasil não trabalham com linha de crédito de longo prazo para empréstimos consignados.

Como referência, foram utilizadas as taxas de juros praticadas pela Caixa Econômica Federal para crédito pessoal consignado público para pessoa física de 1,54% a.m., no período de 05/09/2014 a 11/09/2014.

Tabela 1 – Simulação financeira de investimento e tempo de retorno

FINANCIAMENTO (%)	(A) VALOR PRESTAÇÃO (USD/mês)	(B) PERÍODO PAGAMENTO DAS PRESTAÇÕES	(C) ECONOMIA MENSAL MÉDIA (USD/mês)	TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO (meses) $D = (A \times B)/C$
100	442	24	16,83	626
100	309	48	16,83	740
70	261	24	16,83	439
70	132	48	16,83	519
30	182	24	16,83	188
30	78	48	16,83	222

Fonte: autoria própria.

A possibilidade de simulações pode alterar de acordo com a análise desejada. No entanto, independente do pretendido, a tabela (1) evidencia a necessidade de, ou arcar com um investimento inicial muito alto, ou então suportar o ônus do longo período de retorno do investimento, o que de fato é um grande detrator ao interessado em se tornar um microgerador. Tomando-se por exemplo as aplicações considerando o financiamento de 100% ou 70% do sistema FC, o tempo de retorno do investimento é até superior ao ciclo de vida do sistema FV, inviabilizando financeiramente sua aplicação pelo consumidor de baixa renda.

2.5. Impactos financeiros para a distribuidora

Com a inserção do microgerador na rede de distribuição, a distribuidora responsável pelo abastecimento encontraria um cenário diferente acarretado pela RN 482, que torna possível ao consumidor utilizar os créditos acumulados durante o mês, podendo até mesmo não ser onerado com a conta de luz. Isso implica diretamente na redução do volume de faturamento da distribuidora.

O trabalho aqui aborda um minissistema de apenas uma residência. No entanto, considerando-se um cenário extrapolado com a maioria dos consumidores residenciais (categoria B1) de uma dada distribuidora fazendo o uso dos créditos e abatendo totalmente a sua conta de luz, isso implicaria em um impacto direto no faturamento da mesma e, portanto, prejuízo às suas receitas e à sua viabilidade financeira. Além disso, a distribuidora também seria onerada com a análise e execução de todos os pontos listados no item 2.3, já que tecnicamente qualquer alteração envolvendo a rede de distribuição deve ser executada pela distribuidora responsável, não deixando de observar as normas técnicas pertinentes.

2.6. Experiências no mundo

A retomada na aplicação de GD remonta à década de 1980 em alguns países (LORA; HADDAD, 2006), sendo assim um tema já bastante amadurecido e desenvolvido ao redor do mundo, apesar de certas diferenças entre a realidade

destes países (regulação distinta de mercado, dificuldades na disponibilidade de fontes energéticas, interesses comerciais, dentre outros).

Assumindo os mercados líderes, como os da União Europeia e dos EUA, observa-se que a GD foi disseminada para que se pudessem atingir diferentes fins: fomento à Pesquisa e Desenvolvimento em tecnologias e métodos; fomento ao mercado através da produção e comercialização de módulos fotovoltaicos, gerando criação de empregos e renda; e maior competitividade no preço de energia. Após a década de 1980, a GD chegaria também a ser bastante explorada por países emergentes como a Índia e a China, que atualmente é o país que abriga os maiores produtores de painéis fotovoltaicos no mundo.

A seguir serão apresentadas algumas informações adicionais acerca da especificidade da aplicação da GD nesses mercados líderes, considerando primeiramente um exemplo de país da União Europeia, a Alemanha, e posteriormente, os EUA.

2.6.1. Alemanha

A Alemanha, mesmo não sendo um país com potencial solar tão elevado como o Brasil, foi um dos países pioneiros na utilização da tecnologia fotovoltaica aplicada à GD. Nota-se que um dos grandes motivadores para essa prática foi a própria escassez de recursos energéticos, visto que a Alemanha possuía uma matriz energética baseada fundamentalmente em usinas térmicas, especialmente nucleares (BMW, 2014).

Tendo em vista as pressões da sociedade para a diminuição dos impactos ambientais no tocante à geração de energia, a Alemanha tem feito grandes esforços para buscar a desativação de usinas nucleares até 2021 (BMW, 2014). Esses empreendimentos levaram a investimentos na área de energia que culminaram nos estudos, desenvolvimento e aplicação da GD utilizando-se painéis fotovoltaicos.

Para a melhor utilização da GD-FV, a Alemanha adotou a opção de mecanismos com contratos longos e a adoção de regras simples e bem esclarecidas

para que o setor efetivamente pudesse se fortalecer, tornando-se competitivo. Nesse sentido, uma das principais ferramentas utilizadas pelo governo alemão foi o mecanismo de *feed-in tariff*, ou tarifa prêmio, para promoção de utilização de fontes renováveis. Essa modalidade busca viabilizar a utilização de fontes renováveis através de contratos de geração de energia baseados no custo desta operação. Para o caso fotovoltaico, é oferecido um valor maior pelo kWh produzido, por se tratar de uma fonte mais cara do que a nuclear ou hidráulica, por exemplo. Nestes contratos também são estipuladas cláusulas de redução gradual do valor pago pela produção de energia ao longo do tempo, como forma de compensar a amortização do investimento. Esses mecanismos levaram ao desenvolvimento de um grande mercado no país, que também possibilitou a expansão da pesquisa e desenvolvimento (P&D), a geração de empregos em virtude da produção, projeto, venda e instalação de fotovoltaicos e, claro, preços mais competitivos no âmbito regional e global.

Em termos de mercado, na União Europeia a regulação é fundamentalmente diferente da brasileira. No tocante aos consumidores residenciais, esses podem optar por diferentes empresas para compra de fornecimento de energia, não sendo obrigados a contratar os serviços da distribuidora local, como ocorre no Brasil. No tocante à distribuidora, as empresas têm liberdade de atuar no que seria o ambiente livre de comercialização, tanto na compra como na venda de energia, ao passo que aqui no Brasil a distribuidora deve comprar energia no ambiente regulado e o preço de repasse da energia, a tarifa de energia elétrica, é regulada pela ANEEL, conforme exposto anteriormente.

Por fim, tecnicamente a conexão de GD foi tratada em conjunto com a inserção de fontes renováveis como solar e eólica (BDEW, 2014), incentivadas pelo governo alemão. Dessa forma, a Alemanha procurou enfatizar, através de normas técnicas, os parâmetros mínimos de desempenho das fontes geradoras e equipamentos associados (por exemplo, o nível harmônico máximo dos conversores de frequência), além de regras gerais de conexão da GD na rede secundária.

2.6.2. Estados Unidos

Conforme informações e dados da *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2012), os EUA são um dos maiores mercados do mundo no cenário da energia fotovoltaica aplicada em GD, dada a sua grande extensão territorial, a sua densidade populacional e o seu potencial solar em diversos estados. O conjunto desses fatores aliado à demanda de energia do país – o maior consumidor de energia elétrica do mundo – implica na adoção de técnicas diversas na produção e no mercado de energia elétrica.

Esse país, assim como a Alemanha, também adotou medidas de fomento para a utilização de geradores fotovoltaicos em GD. Dentre essas medidas, pode-se destacar tanto incentivos de crédito e tributários, como por exemplo o programa *Energy Smart Loan Fund* (EUA, 2014), que promove empréstimos para aquisição de sistemas fotovoltaicos a taxas até 4% menores do que as praticadas em empréstimos normais. Outra política comum é a adoção de incentivos fiscais, nos quais os proprietários podem deduzir 20% dos gastos com instalação de sistemas fotovoltaicos dos impostos sobre edifícios. Esses incentivos ocorrem na cidade de Nova York, mas também em outros estados do país.

Outra medida bastante difundida no país é o *Net Metering*, que consiste no cálculo de injeção de microgeração de origem fotovoltaica na rede de distribuição. Todo excedente gerado e não consumido é transformado em créditos que ficam disponíveis ao microgerador para utilização quando o sistema fotovoltaico não estiver em funcionamento, em virtude de dias seguidos com tempo nublado, por exemplo. Para viabilizar este tipo de modelagem é necessária a utilização de medidores bidirecionais capazes de computar não só o volume consumido pelo microgerador como também o excedente fornecido para a rede de distribuição. Além disso, é importante salientar que essa medida difere da norma brasileira essencialmente pela questão tarifária. No Brasil, o valor a ser compensado pelo microgerador ou consumidor residencial é obrigatoriamente onerado com impostos (PIS, COFINS e ICMS), ou seja, além de gerar o suficiente para equivaler o seu consumo energético esse deve gerar um “excedente” que possa compensar os tributos que serão obrigatoriamente cobrados na conta de energia elétrica, conforme descrito anteriormente na seção 2.1.

2.6.3. Lições Aprendidas para o consumidor de baixa renda

Como anteriormente descrito, cada região ou país busca soluções com base em suas dificuldades locais. Países que possuem eventualmente não possuem problemas sociais como o Brasil podem passar por problemas de outra natureza, como ambiental ou econômico. Para o cenário brasileiro, a busca por alternativas que visem a integração do consumidor de baixa renda é um fato relevante não apenas por questões sociais, mas também pela sua representatividade em comparação à quantidade de unidades consumidoras residenciais. Linhas de crédito e ajustes nas regulações são algumas das alternativas e lições aprendidas que estes países deixam.

3. INTEGRAÇÃO DA DISTRIBUIDORA E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FV

Através dos resultados anteriormente apresentados, torna-se notória a necessidade de alterações no cenário brasileiro para que a GD possa efetivamente ser disseminada em larga escala. Uma das questões cruciais para essa implantação é a viabilidade financeira de tal empreendimento, visto que esse deve ser interessante tanto para os microgeradores quanto para as distribuidoras. Para tanto, antes de averiguarmos a modelagem que analisa o vetor financeiro, é importante fixar o conceito para a medição do custo efetivo na geração por fontes renováveis.

O custo efetivo de projetos FVs, assim como o de outras fontes energéticas, deve ser regularmente apurado para se atestar sua rentabilidade. Uma ferramenta bastante utilizada para este cálculo é o *Levelized Cost of Electricity* – Custo Nivelado da Eletricidade (LCOE), além da comparação do custo da geração FV em relação às gerações convencionais, como a hidráulica ou a térmica. Também é importante salientar que há custos ocultos associados ao uso de energias convencionais, como o impacto ambiental, que raramente são levados em conta (GEORGITSIOTI; PEARSALL; FORBES, 2014, p.451-458). Por fim, neste contexto a geração distribuída é aplicada de acordo com a demanda do consumidor, geralmente com o objetivo de conseguir reduzir seus gastos com a conta de luz e/ou pela continuidade de serviço.

Neste trabalho assumiremos que a distribuidora atua no mercado regulado disponibilizando a instalação de sistemas fotovoltaicos em áreas com potencial solar – como nos telhados de seus clientes ou terrenos da própria distribuidora. Essa opção é um meio de medir a viabilidade financeira deste investimento, no qual a empresa de distribuição poderá comprar uma quantia menor de energia no mercado regulado e compensar esta diferença com geração distribuída. O objetivo é evidenciar que a diferença entre os valores de aquisição no mercado regulado e o valor do MWh da geração fotovoltaica será o parâmetro para se balizar o investimento. Também serão analisados alguns pontos tecnicamente relevantes na aplicação proposta, com a intenção de evidenciar as vantagens e desvantagens deste tipo de aplicação. A modelagem foi aplicada em um estudo de caso realizado na cidade de São Paulo, Brasil. Por fim, é importante salientar que este trabalho não objetiva a substituição integral da compra de energia no mercado regulado, uma vez

que a fonte solar é intermitente e, ao menos com as tecnologias existentes atualmente, não garante por si só o abastecimento seguro e ininterrupto de grandes redes de distribuição. Também não será aqui considerada a aplicação de sistemas de armazenamento de energia em funcionamento conjunto com os sistemas solares.

3.1. A relação entre a distribuidora e a geração distribuída

Neste capítulo, serão melhor detalhadas as relações entre a distribuidora e a geração distribuída, para que então possa-se passar a análise da modelagem.

3.1.1. Modelo: companhia de distribuição

Tradicionalmente, as empresas de distribuição de energia se responsabilizam pelas obrigações e ativos internos da casa, sejam estes carros para a equipe de operação e manutenção, sistemas de supervisão e automação de energia, subestações de distribuição, centros de atendimento ao cliente, etc. Basicamente, as atividades inerentes ao serviço de distribuição incluem: instalações de conexão com o sistema de transmissão; rebaixamento e elevação de tensão para atendimento aos sistemas de distribuição; sistemas de medição, supervisão, controle e proteção; operação e manutenção dos ativos do sistema de distribuição; suporte e atendimento ao cliente; planejamento energético; logística; cobrança (TRYGG; TOIVONEN; JÄRVENTAUSTA, 2007, p. 243-248). A figura 7 exemplifica a composição tradicional de uma companhia de distribuição de eletricidade:

Figura 7 – Modelo de uma distribuidora

Fonte: TRYGG; TOIVONEN; JÄRVENTAUSTA, 2007, p. 243-248.

Com a evolução dos mercados e das estruturas empresariais, novos desafios surgiram e novas possibilidades também foram colocadas às empresas como, por exemplo, terceirizar parte dos seus processos/serviços, avanços tecnológicos, ferramentas e modelagens. Essa terceirização pode influenciar diretamente nos negócios da empresa no tocante às previsões de demanda, interações com as mudanças regulatórias, exigências dos operadores do sistema, entre outros. Todos esses fatores devem ser contabilizados e levados em conta na estrutura de uma distribuidora de eletricidade e na maneira como essa irá conduzir a compra e venda de energia que, como já exposto anteriormente, é um serviço fundamental na sociedade moderna. A figura 8 ilustra, de forma simplificada, as interações inerentes a este serviço pelas distribuidoras:

Figura 8 – Modelo de Serviço de Distribuição de Energia

Fonte: TRYGG; TOIVONEN; JÄRVENTAUSTA, 2007, p. 243-248.

Portanto, da figura 8 pode-se retirar as inter-relações que afetam o serviço de distribuição de energia:

- i. **Tecnologia:** são as aplicações advindas de avanços tecnológicos relacionadas às ferramentas de supervisão, controle, proteção, base de dados, medição, tratamento de dados, previsão de demanda, análises diversas (qualidade de energia, continuidade de serviço, etc.), dispositivos e sistemas para autorrecuperação da rede, localizadores de falta, entre outros;
- ii. **Oportunidades de Negócio:** geradas pela evolução de tecnologias, mudanças regulatórias que podem influenciar o negócio;
- iii. **Regulação:** que visa mediar as relações de mercado através da observância das mudanças da realidade, de forma a tirar melhor proveito destas no fornecimento do serviço à população em geral;
- iv. **Organização:** são as corporações que trabalham na prestação do serviço;
- v. **Serviços:** para o presente trabalho, a distribuição de energia elétrica.

3.1.2. A geração distribuída

Neste contexto, a GD influencia o serviço de distribuição de energia elétrica em praticamente todos os cinco pontos acima listados na seção 3.1.1., bem como já evidenciado seu efeito no capítulo 1. A seguir será descrito, de forma resumida, como a GD influencia o modelo apresentado para uma distribuidora.

Ainda de acordo com a figura 8, verifica-se a inter-relação “organização”, na qual a GD pode influenciar tanto tecnicamente (em vista da injeção de potência na rede, dos impactos em relação ao faseamento de tensão e corrente, dos níveis de curto-circuito, da segurança operacional da rede, da medição da energia injetada e da qualidade desta energia) quanto comercialmente (como esta energia gerada será compensada, quais os impactos nas relações com o consumidor).

Os reguladores, diante da necessidade de refletirem sobre esta nova realidade, devem discutir juntamente a pesquisadores, consultores e demais interessados e, com isso, formalizar novas regras e leis a fim de permitir que a aplicação da GD seja feita de forma a preservar interesses gerais.

Fechando o ciclo da figura 8, tem-se as “oportunidades de negócio”. Nesse sentido, ainda que a GD e a aplicação solar já sejam consolidadas em diversas nações, o enfoque até o momento tem sido o conflito de interesses de tais práticas e não a união dos mesmos. Busca-se, adiante, responder como a GD pode ser conciliada com o modelo de negócio em distribuição de energia.

3.2. Aliando distribuidora e geração distribuída fotovoltaica

Através de modelagem descrita neste capítulo, o presente trabalho explorará o atual estado da arte, de tal forma que a GD fotovoltaica possa ser positivamente aproveitada pela distribuidora. Tecnicamente, muitos dos problemas envolvendo a conexão de microgeradores na rede de distribuição já são conhecidos e possuem aplicações variadas. Países como Japão, Alemanha, Dinamarca e EUA possuem aplicações em larga escala envolvendo microgeradores fotovoltaicos (EUA, 2015; JAPÃO, 2013).

Comercialmente, no mercado regulado, estas aplicações surgem em confronto com os interesses da distribuidora, que acaba sendo obrigada a se manter responsável por todo o ativo inerente ao sistema de distribuição e serviços de operação e manutenção, além de lidar com novos elementos que possam surgir. Todavia, podem-se extrair aplicações viáveis sem que seja violada a regulação vigente da região ou país em análise através da proposição de adaptações simples entre a relação da distribuidora e o gerador distribuído. As políticas de incentivo à implantação e disseminação da GD-FV, em geral, acabaram deixando a distribuidora à margem do processo, privilegiando individualmente produtores através de ferramentas já consolidadas (como por exemplo, o *feed-in tariff*, linhas de crédito, etc.). Uma solução proposta para tal impasse seria viabilizar a participação do gerador distribuído na contabilização da compra de energia da distribuidora. Isso seria viável tanto para aqueles que já são geradores distribuídos quanto para

aqueles que gostariam de se incorporar futuramente. Permite-se, com isso, propor o seguinte modelo:

Figura 9 – Fluxograma simplificado da interação da distribuidora com o gerador distribuído no mercado regulado

Fonte: autoria própria.

Da figura 9 pode-se analisar, primeiramente, um método simples baseado na figura número 7: considerando a utilização da base instalada já existente, o gerador distribuído passaria não apenas a ser ressarcido por programas de incentivo como também a sua geração poderia ser disponibilizada para contabilização pela distribuidora. Do ponto de vista do consumidor, nada relevante seria alterado já que se este possui um sistema apto a se conectar à rede secundária (dispondo de medidor quatro quadrantes além de todos requisitos técnicos já anteriormente necessários), sua única alteração seria do ponto de vista contratual, para que este fosse habilitado como vendedor de energia e esta energia fosse disponibilizada para

compra da distribuidora. No tocante à distribuidora, a compra registrada deveria ser contabilizada, descontando a necessidade de compra pelo mercado já regulado.

No caso do consumidor que ainda não fosse um gerador distribuído e o desejasse, a distribuidora poderia atuar justamente utilizando sua força em economia de escala. Este ponto é especificamente importante em vista do grande potencial energético solar brasileiro, como já disposto em seções anteriores. Além disso, visa também não implicar na aquisição de ativos de geração pela distribuidora, pois estes seriam simplesmente repassados aos consumidores que quisessem se tornar geradores distribuídos através do auxílio da distribuidora.

3.3. Modelo

Como o propósito deste trabalho não é exclusivamente uma análise financeira, torna-se importante considerar demais aspectos nos quais a distribuidora está inserida. Portanto, ao mesmo tempo em que se analisa o balanço financeiro do investimento, também é necessário compreender aspectos regulatórios para um completo entendimento dos desafios, riscos e oportunidades a serem tratados.

É no arcabouço do mercado regulado que será analisada a vantagem econômica da instalação e operação de módulos FVs distribuídos e conectados à rede primária. Portanto, se por um lado a distribuidora arcará com um custo adicional em virtude da aquisição e operação do sistema de GD, por outro lado a mesma se desonerará da compra de MWh no mercado regulado, de modo que financeiramente esta relação seja vantajosa para a empresa durante a vida útil dos módulos FVs.

O presente trabalho propõe um algoritmo que passa primeiramente pelo entendimento do mercado regulado no qual se atua para, posteriormente, realizar o cálculo do LCOE fotovoltaico e, enfim, compor uma análise mais concreta na discussão dos resultados.

3.3.1. Custo Nivelado de Energia (LCOE)

Muitas ferramentas já consolidadas, como o Valor Presente Líquido (VPL) ou a Taxa Interna de Retorno (TIR), podem auxiliar na análise financeira de investimentos em geral. No âmbito energético, uma ferramenta bastante aplicada é o já mencionado Custo Nivelado de Energia (LCOE, sigla em inglês). O LCOE é a análise financeira baseada no valor presente líquido, levando-se em conta o valor da geração e a quantidade de energia gerada por um período, de forma a se ter uma base comparativa do valor de uma fonte energética específica com o valor praticado no mercado (*grid parity*) (BRANKER; PHATAK; PEARCE, 2011). A equação do LCOE pode ser dada conforme se observa abaixo:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Onde:

r = taxa de juros

C = custos

E = energia gerada

T = tempo

Adicionalmente, é importante pontuar que o LCOE é uma ferramenta interessante para se avaliar um curto período de tempo, uma vez que os valores do mercado energético são dinâmicos. Para fins de planejamento energético completo por parte dos órgãos reguladores, outras ferramentas podem ser utilizadas em conjunto com o LCOE para que se obtenha uma análise mais precisa. Seguindo esta linha de raciocínio, a modelagem irá fazer a análise do sistema FV em três momentos distintos, cada um deles de um ano, conforme explicações a seguir:

1º) Aquisição do Sistema FV (t=0): é o início do projeto e, portanto, não há degradação do sistema de geração;

2º) Sistema operando (t>0): é o período de funcionamento em regime do sistema FV, considerando um fator de degradação do sistema (d[%]) que será assumido em 0,75% a.a. incorrendo em diminuição gradual da energia gerada por ano; custos de O&M que serão considerados como um valor fixo 1,5% por ano em relação ao valor do investimento inicial (IRENA, 2012). Nesta análise,

não serão considerados incentivos financeiros. O tempo de vida útil considerado para os sistemas é de 25 anos, ou seja: $0 < t \leq 25$.

3º) Troca do inversor de frequência: semelhante ao 2º momento, porém com a necessidade de substituição do inversor, dura cerca de 12 anos (GEORGITSIOTI; PEARSALL; FORBES, 2014). Neste trabalho, será considerada metade da vida útil do sistema FV (12 anos e meio), o que corresponde a cerca de 5% do custo total do investimento (IRENA, 2012).

Estes três momentos fornecem uma base apropriada para a análise da viabilidade financeira, pois separam claramente os estágios da vida útil de um sistema FV. Nesse trabalho, os riscos à integridade do sistema FV não serão considerados como, por exemplo, o defeito por uso incorreto ou sinistros, dentre outros. Considera-se que esses são parte da análise do seguro e não do balanço financeiro aqui proposto.

Do item 1º acima temos então que:

C_0 = Investimento inicial

S_0 = Geração inicial

Do item 2º:

C_t = Custo Operação + Custo Manutenção = $O_t + M_t$

E_t = Geração descontada a degradação pelo sistema FV = $S_t (1-d)^t$

Isto posto, pode-se reescrever a equação (1) conforme segue:

$$LCOE = \frac{C_0}{S_0} + \frac{\sum_0^t \frac{O_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_0^t \frac{S_t (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

Também para fins de análise dos valores no mercado regulado, será considerado um valor de ajuste de 2% a.a. sobre o valor base (ano do investimento). Desta forma, pode-se escrever a equação abaixo para comparativo do valor da energia no mercado regulado.

$$MWh_{MR} = \sum_0^t MWh_0(1 + 2\%)^t \quad (3)$$

Sendo

MWh_0 = Valor do MWh no mercado regulado no ano inicial de análise

t = tempo em anos

Como descrito anteriormente, um dos objetivos deste trabalho é explorar o grande potencial em economia de escala que uma distribuidora teria ao comprar sistemas FVs, elevando, portanto, seu poder de barganha e diminuindo o custo geral do projeto. Para se evidenciar este potencial será indicado o termo G_0 [%] como índice da economia de escala necessário para aquisição dos sistemas FVs. Portanto:

$$G_0[\%] = \frac{LCOE - MWh_{MR}}{LCOE} 100\% \quad (4)$$

3.3.2. Algoritmo para avaliação da viabilidade financeira

O objetivo do algoritmo é ponderar de maneira simples os possíveis ganhos financeiros pela distribuidora, ao se optar pela própria geração distribuída.

i) Etapa 1: análise das regras gerais do mercado regulado

Ainda que o mercado regulado seja conceitualmente definido, cada país possui particularidades em relação ao modo de operação da comercialização de energia elétrica. Portanto, é necessária uma análise de como são operadas as transações de compra e venda de MWh pela companhia de distribuição e, a partir dessa, compreender a viabilidade ou não do prosseguimento do algoritmo.

ii) Etapa 2: valores de sistemas FVs e o valor do MWh_{MR}

Como o mercado regulado possui valores já conhecidos para a energia elétrica (MWh_{MR}) a ser comprada pela distribuidora, esses serão levantados com base nos dados fornecidos pela distribuidora e/ou agências competentes. É também necessário conhecer o valor de sistemas FV praticados no mercado local para se ter o valor inicial do investimento.

iii) Etapa 3: cálculo do LCOE, MWh_{MR} e Economia de Escala

Em vista dos sistemas solares serem modulares, a capacidade total de geração pode ser adequada conforme a demanda da distribuidora e/ou seu plano experimental para aplicar a prática aqui proposta. Portanto, com base nos dados da etapa anterior, são calculados o LCOE e MWh_{MR} conforme equações (2) e (3), respectivamente. Para tanto, nota-se que quanto maior a quantidade de sistemas solares adquiridas, maior o poder de barganha junto aos fabricantes para aquisição dos sistemas, sendo este o índice G_0 da equação (4) a ser analisado.

iv) Etapa 4: comparação dos resultados

Conforme explicado anteriormente, os valores de geração FV serão comparados com os valores do mercado regulado através do período de vida útil do sistema solar, considerando três momentos distintos: aquisição, operação em regime, substituição do inversor.

Em vista das diferentes aplicações FVs, este trabalho irá trabalhar a análise comparativa de sistemas tipo *rooftop* (instalação em telhado) e sistemas de médio porte (entre 100kWp e 1MWp). Os resultados, então, podem ser compilados em uma tabela conforme apresentado no estudo de caso a seguir.

3.4. Aplicação do modelo: Interação da Distribuidora e da GD-FV

De acordo com a Secretaria de Energia e Mineração do Governo do Estado de São Paulo (2015), o estado de São Paulo, em 2014, foi responsável por mais de 28% do consumo de energia elétrica do país. A região metropolitana da capital paulistana atualmente concentra uma das maiores populações no mundo com mais

de vinte milhões de habitantes, sendo também um grande centro comercial e industrial com alta demanda energética.

O presente estudo de caso analisa a aplicação da modelagem proposta nessa região, cujo sistema de distribuição é atendido pela empresa privada AES Eletropaulo e possui uma incidência solar média anual de 4,58 kWh/m² (Secretaria de Energia e Mineração do Governo do Estado de São Paulo, 2015). Segue abaixo a aplicação do algoritmo proposto à região do estudo de caso.

3.4.1. Etapa 1: análise das regras gerais do mercado regulado

a. Visão geral do mercado de distribuição brasileiro

Conforme descrito na seção 2.1, o mercado de distribuição no Brasil é regulado da seguinte forma: i) as distribuidoras compram e revendem energia no mercado regulado; ii) a compra de energia é realizada através de leilões; iii) caso a energia comprada nos leilões seja insuficiente, o PLD pode ser repassado a tarifa; iv) a conexão GD é regulamentada.

b. Atuação das distribuidoras

A malha de distribuição de energia elétrica no Brasil é de responsabilidade da empresa de distribuição de energia elétrica. Portanto, a operação, manutenção e o planejamento da rede de distribuição ficam a cargo da distribuidora. Desta maneira, o fornecimento de energia elétrica é praticado de forma regionalizada, ou seja, o consumidor deve contratar este serviço da companhia que atende à região geográfica onde a conexão elétrica será realizada. Por exemplo, um morador da cidade do Rio de Janeiro (RJ) deve contratar este serviço da Light S.A; já em parte do interior do estado de São Paulo, esse serviço deve ser contratado da CPFL Energia; – na cidade de Porto Velho (RO) da Ceron (Eletrobrás Distribuição) e assim por diante.

Devido à modularidade dos sistemas fotovoltaicos, o estudo aqui apresenta o comparativo de diferentes configurações. De forma ilustrativa, as figuras 10 e 11 demonstram sistemas existentes construídos no estado de São Paulo e utilizados

pelo grupo de pesquisa GEPEA para fins de P&D e são de propriedade da empresa estatal Companhia Energética de São Paulo (CESP).

Figura 10– Sistema de 1,45kWp instalado na região central da cidade de SP

Fonte: GEPEA, 2015.

Figura 11 – Sistema de 100kWp instalado na usina de Ilha Solteira, no extremo norte do estado de SP

Fonte: GEPEA, 2015.

3.4.2. Etapa 2: valores de sistemas FVs e o valor do MWh_{MR}

Conforme exposto anteriormente, o sistema de distribuição na região analisada é atendido pela empresa AES Eletropaulo. Com base nos dados disponibilizados pela CCEE, compilando os valores de compra de MWh pela Eletropaulo nos leilões realizados em janeiro de 2016 e considerando todos os contratos registrados no ACR com empresas de geração dos quatro submercados brasileiros, tem-se um valor médio ponderado de 184,82 R\$/MWh.

A seguir, são apresentados os valores médios de sistemas solares no Brasil base 2015:

Tabela 2 – Valores médios de sistemas solares no Brasil base 2015

Módulo P [kWp]	Valor médio Sistema FV (USD)	
1,5	\$ 5.255	Aplicações residenciais
2	\$ 6.381	
3	\$ 9.009	
4	\$ 11.562	
5	\$ 14.264	
8	\$ 19.820	
10	\$ 26.277	
100	\$ 232.743	Plantas de médio porte
500	\$ 976.022	
1000	\$ 1.651.730	

Fonte: PORTAL SOLAR, 2016.

3.4.3. Etapa 3: cálculo do LCOE, MWh_{MR} e economia de escala

De posse dos dados fornecidos na etapa anterior e aplicando as equações (2), (3) e (5), tem-se a tabela (3) com a compilação dos cálculos. Para viabilizar a simulação de geração solar conforme disposto na equação (2), foram utilizados os resultados obtidos de simulação do PVWatts® Calculator (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2018) para cada sistema indicado na 1ª coluna da tabela (2), para a cidade de São Paulo:

Tabela 3 – Compilação dos resultados das equações

P (KWp)	LCOE (\$/MWh)	MWhMR (\$/MWh)	G0 (%)
1,50	\$ 225	\$ 99	56%
2	\$ 205	\$ 99	52%
3	\$ 193	\$ 99	49%
4	\$ 186	\$ 99	47%
5	\$ 183	\$ 99	46%
8	\$ 159	\$ 99	38%
10	\$ 169	\$ 99	41%
100	\$ 149	\$ 99	34%
500	\$ 125	\$ 99	21%
1.000	\$ 106	\$ 99	7%

Fonte: autoria própria.

Na tabela 3 os resultados apresentados na LCOE e MWhMR para um período de 25 anos, tempo que representam o ciclo de vida do sistema FV. Na coluna G0 é então apresentado o resultado do ganho de escala necessário por parte da distribuidora, para que seja igualado o custo da GD-FV com o valor do mercado regulado. Desta tabela, conclui-se primeiro a viabilidade do modelo, uma vez que os ganhos de escala apresentados, podem ser atingidos. Em segundo, tendencialmente observa-se que os sistemas FV's maiores são mais vantajosos.

3.4.4. Etapa 4: análise dos resultados

Por fim, pode-se notar desta simulação que os índices de economia de escala tendem a cair conforme o aumento da capacidade de geração do sistema solar, sendo que para os sistemas de médio porte de 500kWp a aplicação seria vantajosa com uma economia de escala mínima e para o sistema de 1MWp a aplicação já seria vantajosa sem qualquer necessidade de economia de escala. Para os módulos com capacidade de geração menor, ainda que os índices de economia sejam elevados, esses ainda se encontram nos marcos praticados no mercado. E aqui vale ressaltar também a grande dependência do mercado brasileiro em matéria prima importada, já que são poucos os fabricantes nacionais, fazendo com que as oscilações de preço no mercado variem muito em função do dólar.

Os desafios financeiros e técnicos inerentes ao mercado de distribuição de energia obrigam empresas, reguladores e pesquisadores a repensarem a maneira como o mercado deve atuar para viabilizar o fornecimento de energia elétrica de boa qualidade e preços acessíveis, mantendo o equilíbrio financeiro. Para tanto, as mudanças de paradigma se fazem necessárias a fim de se conseguirem resultados diferentes.

Os resultados aqui apresentados comprovam a grande oportunidade para empresas de distribuição de energia, mesmo que atuem em mercado regulado, com regras geralmente rígidas na comercialização de energia. Aqui, tanto a distribuidora poderia obter maior lucro na comercialização de energia, como o regulador do sistema poderia analisar o repasse destes ganhos para os consumidores. Além disso, se a geração distribuída for instalada próxima às regiões de consumo, o custo marginal da energia cairá, pois com essa aplicação diminuem as exigências pela

ampliação dos sistemas de grande geração e transmissão em alta/extra alta tensão, que são geralmente obras de custo elevado com grande impacto ambiental. A geração distribuída também é livre de encargos por uso dos sistemas de geração centralizada e transmissão, deixando-a mais competitiva e financeiramente viável.

Não somente a distribuição de energia e o retorno financeiro do projeto devem ser levados em conta neste caso, mas deve ser dada especial atenção aos reguladores a fim de fomentar a fabricação local de sistemas solares, incluindo células, módulos, inversores, etc. Nesse sentido, além de capacitar mão de obra local também possibilitaria, gradualmente, a independência da matéria prima e do serviço importado no caso de países que, como o Brasil, não possuem ainda um mercado FV local desenvolvido, a despeito de seu potencial solar.

Tecnicamente, algumas vantagens podem ser observadas: a continuidade de serviço – já que durante o dia os sistemas solares fornecem a maior quantidade de geração de eletricidade, em linha com as curvas de demanda características das redes de distribuição; e a estabilidade de tensão no ramal da rede – pois de acordo com Lora (2006), a geração solar evita a queda de tensão característica no percurso do ramal de distribuição.

Além disso, a análise aqui realizada retrata de maneira realista o cenário encontrado no Brasil hoje, uma vez que foram consideradas ferramentas já consolidadas em outros países como o *feed-in tariff*, que promove a utilização de fontes renováveis através de contratos de geração de energia baseados no custo desta operação. Para o caso fotovoltaico, é oferecido um valor maior pelo kWh produzido, por se tratar de uma fonte mais cara do que a nuclear ou hidráulica, por exemplo. Outras ferramentas, como linhas de crédito específicas para o fomento de fontes renováveis, também podem ser aplicadas a fim de se obter maiores atrativos financeiros, não dependendo especificamente do ganho de escala. No Brasil, existem ainda ações tímidas e isoladas para a isenção de impostos para sistemas solares, seja na aquisição do sistema FV em si, como na comercialização da energia gerada.

Por fim, o repasse dos ativos de geração da distribuidora para os microgeradores pode ser viabilizado de diversas formas. Por exemplo, a distribuidora repassaria o sistema FV ao microgerador e ambos firmariam um contrato para que a distribuidora recomprasse a energia gerada por valor e período

pré-estabelecidos. E aqui salienta-se também que o repasse de ativos da distribuidora para consumidores já é previsto pela Lei nº 12.212/2010. Essa Lei, associada ao PEE, prevê a possibilidade da distribuidora fornecer a consumidores de baixa renda eletrodomésticos mais novos com baixo consumo de energia elétrica (por exemplo, um refrigerador), visando melhor eficiência energética.

4. MODELAGEM DA INTEGRAÇÃO DO CONSUMIR DE BAIXA RENDA

A fim de possibilitar a integração do consumidor de baixa renda na solução final do modelo, faz-se necessário compreender melhor este ator e o seu papel. A figura 12 apresenta de forma simplificada a relação entre os atores descritos na Introdução, indicando como (-) um problema e como (+) um potencial positivo de cada ator.

Figura 12 – Relação entre Distribuidora, Consumidor de Baixa Renda e GD-FV

Fonte: autoria própria.

Portanto, a modelagem descrita a seguir objetiva uma solução que possa aliar os potenciais destacados para que de forma conjunta esses neutralizem os problemas apresentados, formando uma relação “ganha-ganha”.

4.1. Consumidor de baixa renda, distribuidora e GD-FV

Com o objetivo de atender os pontos destacados no capítulo 4, a modelagem a seguir foi elaborada na forma de um algoritmo simplificado para possibilitar o ajuste dos parâmetros de acordo com a abrangência desejada. Na seção 4.2 este algoritmo será aplicado em um estudo também para a região de São Paulo, SP.

1º Passo - Aquisição do sistema FV pela distribuidora: a distribuidora enquanto empresa possui uma série de vantagens para o aporte de investimentos em sua própria rede de distribuição, destacando-se as seguintes: i) maior poder econômico comparado a um consumidor de baixa renda; ii) linhas de crédito específicas para pessoas físicas; iii) possibilidade de economia de escala; iv) conhecimento da sua carteira de clientes e da abrangência da sua malha de distribuição; v) previsão de demanda.

Como anteriormente mencionado na seção 1.5, o Programa ProGD trata especificamente de uma linha de crédito para pessoas jurídicas financiarem sistemas de geração distribuída. Para se determinar a viabilidade financeira da solução proposta, será considerado como condição de contorno que o valor pago pela distribuidora por MWh no mercado regulado se equipare com o valor do MWh dos sistemas de geração distribuída.

2º Passo - Repasse dos módulos aos consumidores de baixa renda: conforme regulação vigente, os agentes de distribuição não devem possuir ativos de geração. Com o advento da GD este problema pode ser contornado repassando o ativo para o consumidor de baixa renda. Destacam-se os seguintes pontos:

- a) A distribuidora se mantém responsável pela manutenção dos módulos e pela contabilização energética;
- b) Os módulos não necessariamente precisam estar fisicamente instalados na residência do consumidor de baixa renda, mas podem ser fornecidos pela distribuidora e instalados em terreno disponibilizado pela mesma, conectados à rede de distribuição. A posse dos módulos continua sendo do consumidor de baixa renda, bem como a distribuidora se ocupa da operação e manutenção (O&M) e contabilização energética.

3º Passo - Contabilização energética: concluindo o ciclo, a contabilização energética e financeira deve ser estabelecida em observância às seguintes condições de contorno:

- a) A ANEEL através da TSEE define que o consumidor de baixa renda possui um consumo de até 30kW/mês. Desta forma, para engajar o consumidor de baixa renda interessado em se tornar um gerador distribuído, este poderá consumir até 30kW/mês de forma gratuita.
- b) O excedente gerado pelo sistema de GD-FV associado a esta residência, será administrado pela distribuidora na sua contabilização energética controlada pela CCEE.

A Figura 13 exemplifica em forma de um fluxograma a modelagem exposta.

Figura 13 – Fluxograma simplificado da modelagem

Fonte: autoria própria.

Como exemplo, a distribuidora pode, através de um programa de cadastramento de consumidores de baixa renda interessados em GD-FV, promover compras em larga escala de sistemas solares e, para os clientes elegíveis, elaborar

os aditamentos aplicáveis no contrato já estabelecido com seu consumidor, estabelecendo as regras básicas para o repasse dos ativos bem como a recompra de energia. Resolvem-se em mútua colaboração os problemas apontados no início deste capítulo da seguinte maneira:

- A distribuidora se beneficia do excedente de geração do consumidor de baixa renda sem ferir a regulação vigente.
- Ao consumidor de baixa renda fica garantido o acesso à eletricidade.
- O valor de investimento no sistema fotovoltaico deixa de ser um impedimento.

4.2. Estudo de caso: Integração do consumidor de baixa renda

Como forma de se ilustrar a modelagem proposta na seção 4.1, um estudo de caso foi realizado considerando uma grande distribuidora que atende a região da cidade de São Paulo, SP – a Eletropaulo.

Seguindo-se os passos do algoritmo proposto:

1º Passo - Aquisição do Sistema FV pela distribuidora: no estudo de caso serão considerados módulos fotovoltaicos com venda em escala comercial, na faixa de 1,5KWp a 1.000KWp.

2º Passo - Repasse dos módulos aos consumidores de baixa renda: para a região da cidade de São Paulo, SP atendida pela Eletropaulo, é possível simular os valores esperados em um ano considerando a incidência solar da região a fim de se ter uma projeção anual do potencial de geração dos módulos fotovoltaicos considerados. Estes dados estão demonstrados nas duas primeiras colunas da tabela 4 a seguir.

3º Passo - Contabilização energética: a contabilização energética está compilada na tabela 4, considerando o limite mensal de 30kWh/mês (portanto, 360kWh/ano) para o consumidor de baixa renda e o saldo a ser recomprado pela distribuidora.

Tabela 4 – Estudo de caso

P (KWp)	(A) P_{gerada} / ano (kWh/ano)	(B) P_{consumida} (kWh/ano)	Saldo a ser recomprado pela distribuidora (A-B)
1,50	1.650	360	1.290
2	2.200	360	1.840
3	3.300	360	2.940
4	4.400	360	4.040
5	5.501	360	5.141
8	8.801	360	8.441
10	11.001	360	10.641
100	110.012	360	109.652
500	550.059	360	549.699
1.000	1.100.118	360	1.099.758

Fonte: autoria própria.

Portanto, observa-se a partir da tabela que a demanda mínima de 30kWh/mês seria atendida para todas as faixas de geração disponíveis no mercado. Desataca-se ainda que a distribuidora teria a possibilidade de recompra de energia gerada de forma distribuída para ser contabilizada pela CCEE no seu balanço energético. Os dados apresentados representam apenas o período de um ano. Na análise de resultados no capítulo 5, serão analisados dados extrapolados para 25 anos.

4.3. Análise e comentários

Do estudo de caso apresentado fica evidenciada a viabilidade técnica da solução e com esta, a possibilidade de a distribuidora poder contar com a geração distribuída como forma de apoio na contabilização energética. Em relação aos valores do MWh, pode-se traçar um comparativo com o valor pago pela distribuidora no mercado de curto prazo da CCEE, como explicado no capítulo 3.

O valor médio do PLD para o período de 2012 a 2015 no submercado Sudeste/ Centro-Oeste – região de atuação da companhia Eletropaulo – foi de aproximadamente 112\$/MWh. Comparando-se este valor com sistemas solares residenciais comuns, do tipo *rooftop*, os valores atuais estão abaixo de \$150/Mwh (LAZARD, 2018), indicando uma necessidade de economia de 25% no investimento inicial da distribuidora, o que se apresenta factível considerando que ainda não

foram utilizados os benefícios garantidos pelo ProGD, nem o potencial de economia da escala da distribuidora pela aquisição em larga escala de módulos fotovoltaicos.

Como comparativo, pode-se aplicar dados publicados no balanço da Eletropaulo para o biênio 2015-2016. A empresa investiu cerca de \$ 35.600.000,00 no PEE. Destacando-se novamente o valor médio de 0.6 \$/W, isso resultaria em um potencial de investimento de quase 59MW (ELETROPAULO, 2016; SOLAR POWER EUROPE, 2015; BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2018).

Somente a companhia Eletropaulo possui cerca de 470 mil consumidores de baixa renda conectados a sua rede. Analisando esse dado em conjunto com a tabela 1 e considerando somente a instalação de módulos pequenos de 1,5kWp, tem-se como resultado um excedente de geração disponível próximo a 606GWh/ano. Considerando-se a população de baixa renda total no Brasil (ANEEL, 2010), chega-se a um potencial de mais de 24.000GWh/ano, o que corresponderia aproximadamente a 5% do consumo nacional de energia elétrica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018).

5. ANALISE DOS RESULTADOS

Percorrendo os passos propostos pela modelagem nas seções quatro e cinco, permite-se a compilação dos dados conforme a tabela 5:

Tabela 5 – Compilação de Resultados da Modelagem Final

P (KWp)	LCOE (USD/MWh)	MWhMR (USD/MWh)	G0 (%)	(A) Potência da GD-FV em 25 anos (MWh / 25 anos)	(B) Potência consumida em 25 anos (MWh / 25 anos)	“Saldo a ser recomprado pela distribuidora”
						(A-B) (MWh)
1,5	\$ 225	\$ 99	56%	41	9	32
2	\$ 205	\$ 99	52%	55	9	46
3	\$ 193	\$ 99	49%	83	9	74
4	\$ 186	\$ 99	47%	110	9	101
5	\$ 183	\$ 99	46%	138	9	129
8	\$ 159	\$ 99	38%	220	9	211
10	\$ 169	\$ 99	41%	275	9	266
100	\$ 149	\$ 99	34%	2.750	9	2.741
500	\$ 125	\$ 99	21%	13.751	9	13.742
1.000	\$ 106	\$ 99	7%	27.503	9	27.494

Fonte: autoria própria.

Na tabela 5 é possível aliar os resultados obtidos pela tabela 3 e extrapolando os resultados da tabela 4 para um período de 25 anos, têm-se a possibilidade de estimar a quantidade de potência a ser recomprada pela distribuidora, como apresentado na última coluna, durante o período de vida útil do sistema fotovoltaico.

Portanto, dos passos descritos na modelagem e com base no exemplo proposto, os parâmetros para a melhor estratégia de aquisição de módulos fotovoltaicos devem ser definidos pela própria distribuidora. Com base na sua carteira de clientes, conhecimento das condições de linhas de crédito e financiamento, e cotações de mercado, pode-se determinar através dessa modelagem o valor pago pela energia e a quantidade de energia a ser recomprada. Neste processo, os consumidores de baixa renda estariam sendo automaticamente

atendidos com uma parcela de energia mensal gratuita e, por fim, através da expansão de uma energia limpa e renovável.

A população de baixa renda pode se beneficiar de uma cota energética já prevista em lei, porém ao mesmo tempo retribui este benefício através do potencial energético como gerador distribuído e, acima de tudo, utilizando uma fonte limpa e renovável.

CONCLUSÃO

Os desafios apresentados na ampla aplicação da GD-FV também oferecem oportunidades a serem exploradas por todas as partes interessadas. Pela modelagem proposta, pequenas contribuições regulatórias seriam necessárias para se viabilizar os aditamentos contratuais entre distribuidora e o consumidor de baixa renda, além de alternativas para que a distribuidora possa redirecionar alguma contribuição ou imposto vigente para utilização no aporte inicial da aquisição dos sistemas fotovoltaicos.

Os resultados gerais obtidos a partir desta modelagem mostram a viabilidade para a interação da distribuidora e do consumidor de baixa renda através da utilização da GD-FV em benefício mútuo. Neste contexto, o próprio planejamento energético no âmbito do sistema de distribuição pode ser auxiliado.

A sustentabilidade passa não só pelo viés ambiental mas também por vetores sociais como a integração energética, sendo esta a contribuição deste trabalho em conjunto ao benefício comum proporcionado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (BRASIL). **Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – 2012**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (BRASIL **Lei nº 12.212, de 20/01/2010 –Tarifa Social de Energia Elétrica –TSEE, 2010**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2010.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BRASIL). Câmbio e Capitais Internacionais. Disponível em: <www.bcb.gov.br>. Acesso em: 20 jan. 2018.

BDEW (ALEMANHA). Organização Federal Alemã de Energia e Água – Bundesamt der Energie und Wasserwirtschaft – Jahresbericht 2014. Alemanha: BDEW, 2014. Disponível em < pf.bdew.de/jahresbericht-2014 >. Acesso em: 20 jan. 2018.

BHATTACHARYYA, Subhes C.; TIMILSINA, Govinda R. Energy demand models for policy formulation: a comparative study of energy demand models. **Policy Research Working Paper**, n. WPS4866, Mar. 2009.

BMWI (ALEMANHA). Ministério Federal Alemão de Economia e Energia – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Alemanha: BMWI, 2014. Disponível em: <<http://www.bmwi.de/>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

BRANKER, K.; PHATAK, M.J.M.; PEARCE, J.M. A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.15, 2011, p.4470-4482.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 20 jan.2018

CAMILO, Henrique Fernandes; UDAETA, Miguel Edgar Morales; GIMENES, André Luis Veiga; GRIMONI, Jose Aquiles Baesso. Assessment of photovoltaic distributed generation – Issues of grid connected systems through the consumer side applied to a case study of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.71, 2017, p.712-719.

ELETROPAULO (SÃO PAULO). **Demonstrações Contábeis Regulatórias 2016**. Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A, 2016. Disponível em: <<http://ri.aeseletropaulo.com.br/Download.aspx?Arquivo=GsyMYtW7+RJ8WDwqfl/xTQ==>> Acesso em: 20 jan.2018

ESCOLA POLITÉCNICA DA USP. São Paulo. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos (PIR) na USP**. Disponível em: <<http://seeds.usp.br/pir/>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA (EUA). **Energy Consumption. EIA: 2014**. U.S. Energy Information Administration – Independent Statistics & Analysis. Disponível em <www.eia.gov>. Acesso em: 20 jan. 2018.

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA (EUA). **Annual Energy Outlook with projections to 2040**. U.S. Energy Information Administration: Washington D.C., 2015. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo15/pdf/0383\(2015\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo15/pdf/0383(2015).pdf)>. Acesso em: 20 jan. 2018.

GEORGITSIOTI, Tatiani; PEARSALL, Nicola; FORBES, Ian. Simplified levelized cost of the domestic photovoltaic energy in the UK: the importance of the feed-in tariff scheme. **IET Renewable Power Generation**, v.8, n.5, July 2014, p. 451 – 458.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable Energy Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics**. IRENA, Abu Dabi, 2012. Disponível em: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf. Acesso em: 18 out. 2016.

JAPÃO. **Electricity Review Japan**. The Federation of Electric Power Companies of Japan, 2013. Disponível em: http://www.fepc.or.jp/english/library/electricity_review_japan/___icsFiles/afieldfile/2013/08/12/2013ERJ_full_1.pdf. Acesso em: 20 jan. 2018.

LAZARD. **Levelized Cost of Energy Analysis 10.0**. Disponível em: <<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-analysis-100/>>. Acesso em: 20 jan. 2018

LORA, Electo Eduardo Silva; HADDAD, Jamil (Coord.). **Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (BRASIL). Disponível em <http://www.mme.gov.br/>. Acesso em: 20 jan.2018

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (BRASIL). **Brasil registra 3.565 conexões de geração distribuída até maio**. Ministério de Minas e Energia, 6 jul. 2016. Disponível em http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/brasil-registra-3-565-novas-conexoes-de-geracao-distribuida-no-ano-ate-maio. Acesso em: 20 de jan. 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (BRASIL). **Empresa de Pesquisa Energética**. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 20 jan. 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (BRASIL). Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: 20 jan.2018.

PORTAL SOLAR. **Quanto custa a energia solar fotovoltaica?**. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO - GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO - www.energia.sp.gov.br. Acesso em: 20 jan.2018.

SOLAR ENERGY INDUSTRIES ASSOCIATION (SEIA). **Research Solar Market Insight**. IREC, Solar Market Trends. Disponível em: <<https://www.seia.org/sites/default/files/2017-09/USSMI-Q3-2017-Executive%20Summary.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

SOLAR POWER EUROPE. **Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019**. Brussels: European Photovoltaic Industry Association, 2015. Disponível em: <<https://resources.solarbusinesshub.com/images/reports/104.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

SWERA. Solar and Wind Energy Resource Assessment. EUA: SWERA, 2014. Disponível em < <http://www.nrel.gov> > Acesso em: 20 de jan. de 2018

TRYGG, Petro; TOIVONEN, Janne; JÄRVENTAUSTA, Petri. Changes of business models in electricity distribution. **International Energy Journal**, v.8, 2007, p. 243-248.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (EUA). **PVWatts®Calculator**. National Renewable Energy Laboratory. Disponível em: <<http://pvwatts.nrel.gov/index.php>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (EUA). **SWERA– Solar and Wind Energy Resource Assessment**. National Renewable Energy Laboratory. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>. Acesso em: 20 jan. 2018.

VALE, A.M et al. . Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. **Energy Policy**, v. 108, 2017, p. 292-298.

VIANA, T.S. et al. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation. **Solar Energy**, v. 85, 2011, p. 486-495

WORLD BANK. **Renewable Energy Consumption, 1990 – 2014**. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/indicator/EG.FEC.RNEW.ZS>>. Acesso em 09 jan. 2018.

APÊNDICE A - Propostas de trabalhos futuros

Devido a abrangência do tema, alguns trabalhos futuros são sugeridos com apoio nos resultados aqui atingidos.

Compra MWh x GD: 0 a 5% além da demanda

De acordo com a regulação, a distribuidora deve contratar de 0 a 5% adicionais da sua demanda oficial como mecanismo de mitigação para possíveis descobertas de contratação. Uma das formas de se explorar a modelagem aqui proposta seria substituir a contratação deste montante por fontes oriundas de GD-FV de consumidores de baixa renda. Conforme demonstrado no estudo de caso, os ganhos financeiros pela distribuidora podem ser relevantes ao planejamento da empresa.

Análise conjunta com Planejamento Integrado de Recursos (PIR)

O processo do Planejamento Integrado de Recursos (PIR), desenvolvidos pelo GEPEA-EPUSP, tem como princípio a análise a fundo da região de estudo, o envolvimento de diferentes disciplinas e Envolvidos-Interessados na etapa de planejamento e seus impactos nas quatro dimensões (ambiental, política, social e econômica), permitindo assim uma análise modular para auxílio na tomada de decisão sobre o Planejamento Energético em diferentes períodos temporais. Desta forma, a modelagem apresentada neste trabalho pode ser englobada no PIR para um estudo mais abrangente (PIR, 2018) envolvendo a dimensão social com o consumidor de baixa renda.

Previsão de Demanda

A previsão de demanda pelas distribuidoras é uma das tarefas mais complexas e de maior risco a ser desenvolvida, uma vez que pode comprometer as

finanças da empresa de forma irreversível, dependendo da maneira como o mercado for regulado. De acordo com a *Energy Demand Models for Policy Formulation*: “isto implica na necessidade de se melhorar as ferramentas de modelagem de previsão de demanda e capacidades institucionais [...]” (BHATTACHARYYA; TIMILSINA, 2009, p.95) No entanto, o desafio é bem significativo.

Com a utilização de uma base instalada de GD já conhecida pela distribuidora e, estando disponível em sua própria rede de distribuição, a gestão do risco tende a ser mitigada no que tange a previsão de demanda. Invariavelmente, muitos dos modelos e ferramentas de previsão de demanda consideram uma parcela de estimativa do crescimento de sua demanda. Esses envolvem variáveis intangíveis pela distribuidora (crescimento econômico, demográfico, etc.), que poderiam ter seus efeitos suavizados pela implantação da GD-FV, uma vez que possui um tempo de implantação relativamente curto em relação aos efeitos citados. Além destes fatores, para o modelo proposto a participação da distribuidora é fundamental na viabilidade pelo lado do consumidor de baixa renda e, portanto, deve-se levar em conta para análises mais abrangentes.

Modicidade tarifária

O tema da modicidade tarifária também tem ganhado espaço nas discussões acadêmicas, governos e reguladores. Ao se observar as curvas de geração FV e a curva de carga típicas no decorrer do dia, o período de maior possibilidade de geração coincide justamente com o de menor consumo residencial. Dessa maneira, deixa-se a possibilidade de cobrança de tarifa diferenciada para os períodos de maior geração/baixa carga.

Enfim, para os exemplos anteriores bem como outros que poderiam ser aqui nomeados, o trabalho apresenta uma modelagem para que a distribuidora possa conciliar a aplicação da GD como forma de se conseguir maior competitividade, mesmo atuando no mercado regulado.