UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE POS GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP-FEA-IEE-IF

LUISA VALENTIM BARROS

AVALIAÇÃO DE MODELOS DE NEGÓCIO PARA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO

SÃO PAULO
2014

LUISA VALENTIM BARROS

AVALIAÇÃO DE MODELOS DE NEGÓCIO PARA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO BRASILEIRO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica/Faculdade de Economia e Administração/Instituto de Energia e Ambiente Instituto de Física) para obtenção do título de Mestre em Ciências

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

VERSÃO CORRIGIDA

(Versão Original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO
2014

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Barros, Luisa Valentim.

Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro/ Luisa Valentim Barros; orientador Roberto Zilles. – São Paulo, 2014.

113 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1.Energia solar fotovoltaica 2.Modelos de negócio 3.Regulação 4. Análise SWOT 5. Distribuição

I.Título.

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

EP – FEA – IEE - IF

LUISA VALENTIM BARROS

"Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro"

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Roberto Zilles – PPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof[a] Dr[a] Virgínia Parente de Barros-PPGE/USP

Prof. Dr. Osvaldo Lívio Soliano Pereira- UNIFACS

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, os meus sinceros agradecimentos ao meu orientador Prof. Zilles pela atenção, conhecimentos compartilhados, oportunidades e, sobretudo, por me demonstrar que o sucesso profissional vem do amor pela profissão.

À Prof. Dalia Patino Echeverri, da Duke University, agradeço por ter me recebido como aluna intercambista e pela valiosa parceria.

Ao Daniel Senna Guimarães, da CEMIG, agradeço por todas as dúvidas esclarecidas, incentivo constante e, sobretudo, pelas dicas que transformaram meu trabalho. Ao Márcio Eli Moreira de Souza da CEMIG pela contribuição em pontos chave da dissertação.

À Accenture por proporcionar flexibilidade nos anos de mestrado.

E, finalmente, à minha família por acreditar nos meus planos e por me ensinar o valor da educação.

"Defining utilities' mission as delivering energy services rather than commodity power is not a new idea. All of the earliest electricity vendors, including Edison, began by selling light, not power. Chicago's first lighting salesman, P.S. Kingsland, rented fifty arc lamps to customers for 15 cents an hour, while Edison's own companies competed with gas light by offering service by the bulb. Beyond the pricing model, however, power companies (...) were deeply involved in delivering energy services, not kilowatt-hours" (FOX-PENNER, 2010, p.200)

RESUMO

BARROS, Luisa Valentim. **Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro.** 2014, 107 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

Nos últimos anos, um conjunto de fatores tem colaborado para expansão da energia fotovoltaica no Brasil. No entanto, ainda não se oferecem políticas públicas ou incentivos regulatórios para que as distribuidoras contribuam com a geração fotovoltaica sem prejuízo ao equilíbrio de suas operações. Diante disso, este trabalho buscou investigar a viabilidade de novos papéis para as distribuidoras brasileiras frente aos desafios de modernização do setor elétrico. Para isso, buscou nos EUA, país que apresenta crescente participação de energia FV em sua matriz elétrica, exemplos de incentivos financeiros e regulatórios e novos modelos de negócios para operação das distribuidoras. Através da metodologia de análise SWOT, três modelos de negócio do mercado fotovoltaico norte-americano são avaliados para o setor de distribuição brasileiro. Os resultados evidenciam as forças e fraquezas das distribuidoras em relação a outros atores do mercado e as oportunidade e ameaças de cada modelo.

Palavras- chave: Energia solar fotovoltaica, Modelos de negócio, Regulação, Análise SWOT, Distribuição

ABSTRACT

BARROS, Luisa Valentim. **Solar photovoltaic business models analysis for the Brazilian energy distribution Market**. 2014. 107f .Master´s Dissertation - Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

In recent years, a combination of events have contributed for solar photovoltaics raising adoption in Brazil. However, there are yet no available regulatory incentives or public policies to enable utilities participation without harming their financial equilibrium. As a result, the current study aims to identify new roles for Brazilian utilities that comply with smart grid emerging challenges. In an effort to identify examples of financial and regulatory incentives as well as new business models, North American solar photovoltaic experiences were evaluated. The effectiveness of three American business models for the Brazilian energy sector were discussed through SWOT analysis. The results indicate utilities main strengths and weaknesses compared to other energy market actors and also the opportunities and threats of each business model.

Keywords: Solar Photovoltaics, Business Models, Regulation, SWOT Analysis, Distribution

LISTA DE SIGLAS

ABINEE Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

ABRADEE Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

APTEL Associação de Empresas Proprietários de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações

BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BOS *Balance of System*

CEMIG Companhia Energética de Minas Gerais

CCC Conta de Consumo de Combustível

CCD Contrato de Conexão

CCEE Câmera de Comercialização de Energia Elétrica

CDE Conta de Desenvolvimento Energético

CEF Caixa Econômica Federal

COFINS Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social

CONFAZ Conselho Nacional de Política Fazendária

CUSD Contrato do Uso de Distribuição

DER *Distributed Energy Resources*

DSV Dispositivo de Seccionamento Visível

EDP Energias de Portugal

EE *Energy Efficiency*

EIA *Energy Information Administration*

EPA *Environment Protection Agency*

EPE Empresa de Pesquisa Energética

EPIA *European Photovoltaic Industry Association*

EPRI *Eletric Power Research Institute*

ESCO *Energy Service Company*

EUA Estados Unidos da América

FV Fotovoltaica

GD	Geração Distribuída
GTD	Geração, Transmissão e Distribuição
GWh	Gigawatt-hora
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IOU	*Investor- Owned Utilities*
IPI	Imposto sobre os Produtos Industrializados
ISO	*Independent System Operator*
ISS	Imposto Sobre Serviços
KWp	Kilowatt-pico
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	Programa de Integração Social
PPA	*Power Purchase Agreement*
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROESCO	Programa de Eficiência Energética
PSE&G	*Public Service Electric & Gas Company*
REC	*Renewable Energy Certificates*
REN21	*Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*
RGR	Reserva Global de Reversão
ROI	*Retorno sobre o Investimento*
RPS	*Renewable Portfolio Standards*
SCE	*Solar California Edison*
SDG&E	*San Diego Gas & Electric*
SEIA	*Solar Energy Industries Association*
SEPA	*Solar Electric Power Association*
SMUD	*Sacramento Municipal Utility Distric*

SREC *Solar Renewable Energy Credit*

SOLARABC Solar America Board for Codes and Standards

SWOT *Strenghts, Weaknesses, Opportunities and Threats*

TIR Taxa Interna de Retorno

TJLP Taxa de Juros de Longo Prazo

TMA Taxa Mínima de Atratividade

TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

USBM *Utility Solar Business Models*

VPL Valor Presente Líquido

VR Valor de Referência

WACC *Weighted Average Cost of Capital*

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO 13

1. O MERCADO NORTE-AMERICANO DE ENERGIA SOLAR FOTOLTAICA 16

1.1. A energia solar fotovoltaica nos EUA 16

1.2. A estrutura do setor elétrico norte-americano e incentivos regulatórios/ financeiros ... 17

1.2.1. As estruturas de mercado 17

1.2.2. Os modelos regulatórios 21

1.2.3. Os Incentivos financeiros e regulatórios 22

1.3. Os impactos da geração fotovoltaica distribuída conectada à rede aos negócios das concessionárias 28

1.3.1. As principais barreiras 30

1.3.2. Os principais benefícios 33

1.4. Os novos modelos de negócio de energia solar nos EUA 34

1.4.1 Modelos de negócio para energia solar 36

1.4.2. Os principais modelos de negócio do mercado de energia solar norte-americano . 37

2. CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 46

2.1. Contexto do setor elétrico 46

2.1.1. O desafio econômico-financeiro atual das distribuidoras 47

2.2. Os incentivos à modernização do setor elétrico e a resolução normativa 482 53

2.2.1. A modernização do setor elétrico e o conceito de *smart grid* 53

2.2.2. Alterações regulatórias do setor de distribuição e a resolução normativa 482 55

2.3. Diagnóstico da geração solar fotovoltaica distribuída no Brasil 59

2.3.1. Contexto regulatório 60

2.3.2. Cadeia produtiva no Brasil 63

2.3.3. Competividade 65

3. A APLICABILIDADE DE NOVOS MODELOS DE NEGÓCIO NO MERCADO BRASILEIRO 72

3.1. Análise SWOT 72

3.2. Caracterização dos ambientes interno e externo às distribuidoras 75

3.3. Aplicação da matriz SWOT 77

3.3.1 Modelo 1: Distribuidoras como proprietária dos ativos 77

3.3.2 Modelo 2: Distribuidoras como financiadoras dos ativos 83

3.3.3 Modelo 3: Aquisição de energia solar fotovoltaica gerada por terceiros 88
3.4. Discussão 92
4. CONCLUSÃO 96
REFERÊNCIAS 98

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, um conjunto de fatores têm colaborado para a expansão da geração fotovoltaica (FV) conectada à rede no Brasil. Dentre eles pode-se destacar: a redução dos preços dos módulos fotovoltaicos no mercado internacional; a divulgação desta fonte no meio empresarial e acadêmico; as alterações regulatórias recentes que criaram um novo marco regulatório no setor via Resolução Normativa nº 482/2012[1]; e o interesse da indústria em nacionalizar a produção de equipamentos. Tais fatores não vieram, entretanto, acompanhados de outros incentivos regulatórios ou políticas públicas para apoiar a expansão desta fonte. As distribuidoras têm hoje um papel passivo em relação a energia fotovoltaica conectada à rede, apenas autorizando e viabilizando as solicitações de interconexão. Apesar da ausência de políticas de suporte e contexto econômico-financeiro desfavorável do setor elétrico atual, as distribuidoras podem encontrar novos modelos de negócio que permitam criar oportunidades rentáveis a partir da geração distribuída.

Justificativa

A avaliação de novos modelos de negócios pelas empresas distribuidoras requer um entendimento profundo das suas forças e fraquezas em relação a outros atores que podem desempenhar as mesmas funções. Por outro lado, requer a avaliação das oportunidades e barreiras do mercado FV à luz das políticas públicas e contexto regulatório locais. O mercado de energia solar fotovoltaica norte-americano, mais maduro e dinâmico que o brasileiro, oferece novos modelos de negócio estruturados sobre incentivos financeiros e regulatórios.

Diante disso, este trabalho visa contribuir avaliando a aplicabilidade de três modelos de negócios do mercado norte-americano ao setor de distribuição brasileiro. Para cada modelo selecionado foi realizada uma análise de cenário que considera o ambiente interno às distribuidoras (forças e fraquezas) e o contexto externo (oportunidades e ameaças). O foco nos novos papéis que as distribuidoras podem desempenhar foi pré-requisito para identificação de questões regulatórias e de políticas públicas que cada modelo de negócios depende. O objetivo não foi selecionar um modelo ótimo e sim, evidenciar os desafios e

[1] Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outros providências. Para informações adicionais vide seção 2.2.2.

oportunidades de cada arranjo a partir das características específicas do setor elétrico brasileiro.

O foco do trabalho está voltado para a energia solar fotovoltaica distribuída conectada à rede. No entanto, em algumas passagens do texto, foi necessário abordar a geração distribuída e a energia solar de grande porte para fundamentar e enriquecer a discussão.

Em relação aos procedimentos metodológicos, a pesquisa pode ser classificada como descritiva e explicativa. Foram utilizados dados secundários provenientes de livros, artigos, projetos de institutos de pesquisas e associações americanas e brasileiras, dissertações, revistas e sites econômicos especializados. Foram realizadas entrevistas com especialistas do setor elétrico brasileiro e americano para validar o direcionamento da pesquisa e incrementar algumas abordagens[2].

A análise detalhada das condições do setor elétrico americano foram realizadas entre setembro e dezembro de 2012 em intercâmbio como bolsista na Duke University, Nicholas School of the Environment sob a supervisão da prof. PHD Dalia Patino Echeverri.

Objetivos

Analisar o contexto regulatório e estruturas de mercado do setor elétrico norte-americano e brasileiro.

Detalhar os incentivos regulatórios e financeiros para energia solar fotovoltaica nos mercados brasileiro e norte-americano.

Realizar diagnóstico detalhado do contexto regulatório, cadeia produtiva e competitividade da energia solar fotovoltaica no Brasil.

Conhecer os benefícios e barreiras da expansão da energia solar fotovoltaica distribuída.

[2] Do setor elétrico brasileiro foram entrevistados: Daniel Senna Guimarães, Gerente de Soluções e Manutenção de Telecomunicações da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG); Márcio Eli Moreira da Silva, Engenheiro da Gerência de Desenvolvimento e Engenharia de Ativos de Distribuição e responsável pelo assunto de Geração Distribuída na CEMIG; Guilherme Barbosa Rocha, gerente sênior e especialista em *Utilities* da empresa de consultoria Accenture; Guilherme Carvalho Benevides, Engenheiro da área de Desenvolvimento de Negócios e Inovação da EDP; Roberto Barbieri, assessor do grupo de GTD (Geração, Transmissão e Distribuição) da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee); Anderson Tonelli, Superintendente do Grupo Rede Energia. Do setor elétrico norte-americano foram entrevistados: Daniel Vermeer, PhD, Diretor Executivo do Centro de Energia, Desenvolvimento e Meio-Ambiente Global da Duke university; Michael H. Schwartz, PhD, Vice-Presidente Senior da Duke Energy; Tim Duff, General Manager, Retail Customer and Regulatory Strategy at Duke Energy Corporation.

Contextualizar os desafios para o setor de distribuição brasileiro do ponto de vista das exigências de modernização e da situação econômica- financeira.

Analisar os novos modelos de negócio para energia solar fotovoltaica do mercado norte-americano, bem como conhecer algumas experiências de concessionárias daquele país.

Avaliar a aplicabilidade dos modelos de negócios do mercado norte-americano no setor elétrico brasileiro, identificando incentivos regulatórios e de políticas públicas.

Organização do trabalho

O trabalho foi dividido em 3 capítulos, introdução e conclusão conforme detalhe a seguir:

A Introdução apresenta o contexto da pesquisa, justificativa, objetivos do estudo e organização do trabalho.

No Capítulo 1 são apresentadas as características do setor elétrico norte-americano e os principais incentivos financeiros e regulatórios para energia solar fotovoltaica. Neste capítulo são também apresentados os principais impactos da expansão da energia solar FV e detalhados os principais modelos de negócio emergentes do mercado norte-americano.

O Capítulo 2 é dedicado à análise do setor de distribuição brasileiro considerando os incentivos regulatórios à modernização e as condições econômico-financeiras atuais. Neste capítulo é também realizado um diagnóstico do mercado de energia solar FV no Brasil: contexto regulatório, cadeia produtiva e competitividades desta fonte.

O Capítulo 3, por sua vez, é dedicado à avaliação da aplicabilidade de três modelos de negócios do mercado norte-americano ao contexto brasileiro via metodologia SWOT[3]. No fim do capítulo, os resultados são discutidos.

Na Conclusão são realizadas as considerações finais e sugestão de próximos passos do estudo.

[3] Do inglês *strengths, weakness, opportunities and threats.* Vide mais informações sobre a metodologia e sua aplicação na seção 3.1.

1. O MERCADO NORTE-AMERICANO DE ENERGIA SOLAR FOTOLTAICA

1.1. A energia solar fotovoltaica nos EUA

Com projeções de crescimento da demanda mundial por energia elétrica em 28% até 2040 (EIA, 2013), as decisões de adição de capacidade têm considerado cada vez mais fontes como gás natural e renováveis. No período de 2007 a 2012, entre as energias renováveis, a energia solar fotovoltaica é a fonte que apresentou maior crescimento- a capacidade instalada mundial cresceu 60% passando de 10GW em 2007 para 100 GW ao final de 2012 (REN21, 2013, p.26) [4]. As projeções otimistas para penetração de energias renováveis reserva à energia solar participação entre 18% e 31% da geração global de eletricidade até 2050. (IEA, 2011,p.50) Apesar da liderança europeia em energia solar fotovoltaica ao longo dos anos, a participação dos Estados Unidos (EUA) no mercado solar aumentou de 5% em 2005 para 13% em 2013 (SEIA, 2013a). E em 2012, os EUA se tornaram o terceiro país com a maior capacidade instalada[5]. A redução dos custos da infraestrutura solar é uma das principais alavancas do crescimento mundial - os custos globais dos painéis fotovoltaicos caíram 50% entre 2006 e 2011 e nos EUA a queda foi ainda mais acentuada, de 60% entre 2011 e metade de 2013 (SEIA, 2013b).

Atualmente os EUA se destacam não apenas por ser um dos países líderes em geração de energia FV. O mercado de energia solar norte-americano tem trazido contribuições muito relevantes à expansão desta fonte devido à regulação estadual e operação das empresas em níveis regionais. Neste contexto, cada estado representa um mercado de energia separado abrindo espaço para diferentes estruturas de mercado, modelos regulatórios e políticas públicas regionais. A organização do setor elétrico americano se destaca, portanto, pela descentralização favorecendo a criatividade nas inovações e a convivência de diferentes incentivos. Enquanto os países europeus usaram basicamente o mecanismo financeiro da tarifa *feed-in*[6]para incentivar a expansão da geração distribuída (GD), os EUA inovaram com diferentes arranjos de incentivos financeiros e regulatórios. O resultado é a emergência de modelos de negócios alternativos como *leasing* de placas solares, financiamentos,

[4] Em 1995 a capacidade instalada era apenas de 0.6GW. (REN21, 2013, p.45)
[5] Aos fins de 2012 os EUA contava com 7.8 GW de capacidade instalada. A China vinha em segundo lugar com 8.3 GW e a Europa em primeiro com 70GW. (EPIA, 2013, p.13)
[6] Ver detalhes sobre este incentivo na seção 1.2.3.1 deste mesmo capítulo.

investimentos comunitários que buscam arranjos onde os diversos *stakeholders* envolvidos operem em um modelo de ganha-ganha.

Os tipos e alcance dos incentivos financeiros e regulatórios variam entre os diversos estados norte-americanos devido a uma série de fatores: metas locais de redução de emissões, disponibilidade de diferentes fontes de geração, competividade da energia FV distribuída com a tarifa local, entre vários outros. Além disso, são escolhidos com base nas diferentes estruturas de mercado e modelos regulatórios adotados por cada estado. Nas próximas seções serão discutidos os modelos regulatórios e estruturas de mercado mais comuns nos EUA além dos principais incentivos financeiros e regulatórios atualmente existentes para incentivo da energia solar FV. Esta discussão é determinante para compreensão e avaliação dos modelos de negócios alternativos adotados no mercado norte-americano, abordagem que encerra este capítulo.

1.2. A estrutura do setor elétrico norte-americano e incentivos regulatórios/ financeiros

As estruturas de mercado definem as diferentes responsabilidades no setor elétrico- geração, comercialização, transmissão e distribuição- enquanto os diferentes modelos regulatórios determinarão a forma como as empresas do setor elétrico são remuneradas e, consequentemente, como tomam as suas decisões de investimento. A coexistência de variadas estruturas de mercado e modelos regulatórios aumenta a complexidade do setor elétrico norte-americano, mas ao mesmo tempo abre espaço para diferentes arranjos e inovações na relação com seus consumidores, sociedade e instituições de governança.

1.2.1. As estruturas de mercado

As estruturas de mercado do setor elétrico são o conjunto de regras e responsabilidades que determinam como os participantes do setor elétrico interagem entre si. A quem é permitido o direito de geração de energia, quem faz a gestão do despacho, reservas e acesso à transmissão, quais consumidores podem (e se podem) comprar energia no mercado livre ou regulado são fatores típicos que definem estruturas de mercado do setor elétrico (SHIVELY; FERRARE, 2010).

As estruturas de mercado do setor elétrico norte-americano[7] são baseadas em regulações estaduais que foram estabelecidas em momentos distintos e por diferentes motivações. Assim como ocorreu no Brasil, o setor elétrico norte-americano passou por um processo de reestruturação nos anos 90. Foi introduzida competição nas áreas de geração, comercialização e varejo de energia enquanto transmissão e distribuição foram mantidas como monopólios regulados. As experiências foram diferentes em cada estado, alguns decidiram em manter a estrutura tradicional de mercado dominada por empresas verticalizadas e outros implantaram a competição de forma agressiva. Os resultados alcançados ao longo da década de 90 levaram alguns estados a suspender o processo de desregulamentação e retomar estruturas de mercados tradicionais. Após quase 20 anos da experiência de desregulamentação, atualmente o mapa do setor elétrico norte-americano acomoda diferentes estruturas de mercado em cada estado. Há quatro estruturas dominantes que representam variações de dois modelos principais: empresas verticalizadas responsáveis pela geração, transmissão e distribuição; e a introdução de competição na geração, comercialização e varejo de energia com empresas responsáveis apenas pelas funções de transmissão e distribuição. Segundo Fox-Penner (2010, p.19):

> *(...) the era of deregulation has left the power industry with an even messier structure than we had before deregulation began. About half the country is now served by state-regulated firms who own many generators, but also buy much of their supplies, including nearly all of their renewable power. The other half of the country is served by deregulated power retailers, owned mainly by large independent generators, delivering over fully regulated wires*

A estrutura de empresas verticalizadas monopolistas é a mais antiga e neste modelo as empresas têm operações conjuntas de geração, transmissão, distribuição, varejo e funções de

[7] "*An electric market structure is the set of rules and responsibilities that defines how market participants interact with each other to provide electricity to consumers. The key questions to defining a specific market structure are: who is allowed to own generation units and who will buy their output?; Who wll schedule unit generation, reserves and transmission access in the forward market, and who will manage the system in real time?; Which customers, if any, will be allowed to buy supply directly from marketers or generators and which customers must buy from the distribution utility?; How are business transactions performed to allow supply and system operations needs to be acquired by market participants?"*(SHIVELY; FERRARE, 2010, p. 95-96)

operação do sistema. O mercado é monopolista e os diferentes segmentos de consumidores são autorizados a contratar energia apenas destas empresas. A grande maioria dos estados norte-americanos opera sob esta estrutura[8]. A segunda estrutura de mercado foi o primeiro avanço em direção à introdução de competitividade no setor elétrico. Sob esta estrutura, as empresas mantêm as funções de transmissão, operacionais, varejo e distribuição, mas é permitida competição na área de geração de energia- conhecido como modelo do comprador único com geração competitiva. Entretanto, sob esta estrutura não se experimenta a competição total de mercado já que os demais geradores que competem com a distribuidora podem vender energia apenas para as empresas distribuidoras monopolistas. A estrutura atacadista de competição para grandes consumidores[9] é a terceira estrutura de mercado. Sob esta estrutura, as empresas são apenas provedoras de infraestrutura de transmissão ou distribuição. A geração de energia é um mercado competitivo. Os grandes consumidores comerciais e industriais são autorizados a adquirir energia fora do mercado de distribuição monopolista enquanto os demais consumidores são restritos ao consumo via mercado regulado. Esta estrutura de mercado e algumas variações são comuns naqueles estados norte-americanos que passaram pelo processo recente de reestruturação do setor elétrico. A estrutura "varejista" [10]·, comum em países europeus, é ainda pouco implementada nos EUA. Neste modelo, a empresa distribuidora opera apenas as funções de transmissão e de distribuição. O varejo e a geração de energia são mercados competitivos. Os consumidores podem comprar diretamente dos geradores, de outros provedores de energia ou da própria empresa distribuidora. O quadro 1 a seguir consolida as informações dos quatros modelos separando por função de mercado.

[8] A adoção de diferentes estruturas de mercado está diretamente relacionada ao processo de reestruturação do setor elétrico que ocorreu de forma independente em cada estado norte-americano.
[9] Tradução livre para "*wholesale/industrial competition model*"
[10] Tradução livre para "*complete retail competition*"

Estruturas de mercado				
Função de mercado	**Empresas verticalizadas monopolistas**	**Modelo do comprador único com geração competitiva**	**Modelo atacadista de competição para grandes consumidores**	**Modelo varejista de mercado**
Geração	Concessionária	Concessionárias e Produtores independentes	Produtores independentes e comercializadores de energia	Produtores independentes e comercializadores de energia
Compra de energia	Concessionária	Concessionária	Usuários finais para grandes consumidores, concessionária para pequenos consumidores	Usuários finais
Programação e despacho de geração	Concessionária	Concessionária ou ISO[11]	ISO	ISO
Programação da transmissão	Concessionária	Concessionária ou ISO	ISO	ISO
Gerenciamento do mercado spot	Concessionária	Concessionária ou ISO	ISO	ISO
Balanceamento de geração e demanda	Concessionária	Concessionária ou ISO	ISO	ISO
Funções de distribuição	Concessionária	Concessionária	Concessionária	Concessionária
Fornecimento para consumidores finais	Concessionária	Concessionária	Concessionária para pequenos consumidores e geradores/ comercializadores para grandes consumidores	Geradores e comercializadores
Planejamento de longo prazo	Concessionária	Concessionária	Concessionária para pequenos consumidores, mercado para grandes consumidores e ISO para ambos	Mercado e ISO

Quadro 1- Estruturas de mercado do setor elétrico norte-americano Fonte: (Adaptado de SHIVELY; FERRARE,2010, p.104)

[11] ISO (*Independent System Operator*) é a sigla em inglês para o órgão responsável pela coordenação e controle das operações de instalações de geração e transmissão de energia elétrica.

1.2.2. Os modelos regulatórios

Diferentes modelos regulatórios são também aplicados no setor elétrico norte-americano e estão intimamente ligados às estruturas de mercado apresentadas. O modelo regulatório de custo do serviço é o mais adotado entre empresas verticalizadas enquanto a desregulamentação introduziu o modelo de regulação por incentivos. Na regulação por custo do serviço as tarifas são calculadas de forma a proporcionar às empresas uma receita mínima que garanta a cobertura dos seus custos operacionais reais e um retorno adequado sobre os investimentos realizados. A receita é calculada com base no volume previsto de venda de energia. Se após definição da tarifa a empresa vender mais que o projetado terá maior lucratividade. Esse mecanismo proporciona estímulo ao investimento e expansão dos negócios das empresas (devido à segurança dos investimentos realizados). Mas por outro lado, desestimula a busca por produtividade, já que cobre a despesas das empresas independentemente de seu nível de racionalidade e prudência. Como bem explicou Fox-Penner (2010,p.181-182):

> *The simple act of setting a fixed, per-kWh rate and then leaving it there until the next rate proceeding encourages larger sales by utilities and equivalently discourages their energy efficiency (EE) efforts. As long as rates are set per kilowatt-hour, the more kilowatt-hours you sell once the rate is set the more revenue you earn. Since every kilowatt-hour's revenue includes a bit of profit, the more you sell, the more profits you earn*

A regulação por incentivos, por sua vez, tem como principal objetivo o estímulo à produtividade, recompensando a empresa regulada se seu desempenho for superior a parâmetros pré-determinados pelo órgão regulador ("*benchmarks*"). Se os ganhos de produtividade superarem esse parâmetro, as empresas poderão se apropriar da diferença, obtendo ganhos econômicos. Este fator de ganho será posteriormente um redutor de tarifa em revisões tarifárias periódicas. O resultado deste modelo é que se cria um progressivo incentivo à maior produtividade a partir de um processo contínuo de "concorrência" com os "*benchmarks*", o que gera um círculo virtuoso de aumento de produtividade e modicidade tarifária. (INSTITUTO ACENDE, 2007, p. 3).

1.2.3. Os Incentivos financeiros e regulatórios

Tradicionalmente, as decisões de portfolio geração de energia, tanto de empresas verticalizadas quanto de um mercado competitivo, são pautadas pela opção de menor custo ou que maximizem o retorno do investimento. Na maior parte dos casos, os investimentos em energias renováveis relativamente a fontes fósseis tradicionais apresentam custos tão altos que se não justificam. Entretanto, o aumento do custo de combustíveis fósseis e da construção de novas plantas de geração, crescimento da demanda por energia e a busca por redução de emissões de gases de efeito estufa são fatores estruturantes de um movimento mundial em favor do aumento da participação de fontes renováveis.

Nos EUA a demanda projetada de eletricidade apresentará crescimento de 35% até 2035 em relação aos níveis de 2008 (EIA, 2010, p.65). Para atender a esta demanda, atualmente todos os estados norte-americanos apresentam algum tipo de incentivo financeiro ou regulatório para promoção de energias renováveis. (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY et al., 2013a) Na verdade, desde os anos 80 os Estados Unidos vêm incluindo questões ambientais e de crescimento sustentável nas suas decisões de política energética, mas foi na administração do presidente Barack Obama (2008- atual) que o país se comprometeu em expandir a produção de energias renováveis através do plano conhecido como *New Energy for America*[12] (OBAMA, 2009). A estratégia para energias renováveis da administração Obama foi estruturada como resultado do *American Recovery and Reinvestment Act de* 2009, um pacote econômico de US$ 831 bilhões para estímulo da economia norte-americana que envolvia criação de empregos, investimentos em infraestrutura, educação e energias renováveis (EPA, 2009). Para o estímulo da produção de renováveis, os EUA contam hoje com uma série de incentivos regulatórios e financeiros. Para o presente estudo foram selecionados os principais incentivos com aplicabilidade ao desenvolvimento de energia solar FV.

As iniciativas apresentadas a seguir são adotadas de forma distinta em cada estado norte-americano e foram formuladas no sentido de expandir a adoção e produção da energia solar (e em alguns casos de outras fontes renováveis), reduzir custos totais e estimular a

[12] "*New Energy for America* é um plano de governo liderado pelo presidente Barack Obama e o vice Joe Biden para investir em fontes renováveis, reduzir dependência em petróleo importado, criar novos empregos e endereçar a crise global do meio-ambiente. (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009)

demanda. Muitos incentivos têm perfil transitório já que são estruturadas para criar alavancas temporárias para o desenvolvimento de energia solar FV realocando recursos da sociedade e das concessionárias. Importante destacar que, na maior parte dos casos, a contribuição das concessionárias para estas iniciativas são tratadas como custos, reembolsáveis através de revisões tarifárias, mas não elegíveis às taxas de retorno da forma como são tratados os investimentos.

1.2.3.1. Incentivos Financeiros[13]

Rebates

Os programas de *rebates* (descontos) são o mecanismo mais tradicional para incentivar a aquisição de placas solares. São descontos fixos calculados por kW ($/kW) da capacidade dos equipamentos fotovoltaicos adquiridos e pagos em dinheiro no ato da aquisição. São determinados pelos reguladores a partir do cálculo de uma porcentagem do custo estimado dos sistemas fotovoltaicos ou para garantir uma taxa estimada de retorno dos sistemas em relação às condições de mercado local. São em geral financiados por todos os consumidores das concessionárias locais através de um aumento $/kWh na tarifa.

Incentivos de desempenho

Os incentivos de desempenho, assim como os programas de *rebates*, são pré-determinados por lei ou regulação e têm objetivo de prover uma taxa estimada de retorno para os sistemas fotovoltaicos. Entretanto, ao contrário dos rebates que oferecem incentivos relativos aos custos iniciais de investimento na aquisição do sistema FV, os incentivos de desempenho oferecem incentivos financeiros ($/kWh) contínuos aos proprietários com base na eletricidade produzida e entregue à rede elétrica. Se por um lado os incentivos de desempenho são contínuos, por outro lado só são disponibilizados a partir do momento em que o sistema fotovoltaico é construído e entra em operação- para sistemas residenciais de menor escala, os incentivos de desempenho precisam ser combinados com rebates já que o custo de aquisição

[13] Todos os incentivos financeiros (seção 1.2.3.1) e regulatórios (seção 1.2.3.2) listados foram adaptados de (SEPA, 2008, p.15-22)

do sistema fotovoltaico representa o maior impacto no custo total e o volume de energia elétrica produzida é relativamente menor.

Tarifas *Feed- In*[14]

Tarifas *feed-in* são o principal incentivo financeiro adotado para energia solar FV em países europeus. Alguns estados norte-americanos estão começando a testar este mecanismo de incentivo. As tarifas *feed-in* são tarifas pagas pelas concessionárias pela energia gerada e injetada na rede pelos consumidores conectados à rede. São fixados valores de longo prazo (10-20 anos) e superiores à tarifa da concessionária local. A grande vantagem deste incentivo é trazer segurança para os projetos fotovoltaicos já que o pagamento das tarifas com valor superior ao de mercado é garantido em longo prazo.

Créditos de Energias Renováveis

Os créditos de energias renováveis (REC[15]) são certificados que comprovam a produção de um MWh de eletricidade a partir de fontes renováveis. São certificados comercializáveis e negociados separadamente à *commodity*. São usados pelos geradores para comprovar atendimento à meta de produção de renováveis aplicadas pela regulação conhecida como *Renewable Portfolio Standards (RPS)* [16]. As concessionárias podem comprar e usar os créditos mesmo que não tenham geração de energia renovável na sua área de concessão. Para o mercado de energia solar há créditos específicos conhecidos como *Solar Renewable Energy Credit* (SREC) que são usados para atender metas específicas de geração de energia solar- em alguns estados norte-americanos, a regulação de RPS foi complementada como metas específicas de energia solar, conhecidas como "*set-asides*" ou "*carve-outs*" (GAUL; CARLEY, 2012, p.460).

Empréstimo subsidiados para aquisição de equipamentos

Alguns estados norte-americanos, governos locais, e as próprias concessionárias oferecem empréstimos subsidiados para aquisição e instalação de equipamentos fotovoltaicos com taxas de juros abaixo da de mercado. Quando disponibilizados pelas concessionárias, os empréstimos são tratados como custos e reembolsados via revisões tarifárias. Os empréstimos são um mecanismo de incentivo à expansão do mercado de energia solar, mas não são muito

[14] Da sigla em inglês "*feed-in tariffs*". No Brasil também referenciadas como tarifas prêmio.
[15] REC da sigla em inglês *Renewable Energy Certificates* ou *Renewable Energy Credits.* No Brasil também referenciados como sistema de cotas.
[16] Detalhada a seguir no tópico "Incentivos Regulatórios" (seção 1.2.3.2)

adotados, pois não oferecem vantagem às concessionárias que não recebem retorno sobre o capital disponibilizado. Não são muito vantajosos também para os geradores que preferem outros incentivos financeiros- como os aqui listados- a pagar pelos empréstimos concedidos.

Crédito Tributário para investimento solar[17]

Desde 2006, o governo federal norte-americano provê um desconto dos impostos federais de 30% do custo de aquisição de sistemas fotovoltaicos e solares para instalações comerciais e residenciais. Além do incentivo federal, alguns estados também oferecem descontos nos impostos estaduais - a porcentagem do desconto, o teto e o prazo para receber o crédito varia de acordo com o Estado podendo chegar a 100% do valor do sistema fotovoltaico adquirido. Os créditos tributários federais e estaduais podem ser usados em conjunto de acordo com uma série de regras (SOLARDAN,2011). O crédito federal é um dos mecanismos mais antigos e importantes de incentivo ao desenvolvimento da energia solar e foi prorrogado até 2016[18]. Entretanto, alguns proprietários não conseguem usar o valor total do crédito no prazo de dois anos, pois não contam com valor correspondente de impostos estaduais ou federais para a isenção. Além disso, muitos proprietários não contam com o capital para o investimento imediato e não podem aguardar até o ano seguinte para que o crédito seja concedido. Algumas empresas geradoras de energia solar que funcionam sob o modelo de negócios de PPA[19] intermediam o uso dos créditos tributários para aquisição dos equipamentos do sistema fotovoltaico repassando- os de forma imediata ao consumidor. (SUNRUN, 2014) Os créditos tributários federais para energia solar só podem ser usados por indivíduos ou empresas sujeitas ao pagamento de imposto de renda. (SEIA,2013c). Até o fim de 2008 as concessionárias de energia não podiam lançar mão dos créditos na aquisição de sistemas fotovoltaicos, mesmo em estados que permitem que estas empresas atuem como geradoras. A partir do *Emergency Economic Stabilization Act* de 2008, alguns tipos de concessionárias passaram a poder contar com os créditos tributários para a propriedade de ativos solar FV[20]. Em alguns estados, algumas delas já eram autorizadas a fazer uso dos créditos estaduais.

[17] Tradução livre para *Solar Investment Tax Credit*

[18] Inicialmente foi planejado para durar um ano (2006-2007) e depois em 2008 foi estendido até 2016.

[19] PPA é a single em inglês para *Power Purchase Agreement*. Este modelo de negócios consiste em um contrato entre duas partes, uma geradora de energia e a compradora. O contrato define todos os aspectos comerciais da venda da energia gerada.

[20] As concessionárias autorizadas são as IOU (*investor-owned-utility*), empresas concessionárias que operam como empresas privadas e dominam as operações do setor de distribuição dos EUA. O conteúdo desta autorização pode ser encontrado em *H.R.1424, Emergency Economic Stabilization Act of 2008, Section 103 (e), amending IRC section 48 (a) (3)* (SEPA, 2010, p. 12)

1.2.3.2 Incentivos regulatórios

Fundos de Benefício Público

Fundos estabelecidos por estados para garantir suporte contínuo ao desenvolvimento de energias renováveis. Os custos são repassados aos consumidores através de um tributo separado dos custos relacionados à provisão de energia elétrica. As concessionárias recolhem os tributos dos consumidores e aplicam em programas pré-aprovados ou repassam para agências do governo designadas para administração dos fundos.

Sistema de compensação de energia

O sistema de compensação de energia (*net metering)* é um dos mais importantes incentivos regulatórios para energia solar FV nos EUA. Adotado por quase todos os estados norte-americanos, o modelo implanta o conceito de que a energia ativa gerada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída compensa o consumo de energia ativa demandada da rede elétrica. O consumidor paga a concessionária o balanço líquido da diferença entre a energia consumida e a energia gerada. As regras de funcionamento do sistema de compensação de energia norte-americano inspiraram a regulação brasileira adotada em 2012- vide seção 2.2.2. Há, entretanto, algumas diferenças de tarifas e regras para os créditos entre os estados norte-americanos. Como muitos estados já fazem uso de tarifas horo sazonais as principais diferenças residem na mensuração de quando e onde a energia gerada é entregue à rede. Além disso, os programas de compensação de energia norte-americanos são limitados por número de MW ou como porcentagem do pico de demanda da empresa distribuidora local. Tais limites foram concebidos para conter o impacto financeiro no volume de vendas de energia das empresas e no repasse dos custos às tarifas dos demais consumidores que não adotaram o incentivo. (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY et.al, 2013b)

Precificação Verde

Quase 750 concessionárias de energia elétrica norte-americanas oferecem programas voluntários de precificação verde que permitem aos consumidores pagar uma tarifa *Premium* para eletricidade proveniente de fontes renováveis. São considerados programas de receita zero já que os consumidores participantes pagam um incremento de tarifa que cobrem os custos adicionais de aquisição de energias renováveis.

Descasamento[21]

O mecanismo regulatório de descasamento foi estruturado com a intenção de cortar a relação direta entre venda de energia pelas concessionárias e a sua receita, impedindo que a redução de demanda pelos consumidores reduza proporcionalmente a receita das empresas. Na regulação convencional de custo do serviço (adotada pela maioria das concessionárias norte-americanas) as tarifas são determinadas com base nos custos incorridos e a receita das empresas aumenta ou diminui com base no volume de vendas. O mecanismo de descasamento determina a receita das empresas com base nos seus custos e ajusta as tarifas com base no aumento ou redução das vendas. Segundo Fox-Penner (2010, p.183): "*Decoupling simply says to the utility: "If your energy efficiency efforts in the next one or two years change your sales below 10000kWh we will still give you $100 in profits in your revenues*". Sob este mecanismo regulatório, as concessionárias são incentivadas a apoiar programas de eficiência energética, controle da demanda e geração de energia distribuída- iniciativas que reduzem a demanda de energia provida pela empresa distribuidora[22]. (CAVANAGH, 2013)

Renewable Portfolio Standards

Renewable Portfolio Standards (RPS) são políticas estabelecidas em níveis estaduais para as concessionárias de energia de forma a incluir uma porcentagem específica de recursos renováveis na sua própria geração ou na energia contratada. As porcentagens variam por estado, mas em geral são baseadas em uma porcentagem anual da energia gerada/adquirida até um valor máximo estabelecido como meta. A comprovação de atendimento às metas estabelecidas é realizada através dos RECs que são os créditos correspondentes à geração ou energia contratada. Alguns estados já impõem multas ao não atendimento às metas de RPS. Em 2012, 30 estados norte-americanos já estabelecem metas de RPS e outros 7 adotam objetivos voluntários de produção e aquisição de energia renováveis. Alguns estados determinam metas específicas para determinados tipos de energias renováveis de forma a

[21] Tradução do inglês *decoupling* e também conhecido como *"revenue decoupling*".

[22] "*In the electricity and gas sectors, 'decoupling' (...) is a generic term for a rate adjustment mechanism that separates (decouples) an electric or gas utility's fixed cost recovery from the amount of electricity or gas it sells. Under decoupling, utilities collect revenues based on the regulatory determined revenue requirement, most often on a per customer basis. On a periodic basis revenues are 'true-up' to the pre-determined revenue requirement using an automatic rate adjustment. (...) The result is that the actual utility revenues should more closely track its projected revenue requirements, and should not increase or decrease with changes in sales. Since utilities will be protected if their sales decline because of efficiency, proponents of decoupling contend that they are more likely to invest in this resource, or may be less likely to resist deployment of otherwise economically beneficial efficiency".* (SEPA, 2008, p.20)

desenvolver fontes específicas. Ao final de 2011, 16 estados tinham metas específicas para geração de energia solar[23]. (U.S.DEPARTMENT OF ENERGY, 2013c)

O quadro 2 a seguir faz um resumo dos incentivos financeiros e regulatórios e a correspondente adoção por número total de estados norte-americanos (considerando total de 50 estados mais Washington D.C). Apesar de disponíveis para diferentes fontes renováveis, os níveis de adoção levantados foram voltados para energia solar FV. Os resultados apresentados demonstram a grande diversidade de incentivos disponíveis e os altos índices de adoção. Destaca-se a adoção do sistema de compensação de energia, líder entre os demais, e incentivo chave para análise de modelos de negócio do presente trabalho.

	Incentivo	**Aplicação nos EUA: nro de estados** (total de 50 estados + Washington DC)
Incentivos Financeiros	*Rebates*	16 + Washington D.C
	Incentivos de desempenho	Dados não disponíveis
	Tarifas *feed-in*	5
	Créditos de Energia solar (SRECs)	8 + Washington D.C
	Empréstimos subsidiados para aquisição de equipamentos	32
	Créditos tributários estaduais	22
Incentivos Regulatórios	Fundos de Benefício Público	15
	Sistemas de compensação de energia	43 + Washington D.C
	Precificação verde	43
	Descasamento	16 + Washington D.C
	Renewable Portfolio Standards (RPS)	29 + Washington D.C.

Quadro 2: Incentivos Financeiros e Regulatórios para energia solar FV distribuída e sua adoção nos EUA.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados de U.S.DEPARTMENT OF ENERGY et.al., 2012, 2013b, 2013d , 2013e, 2013f, 2013g, 2013h, 2013i; C2ES, 2013

1.3. Os impactos da geração fotovoltaica distribuída conectada à rede aos negócios das concessionárias

[23] As metas específicas são conhecidas como *solar set-asides* (porcentagens específicas) e *solar multipliers* (multiplicador de créditos disponíveis para outros recursos renováveis).

Conforme discutido em seções anteriores, a energia solar FV apresentou aumento vertiginoso na última década. A energia FV distribuída conectada à rede elétrica apresentou aumento ainda maior- 60% entre 2011 e 2005 e 81% apenas no ano de 2010. (REN21, 2013,p.18) Entretanto, apesar da crescente penetração desta fonte, as concessionárias têm assumido uma postura de "esperar para ver". O grau do "desinteresse" varia de acordo com a perspectiva de penetração regional desta fonte e do contexto regulatório a que as concessionárias estão submetidas. A geração solar FV distribuída é um desafio ao negócio tradicional das concessionárias de energia acostumadas a fontes tradicionais de geração elétrica e a estruturas de mercado em que são proprietárias ou contratantes de geração. A ainda baixa penetração da fonte solar FV, os altos custos associados à sua produção, o desconhecimento dos impactos à rede elétrica, a sua intermitência levando à falta de controle sobre o perfil de geração e, sobretudo, os impactos à receita das empresas são justificativas recorrentes para a postura passiva das concessionárias. Entretanto, muitas destas barreiras[24] têm perfil temporário e podem ser eliminadas. Como, por exemplo, a partir de redução acentuada dos custos dos sistemas fotovoltaicos ou alguma política de incentivo eficaz. O relatório do Eletric Power Research Institute (EPRI) (2007, p.23) levantou esta questão:

> *A major breakthrough in PV or fuel cell cost reduction or in small wind technology; fuel supply or price constraints that dramatically increase the value of efficiency; or the early implementation of smarter grids, more advanced metering, or a critical mass of distributed energy generation that convincingly demonstrates aggregation and diversity benefits- any of these can change the equation dramatically and shift the balance in favor of distributed energy generation that appears only marginally viable today. (...)*

Por estas razões, é essencial que as concessionárias compreendam os principais desincentivos e benefícios da energia solar FV distribuída à luz do contexto regulatório e estrutura de mercado em que operam.

O sistema de compensação de energia detalhado na seção anterior foi inicialmente implantado nos EUA no início dos anos 80 e atualmente 43 estados norte-americanos e Washington D.C são adeptos deste incentivo. No Brasil, a regulação que estabelece o sistema de compensação foi publicada em abril de 2012 e está válida desde 14 de dezembro de 2012. A possibilidade de geração local para consumo próprio existe independente da adoção do sistema de compensação de energia. Entretanto, na ausência deste modelo, os sistemas fotovoltaicos distribuídos não seriam tão atrativos, pois o excedente de geração não seria remunerado. Como política de incentivo presente nos dois países, a avaliação dos impactos da

[24] Os custos ou malefícios da geração solar FV distribuída ao negócio tradicional das concessionárias são mencionados como barreiras à entrada .

energia solar FV ao negócio das distribuidoras proposta neste trabalho levará em consideração a vigência do sistema de compensação de energia.

1.3.1. As principais barreiras

A principal consequência da expansão da energia solar FV distribuída é a redução de volume de energia vendido pelas concessionárias[25]. Após a aprovação da lei Waxman-Markey que estabeleceu um sistema de mercado para emissões de gases de efeito estufa, a EIA (*Energy Information Administration*) estimou que a geração distribuída reduzirá o volume de energia entregue pelas distribuidoras em 15 bilhões de kWh até 2030. Um estudo anterior da mesma agência previa uma redução ainda maior. (FOX-PENNER, 2010, p. 73). A redução de energia distribuída causa uma consequente redução dos custos das empresas. Entretanto, a redução dos custos é em geral inferior à redução da receita. Este fenômeno é conhecido como *throughput incentive*[26]. O fenômeno ocorre porque a maior parte dos custos das empresas é de natureza fixa: em curto prazo não variam com o volume consumido e são incorridos mesmo que energia não seja distribuída. Adicionalmente, a regulação alia a recuperação dos custos das empresas e receita ao volume de kWh vendido. Quando a lucratividade depende do volume de energia distribuído, as empresas tem um grande desincentivo a reduzir suas vendas (através de programas de eficiência energética ou geração distribuída) e correspondente incentivo a aumentar o volume de energia distribuída. O EPRI (2007, p.20) assim explicou:

> *Since sales can often be increased in the short term with little or no increase in fixed costs, the profit margin on these sales is high and constitutes a powerful financial incentive for utility actions that may inhibit improvements in overall economic efficiency. By the same token, reduced sales in the short term can impair a utility's ability to meet it fixed-cost obligations.*

[25] Assim como programas de eficiência energética e iniciativas de controle da demanda (programas oferecidos pelas concessionárias para controlar a demanda de energia em horários em que os preços estão mais altos ou que a confiabilidade da distribuição está ameaçada).

[26] "*The throughput incentive indicates that utilities have a profit incentive to increase sales. The throughput incentive may be an important reason that utilities resist the implementation of energy efficiency programs that would achieve long-run savings for consumers but reduce near-term utility sales, resulting in lower short-run profits"* (RAP, 2011, p.60)

O fenômeno afeta diretamente a forma que as concessionárias recuperam seus custos-sejam elas empresas verticalizadas (em geral reguladas sobre o modelo de custo do serviço) ou empresas desreguladas adeptas da regulação por incentivos. Para as últimas os efeitos econômico-financeiros são ainda mais severos.

Em 2007, o instituto EPRI conduziu um projeto de pesquisa para avaliar e sugerir a criação de incentivos à integração de geração distribuída aos negócios das concessionárias nos estados norte-americanos da Califórnia e de Massachusetts. Através de diversos estudos de casos avaliados, o relatório final apresenta uma simulação financeira dos impactos da geração distribuída nos lucros de dois tipos de concessionárias- verticalizadas e desreguladas[27]. Os resultados da simulação são apresentados na tabela 1 a seguir e comprovam as ponderações realizadas, demonstrando que uma redução nas vendas de 5% acarreta uma redução no lucro da empresa desregulada em mais de 50% enquanto para a empresa verticalizada a redução é de aproximadamente 23%. O menor impacto às empresas verticalizadas se justifica pela maior redução nos custos totais devido aos custos evitados de geração.

Tabela 1- Cálculo da redução nos lucros: impacto da redução das vendas nos lucros das concessionárias (em US$)

		Tipo de concessionária	
Ref	**Características do negócio**	**Verticalizada**	**Desregulada**
(1)	Tarifa média para todas as classes ($/kWh)	$0.08	$0.04
(2)	Volume de vendas anual (kWh)	1,776,000,000	1,776,000,000
(3)	Receita anual, (1) * (2)	$142,080,000	$71,040,000
(4)	Base de remuneração	$284,000,000	$113,600,000
(5)	Taxa de retorno autorizada	11%	11%
(6)	Relação Dívida/Patrimônio líquido	50%	50%
(7)	Taxa de retorno sobre patrimônio líquido (lucro líquido), (4)*(5) *(6)	$15,620,000	$6,248,000
(8)	% Redução nas vendas	5%	5%
(9)	Redução nas vendas em kWh, (8)*(2)	88,800,000	88,800,000
(10)	Redução de receita	$7,104,000	$3,552,000
(11)	Custo médio de geração, $/kWh	$0.04	n/a
(12)	Custo evitado de geração com introdução de GD	$3,552,000	n/a
(13)	Receita líquida após dedução de custos de geração	$3,552,000	$3,552,000
(14)	**Redução nos lucros, (13) / (7)**	**(22.74%)**	**(56.85%)**

Fonte: traduzido de EPRI, 2007, p. 22

[27] Termo adotado para tradução do inglês "*distribution-only utility*".

Além dos impactos de lucratividade, a redução da participação de mercado das empresas pode acarretar desvalorização das ações, afetando a capacidade de levantar capital para seus investimentos. Com relação à aquisição e geração de energia há também impactos consideráveis: as empresas verticalizadas têm em geral interesse em investir em novas plantas de geração para aumentar sua base de ativos e impactar positivamente a taxa de retorno sobre os investimentos- esse efeito em teorias de regulação é conhecido como efeito Averch-Johnson[28]. O aumento do volume de energia gerado via GD evita que novas plantas sejam necessárias, impedindo as empresas de ampliar sua base de ativos. As empresas desreguladas que contratam energia e repassam estes custos na tarifa podem, além disso, incorrer em riscos de sobrecontratação[29]. Fox-Penner (2010, p.68) assim resumiu os impactos de redução nas vendas:

> *It is a different story if sales are declining. From the standpoint of the financial community, declining industries are not good candidates for new investment. The investor-owned utilities (IOU) part of the power industry has been viewed as a stable growth sector with high-dividend yields, allowing it to raise lots of capital at reasonable costs. In addition to changing the economic model and culture, a declining sales industry will have to raise price frequently, as the costs of removing carbon emissions from existing sales will still be necessary. These costs will be spread over fewer and fewer kilowatt-hours, raising prices. Relations with customers and regulators will be unpleasant, with renewed agitation for deregulation as a means of escaping higher prices*

Outra categoria de custos relevantes para as concessionárias são introduzidos pela vigência do sistema de compensação de energia. Compreendem desde custos relacionados à administração do programa a custos de interconexão das unidades consumidoras. Podem também incluir os custos dispendidos na avaliação da viabilidade de instalação dos painéis solares em determinados trechos de redes secundárias e as adaptações necessárias aos sistemas e processos de faturamento para cálculo dos créditos de energia. A Associação Solar America Board for Codes and Standards Report (SOLARABCS) listou os custos (2012, p.iii):

> *The other aspect of net energy metering (NEM) costs is the utility administrative expense. Most utilities use proprietary billing software that is costly to adapt for NEM. Therefore, in the short term many utilities use hand billing for NEM customers to avoid incurring a large cost for a relatively small group of customers.*

---

[28] "*One of the most common critiques of traditional regulation, based on what is called the Averch- Johnson Effect suggests that utilities will overbuild because their allowed return is a function of their investment. Utilities have been accused of spending more on power plants, transmission and distribution facilities than would be expected by a accost-minimizing enterprise. According to this theory of excessive capital investment, a company that is allowed what is seen by management as a return on its investment in excess of its actual cost of capital will tend to overinvest or gold-plate its system"*(RAP, 2011, p.60)

[29] Como ocorre na regulação brasileira, em alguns estados norte-americanos certos níveis de sobrecontratação não são reconhecidos nas tarifas.

> *(...) Accordingly, we believe that the anticipated long-term administrative costs of a NEM program should be used in any rate impact analysis, on the reasonable presumption that billing of NEM customers will be automated.*

Além dos vários impactos econômico-financeiros analisados, há outras barreiras que contribuem para as concessionárias não se posicionarem com relação à expansão da GD. No estado norte-americano da Califórnia, por exemplo, há muitos anos foi implementado o mecanismo regulatório conhecido como descasamento- retirada do impacto direto da redução das vendas dos lucros das concessionárias. Mesmo com a eliminação dos impactos de receita, observou-se ainda inércia por parte das empresas. Argumenta-se que, nos EUA, a participação da GD, apesar de relevante, é ainda irrisória frente a grandes projetos de expansão da distribuição. As empresas apresentam, portanto, dificuldades de capturar e quantificar os benefícios e custos para os seus negócios, para os consumidores e demais *stakeholders* envolvidos. Outra barreira comumente citada entre concessionárias norte-americanas é o desequilíbrio dos custos gerados entre participantes geradores e consumidores não participantes. Este desequilíbrio é, em geral, argumento de protesto entre associação de consumidores e outros grupos políticos. O EPRI (2007, p.23) mencionou os desincentivos:

> *Utilities resistance to DER (...) may also include cost shifting (more accurately described as the shifting of utility revenue allocation) from participating to non-participating ratepayers, including intra-and inter-class as well as inter-temporal shifts. Powerful customer interests and other political pressures are sometimes brought to bear on these issues, and they certainly warrant examination. However, it is important to recognize that regulators often permit or even require such shifts to advance important public policies (universal services perhaps being best-known example.*

1.3.2. Os principais benefícios

Os benefícios da expansão da energia solar distribuída são essenciais para que as concessionárias possam realizar uma avaliação completa dos impactos e repensar seus modelos de negócios. Conforme cálculo apresentado no tabela 1, as empresas verticalizadas têm ganhos em custos evitados de geração. Estes custos compreendem os custos evitados de despacho e de construção de novas fontes de geração. Os custos evitados de despacho são consideráveis, pois a energia solar distribuída substitui, na maioria dos casos, as fontes despachadas para a demanda de pico que são aquelas com maior custo operacional. Os custos

de geração, apesar de quantificação mais complexa, devem também ser contabilizados, pois se tratam de investimentos de capital intensivo.

Os benefícios do custo evitado de perdas de transmissão e distribuição – estimados como de 5 a 10% de todos os kWh gerado (SOLARABCS, 2012, p.9)- se aplicam para ambos os tipos de empresas. Há também o benefício do custo evitado de expansão e manutenção da infraestrutura de distribuição que advém da redução da carga em transformadores, alimentadores e subestações. Os benefícios ambientais da adoção de geração solar distribuída são altamente relevantes para os EUA que, ao contrário do Brasil, conta com combustíveis fósseis como fonte predominante na matriz elétrica. Por último, vale mencionar os benefícios relacionados ao aumento de confiabilidade- serviços anciliares e suporte de tensão- que a injeção de GD traz para a rede.

Por último, vale destacar que a energia solar FV no Brasil apresenta vantagens em relação às demais fontes de geração distribuída devido à alta incidência de irradiação solar[30] ao longo de todo o território e facilidade de instalação no contexto urbano com diversas possibilidades de adaptações às construções.

1.4. Os novos modelos de negócio de energia solar nos EUA

Para empresas distribuidoras de energia historicamente operando sob condições monopolísticas, a criação de novas tecnologias e oportunidades de negócio não ocorre com frequência. O setor é ainda regulado em múltiplos níveis, aumentando o desincentivo à inovação nos negócios. A lista extensiva de barreiras e benefícios trazidos pela expansão da energia solar distribuída resultará em desafios significantes para a operação das empresas reguladas, sobretudo na forma em que recuperam seus custos. Novos modelos de negócio[31]

[30] A irradiação solar média no Brasil varia entre 1200 e 2400 kWh/m2/ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1250 kWh/m2/ano (EPE, 2012, p.21)

[31] *" (...) a business model is a description of how your company intends to create value in the marketplace. It includes that unique combination of products, services, image and distribution that your company carries*

serão necessários para remover os desincentivos a que as concessionárias estão submetidas com a expansão da GD e para promover meios para que estas empresas possam ser agentes promotores desta expansão. Em muitos casos, as empresas precisarão repensar o papel tradicional de monopólios regulados e assumir novas atividades que acompanham a modernização do setor elétrico como mencionou o EPRI (2007, p.114)

> *Some of the activities described are not commonly undertaken within the regulated utility: under historic views of utilities as 'natural monopolies', they are arguably more suited to below-the-line treatment, unregulated affiliate activities, or competitive providers. They are nevertheless included in the discussion because our focus is what regulated utilities can do to advance distributed energy resources market integration, and what regulatory innovations are needed to make that possible. As states continue to sort out the proper balance between regulation and competition in the electricity business, and to weigh those considerations against new resource and environmental imperatives, utility roles may need to evolve beyond those that made sense in the last century. Considering regulated models other than 'business as usual 'contributes to that, even if participants ultimately conclude that certain activities are better pursued below the line, or through non-utility entities.*

No mercado de energia solar norte-americano, as concessionárias de energia, órgãos reguladores e outras empresas de energia solar vêm pensando de forma criativa em novos modelos de negócio que melhor alinham seus interesses com os incentivos financeiros e regulatórios existentes. Tradicionalmente, os incentivos à expansão de renováveis consistem em políticas governamentais designadas para atingir benefícios de longo prazo para a sociedade. A As concessionárias, por sua vez, se estruturam para atender tais políticas mantendo o equilíbrio econômico-financeiro de seus negócios e minimizando os custos para os consumidores. Os modelos de negócio alternativos identificados no mercado norte-americano- alguns já colhendo resultados positivos e outros em fase de experimentação- foram concebidos para servir aos interesses das empresas, motivando-as a estender os benefícios às demais partes interessadas do setor elétrico. O relatório da associação Solar Eletric Power Association (SEPA) (2010, p.5) assim diferenciou os modelos de negócios para as concessonárias de energia: "*Utility Solar Business Models (USBM) are distinct in that they offer present of future value to utilities, as well as to utility customers and society, to support utility actions that advance larger renewables and carbon reduction goals."*

Em geral, as análises de novos modelos de negócios para o setor elétrico partem de uma abordagem de ganha-ganha para as concessionárias, consumidores, indústria solar,

---

*forward. It also includes the underlying organization of people, and the operational infrastructure that they use to accomplish their work"(*EPRI, 2007, p. 112)

acionistas, governo e sociedade. Um modelo de ganha-ganha é estruturado em resultados que beneficiam mais de um grupo de *stakeholders* simultaneamente, sem prejudicar os demais grupos envolvidos. Os modelos de negócios para a expansão da energia solar distribuída não são diferentes, devem resultar em benefícios para todas as partes interessadas do setor elétrico.

No Brasil pós- reestruturação do setor elétrico, a operação das distribuidoras é submetida a modelos regulatórios voltados a garantir a modicidade tarifária. É um pressuposto de operação para o negócio das distribuidoras reguladas de forma a preservar o equilíbrio entre a remuneração adequada dos seus investimentos e a prestação de serviço ao menor custo. Consequentemente, o quadro de operação destas empresas já é delimitado para expansão em longo prazo dos benefícios para os consumidores. Em virtude deste contexto, acredita-se que, no Brasil, as empresas serão as principais beneficiárias da avaliação de novos modelos de negócio. O foco da análise dos modelos será, portanto, as empresas distribuidoras: o papel que desempenham e como se beneficiam dos modelos propostos.

1.4.1 Modelos de negócio para energia solar

A criação de valor[32] a partir de condições de mercado e tecnologias existentes é o cerne da estruturação de novos modelos de negócios para qualquer indústria. Para as empresas do setor elétrico, entretanto, os resultados não podem ser apenas econômicos, devem também ser medidos em termos de atendimento ao nível de serviço, aderência à legislação e mandatos regulatórios e até benefícios ambientais. A associação SEPA elencou algumas perguntas fundamentais que as concessionárias devem responder para estruturar novos modelos de negócios para energia solar FV distribuída (SEPA, 2008, p.10):

- Como as distribuidoras podem criar valor no mercado de energia solar que outros atores não são capazes de gerar?

[32] No contexto deste trabalho o termo "criação de valor" para as empresas de distribuição não se refere unicamente ao lucro contábil. É usado para se referir à inovação e diversificação dos negócios de distribuição mantendo o equilíbrio econômico- financeiro das concessionárias em modelos onde os diversos *stakeholders* envolvidos operem em um modelo de ganha-ganha.

- Como a distribuidora pode se beneficiar capturando parte deste valor?
- Como pode sustentar o negócio de energia solar ao longo dos anos?

As respostas a estas perguntas são direcionadores para o estabelecimento de um novo modelo de negócios. Além dos tópicos enunciados, alguns aspectos que compõem modelos de negócio tradicionais devem também ser definidos: mercados alvo; proposição de valor (o que a distribuidora pode oferecer que outros negócios não podem); definição de papel da distribuidora na cadeia de valor de energia solar e no mercado como um todo; avaliação da possibilidade de uso de ativos não monopolísticos para reduzir custos e aumentar receita; capacidade competitiva (SEPA, 2008, p. 10-11).

1.4.2. Os principais modelos de negócio do mercado de energia solar norte-americano

A seguir serão apresentados três inovadores modelos de negócios em energia solar do mercado norte-americano (já adotados ou em fase de avaliação) propostos pela SEPA (2008). Os dados são dados qualitativos e alguns casos de implantação por distribuidoras locais serão exemplificados. Atualmente, com a modernização do setor elétrico norte-americano[33] e a introdução de metas ambientais para geração de energia têm surgido formas híbridas dos modelos apresentados. São variações que representam novas formas de organização entre os diversos *stakeholders* do setor elétrico. Para posterior avaliação de efetividade dos modelos no setor elétrico brasileiro, optou-se por apresentar os modelos na sua forma "pura" conforme propostos pela SEPA (2008).

1.4.2.1. Modelo 1: Concessionárias como proprietária dos ativos

[33]Por modernização do setor elétrico entende-se como adoção crescente de tecnologias de *smart metering*, automação da distribuição e AMI (*Automated Metering Infrastructure*), bem como introdução de programas de eficiência energética, controle da demanda e da própria geração distribuída.

Sob este modelo de negócios, a distribuidora é proprietária dos ativos de geração e realiza a instalação, operação e manutenção[34] da infraestrutura solar em locais da própria concessionária ou de clientes residenciais/ comerciais. As concessionárias são proprietárias da energia gerada e injetada na rede de distribuição. No caso em que a infraestrutura solar é instalada em propriedades de clientes, eles continuam a adquirir energia das distribuidoras, mas são beneficiados com uma taxa mensal de aluguel dos seus telhados. No mercado americano, sob este modelo de negócios, as concessionárias são autorizadas a recuperar os custos de operação e manutenção dos sistemas solares e a receber remuneração sobre os ativos de geração como painéis solares e inversores. A energia gerada sendo de propriedade da distribuidora, não reduz a venda de energia para os consumidores. A possibilidade de maior controle sobre o planejamento da geração e operação das unidades de GD é também uma vantagem deste modelo de negócios para as concessionárias. Há também a oportunidade de oferecer produtos e serviços adicionais aos consumidores que abrigam os sistemas solares - prática já adotada por algumas distribuidoras norte-americanas.

Este modelo de negócios, entretanto, não é permitido para empresas distribuidoras desreguladas que não tem permissão de propriedade de ativos de geração ou são restritas à propriedade de apenas alguns tipos de fontes de geração. Ademais, a inexperiência das concessionárias em operar investimentos de pequena escala, de uma fonte não tradicional e da qual não tem experiência de operação é, em geral, associado a um alto risco financeiro alto e consequente ponto negativo do modelo de negócios. O EPRI (2007, p.35) comentou sobre a resistência das concessionárias para este modelo:

> *California investor-owned utilities (IOU) remain reluctant to pursue the utility-owned DER option because of the financial liabilities they might incur if and when the DER or valuable byproducts associated with the distributed energy resources (DER) should fail at critical moment in serving the customer or supporting them. There is little history of this type of endeavor and, hence, utilities tend to view DER units as less reliable than the traditional sources of generation they would displace. Overall, the limited benefits of small scale DER do not offset the risks perceived by the utility. At present there is no strong regulatory push for utilities to enter into this type of endeavor, and therefore no willing partners to share or help offset the risk.*

As empresas concessionárias têm vantagem de acesso privilegiado a informações da rede e do perfil de consumo da sua área e concessão- fatores determinantes para decisão de

[34] Em alguns casos, as empresas terceirizam a instalação, operação e manutenção dos sistemas solares a empresas terceiras. O EPRI (2007, p.32) descreveu esta variação: "*The utility may or may not install, operate or maintain the equipment (possibly leaving those services to a third party). Vendors of the distributed energy resources equipment could operate it on the utility's behalf, receive capacity and energy payments from the utility or the ISO (Independent System Operator), and allow the utility to use it for local reliability purposes at certain times"*

localização e redução dos custos de desenvolvimento de novos investimentos. Além disso, sendo proprietárias da infraestrutura de geração, as distribuidoras podem identificar oportunidades de integração de sistemas de geração[35] e sinergias entre projetos de modernização da rede. Por outro lado, o uso das informações de rede e de consumo e a eventual prioridade dada à conexão de sistemas de propriedade das concessionárias tem causado acusações de ação anti-competitiva por outros *stakeholders* da indústria solar norte-americana.

Após fins de 2008 as distribuidoras passaram a ser elegíveis ao uso dos créditos tributários federais [36] que garantem um desconto de 30% dos impostos federais para a aquisição dos equipamentos de geração solar. Como o investimento na aquisição da infraestrutura de geração representa a principal barreira para a sua expansão (o investimento total é feito no ato da aquisição e recuperado em longo prazo), a impossibilidade de reivindicar tais créditos era uma grande desvantagem para as distribuidoras frente a outros potenciais proprietários. As concessionárias, como proprietárias, podem apresentar economias de escala e criar padrões para aquisição dos módulos e demais equipamentos- vantagens únicas em relação a outros eventuais proprietários.

Por último, é importante ressaltar que o sistema de compensação de energia não é adotado neste modelo de negócios já que a distribuidora é proprietária da energia gerada e injetada na rede.

Desde 2004, a empresa californiana San Diego Gas & Eletric (SDG&E) tem um programa voltado para novas construções ou reformas de unidades consumidoras não residenciais onde a distribuidora se apresenta como dona da infraestrutura e responsável pela sua operação, além de instalar as placas e conectá-las à rede. A empresa é autorizada a incluir os custos como investimentos na revisão tarifária e receber remuneração. Outra empresa californiana, Southern California Edison (SCE) tem desde 2008 um ambicioso programa solar

---

[35] *(...)more recently investor-owned utilities(...) have been able to bring new value to solar markets through 'community' systems that dramatically expand customer access to solar electricity, while reducing costs and minimizing customer burdens. 'Community' systems are loosely defined here as systems larger than typical commercial rooftop installations that can yield additional economies of scale in equipment and installation costs, and are designed to deliver power to local grids to serve multiple customers, many of whom couldn't or wouldn't install solar themselves".* (SEPA, 2010, p.39)

[36] *"Eliminating the 'public utility property' exclusion from the federal energy tax credit is arguably one of these cases, and clearly would expand the roles available to utilities (at least IOUs) to support evolving solar markets. Many utilities and solar proponents pushed hard for this change as part of 2007 federal energy legislation, but in the end language that would have accomplished this was removed from the bill to avoid a presidential veto. Efforts continue to reinstate such language in 2008 legislation."(*SEPA, 2008, p 25).

que prevê a instalação de 250 a 500 MW de capacidade em telhados de consumidores comerciais. Como proprietárias da geração recebem remuneração dos ativos solares e 1% de remuneração adicional como incentivo. Os sistemas alvo são os de capacidade entre 1 e 2 MW que estão fora do escopo da política de *net metering*[37]. O programa da SCE é um dos maiores programas solares dos Estados Unidos. Para a sua aprovação pelo órgão regulador, a distribuidora lançou mão da sua estabilidade como parceira de negócios e capacidade de alavancar negociações de equilibrado custo-benefício no mercado de energia. Outras concessionárias norte-americanas contam com programas em que a distribuidora é também dona da infraestrutura solar e preveem a instalação de painéis em subestações e demais propriedades inutilizadas das próprias distribuidoras. Há também um exemplo de uma iniciativa onde foi instalado um sistema solar de maior porte em um parque de uma cidade e os consumidores contribuíam com o custo da infraestrutura e recebiam um crédito proporcional na conta de energia[38]. Outra variação deste modelo ocorreu no estado de Washington: a distribuidora local propõe ser proprietária apenas de inversores, minimizando os custos de interconexão e manutenção dos módulos fotovoltaicos (SEPA, 2008, p.23-35)

As experiências das diversas distribuidoras norte-americanas têm provado que para este modelo de negócio ser uma estratégia de ganha- ganha para todos os *stakeholders*, o programa deve ser de grande porte equilibrando os custos transacionais *(*SEPA, 2008, p. 36).

1.4.2.2. Modelo 2: Concessionárias como financiadoras dos ativos

Outro modelo de negócios também adotado pelas concessionárias norte-americanas é o da provisão de financiamento e outros serviços relacionados para proprietários de sistemas solares- sejam eles consumidores ou outros atores que instalam sua própria infraestrutura de geração. O modelo de negócios é fundamentado sob um dos maiores desafios do desenvolvimento da cadeia de valor de energia solar fotovoltaica- o alto custo de investimento

[37] Na Califórnia o programa de compensação de energia tem como limite 1MW de capacidade instalada.
[38] *Ellensburg Community Solar Eletric Project* no estado de Washington. (SEPA, 2008, p.30)

inicial para aquisição dos módulos e demais equipamentos que compõem o sistema de geração. Iniciativas recentes compreendem empréstimos e financiamentos de longo prazo. Os consumidores adquirem os sistemas de geração solar lançando mão dos créditos tributários federais - e outros incentivos disponíveis- em adição aos empréstimos e financiamentos disponibilizados pelas distribuidoras. Sob este modelo, a energia gerada em excesso é injetada na rede e os consumidores podem usufruir do sistema de compensação de energia. As empresas, por sua vez, apresentam queda nas vendas de energia já que a energia gerada é propriedade dos consumidores.

Uma desvantagem deste modelo é que as empresas precisam manter a infraestrutura de distribuição, já que os consumidores dependem da energia entregue pelas distribuidoras para suprir o consumo em dias em que a geração local não estiver disponível. As empresas então não conseguem reduzir os custos e em muitos casos adotam taxas de prontidão[39]- taxas aplicadas aos consumidores geradores para compensar a necessidade da distribuidora manter disponível determinados volumes de energia. A ausência de controle sobre a penetração da GD é outra desvantagem comumente atribuída a modelos de negócios em que os consumidores são proprietários da geração.

No mercado norte-norte-americano, as concessionárias competem com outras fontes de financiamento de sistemas solares fotovoltaicos. Entretanto, o diferencial deste modelo de negócios nos EUA, é a possibilidade das empresas obterem reconhecimento dos empréstimos e financiamentos (assim como custos de administração do programa, marketing e interconexão) como investimentos e a consequente remuneração no processo de revisão tarifária- como já ocorre nos estados de New Jersey, Delaware e Washignton D.C. (SEPA, 2010, p.43).

Em 2007, a distribuidora de eletricidade e gás do estado de New Jersey, Public Service Electric & Gas Company (PSE&G) lançou um programa de incentivo à energia solar FV de 100 milhões de dólares para todas as classes de consumidores da sua área de concessão. A distribuidora atuaria como financiadora de 40-50% dos custos de projetos fotovoltaicos e o uso dos empréstimos não eliminava a possibilidade de adoção dos créditos federais e estaduais por parte dos consumidores. Além da provisão de empréstimos com duração de quinze anos e que poderiam ser quitados com os *Solar Renewable Energy Certificates*

[39] Tradução livre para *"standby charges"*.

(SRECs) [40], a distribuidora se responsabilizou por toda a organização do programa: avaliação das solicitações de empréstimos e viabilidade de cada projeto; suporte aos consumidores na busca de parceiros para a aquisição da infraestrutura e instalação; teste de desempenho e inclusive instalação de medidores apropriados à geração bidirecional. O valor dos empréstimos bem como todos os custos incrementais associados ao programa (instalação de medidores, gestão administrativa do programa, propaganda, etc.) eram tratados como ativos regulatórios e, portanto, remunerados e amortizados ao longo do período de quinze anos. A distribuidora pôde também contar com uma taxa de retorno de incentivo como porcentagem do valor dos empréstimos ou calculada com base na capacidade de energia solar instalada a partir do programa. Além disso, a PSE&G teve aprovada uma "taxa compensatória" [41] na base tarifária para compensar a perda de receita daqueles consumidores que passassem a gerar energia (SEPA, 2008, p. 36-41).

1.4.2.3 Modelo 3:Aquisição da geração de energia solar pelas concessionárias

O terceiro modelo de negócios está estruturado na contratação, pelas distribuidoras, da energia solar fotovoltaica gerada por terceiros. As aquisições são em geral realizadas através de PPA (*power purchase agreement*) que são tipos de contratos celebrados entre um gerador para a comercialização de energia e o contratante[42]. A contratação de energia é, entretanto, tratada como custo e não como investimentos passíveis de receber remuneração.

Neste modelo as distribuidoras sejam verticalizadas ou desreguladas realizam atividades tradicionais de contratação de energia para revenda aos consumidores. Têm vantagens de não assumir os riscos da operação e manutenção da geração fotovoltaica que é restrito aos

[40] Para mais informações sobre os *Solar Renewable Energy Certificates* (SRECs) vide seção 2.2.3 deste mesmo capítulo.
[41] Tradução livre para "*foregone electric distribution fixed cost contribution*". Para mais informações sobre esta taxa compensatória ver (SEPA, 2008, p..37).
[42] "*The PPA defines all of the commercial terms for the sale of electricity between the two parties, including when the project will begin commercial operation, schedule for delivery of electricity, penalties for under delivery, payment terms, and termination. A PPA is the principal agreement that defines the revenue and credit quality of a generating project and is thus a key instrument of project finance. There are many forms of PPA in use today and they vary according to the needs of buyer, seller, and financing counterparties."(* THUMANN; WOODROOF; 2009, P.93)

provedores de energia. O contratos são estabelecidos de forma bilateral com poucos fornecedores evitando-se o relacionamento com múltiplos microgeradores ou proprietários de telhados solares como ocorre em outros modelos. Uma importante vantagem deste modelo reside no fato das negociações serem de longo prazo blindado os preços da energia contratada à qualquer oscilação do mercado. Ainda, sob este modelo de negócios, as distribuidoras atendem as metas de RPS e têm a possibilidade de revender energia solar ao consumidor através de programas de participação voluntária.

A principal desvantagem deste modelo está relacionada à impossibilidade de reconhecer a contratação de energia solar como um investimento, passível de remuneração. A aquisição de energia é tratada como custo e as distribuidoras não tem então incentivos para contratar energia solar, em geral, menos competitiva em relação às demais fontes do mercado. Há também necessidade de negociar os RECs com os geradores juntamente com a contratação de energia, enquanto em outros modelos a distribuidora é proprietária dos créditos.

A concessionária Sacramento Muncipal Utility Distric (SMUD) do estado da Califórnia desenvolveu um projeto piloto de energia solar comunitário de 1MW. O fator inovador foi que a concessionária decidiu por não construir ou operar a geração. Selecionaram um fornecedor do mercado para assumir a responsabilidade sobre a geração solar através de um acordo de PPA com duração de 20 anos. Os conusmidores tinham a opção de adquirir a energia solar gerada pelo sistema comunitário através de uma taxa adicional mensal cobrada na fatura de energia. (SEPA, 2008, pg 43-45) O quadro 3 consolida os três modelos de negócio apresentados. Para cada modelo são indicados os agentes proprietários dos ativos e a possibilidade de adoção de sistemas de compensação de energia bem como uma lista não exaustiva dos aspectos positivos e negativos analisados.

Modelo de Negócios	Propriedade dos ativos	Adoção do sistema de compensação de energia	Aspectos positivos	Aspectos negativos
Concessionária **proprietária** da geração solar	Concessionária		• Evita redução de energia vendida *(throughput incentive);* • Recuperação de custos de manutenção e operação na rev. tarifária; • Remuneração sobre ativos solares; • Controle sobre penetração da GD; • *Cross-selling* de outros produtos e serviços para consumidores; • Acesso privilegiado a informações de rede e consumo; • Identificação de oportunidades de integração de sistemas solares; • Identificação de sinergias entre projetos (*smart grid*); • Escala na aquisição de equipamentos; • Padronização de aquisição de equipamentos; • Concessionárias proprietárias dos *SRECs* (atendimento a metas de *RPS*)	• Empresas desreguladas impedidas de adotar este modelo; • Inexperiência de atuar em geração de pequena escala e operação de fonte solar; • Acusações de ações anti-competitivas das concessionárias (assimetria de informações); • Risco financeiro do investimento;
Concessionária como **financiadora** da geração solar	Consumidores ou terceiros	x	• Recuperação de custos de manutenção e operação na rev. tarifária; • Remuneração de empréstimos e demais custos do programa de incentivo; • Facilidade de levantar volumes de capital para empréstimos; • Custos evitados de geração para empresas verticalizadas; • Atendimento às metas de RPS;	• Redução de energia vendida (*throughput incentive*); • Manutenção de custos fixos para manter a infraestrutura de distribuição; • Descontrole sobre o volume de energia gerada; • Atuação em negócio diferente do papel principal de distribuidora; • Concessionárias não proprietárias dos SRECs, necessidade de negociar aquisição com consumidores geradores;
Aquisição de energia solar gerada por	Consumidores ou terceiros	x	• Atendimento às metas de RPS; • Possibilidade de	• Energia contratada não é reconhecida como investimento;

terceiros			revender energia solar para consumidores; • Contratos de longo prazo assegurando valores negociados; • Negociação com único fornecedor ao invés de múltiplos geradores; • Riscos concentrados para os geradores;	• Concessionárias não proprietárias dos SRECs, necessidade de negociar aquisição com consumidores geradores; • Ausência de incentivos para as concessionárias se engajarem em PPAs;

Quadro 3- Modelos de negócios alternativos do mercado norte-americano de energia solar FV distribuída

Esta abordagem dos três modelos de negócios proposta pela SEPA (2008) não é única disponível para análise do mercado de geração distribuída. A organização EPRI propôs, por exemplo, outra abordagem bastante flexível que disponibiliza novos modelos de negócio para as concessionárias: a) provedores de serviços relacionados à GD sem propriedade de ativos solares; b) investidores de geração distribuída com objetivo de provisão de serviços *premium* relacionados à GD; c) investidores de ativos solares, sem provisão de serviços relacionados; d) investidores de modernização da rede; e) investidores em GD para reduzir contratação de energia ou necessidade de expansão da rede de distribuição; f) financiadores de GD para reduzir contratação de energia ou necessidade de expansão da rede de distribuição (Apêndice A). Os seis modelos acomodam papéis para as concessionárias que resultam da combinação dos papéis dos modelos propostos pela SEPA (2008) [43]. A abordagem do EPRI, assim como outras mais recentes disponíveis na literatura, é adequada para mercados mais maduros onde há iniciativas de *smart grid*, venda de serviços de rede, eficiência energética e controle da demanda e, sobretudo contam com incentivos financeiros e regulatórios para expansão da GD. Como o foco do presente trabalho é avaliar os modelos de negócio norte-americanos no incipiente mercado de energia solar brasileiro, a abordagem da SEPA (2008) proporciona parâmetros mais adequados.

[43] É também adequada para representar a multiplicidade de concessionárias existentes nos EUA- atualmente conta com 3269 empresas que vão desde pequenas concessionárias de energia municipais, cooperativas e até grande corporações privadas de capital aberto. (APPA, 2012, p.22)

2. CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

No capítulo anterior foi realizada uma análise do contexto do setor elétrico norte-americano, incentivos disponíveis e novos modelos de negócio para energia solar FV distribuída. Similarmente, no presente capítulo, será apresentado o contexto do setor elétrico brasileiro e um diagnóstico do incipiente mercado de energia solar FV no Brasil.

2.1. Contexto do setor elétrico

A partir de 1996, o setor elétrico brasileiro passou por um processo de reestruturação similar ao acontecido nos EUA e outras regiões do mundo. As empresas de energia foram desverticalizadas e a maior parte delas passou pelo processo de privatização. A estrutura de mercado atual é a de modelo atacadista de competição para grandes consumidores- segundo classificação usada para o mercado americano e apresentada na tabela 1. O regime regulatório de custo do serviço foi substituído pela tarifação por incentivos com base no regime do preço-teto. O novo marco regulatório também instituiu a criação de uma agência reguladora para o setor – a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)- que conta com autonomia decisória e financeira em relação ao poder executivo. A ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) (2011) sintetizou as principais características do setor pós-reestruturação:

- Desverticalização da indústria de energia elétrica, com segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Coexistência de empresas públicas e privadas;
- Regulação das atividades de transmissão e distribuição pelo regime de incentivos, ao invés do "custo do serviço";
- Planejamento e operação centralizados com regulação federal;

- Concorrência na atividade de geração para novos empreendimentos;
- Coexistência de consumidores cativos e livres;
- Livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres;
- Leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos;
- Preços da energia elétrica (commodity) separados dos preços do seu transporte (uso do fio);
- Preços distintos para cada área de concessão, em substituição à equalização tarifária de outrora;
- Mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão e distribuição.

No Brasil, a estrutura de mercado e modelo regulatório são únicos e compartilhados pelas 64 distribuidoras do setor elétrico. Em relação aos EUA, onde convivem diferentes estruturas de mercado e modelos regulatórios para 3269 concessionárias, o contexto de operação das empresas é muito mais simples. Por outro lado, a introdução de inovação no setor elétrico brasileiro depende em muito da estratégia federal e da coordenação da ANEEL que atua buscando o alinhamento dos interesses de todas as partes interessadas. Logo, a devida contextualização do setor de distribuição brasileiro passa pelo conhecimento das recentes alterações regulatórias e políticas do setor bem como à situação atual de operação das distribuidoras.

2.1.1. **O desafio econômico-financeiro atual das distribuidoras**

O projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro definiu em 1996 as bases conceituais que norteiam a atual estrutura do setor. Os principais pilares do novo marco buscaram conciliar o difícil objetivo da promoção de um ambiente competitivo com a manutenção da regulação do sistema elétrico (PIRES, 2000, p.31). Entre uma série de reformas, destacam-se a desverticalização das empresas do setor e o atendimento ao princípio de modicidade tarifária. As empresas foram divididas em geração, transmissão e distribuição

com a introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização. O princípio da modicidade tarifária, por sua vez, foi regulatoriamente incorporado a partir da apropriação, por parte dos consumidores, dos ganhos de produtividade das distribuidoras a cada reajuste tarifário periódico[44].

Entre todos os antigos e novos atores que compõem o setor elétrico, as empresas distribuidoras de energia são aqueles que tiveram seu modelo de operação mais alterado pelo novo marco regulatório. Sob o regime regulatório de custo de serviço anterior à reestruturação, as empresas foram marcadas pela má gestão, em grande parte, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos pré-estabelecidos para gerência administrativa. Este regime regulatório, apesar de garantir a remuneração das empresas, apresentava incoerências à medida que os custos incorridos não eram validados pelo governo em razão da utilização de tarifas para controle inflacionário (PIRES, 2000, p.9). Com vistas a controlar a lucratividade das empresas distribuidoras no mercado cativo, o novo marco regulatório estabeleceu três medidas centrais: estabelecimento de limites para repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia nas tarifas de fornecimento cobradas ao consumidor cativo; regulação tarifária por incentivos com base no regime de preço-teto; adoção de cláusulas de fiscalização da qualidade dos serviços prestados. O regime de preço-teto consiste na estipulação de preço limite inicial pelo regulador que vigora até o próximo ciclo de revisão tarifária. Este preço é ajustado anualmente por um índice de preços[45] menos um fator X de produtividade. De um lado, o método incentiva que os consumidores possam se apropriar de parte dos ganhos de produtividade das empresas. Mas por outro, garante que as empresas possam se apropriar de qualquer ganho de produtividade obtido no período entre as revisões tarifárias, incentivando a sua eficiência produtiva. Ademais, o regime de preço-teto prevê repasse às tarifas via revisão tarifária anual dos custos adicionais com a contratação de energia, evitando que eventos econômicos imprevisíveis ameacem o equilíbrio econômico financeiro das empresas.

Ao longo dos últimos quinze anos, alguns estudos buscaram analisar o desempenho econômico financeiro das empresas distribuidoras brasileiras sob a égide do novo marco regulatório. O trabalho de (ROCHA; BRAGANÇA; CAMACHO, 2006) investigou o setor brasileiro de distribuição de 1998 a 2005 de forma a responder se a rentabilidade do setor foi

[44] Apropriação via fator X de produtividade usado no cálculo periódico das tarifas. Quanto maior o valor de X menor será o valor do reajuste tarifário.
[45] IGPM (índice definido nos contratos de concessão para a atualização monetária dos custos gerenciáveis)

condizente com a racionalidade financeira de risco e retorno. Concluiu-se que a remuneração do capital[46] no segmento de distribuição foi negativa até 2003 principalmente devido à crise do "apagão" [47], apresentando recuperação a partir de 2005. Os primeiros ciclos de revisão tarifária de 2003/2004, a recuperação da demanda de energia e a tendência de diminuição do nível de endividamento das empresas contribuíram para esta recuperação. (ANDRADE; VIEIRA, 2007) confirmam a análise de (ROCHA; BRAGANÇA; CAMACHO, 2006) para as distribuidoras do sul do Brasil. Confirmaram a tendência de crescimento do retorno sobre investimento (ROI) [48] de uma média de 5,06% em 2000 alcançando uma média de 15,96% em 2005. Para o ano de 2009, (CASTRO; BRANDÃO; OZÓRIO, 2011) analisou a situação financeira de nove empresas distribuidoras brasileiras[49] a partir dos seus demonstrativos, revelando alta lucratividade que chega a alcançar 28,8% do patrimônio líquido total. A alta lucratividade mesmo num período de crise internacional foi atribuída às elevadas tarifas definidas no segundo ciclo de revisão tarifária e também resultante da variação não recorrente de ativos e passivos regulatórios que resultaram em grandes entradas de caixa para as distribuidoras. O segundo ciclo de revisão tarifária causou inclusive polêmica sobre a alta rentabilidade das distribuidoras. Alguns estudos demonstraram a superioridade dos valores das tarifas praticadas no Brasil em relação a outros países como Canadá e EUA. Como resultado, a ANEEL declarou necessidade de mais rigor nas práticas do terceiro ciclo de revisão tarifária em razão das críticas e reconhecendo distorções de cálculo que oneraram a conta de luz dos consumidores. (BAHNEMANN, 2009) Foi também reconhecido que algumas distribuidoras estavam com base de remuneração regulatória superestimada e que as informações fornecidas pelas mesmas estavam sendo manipuladas- classificação de custos de

[46] Segunda ROCHA, K; BRAGANÇA, G; CAMACHO (2006, p. 3), "o custo de capital é um elemento essencial para empresas reguladas constituindo-se na taxa mínima de atratividade para os investidores".

[47] A crise energética brasileira de 2001-2002 ficou vulgarmente conhecida como "apagão". A falta de chuvas no período esvaziou os reservatórios de água das usinas hidrelétricas e causou cortes forçados de 20% do consumo de eletricidade no país. Além dos prejuízos econômicos causados- segundo cálculos do ex-ministro Delfim Netto a crise custou R$320,00 a cada brasileiro (NETTO, 2006, p.38)- a crise do "apagão" foi um divisor de águas ao revelar a inexistência de política energética de médio-longo prazo no país.

[48] Este indicador mede o retorno nominal, em porcentagem, do capital total investido por acionistas e credores. Conforme (KASSAI;CASANOVA;SANTOS, 2005), o ROI é um direcionador de valor, pois avalia a atratividade econômica do empreendimento , servindo de parâmetro para avaliação do desempenho da empresa com relação a períodos anteriores, em relação aos concorrentes e também como um sinalizador na comparação ao custo de captação dos passivos onerosos.

[49] Eletropaulo, Bandeirante, CPFL, Cemig, Light, AES Sul, RGE, Coelba e Coelce. (CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; OZÓRIO, 2011)

operação e manutenção como investimentos[50] e declaração de investimentos mais elevados do que os efetivamente realizados.

O terceiro ciclo de revisão tarifária periódica se iniciou em 2011 com novas regras e metas em relação aos requisitos de qualidade dos serviços prestados e com reflexos da estabilidade macroeconômica conquistada na segunda metade da década passada (CASTRO; BRANDÃO, 2011). Foi estipulada uma nova taxa de retorno máxima - oWACC regulatório- em 7,5% (contrastando com 9,98% e 11,6% dos segundo e primeiro ciclo de revisão, respectivamente), valor abaixo do esperado pelas distribuidoras. A definição da nova taxa de remuneração do capital partiu do pressuposto que o setor elétrico conquistou maior estabilidade de natureza regulatória e financeira comparada aos ciclos de revisão anteriores. Observou-se uma redução de cerca de 25% no fluxo de caixa operacional das concessionárias, em relação àquele obtido com as tarifas do ciclo anterior, dificultando o acesso ao capital (CASTRO; BRANDÃO, 2011, p. 5). O terceiro ciclo também estabeleceu um novo padrão de custos operacionais, sempre abaixo do anterior, com grandes reflexos no quadro de funcionários das concessionárias. A AES Eletropaulo, por exemplo, foi um dos processos de revisão mais comentados, onde foi aprovado um efeito médio de 9,33% de redução das tarifas.

Os resultados rigorosos do terceiro ciclo de revisão tarifária não são, entretanto, as únicas dificuldades enfrentadas pelas empresas distribuidoras brasileiras nos últimos anos. As empresas têm enfrentando a sobrecontratação de energia e o aumento da fuga de consumidores para o mercado livre. A regulação estipula que até 3% de sobrecontratação podem ser repassado para as tarifas, acima disso as distribuidoras têm que arcar com os custos. A expectativa frustrada de crescimento da economia nos últimos anos e a crescente migração dos consumidores para o mercado livre fez com que algumas distribuidoras já apresentassem sobrecontratação em 2012 e uma média prevista de 232MW e 960 MW de sobrecontratação em 2014 e 2015, respectivamente (ANDRADE & CANELLAS, 2012). Como a energia comprada através de leilões não pode ser devolvida, a ANEEL conduziu ações como adiar os leilões de compra de energia A-3 e A-5 de 2012 e até autorizar a revogação de novos contratos[51]. A migração dos consumidores para o mercado livre apresentou um aumento de 14% entre 2010 e 2011 e de quase 100% em relação a 2006

[50] O aumento da base de ativos se reflete numa tarifa mais elevada. A redução dos custos de operação e manutenção em relação à empresa de referência são capturados pelas distribuidoras.
[51] Como as térmicas do grupo Bertin que nunca saíram do papel. (RITTNER, 2012).

(ANDRADE & CANELLAS, 2012). Destaca-se o aumento considerável dos consumidores especiais – consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500kW e que adquirem energia de fontes renováveis- que sozinhos apresentaram um aumento de 29% entre 2010 e 2011. (ANDRADE & CANELLAS, 2012)

As novas regras do terceiro ciclo de revisão tarifária estão alinhadas com o novo projeto de renovação das concessões de transmissão e geração anunciado pelo governo em setembro de 2012 por meio da medida provisória MP579 e convertida na lei 12.783 em 11 de janeiro de 2013. Com vistas a conter a inflação e viabilizar a redução do custo da energia elétrica ao consumidor final, o governo optou por antecipar a renovação das concessões e mudar três encargos setoriais, sem alterar a estrutura tributária incidente no setor. As condições estabelecidas pelo governo objetivavam uma redução média nas tarifas de 20,2 % a partir de fevereiro de 2013. Desta redução, 7 pontos percentuais estão relacionados às mudanças nos encargos[52] e 13,2 pontos percentuais obtidos com a queda de remuneração pelos ativos amortizados que terão suas concessões prorrogadas.

Os efeitos da MP já vêm sendo largamente sentidos no setor elétrico. Em setembro de 2013 as empresas do setor - até então considerado um investimento seguro devido à previsibilidade de receitas e perspectiva com relação à distribuição de dividendos- apresentaram valor médio de mercado 20 % menor em relação a agosto de 2012. É nítida a falta de transparência nas condições exigidas pelo governo para renovação das concessões e na metodologia de cálculo do valor das indenizações por ativos não amortizados. As empresas concessionárias desconhecem a real redução dos preços dos seus serviços e o valor das indenizações pagas pelas instalações ainda não amortizadas. O clima de instabilidade do setor é reforçado pela incerteza quanto à manutenção do equilíbrio financeiro das concessões e o consequente risco da modernização da infraestrutura do setor elétrico, em razão das tarifas definidas pelo governo[53].

[52] Serão eliminados dois encargos- CCC (Conta de Consumo de Combustível) que subsidia o custo de geração em sistemas isolados e RGR (Reserva Geral de Reversão) destinado à reversão de ativos ao poder concedente ao fim de contratos de concessão e também utilizado para financiar programas de expansão e melhoria no sistema elétrico. O encargo destinado a financiar o desenvolvimento energético dos estados, projetos de universalização , subvenções aos consumidores de baixa renda e incentivos a determinadas tecnologias conhecido como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) será reduzido em 75%.

[53] Segundo Flávio Neiva, presidente da Associação Brasileira de Geradores de Energia Elétrica, "as tarifas podem não assegurar os recursos necessários à manutenção e operação da usina, porque deixaram de contemplar diversos custos imputáveis à operação, inclusive os custos de modernização. (...) O normal é ajustar a tarifa ao serviço, e não o serviço à tarifa". (MONTENEGRO, S., 2012)

Em 2013, o baixo volume dos reservatórios das hidrelétricas causou problemas adicionais para as distribuidoras. As térmicas foram utilizadas a plena carga durante todo o primeiro semestre do ano de 2013 e seu preço chegou a oito vezes o preço da geração hidrelétrica. A conta do acionamento das térmicas seria rateada entre consumidores livres e cativos, elevando o valor da tarifa final. Esta possível elevação da tarifa ameaçou corroer as reduções de tarifa adotadas pelo governo via MP579 (lei federal 12.783). A decisão foi, portanto, dividir a conta entre consumidores finais, geradoras e comercializadores. Por enquanto, as distribuidoras têm enfrentando sérias dificuldades de caixa já que tem que arcar com os custos imediatos de geração 8 vezes maior e só serão ressarcidos no reajuste tarifário anual seguinte. Para resolver este problema e preservar o valor médio 20% menor das tarifas o governo têm utilizado recursos do Tesouro Nacional e diluído o repasse aos preços ao longo de cinco anos. Em avaliação realizada no início de 2014, foram gastos R$22 bilhões para reduzir as contas de luz e evitar aumento da tarifa de energia- as indenizações pagas às geradoras que renovaram contratos antecipadamente somavam R$12,7 bilhões enquanto os custos para conter o impacto no preço da energia devido ao acionamento das térmicas chegavam a R$9,9 bilhões[54]. No início de 2014, contrariando as expectativas do governo, o acionamento das térmicas não foi reduzido mesmo com a elevação dos níveis dos reservatórios em relação a 2013. O contínuo uso de energia térmica tem se dado, principalmente, devido à ampliação do horário de ponta, causado pelo maior número de equipamentos de ar-condicionado ligados no verão. O horário de ponta, tradicionalmente entre 17h e 20h, tem sido registrado entre 14h30 e 15 h. (RITTNER; PERES, 2014)

Por último, ainda há incerteza das empresas de distribuição com relação às regras estabelecidas pelo governo para renovação de 42 concessões que vencem entre 2014 e 2017. O governo sinalizou que já estuda a introdução de metas de qualidade de atendimento nos contratos[55], vinculando-as à renovação dos contratos de concessão. Outra medida em avaliação no Ministério de Minas e Energia (MME) é que futuramente a ANEEL tenha mais condições de interferir nas distribuidoras caso os indicadores econômico-financeiros estejam

[54] "A conta em 2014 também será pesada. Há um saldo de R$ 8,2 bilhões em indenizações que o governo deve às geradoras que aderiram ao novo modelo do setor elétrico. Além disso, a União terá de ressarcir as empresas pelos investimentos feitos nas transmissoras de energia antes de 2000 em razão da modernização de equipamentos das geradoras. O setor estima essa conta em R$ 13bilhões". (PERES; WATANABE, 2014)

[55] A Aneel já avalia qualidade da prestação do serviço no processo periódico de revisão tarifária das distribuidoras. O que está sendo avaliado agora é consagrar as metas de qualidade nas letras do contrato. Desta forma, se as metas não forem cumpridas, será mais fácil para o poder concedente decretar a caducidade da concessão (POLITO, R., 2013)

abaixo do estabelecido em contrato. Nesse formato ela teria o poder de atuar de forma parecida com a do Banco Central em relação aos agentes financeiros. O governo chegou inclusive a avaliar uma taxa de retorno regulatória (custo médio ponderado de capital ou WACC regulatório) específica para os contratos que serão renovados. A medida foi, entretanto, abandonada porque a existência de dois valores de WACC aumentaria a percepção de risco regulatório no setor. (POLITO, R. 2013)

2.2. Os incentivos à modernização do setor elétrico e a resolução normativa 482

2.2.1. A modernização do setor elétrico e o conceito de *smart grid*

O cenário de instabilidade do setor elétrico brasileiro descrito na seção anterior convive atualmente com uma série de pressões regulatórias difusas em direção à sua modernização. O alto índice de perdas técnicas e não técnicas, baixo índice de qualidade de serviços prestados[56] e altos custos operacionais são problemas conhecidos do setor de distribuição. Tais problemas têm historicamente levado as distribuidoras a procurar soluções no investimento em novas tecnologias. *Smart grid* é o termo atualmente adotado para um conjunto de ações quem envolvem a modernização da rede elétrica. O conceito se refere à busca da incorporação de tecnologias de sensoriamento, monitoramento, tecnologia da informação e telecomunicações para o melhor desempenho da rede elétrica, identificando antecipadamente suas falhas e capacitando a sua auto recomposição diante de ocorrências que afetem sua desempenho (CPQD, 2012).

O grande volume de investimentos necessários à modernização das redes está concentrado no setor de distribuição. A ABRADEE e a Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações (APTEL) realizaram um projeto estratégico de P&D para analisar o desenvolvimento das redes inteligentes no Brasil. O projeto, cujos resultados foram apresentados no início de 2012, visa elaborar uma proposta nacional para migração tecnológica do setor elétrico considerando três cenários de adoção das mudanças: acelerado, moderado e conversador. Foi considerado o volume de investimentos, a

[56] Desde 2009 as concessionárias brasileiras não conseguiram cumprir as metas de qualidade do fornecimento medidas através dos indicadores de continuidade de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Por esta razão pagaram em média R$360 milhões em 2010 e R$385 milhões em 2011 em indenizações aos consumidores . O Brasil também se encontra bem abaixo das referências de qualidade de distribuição de energia internacionais. (BRASIL, 2012)

penetração da medição e análise de custos benefícios sobre várias óticas: consumidor, distribuidora e sociedade. Os investimentos considerados são nas áreas de medição, tecnologia da informação, telecomunicações, automação de redes, infraestrutura para veículos elétricos, geração distribuídos (GD) e incentivos para o seu desenvolvimento. No cenário conservador o total de investimentos em todas as áreas mencionadas alcançam 46 bilhões de reais. No cenário moderado e acelerado os investimentos chegam a 61 bilhões de reais e 91 bilhões de reais, respectivamente. (LEITE, 2012) O alto volume de investimentos em qualquer dos cenários e a introdução de novos negócios e atividades para as empresas distribuidoras revela que as redes inteligentes são muito mais que um conjunto de tecnologias para modernizar o setor elétrico. Trata-se de um novo modelo de negócios e a sua viabilidade dependerá de suporte regulatório e adoção de novas políticas públicas. O autor Fox-Penner (2007, p.51) assim definiu *smart grid*:

> *The smart grid is a collection of technologies that enable a whole new way of operating power systems. But from the standpoint of utility CFOs and regulators, the Smart Grid is a collection of new kinds of transmission and distribution investments, each yielding unfamiliar new products and service streams. Utilities, regulators, and other stakeholders will have to evaluate these investments by measuring their value to customers, their impact on utilities rates, and how customers and generators who use the new capabilities are charged for their use.*

Nos últimos dez anos, as decisões regulatórias para o setor elétrico em países europeus e nos Estados Unidos se estruturam de forma a acomodar mudanças e incentivos à migração tecnológica e à introdução de renováveis na matriz elétrica. Os motivadores de modernização do setor elétrico no Brasil têm natureza diferente daqueles países e por enquanto as distribuidoras locais ainda estão testando algumas iniciativas isoladas e construindo casos de negócio. Atualmente, não existem políticas públicas ou incentivos financeiros- regulatórios para investimentos em *smart grid* no Brasil. As iniciativas piloto são estruturadas como projetos de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) [57] e há grande dificuldade de ter os investimentos em modernização da rede elétrica reconhecidos e autorizados a receber taxa de retorno.

Mesmo sem políticas de longo prazo para modernização do setor elétrico, a ANEEL vem propondo algumas alterações regulatórias no setor. A adoção da política de compensação de energia para micro e mini geração distribuída, aplicação de tarifas diferenciadas por

[57] Os programas de P&D foram regulamentados pela ANEEL para fomentar inovações no setor elétrico. As distribuidoras precisam aplicar, anualmente, um percentual mínimo de 0,20% (até fim de 2015 e 0,30% a partir do início de 2016) da sua receita operacional líquida em projetos de P&D na área de distribuição. (ABRADEE, 2010)

horário de consumo, e a regulamentação da medição eletrônica marcam as primeiras ações de flexibilização do tradicional modelo regulatório em direção a um novo paradigma. As novas regras- algumas já em vigor e outras em vias de adoção- impõem novos desafios às empresas distribuidoras que precisam reorganizar seus processos internos, aprimorando sua eficiência e encontrando valor nos novos modelos de negócios que se desenham com estas mudanças.

2.2.2. Alterações regulatórias do setor de distribuição e a resolução normativa 482

A aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo foi aprovada pela ANEEL em novembro de 2011[58] e será aplicada a cada distribuidora a partir de sua revisão tarifária entre 2012 e 2014 ou até que os medidores eletrônicos de energia estejam disponíveis para substituição. Para os consumidores de baixa tensão [59], a principal mudança consiste na criação da modalidade tarifária branca que será uma alternativa à tarifa convencional e oferecerá três diferentes patamares para a tarifa de energia[60] de acordo com o horário de consumo. Apesar da adoção voluntária, a proposta da tarifa branca é estimular o consumo nos horários em que a tarifa é mais barata, oferecendo a possibilidade de redução dos custos da energia ao consumidor e evitando a necessidade de expansão da rede pelas distribuidoras. Adicionalmente à criação da tarifa branca foram criadas as bandeiras tarifárias verde, amarela e vermelha no escopo da audiência pública nº 120/2010[61]. As bandeiras funcionarão como semáforos de trânsito nos medidores eletrônicos para indicar as diferenças de tarifa para o consumidor.

A regulamentação sobre medição eletrônica, por sua vez, se divide em duas etapas: definição do padrão do medidor a ser oferecido pelas concessionárias e estabelecimento de

[58] Audiência Pública nº 120/2010 .
[59] Incluem os consumidores residenciais, comerciais, rurais e industriais.
[60] De segunda a sexta, no horário que o consumo atinge o pico máximo (início da noite) será cobrada uma tarifa mais cara. A tarifa mais barata será aplicada de segunda a sexta na maioria das horas do dia e nos finais de semana e feriados. A tarifa intermediária, por sua vez, será aplicada entre os dois horários.
[61] A bandeira verde significa custos baixos para gerar energia, a bandeira amarela indicará sinal de atenção, pois os custos de geração estão aumentando e bandeira vermelha, por sua vez, indicará que a situação anterior está se agravando e a oferta de energia para atender a demanda dos consumidores ocorre com maiores custos de geração. A nova metodologia também propõe que os agrupamentos tarifários B2 rural, B3 demais classes e B4 iluminação pública terão sua relatividade homogeneizada para todas as distribuidoras, respeitando diferenças tarifárias entre áreas de concessão. No terceiro ciclo de revisão tarifária será corrigido o desvio tarifário destas subclasses de baixa tensão em relação à tarifa de referência. A vigência do sistema de bandeiras tarifárias foi adiado para 2015 pela ANEEL para segurar aumento de taxas de inflação em 2014. (PERES; BITENCOURT, 2013)

um plano de substituição nacional. Em agosto de 2012, a ANEEL criou a resolução normativa 502 [62]para regulamentar os sistemas de medição para unidades consumidoras do grupo B. A normatização apresenta os requisitos básicos dos medidores eletrônicos no que diz respeito aos parâmetros medidos e exibidos para o consumidor. Estabelece os custos do novo sistema de medição como de responsabilidade do consumidor e o prazo de janeiro de 2014 para início da validade da nova resolução. Ainda falta a definição das condições comerciais dos medidores no que diz respeito ao prazo de instalação a partir da requisição do consumidor, faixa de consumo e grupo de consumidores alvo da resolução. Por enquanto a opção pelo medidor eletrônico é voluntária e o plano nacional de substituição de 63 milhões de medidores eletromecânicos por eletrônicos ainda não foi confirmado pela agência reguladora. A regulamentação da medição eletrônica é requisito fundamental para permitir a modernização do setor de distribuição. Além de possibilitar que o consumidor tenha mais informações sobre o seu perfil de consumo, permitirá o atendimento remoto pela concessionária, o melhor monitoramento da rede pela distribuidora a partir do maior volume de informações disponibilizadas, a redução de perdas técnicas e não técnicas e a ofertas de novos serviços ao consumidor. É também requisito para a disponibilização das tarifas por horário de consumo, e cria as condições para a difusão da micro e minigeração distribuída – possibilidade de os consumidores atuarem como pequenos geradores de fontes alternativas de energia. (ANEEL, 2012).

Em novembro de 2013, foi publicada a resolução normativa 581 que estabelece os procedimentos e condições para a prestação de atividades acessórias e atípicas[63] por parte das distribuidoras para o fornecimento de energia elétrica temporária com desconto na tarifa e para a exportação de energia elétrica para pequenos mercados em regiões de fronteira pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. No que diz respeito à energia solar fotovoltaica esta resolução permite que as distribuidoras elaborem projetos, construam operem e forneçam manutenção em unidades de microgeração e minigeração distribuída. A cobrança destes serviços pode ser feito via fatura de energia e a

[62] Resolução Normativa nº 502, de 7 de agosto de 2012 que regulamenta sistemas de medição de energia elétrica para consumidores do Grupo B.

[63] Por atividade acessória entende-se atividade de natureza econômica acessória ao objeto do contrato de Concessão ou permissão, exercida pela distribuidora por sua conta e risco podendo ser: a) própria: caracterizada como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização da ANEEL; b) complementar: caracterizada como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada com a fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora como por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação de defesa da concorrência. Por atividade atípica entende-se como atividade de natureza econômica cujo exercício seja de exclusividade de terceiros que tenham interesse em incluir a sua cobrança na fatura de energia. (ANEEL, 2013)

receita auferida devem ser consideradas no cálculo das tarifas com o objetivo de contribuir para a modicidade tarifária.

Em abril de 2012 foram publicadas as resoluções normativas número 482 que estabeleceu as condições gerais para o acesso da micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e a número 481que estipula os descontos na TUSD (tarifa de uso o sistema de distribuição) e TUST (tarifa de uso do sistema de transmissão) de acordo com a potência instalada. A resolução normativa 482 define a micro geração (potência instalada igual ou menor a 100 kW) e minigeração distribuída (potência instalada superior a 100kW e menor ou igual a 1 MW) e contém alterações no PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) para estabelecimento dos procedimentos de acesso aos sistemas de distribuição. A resolução abrange as etapas para viabilização do acesso, critérios técnicos e operacionais, requisito dos projetos, implantação de novas conexões, requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão, sistema de medição e contratos. Os pontos mais importantes no que diz respeito às alterações no PRODIST são: a atribuição às distribuidoras, sem ônus para o acessante, da responsabilidade dos estudos de integração da micro e minigeração com definição dos requisitos mínimos necessários para a conexão; dispensam da celebração dos contratos CUSD (Contrato do uso do sistema de distribuição) e CCD (Contrato de Conexão) antes requeridos para estas fontes de geração. Também introduz as regras do sistema de compensação de energia (*net metering).* Conforme já detalhado na seção 1.2.3, o sistema de compensação permite que consumidor compense a energia demandada da concessionária com a energia gerada pela unidade consumidora. O consumidor paga o balanço líquido da diferença entre a energia consumida e gerada e o custo de disponibilidade correspondente à sua categoria (monofásico, bifásico ou trifásico) [64]. A regulação brasileira prevê que o balanço negativo, indicando que o consumidor gerou mais que consumiu naquele período de faturamento, a instalação recebe créditos em kWh pela geração excedente que podem ser usados em um prazo de 36 meses. Além disso, os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensadas na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades sob a mesma titularidade, previamente cadastradas e atendidas pela mesma distribuidora. Independente do saldo observado entre energia gerada e consumida da rede, a fatura do consumidor deve conter, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade do sistema

[64] 30 kWh se monofásico ou bifásico a dois condutores; 50 kWh, se bifásico a três condutores; ou 100 kWh se trifásico (MONTENEGRO, A. 2013, p. 30)

de distribuição (consumidores do grupo B) ou da demanda contratada (consumidores do grupo A). A implantação do sistema de compensação de energia requer medição bidirecional com custos arcados pelo consumidor[65]. Em abril de 2013, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) regulamentou o tratamento tributário dado à parcela de energia gerada e cedida à distribuidora. A indefinição deste aspecto da tributação era visto como um entrave à consolidação da resolução 482 e consequente expansão da geração distribuída conectada à rede no Brasil. Foi determinado que o ICMS (Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços) [66] incidirá sobre a parcela da energia gerada pelo consumidor e injetada na rede. Entretanto, em alguns estados como o de Minas Gerais foi aprovada nova lei para isenção desta cobrança. Em outros já há projetos de lei que propõem tratamento diferenciado a esta tributação[67]. A medida da CONFAZ foi recebida com desânimo pelos entusiastas da energia fotovoltaica, pois reduz a sua competividade. Por outro lado, a medida protege as distribuidoras evitando que os consumidores projetem sistemas superdimensionados para lucrar com os créditos de energia sem pagamento do ICMS associado.

A resolução 481, por sua vez, amplia o desconto na TUSD/TUST para empreendimentos da fonte solar que entrarem em operação comercial até 2017. Para fonte solar com potência injetada nos sistemas de distribuição ou transmissão menor ou igual a 30MW ficou estipulado desconto de 80% (oitenta por cento) aplicável nos dez primeiros anos de operação da usina. Este desconto será reduzido para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação. Os empreendimentos que entrarem em operação comercial após o fim de 2017 terão o desconto de 50% (cinquenta por cento) nas tarifas. (EPE, 2012)

As proposições regulatórias apresentadas definem importantes padrões para a modernização do setor elétrico brasileiro. No que diz respeito à energia solar fotovoltaica distribuída e conectada à rede, as resoluções normativas 502 e 402 regulamentam as condições básicas para sua adoção. Entretanto, desde a entrada em vigor da resolução 482 em março de 2013 até janeiro de 2014, apenas 38 consumidores adotaram o sistema de compensação (BRASIL ECONÔMICO, 2014). O custo inicial de instalação dos painéis é

[65] Os custos referentes à adequação do sistema de medição serão iguais à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia e o custo do medidor convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

[66] A título de exemplo, os valores do ICMS cobrado na energia elétrica do estado de São Paulo são: consumo de 0 a 90 kWh – isento; consumo de 91 a 200 kWh – 12%; consumo de acima de 201 – 25% (GOVERNO DO ESTADO DE S.PAULO, 2012)

[67] Em julho de 2013, o estado de Minas Gerais aprovou a lei nro 20.824 que isenta a cobrança de ICMS para a parcela de energia gerada e injetada na rede de distribuição. O projeto de Lei nro 2287/2013 do Estado do Rio de Janeiro tem o mesmo objetivo. (MELO; JUNIOR, 2013)

ainda o principal desincentivo aliado à falta de conhecimento dos consumidores. A ausência de incentivos financeiros e regulatórios acentua as barreiras já existentes para a expansão da GD. Na próxima seção será apresentado um diagnóstico atual da energia solar fotovoltaica distribuída no Brasil, abordando a cadeia produtiva, competitividade e condições regulatórias adicionais à resolução 482. O conhecimento das condições e tendências de mercado da energia solar FV no Brasil permitirá uma avaliação eficaz da aplicabilidade dos modelos de negócios do mercado solar norte-norte-americano e consequente identificação das políticas públicas e regulatórias necessárias à sua expansão.

2.3. Diagnóstico da geração solar fotovoltaica distribuída no Brasil

Devido a sua localização tropical, o Brasil possui boa irradiação solar. A concentração de irradiação média diária está entre 4,8e 6,0 kWh/ m^2 enquanto na Alemanha o valor máximo é 3,4 kWh/m^2. Visto de outra maneira, o local com menor insolação no Brasil é melhor que o de maior insolação na Alemanha, o país com maior capacidade instalada em energia fotovoltaica. (ABINEE, 2012, p. 124). Apesar da disponibilidade do recurso solar no Brasil, estima-se que o país possua atualmente cerca de 20MW de capacidade instalada sendo que 99% dessas instalações são destinadas a sistemas isolados e remotos. (EPE, 2012) Em contraste, a Alemanha contava em 2012 com aproximadamente 32000 MW de capacidade instalada acumulada. (EPIA, 2013, p.17). Dadas as condições de competividade da energia fotovoltaica em relação a outras fontes de geração, fica claro que a diferença de desenvolvimento da energia FV entre alguns países do mundo se explica pela disposição dos governos em incentivarem a inserção desta fonte na matriz elétrica via incentivos financeiros e/ou regulatórios.

Na presente seção será realizado um diagnóstico da energia FV no Brasil abordando o contexto regulatório- quais as condições encontradas para novos empreendimentos de energia FV?-, competividade- em relação às tarifas das concessionárias locais, a energia FV distribuída conectada à rede é competitiva em todas as regiões do Brasil?- e cadeia produtiva-

o mercado doméstico de módulos e demais componentes contribui para a competitividade da energia solar?

2.3.1. Contexto regulatório

Além da alta incidência de irradiação solar no Brasil, a trajetória de aumento de eficiência[68] e queda dos custos dos módulos e componentes fotovoltaicos em nível mundial[69] tem revelado a oportunidade de exploração da energia solar fotovoltaica no Brasil. Até recentemente, a geração FV conectada à rede elétrica de distribuição não possuía o adequado respaldo regulatório. O modelo de contratação de energia pelas concessionárias distribuidoras, com referência no Decreto nº 5.163/2.004, determinava que a aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída fosse precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. O decreto limitava esse tipo de contratação a 10% da carga do agente de distribuição e autorizava repasse às tarifas dos consumidores até o limite do valor-referência (VR). O VR em 2011 estava em R$ 151,20 por MWh, e como os custos de geração solar fotovoltaica são significativamente maiores do que este valor, o limite de repasse impedia o pequeno gerador FV distribuído de participar da chamada pública para geração distribuída (EPE, 2012, p. 1). Segundo o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Maurício Tomalsquim, um fator de "entrave" ao desenvolvimento da fonte solar é o modelo de cálculo do Valor de Referência (VR), que baliza as tarifas. Como o número é obtido pela média dos valores dos leilões em cada ano, ele tem oscilado bastante de um período para outro. Em 2013, o preço por megawatt-hora (MWh) era de R$ 129. Para o próximo ano, está previsto cobrança de R$ 97. "A variação cria certa incerteza, dificulta o planejamento". Ele também citou como obstáculo no setor a falta de iniciativa das empresas distribuidoras para contratar os 10% de geração distribuída prevista por lei [10.848, de 2004]. "Às vezes é mais cômodo participar dos leilões organizados pelo governo do que fazer o que a lei já permite que elas façam. Cada empresa pode fazer sua

[68] A produção de células fotovoltaicas aumentou 130 vezes em 2011 em relação ao volume produzido em 200 (ABINEE, 2012, p.144)

[69] Nos últimos 30 anos o preço dos módulos fotovoltaicos têm diminuído a uma taxa média de 8% ao ano. Foi inclusive instituída uma taxa da curva de aprendizado tecnológico: a cada duplicação da capacidade global produzida (produção acumulada), o preços dos módulos diminui em 20% (ABINEE, 2012, p.74).

chamada pública, negociar". (MOTA, 2013) No contexto deste modelo de contratação o modelo regulatório estava voltado aos grandes produtores e projetos de geração solar fotovoltaica e não aos projetos de micro e minigeração distribuída.

Neste contexto, foi instituída em 2012 a resolução normativa 482 pela ANEEL, detalhada na seção 2.2.2 deste capítulo. Esta resolução foi um marco para o setor e introduziu excelentes oportunidades para viabilizar o crescimento da energia solar distribuída em instalações de pequeno porte. Segundo o relatório da ABINEE (2012) "ela permite contornar questões tais como a dos status do produtor de energia em pequena escala (se produtor independente ou autoprodutor), dispensa o registro perante instituições setoriais e evita o pagamento de tributos e encargos normalmente associados à produção independente e ao consumo de energia elétrica" (ABINEE, 2012, p.100). Em abril de 2013, a regulamentação do ICMS dado à parcela de energia gerada e cedida à distribuidora complementou a regulamentação. Entretanto, ainda é necessário padronizar os procedimentos de licenciamento ambiental que, para geração de pequeno porte, dependem de legislação estadual ou municipal.

A participação da energia FV em leilões de energia é outra forma de incentivo regulatório. A grande vantagem desta forma de viabilização é a efetiva garantia de que projetos de médio/longo prazo sejam efetivamente contratados. Mesmo que não voltada à geração distribuída, esta participação incentiva investidores a realizar estudos, projetos e propostas, propiciando a crescente participação da energia solar na matriz elétrica brasileira. Os três tipos possíveis de leilões para a participação da energia solar no mercado cativo são os leilões de energia nova, de fontes alternativas e de energia de reserva. Apesar de ainda não competitiva em relação a outras fontes de energia, inclusive renováveis disponíveis no Brasil, a oportunidade de sucesso pode ser ilustrada com a viabilização da energia eólica a partir de leilões no Brasil: partindo de preços na faixa de 145 a 155R$/MWh em 2009 obtidos em um leilão de reserva realizado especificamente para energia eólica, eles baixaram para a faixa de 120 a 140 R$/MWh nos leilões realizados em 2012, e 100 a 105 R$/MWh nos leilões realizados em 2011, quando se consagrou competitiva (ABINEE, 2012). Em 2013, a energia solar participou pela primeira vez em dois leilões contratados de energia nova para o mercado regulado, o leilão A-3 para projetos entregues em 2016 e o leilão A-5, a serem entregues em 2018. No A-3 foram inscritos 109 projetos de energia solar fotovoltaica, com 2729 MW de capacidade. No A-5, por sua vez, inscreveram-se 88 projetos, somando 2.024 megawatts (MW) instalados e sete projetos de energia solar heliotérmica, que totalizaram 210 MW.

(FACCHINI, 2013). A energia eólica, mais competitiva, venceu nos dois leilões. Vendida a preços entre R$124 MWh e RS119 MWh inviabilizou a competição com a fonte solar que estima-se custar aproximadamente R$200 o MWh (PERNAMBUCO, 2013). Nenhum projeto solar foi negociado, mas a própria EPE sinalizou que não contava com competitividade desta fonte e sim uma oportunidade de conhecer os projetos e os investidores existentes no mercado. (PERNAMBUCO, 2013). Para estimular a competividade da energia solar FV é preciso que sejam realizados leilões específicos como ocorrido no Peru: em 2010 foram contratos 173 GWh/ ano ao preço médio de R$387 por MWh em um leilão específico e em 2011 ocorreu uma queda de 53% em relação ao ano anterior com preço de R$210 MWh (EPE, 2012, p. 41). O leilão específico para energia FV se justifica pelo rápido prazo de implementação desta fonte em relação às demais e a forte tendência de queda dos preços. Na última semana de 2013, foi realizado o primeiro leilão específico de energia solar no Brasil no estado de Pernambuco. Segundo o secretário- executivo de energia do estado, Eduardo Azevedo, o objetivo de Pernambuco é sair na frente e fechar o primeiro contrato de um parque solar de grande potência no Brasil baseando-se na alta irradiação solar no estado. (PERNAMBUCO, 2013) O leilão estadual foi voltado à contratação para o mercado livre com preço máximo de R$250 por MWh. 36 empreendimentos foram inscritos com 1040 MW de potência instalada. Foram contratados 122 MW ao preço de R$228,36 o MWh. O governo estadual dará crédito de ICMS para as empresas que contratarem a fonte solar. As usinas solares terão 18 meses para ser implantadas, podendo ter entrega prorrogada em 18 meses caso as empresas responsáveis se comprometam a atender as exigências de conteúdo local. (LEILÃO, 2013).

Contando apenas com a resolução normativa 482, participação em leilões regulados de energia e forças de mercado existentes, a curva de crescimento da energia FV no Brasil será bastante tímida. É necessário que existam condições especiais de financiamento já que o investimento inicial na infraestrutura solar é tido como o principal empecilho para o seu desenvolvimento[70]. Atualmente, as linhas de financiamento existentes no Brasil são voltadas para as energias renováveis como um conjunto e em muita parte dos casos impõem valores mínimos altos que afugentam projetos residenciais.

[70] No relatório da ABINEE de 2012, foi feito um estudo que avalia os custos de instalação de um sistema fotovoltaico de R$12000/Kwp (referência atual de mercado nacional praticada por empresas integradoras que oferecem solução *turn key*) em várias regiões do Brasil. O resultado demonstra que a taxa interna de retorno (TIR) é inferior a 5% mesmo para instalações de baixa tensão em áreas de concessão com as tarifas mais elevadas. (ABINEE, 2012, p. 43)

O BNDES disponibiliza financiamento para instalações residenciais em até 80% dentro das condições do programa PROESCO de apoio a projetos de eficiência energética. A partir de análise realizada pela EPE (2012, p. 44), a taxa de juros associada a esta modalidade de empréstimo é composta pelo custo financeiro (TJLP = 6%), remuneração básica do BNDES (0,9% a.a) e taxa de risco de crédito (no máximo de 3,75% a.a). A taxa de juros total nominal associada a este tipo de empréstimo resultaria da ordem de 9% a.a. ou, cerca de 4% a.a. em termos reais. Em simulação realizada pela EPE, observou-se que o custo nivelado de geração cai apenas 3% com este perfil de financiamento. Além das condições do programa PROESCO, existem condições mais favoráveis no âmbito do Fundo Clima que tem uma linha específica para projetos de energia solar com taxa de juros significativamente baixas[71]. Porém são voltadas para projetos de maior porte cujo financiamento mínimo é de 3 milhões de reais. No final de 2012, a Caixa Econômica Federal (CEF), através do Fundo Socioambiental[72], lançou um projeto em parceira com a empresa Brasil Solar para instalação de 2,1MW de energia FV e eólica em residências do Programa Minha Casa Minha Vida em Juazeiro, Bahia. A energia gerada pelos moradores será comprada pela CEF para utilização em algumas de suas unidades operacionais e agências. Os consumidores beneficiados receberão em média R$90 por mês. (BRASIL, 2013) Além das linhas de financiamento citadas, voltadas para projetos de grande porte ou com taxas de juros reais pouco atrativas, o mercado brasileiro não conta com incentivos no imposto de renda e nenhuma outra linha de financiamento que elimine a necessidade de garantias reais de pessoa física e/ou investidores perante os principais órgãos financiadores.

2.3.2. Cadeia produtiva no Brasil[73]

O desenvolvimento da cadeia produtiva local para equipamentos de energia solar fotovoltaica é essencial para a competividade desta fonte. A produção local dos módulos e componentes não contribuiria apenas para a redução dos preços, mas também para gerar valor para a indústria de componentes eletrônicos (apresenta sinergias com a indústria fotovoltaica,

[71] A taxa de juros para este tipo de financiamento é composta de custo financeiro (1,1 % a.a), remuneração básica do BNDES (0,9% a.a) e taxa de risco de crédito (no máximo 3,57% a.a), ou seja, taxas nominais de aproximadamente 5% ou reais próximas de zero. (EPE, 2012, p.45)

[72] O Fundo Socioambiental (FSA CAIXA) é composto por recursos que representam até 2% do lucro da Caixa e é voltado apoiar financeiramente projetos e investimentos de caráter social e ambiental. (CAIXA, 2012)

[73] Na presente análise, a produção nacional de baterias não será abordada já que o foco do estudo trata-se da energia solar fotovoltaica conectada à rede.

sobretudo os semicondutores a partir da cadeia de purificação do Silício), geração de empregos qualificados, saldos comerciais favoráveis (via exportação ou substituição de importações) e aumento de arrecadação de impostos e tributos. (ABINEE, 2012).

Na seção anterior foi apresentado o contexto regulatório brasileiro com oportunidades recentes para o desenvolvimento da energia solar FV, bem como as ainda tímidas condições de financiamento. A ausência de demanda expressiva por módulos e componentes fotovoltaicos é visto como a principal barreira à instalação de plantas dedicadas à sua fabricação. Adicionalmente, a estrutura tributária, os custos de transação da economia brasileira, custo do crédito e a falta de políticas microeconômicas voltadas ao incentivo desta indústria são outros empecilhos ao desenvolvimento da cadeia FV.

O Brasil é um dos líderes mundiais na produção de silício de grau metalúrgico. Entretanto, o silício usado para células de silício cristalino, que compõem os módulos fotovoltaicos, é o silício de grau solar que tem valor agregado 100 vezes maior que o metalúrgico. Atualmente, o Brasil não detém a tecnologia e o processo produtivo de purificação do silício metalúrgico ao grau solar e não há produção de células de silício cristalino ou filme fino. A única empresa de painéis fotovoltaico hoje existente no país importa as células e faz a montagem do módulo em sua planta local[74]. Entretanto, a produção nacional não consegue atingir os níveis de preços praticados pelos fabricantes asiáticos que detém ganhos de escala e escopo derivados da verticalização do processo produtivo. Portanto, em se tratando da cadeia produtiva de módulos fotovoltaicos, o Brasil só está presente nas extremidades da cadeia: produção de silício metalúrgico, na montagem de módulos e nas indústrias de suporte.

A produção de inversores para aplicações fotovoltaicas tem grande sinergia com a produção de equipamentos eletroeletrônicos para aplicações nas áreas de informática, telecomunicações e geração de energia. No Brasil existem fabricantes de inversores que possuem linhas de produção para atendimento de outros setores, tais como telecomunicações, informática e transporte. Trata-se de um setor com alto grau de sinergia para a indústria eletroeletrônica e com elevado potencial de desenvolvimento doméstico. Entretanto, para competir com produtos importados, o setor depende quase que exclusivamente de um ambiente de custo favorável que permita aos empresários locais atingirem preços

[74] A produção dos painéis advindos desta empresa ocupa o espaço do similar nacional nesta cadeia, o que eleva a alíquota do imposto de importação a 12% sobre módulos importados (ABINEE, 2012, p..31)

competitivos. A redução do IPI através da Lei de Informática foi um passo importante para o setor[75].

A produção dos demais componentes do sistema fotovoltaico, o *balance of system* (BoS) que incluem cabos, fios, proteções, antenas, chicotes elétricos e estruturas é quase totalmente feita no Brasil, uma vez que seus produtos não são manufaturados exclusivamente para a indústria fotovoltaica. Entretanto, há algumas adaptações requeridas para o uso final da geração fotovoltaica. Devido à baixa demanda, a manufatura destes produtos é quase toda feita fora do país. Portanto, mesmo neste segmento, há espaço para desenvolvimento doméstico.

O segmento de integração dos serviços existente- projeção, instalação, manutenção e tratamento dos resíduos- é hoje voltado às instalações isoladas. Apesar de já disponível, com aumento da demanda, será necessário o desenvolvimento de mão de obra qualificada.

Em um levantamento realizado pela EPE (2012), a carga tributária estimada para uma instalação de geração distribuída fotovoltaica chega a aproximadamente 25% do valor de venda e montagem dos equipamentos. Em relação a valores de referência internacionais o sobrecusto do mercado brasileiro chega atualmente a 30-35% (EPE, 2012, p.27). A tabela 2 consolida as alíquotas dos impostos federais como IPI, PIS e COFINS, estaduais como ICMS e ISS (imposto municipal). Atualmente, não há isenção fiscal nem para equipamentos, instalação ou montagem dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 2- Impostos sobre equipamentos e serviços associados

Componente	II	ICMS	IPI	PIS	CONFINS	ISS	Total
Módulo	12%	0%	0%	1,65%	7,65%	0%	18%
Inversor	14%	12%	15%	1,65%	7,65%	0%	37%
Estruturas, cabos, conexão	0%	18%	10%	1,65%	7,65%	0%	31%
Projeto, registro, instalação	0%	0%	0%	1,65%	7,65%	5%	18%

Fonte: ABINEE, 2012 (p. 47)

2.3.3. Competividade

[75] Redução de 95% para as regiões Centro-Oeste, ADA (Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia) e ADENE (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste) e 80% para as demais regiões.

Nesta seção serão apresentadas algumas análises de competitividade da energia FV conectada à rede no Brasil realizadas nos últimos três anos. Assume-se a aplicação do sistema de compensação de energia. As três análises apresentadas usam critérios do valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e tempo de retorno para análise do investimento. Comparam o custo equivalente ou nivelado de geração[76] em R$/MWh com o custo das tarifas[77] pagas pelo consumidor à concessionária. A análise pelo custo nivelado de geração permite a comparação de custos de geração de sistemas com tamanhos, investimentos e ciclos de vida diferentes. Tem a vantagem de converter diferentes despesas e perfis de geração de distintos projetos em uma única variável fácil de comparar R$/kWp. O valor presente líquido, por sua vez, é a soma do fluxo de capital líquido (receitas - despesas) do projeto. A análise do valor presente líquido é usada para projetos de longo prazo à medida que permite trazer os fluxos de caixa de todo o período a um valor presente (se o valor presente líquido é positivo, o projeto é lucrativo para o investidor) (MITSCHER; RUTHER, 2012)

As duas primeiras análises foram realizadas anteriormente ao pacote de redução das tarifas das concessionárias da ordem de 20% aplicada pelo governo federal no primeiro semestre de 2013 e à definição da cobrança do ICMS à energia gerada e injetada na rede também regulamentado em abril de 2013[78]. Os resultados encontrados pela EPE (2012) e por (MITSCHER; RUTHER, 2012) indicam que a energia FV conectada à rede é competitiva em algumas regiões do Brasil e em determinadas condições de mercado. Em contrataste, a análise de (MONTENEGRO, A., 2013) demonstra que com tarifas residenciais reduzidas em aproximadamente 20% e cobrança de impostos sobre o consumo bruto da energia, o investimento em sistemas fotovoltaicos residenciais fica inviável[79] para todas as capitais brasileiras. Os resultados contrastantes entre as análises apresentadas evidencia o impacto da redução das tarifas e, sobretudo, o efeito da cobrança de impostos sobre o consumo bruto na competividade da energia FV conectada à rede.

A nota técnica da EPE publicada em maio de 2012 analisa a competividade da fonte solar FV conectada à rede em diferentes regiões do Brasil. Para cálculo do custo nivelado

[76] Para a determinação do custo nivelado foram calculados os fluxos de entrada e saída de caixa correspondente às receitas e despesas de investimento e operacionais durante a vida útil da instalação. O custo nivelado corresponde ao valor que torna nulo o valor presente do fluxo de caixa líquido (EPE, 2012, p.29)

[77] Entende-se por tarifa o valor final pago pelo consumidor, isto é, incluídos os impostos que incidem sobre o valor básico homologado pela ANEEL.

[78] Outro ponto desfavorável aqui não considerado foi a desvalorização do real frente ao dólar , já que os principais componentes, como os módulos fotovoltaicos, são importados. Neste ano, a variação acumulada da moeda estrangeira em comparação com o real está em 14,3%. (GERAÇÃO, 2013)

79 A viabilidade do investimento se refere à viabilidade econômico-financeira quanto ao retorno positivo do investimento em um prazo de 25 anos de operação e não simplesmente à viabilidade técnica de sua operação. (MONTENEGRO, A., 2013, p.68)

foram usados os seguintes parâmetros: taxa de desconto de 6% ao ano; vida útil das instalações de 20 anos (exceto inversores que têm 10 anos de vida útil); custo anual de 1% do custo de investimento; prazo de maturação do investimento (construção) de 3 anos; perda anual de 0,65% de eficiência dos painéis; e fator de capacidade de 15%. Para efeito dos cálculos não foram consideradas nenhuma medida de incentivos ou financiamentos. Os resultados encontrados são mostrados na tabela 3 revelando os custos nivelados de geração e investimento inicial necessário para as diferentes aplicações- residencial, industrial e comercial- em diferentes níveis de potência:

Tabela 3- Competitividade da geração fotovoltaica- custo nivelado de geração (R$/kWh)

Aplicação	Potência (kWp)	Investimento Inicial (R$ mil)	Custo nivelado de geração (R$/MWh)
	5	38	602
Residencial	10	69	541
Comercial	100	591	463
Industrial	1000	5185	402

Fonte: (EPE, 2012, p.36)

No que diz respeito às tarifas pagas às concessionárias, foram desconsideradas as taxas de iluminação pública e foi adotado um valor de referência de 6% para os tributos federais (PIS/CONFINS) que incidem sobre a tarifa e variam entre 5%-7%. O ICMS, tributo estadual, foi mantido como função do consumo[80]. Os valores médios regionais das tarifas obtidas incluindo os tributos são sintetizados na tabela 4:

Tabela 4- Tarifas homologadas na ANEEL- valores médios regionais em 2011 (R$/MWh)

Setor	Mínimo (R$)	Máximo (R$)	Média (R$)
Residencial	444	464	457
Comercial	387	443	406
Industrial	318	432	336

Fonte: (EPE, 2012 p. 37)

Os valores médios apresentam as faixas de valores cobradas pelas concessionárias para cada setor. A análise de competitividade revela que para o setor residencial, 10 das 63 concessionárias detinham em 2011 tarifas superiores ao custo nivelado de geração calculados

[80] A partir dos dados de alíquotas extraídos do site da ABRADEE, a alíquota média do setor residencial é de 25% e dos setores industrial e comercial de 21%. (EPE, 2012, p. 37)

para aplicações de 5 kWp[81]. Acima do custo nivelado de geração de 10kWp, somam-se a essas outras 18 concessionárias[82]. Para o setor comercial[83], a competitividade calculada é similar, dado que a tarifa média comercial era em 2011 89% do valor da tarifa média residencial. O custo médio da geração fotovoltaica comercial representava 86%do custo aplicado para a aplicação residencial. Os resultados apresentados permitem concluir que a matriz solar já é competitiva em algumas regiões do país. A faixa de competitividade pode ainda ser ampliada ao se considerar que os valores apresentados contam com uma condição padrão de instalação que leva a um fator médio de capacidade que pode ser aumentado em determinadas regiões e sob determinados arranjos. E, sobretudo, que a racionalidade apresentada não leva em conta nenhum tipo de incentivo fiscal ou financiamento.

Mitscher; Ruther (2012) por sua vez, realizaram uma análise da competitividade da energia solar fotovoltaica residencial conectada à rede em cinco capitais brasileiras- São Paulo, Florianópolis, Belo Horizonte, Rio de Janeiro e Brasília. As cidades foram escolhidas pelos diferentes níveis de irradiação solar e valor local das tarifas de energia cobradas pelas concessionárias. Foram usadas duas técnicas de avaliação de desempenho financeiro, custo nivelado de geração e valor presente líquido para três diferentes cenários de taxas de juros (nomeadas subsidiada, mercado maduro e ajustada ao risco interno) [84]. As análises foram realizadas para um sistema de 10 painéis cristalinos de 2kWp de potência, 16% de eficiência média, 25 anos de ciclo de vida, taxa de desconto de 6,5% e perda de eficiência anual de 1%. O custo total do sistema foi avaliado em R$20729,01[85] com custos 100% financiados para um período de empréstimo de 25 anos correspondente ao ciclo de vida do sistema[86]. A tabela 5 sintetiza a diferença entre o custo nivelado de geração sob as três diferentes taxas de juros e a tarifa residencial para cada uma das capitais. Os valores negativos indicam em quanto o custo nivelado de geração é menor que a tarifa residencial local por kWh.

[81] Entre elas Energisa (Minas Gerais), Cemar (Maranhão), Cepisa (Piauí), Ampa (Rio de Janeiro) e Cemig (Minas Gerais) (EPE, 2012, p.38)
[82] Destaque para Coelba (Bahia) e Coelce (Ceará). (EPE, 2012, p.38)
[83] Com relação à aplicação industrial, não foram apresentados resultados na nota técnica da EPE já que o setor dispõe de uma série de tarifas nominais aplicadas em cada classe de tensão. Por outro lado, os arranjos industriais podem contar com plantas de maior porte e com condições mais favoráveis de irradiação, alterando o fator de capacidade e levando a um menor custo nivelado de geração. (EPE, 2012, p. 38)
[84] São atribuídos os respectivos valores de 3,50%, 10,50% e 18,75% às taxas de juros nomeadas subsidiada, mercado maduro e ajustada ao risco interno.
[85] Valor original em euros: €7609,38. Ou €3711,89/kWp (MITSCHER; RUTHER, 2012, p.690)
[86] Conforme assinalaram os autores MITSCHER; RUTHER (2012, p.690): "*The 25 years payback period is well in lie with current home loan periods offered by banks in Brazil, and our assumption includes the incorporation of the cost of residential PV generator in a long term loan*"

Tabela 5- Diferença entre o custo nivelado de geração sob as três diferentes taxas de juros e a tarifa residencial para cada uma das capitais

Diferença de tarifa (€/(KWh))	Localidade				
	Belo Horizonte	Brasília	Florianópolis	Rio de Janeiro	São Paulo
Cenário					
"Subsidiado"	-0.10	-0.01	0.02	-0.01	0.04
"Mercado Maduro"	0.01	0.10	0.16	0.1	0.17
"Ajustado ao risco interno"	0.14	0.23	0.33	0.24	0.32

Fonte: Traduzido de (MITSCHER; RUTHER, 2012, p.693)

Os resultados demonstram que, sob a taxa de juros subsidiada, os custos da geração fotovoltaica são inferiores às tarifas locais para as cidades de Belo Horizonte, Brasília e Rio de Janeiro. Para as cidades de São Paulo e Brasília, ambas com tarifas residenciais baixas se comparadas ao resto do país, os custos estão muito próximos às tarifas residenciais. Para a cidade de Belo Horizonte a energia solar é competitiva inclusive para taxas de juros mais altas, como no cenário de "mercado maduro". A aplicação da taxa de juros "ajustada ao risco interno" indica custos proibitivos de geração da energia solar em todas as capitais analisadas. A análise implica, portanto, que a incidência de diferentes taxas de juros altera significativamente o custo de geração da energia solar[87]. Reforça-se a importância da introdução de incentivos financeiros para esta fonte.

A tabela 6 confirma os resultados mencionados através da análise econômico-financeira do valor presente líquido. Sob esta técnica, os resultados positivos do VPL verificados na tabela confirmam que sob a taxa de juros "subsidiada", a energia solar FV já é competitiva nas cinco capitais brasileiras. Foi confirmado também, que a energia fotovoltaica é competitiva para a cidade de Belo Horizonte mesmo sob a taxa de juros "mercado maduro". A aplicação da taxa de juros "ajustado ao rico interno" também releva, sob esta análise, custos proibitivos para a geração solar nas cinco capitais.

[87] Para o sistema em análise, o aumento da taxa de juros em 1%, aumenta o custo de geração em 6%. (MITSCHER; RUTHER, 2012, p.690)

Tabela 6- Valor presente líquido (euros) do investimento solar sob diferentes taxas de juros nas cinco capitais brasileiras analisadas

Valor Presente líquido(€)		Localidade				
		Belo Horizonte	Brasília	Florianópolis	Rio de Janeiro	São Paulo
Cenário	"Subsidiado"	6544	1332	668	2634	863
	"Mercado Maduro"	2604	-2609	-3723	-1306	-3077
	"Ajustado ao risco interno"	-2040	-7253	-7916	-5950	-7721

Fonte: Traduzido de (MITSCHER; RUTHER, 2012, p.692)

A análise de Montenegro, A. (2013) foi realizada para consumidor residencial (não baixa renda), tarifa B1, com conexão trifásica à rede elétrica. Consumo médio de 250 kWh/ mês, custo de disponibilidade mensal de 100kWh e custo do medidor bidirecional e DSV (dispositivo de seccionamento visível) em R$1000,00. Produtividade mensal de 0,80 (kWh/kWp/mês) sendo adotado três condições de análise: condição 1- 100% deste valor de produtividade e condições de 2 a 4 com 80%. As condições 1 e 2 consideram também que 100% da energia FV gerada é injetada na rede de distribuição. A condição 3 considera 80% e a condição 4 não considera nenhuma injeção. Redução média de 0,5% a.a. na produtividade anual das placas, despesas com operação, manutenção, reparo e reposição de 1,0% a.a., taxa mínima de atratividade de aplicações de poupança de 6% a.a., custo de R$7000 para cada kWp instalado e prazo de análise do investimento de 25 anos. Para uma análise flexível da cobrança de custos (custo do medidor e DSV, custo de disponibilidade e impostos sobre o consumo bruto) foram considerados diferentes cenários. Para uma visão geral dos resultados consideraremos aqui apenas os cenários 1- todos os custos considerados e cenário 4- cobrados apenas ICMS, PIS e CONFINS sobre o consumo líquido mensal[88].

Para a condição 3 em que se considera 80% de da produtividade definida e 80% de injeção na rede, quando se cobra impostos sobre o consumo bruto (cenário 1), o investimento fica inviável em todas as capitais brasileiras. Ainda na condição 3 e no cenário 4, onde os impostos incidem apenas sobre o consumo líquido, o investimento fica viável para 12 capitais. Ainda assim, o autor conclui que mesmo para a capital mais atrativa e sem a cobrança dos impostos sobre o consumo bruto, o investimento não é realmente atrativo: o

[88] No estudo de Montenegro, A. (2013, p.64) foram ainda usados os cenários 2- não é cobrado custo de disponibilidade; cenário 3- não são cobrados custos de disponibilidade, do medidor e DSV; cenário 5- não é cobrado custo de disponibilidade e só são cobrados ICMS, PIS e CONFINS sobre o consumo líquido mensal; cenário 6- não são cobrados os custos de disponibilidade, do medidor e DSV e só são cobrados ICMS, PIS e CONFINS sobre o consumo líquido mensal.

valor presente líquido é de R$2055,00 (para 25 anos de investimento, prazo muito longo) e a TIR é de apenas 2,5% acima da TMA com tempo de retorno do investimento de 17 anos e quatro meses.

Conforme sinalizado no início da presente seção, a apresentação das três análises de competividade oferece flexibilidade para análise dos investimentos no Brasil. As condições de mercado são temporárias e eventuais mudanças podem alterar bruscamente os parâmetros considerados. Pode ocorrer aumento na variação anual média das tarifas cobradas pelas concessionárias, redução acentuada de custos dos sistemas fotovoltaicos, do medidor e DSV e, sobretudo, extinção da cobrança do ICMS sobre a energia injetada na rede. Para a competividade da geração FV conectada à rede no Brasil, as três análises- ainda que com resultados contrastantes- permitem inferir a necessidade de duas ações: extinção da cobrança de impostos sobre a energia injetada na rede e disponibilização de linhas de financiamento com juros abaixo da poupança.

3. A APLICABILIDADE DE NOVOS MODELOS DE NEGÓCIO NO MERCADO BRASILEIRO

Neste capítulo, os modelos de negócios alternativos para energia solar FV praticados no setor elétrico norte-americano serão então aplicados ao mercado de distribuição brasileiro. As diferenças regulatórias do setor elétrico e de maturidade da energia solar FV nos dois países, foco dos dois capítulos anteriores, são primordiais para discutir a aplicabilidade dos modelos. A avaliação tem foco nos resultados para as distribuidoras brasileiras. O desafio econômico-financeiro em que se encontram, assunto discutido no capítulo 2, já antecipa que o momento atual não está propício a inovações. As distribuidoras estão em busca da manutenção do equilíbrio financeiro das suas operações. Entretanto, a aplicação dos modelos de negócios aqui proposta não tem objetivo de selecionar um modelo ótimo e sim identificar as questões legais, regulatórias e de políticas públicas que facilitam- e ou dificultam- a atuação das distribuidoras como agentes de expansão da geração solar FV distribuída. Os resultados encontrados servem então como leitura de cenário a todos os atores do setor seja para avaliar sua inserção estratégia como para orientar políticas públicas e regulatórias. A metodologia de análise selecionada vai de encontro a estes objetivos.

3.1. Análise SWOT

A análise SWOT (*strengths, weakness, opportunities and threats*) ou FFOA (forças, fraquezas, oportunidades e ameaças) é uma ferramenta utilizada para análise de ambiente interno e externo das corporações. É uma ferramenta simples de análise de cenários que identifica as diversas variáveis que influenciam, de modo direto e indireto, a operação das empresas. Recomendada para a fase de diagnóstico e formulação da estratégia empresarial, ajuda a empresa na tomada de decisão relativamente aos fatores internos e externos à sua operação. A técnica é creditada a Albert Humphrey, que liderou um projeto de pesquisa na Universidade de Stanford nas décadas de 60 e 70 usando dados da revista Fortune das 500

maiores corporações. A sua meta era identificar o porquê da falha do planejamento corporativo das empresas, identificando certo número de áreas importantes. A equipe usou as categorias: o que é bom no presente é satisfatório, bom no futuro é uma oportunidade; ruim no presente é uma falha e ruim no futuro é uma ameaça. (BORGES; 2013) Na análise SWOT os fatores internos são divididos em forças e fraquezas em relação a empresas concorrentes ou outros atores que atuam na mesma função. O ambiente externo é composto pelas perspectivas de evolução do mercado e das oportunidades e ameaças associadas. A análise evidencia os riscos internos e fortalece os pontos positivos de cada empresa. Por outro lado, a partir da análise de ambiente externo, mostra a chances de crescimento para as empresas e as deixa alerta diante dos riscos. A figura 1 a seguir ilustra a matriz SWOT.

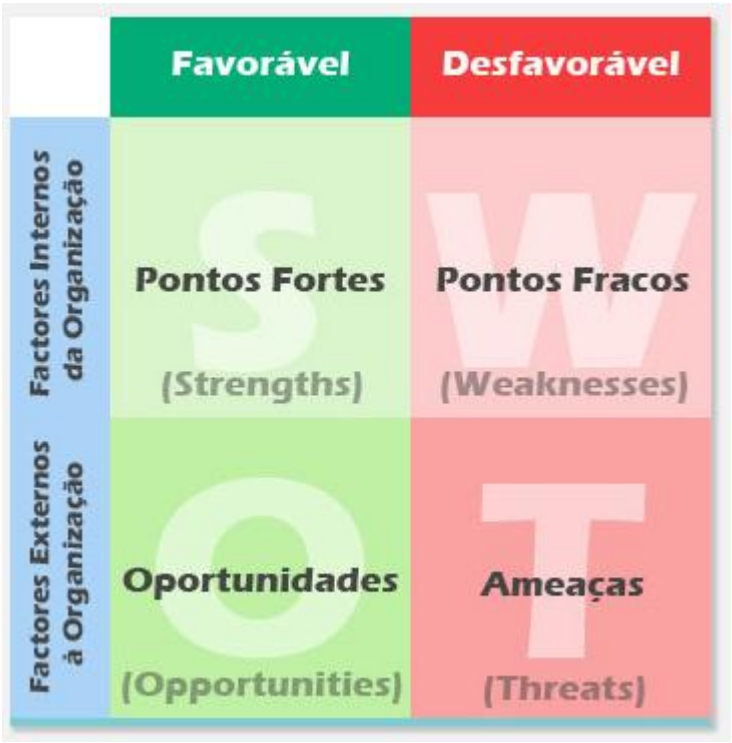

Figura 1. Matriz SWOT ou FFOA Fonte: (BORGES; 2013)

Conforme já discutido em seções anteriores, o presente trabalho objetiva avaliar a aplicabilidade dos novos modelos de negócios norte-americanos para o mercado de energia solar brasileiro. A partir da contextualização do setor elétrico brasileiro e norte-americano é possível perceber como a expansão da energia FV e a formulação de novos modelos de negócios depende do equilíbrio de interesses entre diversos atores- desde empresas

concessionárias, consumidores, outras empresas do setor[89] a órgãos regulatórios. E depende também de minuciosa avaliação de diversos aspectos do setor elétrico local. A análise do capítulo 3 demonstra que o mercado de energia FV no Brasil é ainda incipiente. As distribuidoras brasileiras ainda não se posicionaram de forma estratégica em relação à geração solar distribuída e estão em fase inicial de identificação dos benefícios e dos impactos da expansão desta fonte. Não sabem ainda o que podem oferecer como diferencial em relação aos demais atores do mercado e, sobretudo, que barreiras externas precisam ser superadas para possibilitar a sua inserção estratégica. Em contraste, o mercado norte-americano de energia FV distribuída apresenta maturidade em relação ao Brasil. As concessionárias já se posicionam neste mercado respaldadas por contextos regulatórios e de políticas públicas voltadas ao incentivo da fonte solar. Alguns modelos de negócios já estão colhendo resultados favoráveis e comprovando que as empresas podem transformar a expansão da energia solar em oportunidade de negócios. O objetivo do presente trabalho, entretanto, não é selecionar o melhor modelo entre os três apresentados. O que se espera é que as condições externas regulatórias e de políticas públicas sejam evidenciadas e que as empresas distribuidoras consigam identificar as opções estratégicas disponíveis. Portanto, a conjunção de fatores internos e externos complexos, a precocidade do mercado de energia FV brasileiro e a fase de posicionamento estratégico em que se encontram as distribuidoras brasileiras justifica a opção pela ferramenta SWOT. Ademais, o fato de não termos o objetivo de escolher um modelo ótimo para o mercado brasileiro não exige a aplicação de uma ferramenta quantitativa.

Conforme sinalizado na seção 2.4, o foco análise são todas as empresas distribuidoras brasileiras, sejam elas públicas ou privadas. As diferenças de operação entre os dois tipos de empresa não é importante para a presente análise de ambiente, já que o objetivo é avaliar se as distribuidoras devem assumir a posição estratégica que o modelo de negócio propõe. Apesar do foco nas distribuidoras, a ferramenta SWOT evidencia as oportunidades e ameaças do ambiente externo, fazendo com que os resultados de avaliação de cada modelo representem uma leitura de ambiente e sirvam como parâmetros de atuação aos demais atores do setor. Na seção seguinte serão caracterizados os ambientes externos e internos as distribuidoras a partir de informações dos dois capítulos anteriores. A matriz SWOT será então aplicada para cada modelo de negócios da seção 1.4.2 com objetivo de avaliar o mercado brasileiro. A aplicação da matriz SWOT para cada modelo de negócios deverá ser entendida da seguinte forma: 1)

[89] Podem ser as empresas que desenvolvem os projetos de sistemas fotovoltaicos e os vendem prontos para operar como também as empresas conhecidas como IPP (*Independent Power Producer*) que atuam como geradores vendendo a energia diretamente aos consumidores ou às concessionárias através de contratos de longo prazo.

ambiente interno: as forças e fraquezas das distribuidoras brasileiras em relação a outros atores que podem executar o mesmo papel que lhes é atribuído em cada modelo de negócio. Na análise de cada modelo os atores serão definidos; 2) ambiente externo: considerando o contexto regulatório e de políticas públicas em vigor para o mercado de energia solar FV brasileiro, as oportunidades das distribuidoras de atuar sob aquele modelo de negócios. O quadrante de ameaças, por sua vez, reúne os fatores desfavoráveis de adoção do modelo de negócio em questão. O preenchimento dos quadrantes que compõem a análise SWOT apresentados no presente capítulo é de elaboração do próprio autor a partir de revisão bibliográfica e dos resultados da análise das seções anteriormente apresentadas neste texto. Os resultados foram também fundamentados nas entrevistas realizadas por este projeto de pesquisa, mencionadas na Introdução deste trabalho como nota de pé de página número 2.

Apesar de o foco do presente trabalho estar voltado à geração FV distribuída, o terceiro modelo de negócios apresentado, que consiste na aquisição de energia pelas distribuidoras, será também aplicado ao mercado brasileiro. Este modelo não está diretamente relacionado à geração distribuída e à adoção do sistema de compensação de energia. Consiste na aquisição de energia solar FV como qualquer outra fonte seguindo as regras de contratação via leilões regulados. Mas a recente participação da energia solar FV em leilões de energia nova, conforme apresentado na seção 2.3.1, configura este modelo de negócio como uma opção real para as distribuidoras brasileiras.

3.2. Caracterização dos ambientes interno e externo às distribuidoras

Antes de dar início a aplicação da análise SWOT aos modelos de negócio de distribuidoras brasileiras, é preciso resgatar o contexto interno e externo à suas operações, apresentado no capítulo 2. Do ponto de vista interno, conforme análise da seção 2.1, as concessionárias brasileiras são desverticalizadas e têm atividades de distribuição, transmissão e geração segregadas. Podem ser empresas públicas ou privadas e contam com consumidores cativos e livres. São parceiros de negócios estáveis com grande capacidade de alavancar capital e de negociar com fornecedores devido à escala e previsibilidade de seus negócios. Têm ainda maior proximidade com a ANEEL, podendo submeter alternativas aos modelos

tradicionais de operação. Apresentam também experiência de atuação no setor de distribuição, pois são tradicionalmente as empresas detentoras das concessões. A tradição e magnitude das distribuidoras são características que garantem poder de atuação, mas a burocracia e resistência à inovação são o lado negativo destas mesmas características.

O ambiente externo é resultado da junção do contexto regulatório a que as distribuidoras estão submetidas e as políticas públicas existentes – e inexistentes- para o mercado de energia solar FV. As empresas distribuidoras têm seus negócios regulados a nível federal e estão submetidas ao regime de tarifação por incentivos com base no regime do preço-teto. A energia distribuída é contratada em leilões regulados. Estão submetidas ao *throughput incentive,* onde a redução nas vendas ocasiona impacto considerável na receita e lucro presumido. Em relação ao mercado de energia solar FV distribuída, não tem posicionamento estratégico definido. Atualmente, apenas analisam e proveem as solicitações de interconexão à rede. Como contratante de energia em leilões regulados, buscam a fonte mais competitiva. Também não dispõe de incentivos financeiros e regulatórios para adoção de modelos de negócios alternativos no mercado de energia FV.

Os ambientes externos e internos são, entretanto, dinâmicos, estando sujeitos a várias transformações- em especial no incipiente mercado de energia solar FV alvo de alterações regulatórias recentes e crescente competividade a nível global. Em razão disso, as variáveis (forças, fraquezas, oportunidades e ameaças) apresentadas como resultados da aplicação de cada um dos modelos de negócio dizem respeito apenas ao momento atual do mercado. Para que a aplicabilidade dos modelos de negócios sugeridos possa ser acompanhada e corrigida, é necessário que sempre haja a repetição do diagnóstico. (LEITÃO; DEODATO apud SANTOS et al., 2010, p.7) Ressalta-se ainda que os conceitos da análise SWOT não devem ser considerados em termos absolutos, tudo depende do ambiente, uma vez que uma oportunidade também pode ser uma ameaça, assim como um ponto forte pode ser um ponto fraco em outro contexto (LEITÃO; DEODATO apud SANTOS et al., 2010, p.7). Importante também mencionar que muitas variáveis serão coincidentes entre um modelo e outro. Para aquelas que se repetem serão discutidas no modelo 1 e brevemente mencionadas nos demais, de forma a evitar repetição no texto.

3.3. Aplicação da matriz SWOT

Nesta seção, os três modelos de negócios apresentados na seção 1.4.2 serão então aplicados ao mercado de energia solar FV brasileiro usando a matriz SWOT. Para facilitar a discussão, os resultados para ambiente interno serão apresentados e, em seguida, aqueles relacionados ao ambiente externo. As matrizes SWOT completas de cada modelo serão então consolidadas ao final de cada subseção (3.3.1 a 3.3.3).

3.3.1 Modelo 1: Distribuidoras como proprietária dos ativos

A figura 2 a seguir apresenta as forças e fraquezas das distribuidoras brasileiras quando atuam como proprietárias da infraestrutura solar. Sob este modelo de negócios, outras empresas do mercado de energia FV e os próprios consumidores poderiam ser os proprietários dos módulos fotovoltaicos e demais equipamentos. Portanto, as forças e fraquezas são direcionadas a avaliar se as distribuidoras têm vantagens em relação a eles.

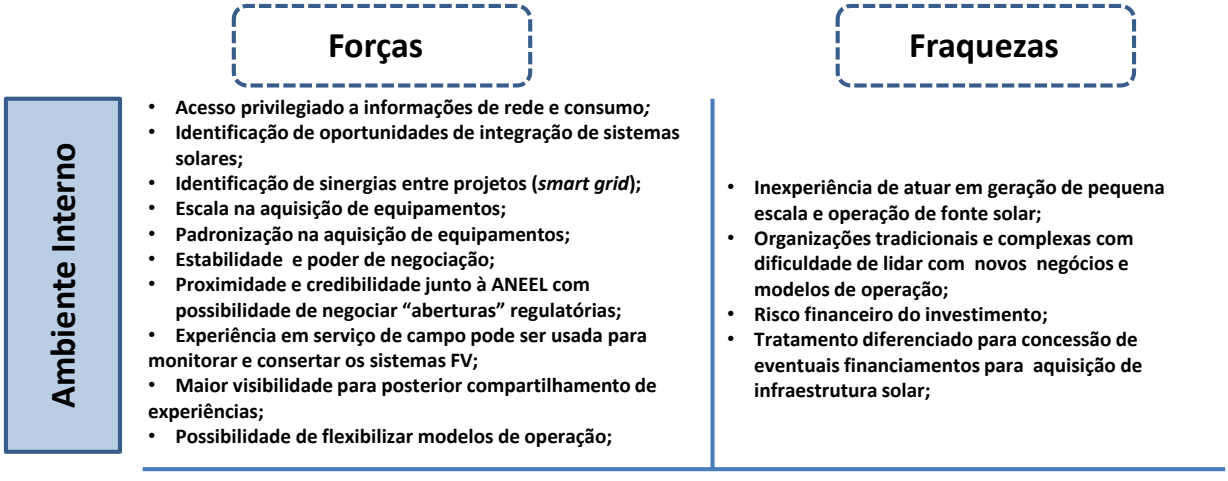

Figura 2. Forças e fraquezas das distribuidoras como proprietárias dos ativos. Fonte: Elaboração própria

A lista de forças e fraquezas das distribuidoras neste modelo se inicia com as informações sobre consumo e de operação das redes de distribuição, dados restritos às concessionárias locais. As empresas podem contar, por exemplo, com informações confidenciais de um grande consumidor industrial que está expandindo suas operações e disponibilizando espaço

do qual poderia se beneficiar com geração distribuída. Ou detêm informações sobre as melhores localizações para interconexão de GD: onde é mais simples ou relativamente mais eficiente que outras regiões. As decisões de localização, quando realizadas pelas distribuidoras, prezam por integrar a geração FV para reforçar o sistema de distribuição- a partir de informações de demanda pico advindas da rede de distribuição que controlam. A concessionária Tucson Eletric Power do estado de Arizona enfatiza no relatório da SEPA (2010) como se vê em vantagem em relação aos consumidores por deter informações que sobre a rede de distribuição. Os circuitos críticos da distribuidora foram identificados e estas regiões receberão a instalação de geração fotovoltaica para reforçar a rede de distribuição no modelo de propriedade de ativos (SEPA, 2008, p.41). Algumas concessionárias norte-americanas escolhem também locais inutilizados de propriedade da empresa ou até mesmo propriedades do governo federal/ estadual. Como exemplo, a concessionária municipal Vineland Municipal Utility da cidade de Vineland no estado de New Jersey instalou 4,1 MW de módulos fotovoltaicos em áreas subutilizadas da concessionária de água local. Em contrapartida paga mensalmente uma taxa de aluguel que corresponde a uma porcentagem da economia da distribuidora ao substituir a energia contratada pela geração solar FV distribuída. As distribuidoras também apresentam diferencial ao poder integrar sistemas solares oferecendo sistemas comunitários[90] e encontrando sinergias entre os sistemas FV e iniciativas locais de *smart grid*.

Por serem reconhecidas como parceiros de negócios estáveis dada a tradição das suas operações e a previsibilidade dos seus negócios, as distribuidoras apresentam vantagens em relação aos demais atores. Ao adquirir grandes quantidades de equipamentos e componentes solares podem reduzir os custos de produção e instalação e consequentemente contribuir para a competividade da indústria. Por outro lado, como grandes compradoras, contribuem na padronização e simplificação dos processos de aquisição de equipamentos. Um exemplo interessante ocorreu no estado Califórnia onde as três maiores concessionárias – Southern California Edison (SCE), San Diego Gas &Eletric (SDG&E) e Pacific Gas & Eletric (PG&E)- se uniram para influenciar o agente regulador local para padronizar os contratos de aquisição de equipamentos solares. (SEPA, 2008, p.38)

As empresas contam ainda com experiência na operação da rede e demais serviços de campo que poderão ser usados na manutenção e instalação dos sistemas fotovoltaicos de sua

[90] *" 'Community' systems are loosely defined here as systems larger than typical commercial rooftop installations that can yield additional economies of scale in equipment and installation costs, and are designed to deliver power to local grids to serve multiple customers, many of whom couldn't or wouldn't install solar themselves"(*SEPA, 2008, p.39)

propriedade. Como atores centrais do setor elétrico, elas podem ainda ser vistas como grande alavancadoras do mercado de energia solar, atuando como espelho de iniciativas inovadoras. A sua proximidade com o órgão regulador também permite que o modelo de negócios seja criticado e as empresas negociem prerrogativas de operação dentro da estrutura proposta. Nos EUA, por exemplo, as concessionárias combinam uma série de modelos de negócios sempre orientadas pelo órgão regulador local. O ambicioso programa da empresa Southern California Edison (SCE), apresentado no tópico 1.4.2, foi inicialmente proposto em 2008 como um modelo em que a concessionária seria a proprietária única dos equipamentos. Devido à escala do projeto, a empresa encontrou resistência por parte de outros atores e órgãos de defesa do consumidor preocupados com os impactos na tarifa. Em 2010, o órgão regulador local aprovou o projeto com a condição de que a distribuidora se comprometesse a celebrar contratos da mesma capacidade instalada com produtores independentes atuando como compradora da energia solar FV gerada. (SEPA, 2008, p. 26)

As vantagens de acesso a informações e estabilidade como parceiro de negócios contrastam com a inexperiência das distribuidoras em atuar em projetos de menor escala e com fontes de energia que não estão familiarizadas- desconhecimento em como operá-las e da confiabilidade da energia entregue à rede. Adicionalmente, as distribuidoras têm dificuldades em dar início a modelos de negócios inovadores assumindo papéis diferentes do seu modelo tradicional de operação. O risco financeiro da propriedade de novos ativos é também questão central e aqui considerada como uma fraqueza das distribuidoras. Além dos riscos financeiros da propriedade da infraestrutura solar adquirida, ao contar com este tipo de geração, as distribuidoras assumem riscos associados à intermitência desta fonte. Por último, as linhas de crédito para aquisição de módulos e equipamentos, em geral, oferecem tratamento diferenciado para consumidores, empresas e distribuidoras de energia. Nos EUA, por exemplo, até recentemente as concessionárias não podiam usar os créditos tributários para aquisição de equipamentos. No Brasil, a eventual disponibilização de linhas de crédito provavelmente oferecerá tratamento preferencial a pessoas jurídicas.

Em se tratando de ambiente externo, as oportunidades e ameaças deste modelo de negócios são apresentadas na figura 3 a seguir:

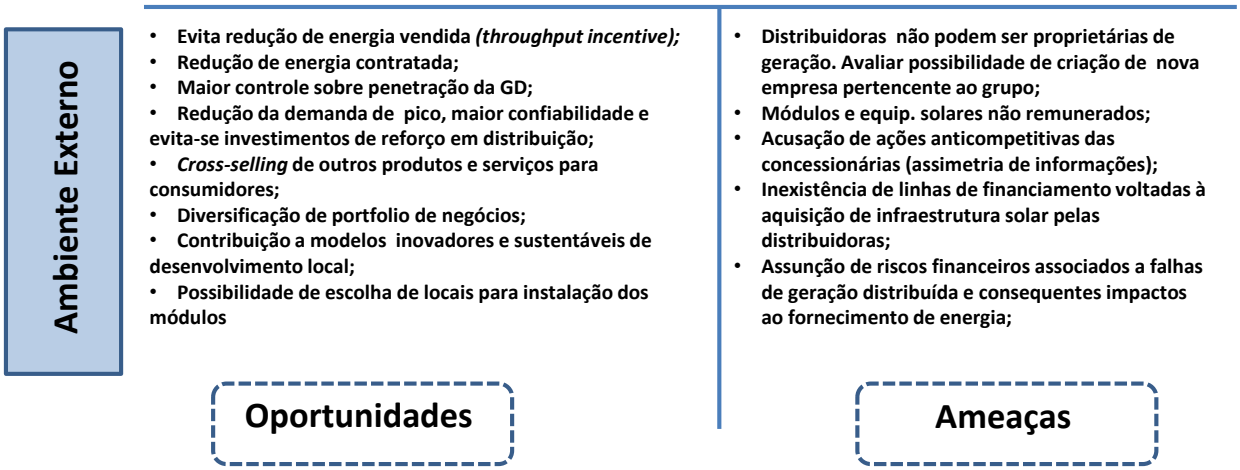

Figura 3. Oportunidades e ameaças às distribuidoras no modelo de propriedade de ativos. Fonte: Elaboração própria

As oportunidades e ameaças indicam a atratividade deste modelo de negócios para as distribuidoras considerando as suas forças e fraquezas. A principal ameaça deste modelo é impeditiva para sua viabilidade: as distribuidoras brasileiras não podem ser proprietárias de geração. Para que elas possam assumir a propriedade da infraestrutura solar, as empresas têm a opção de criar novas empresas pertencentes à *holding* da distribuidora mas mantendo operações separadas. A regulação das atividades acessórias ao serviço de distribuição foram recentemente reguladas pela resolução normativa 581/2013 apresentada na seção 2.2.2 deste texto. A CPFL Serviços, por exemplo, é uma empresa do grupo CPFL que presta serviços relacionados à distribuição e geração incluindo o projeto de sistemas fotovoltaicos. Entretanto, não oferece nenhum modelo em que é proprietária da infraestrutura solar FV (CPFL, 2013). As empresas do grupo funcionam como empresas não reguladas e não tem direito a receber remuneração sobre os módulos e equipamentos solares adquiridos. Portanto, no contexto regulatório brasileiro atual, a impossibilidade de ser proprietária dos ativos e de receber remuneração sobre os mesmos, inviabiliza a adoção deste modelo de negócios pelas distribuidoras. O novo modelo do setor elétrico limitou o *self-dealing* (autocontratação) através da competição aberta entre agentes de geração. As distribuidoras não contam mais com incentivos para contratação de energia dentro do mesmo grupo econômico. Toda aquisição de energia deve ser negociada por meio de leilões. Essa regra também se aplica a expansão de contratação de geração fotovoltaica.

A grande oportunidade deste modelo, por outro lado, é que as distribuidoras evitam a redução do volume de energia vendida ao consumidor ao atuarem como proprietárias da geração. E a energia necessária para abastecer os consumidores, adquirida em leilões, é reduzida. A tabela 1 apresentada pelo EPRI (2007), demonstra que uma redução de 5% nas

vendas ocasiona uma redução correspondente no lucro de quase 57% para empresas desreguladas no mercado norte-norte-americano. A análise foi realizada para empresas desreguladas que operam sob a regulação por custo de serviço. Sob esta regulação a receita é pré-determinada em ciclos de revisão tarifária que não ocorrem periodicamente. Portanto, havendo redução nas vendas há impacto direto no lucro da distribuidora. Para o Brasil o impacto é menor[91] já que sob a regulação por incentivos, a distribuidora revê anualmente a sua previsão de demanda e repassa os custos não gerenciáveis à tarifa. Caso haja um aumento de penetração de GD, a distribuidora pode anualmente rever o planejamento de demanda de energia contratada. Há que se considerar os riscos de sobrecontratação – até 3% da energia contratada pode ser repassado à tarifa- a partir de um eventual aumento de penetração de GD em intervalos anuais. A resolução normativa 482/2012 não regula esta questão, tendo se apresentando recentemente como um item de preocupação entre as distribuidoras. Por outro lado, entre os ciclos de revisão tarifária, a tarifa é pré-definida. Se a distribuidora mantém os custos e tem uma receita menor, terá impactos no lucro auferido. Portanto, neste modelo, o impacto financeiro da redução nas vendas é evitado.

A propriedade sobre os ativos proporciona também às distribuidoras um maior controle sobre a penetração da geração distribuída e o uso de informações de consumo e de rede para decisões assertivas de onde instalar eficientemente a GD. O seu uso para redução da demanda de pico e o aumento de confiabilidade- como serviços anciliares e suporte de tensão- são outras oportunidades importantes e não restritas unicamente a este modelo de negócios. A propriedade dos ativos também representa para as distribuidoras a oportunidade de diversificação de portfolio de negócios e contribuição a modelos de negócio sustentáveis. A possibilidade de oferecer serviços correlatos à GD como serviços de gestão de demanda ou, por exemplo, análise de adesão a tarifas horo sazonais[92] também não são restritos a este modelo e representam outra oportunidade para as distribuidoras. Com a baixa penetração de geração distribuída tais serviços podem não ser necessários atualmente. Entretanto, com o expansão da GD, a coordenação da geração e demanda de todas as conexões pode se tornar crítica para garantir confiabilidade e maximizar o benefício às redes de distribuição.

A vantagem das distribuidoras de acesso a informações de rede e consumo pode também representar uma ameaça a sua atuação neste modelo de negócios. Isso porque as

[91] Como próximo passo desta pesquisa, sugere-se uma investigação do impacto quantitativo da redução do lucro de uma distribuidora brasileira a partir da redução de uma % nas vendas.

[92] As concessionárias norte-americanas oferecem uma série de serviços como gestão de demanda, controle de tensão e serviços de back-up para *minigrids* e etc... (EPRI, 2007, p. 115) Entretanto, para o contexto brasileiro atual, apenas alguns serviços correlatos fazem sentido.

distribuidoras podem ser acusadas de ação anticompetitiva devido à assimetria de informação e a forma que conduzem os negócios para implantação de GD. Nos EUA há casos em que os demais atores do mercado de energia solar- como órgãos de defesa ao consumidor e empresas de instalação de sistemas FV- acusaram as concessionárias de uso da concessão para favorecer a propriedade de ativos. Os "abusos de monopólio" atribuídos às concessionárias vão desde acusação de acesso discriminatório à interconexão dos sistemas FV priorizando aqueles de propriedade das distribuidoras, ao uso de recursos e ativos financiados pela tarifa regulada na implantação e manutenção dos sistemas FV de sua propriedade. A empresa Southern California Edison (SCE) cujo programa foi apresentado no tópico 1.4.2 sofreu acusações de anti-competitivade ao propor um ambicioso programa de instalação de 250 MW. A empresa então se comprometeu a informar mensalmente, no site do programa, as áreas de todos os CEP da sua área de concessão que tem crescimento de demanda previsto e a capacidade instalada associada. Desta maneira, a concessionária reduz a assimetria de informações compartilhando as regiões que teriam o benefício maximizado de instalação de GD. Outra ameaça inerente a este modelo diz respeito ao risco financeiro de eventuais falhas da geração distribuída que podem acarretar impactos na distribuição de energia. Por último, a atual inexistência de incentivos financeiros para aquisição de infraestrutura FV pelas distribuidoras constitui um aspecto bastante desfavorável a este modelo de negócios. Na figura 4 abaixo a matriz SWOT para este modelo de negócios é apresentada com a consolidação dos ambientes interno e externo.

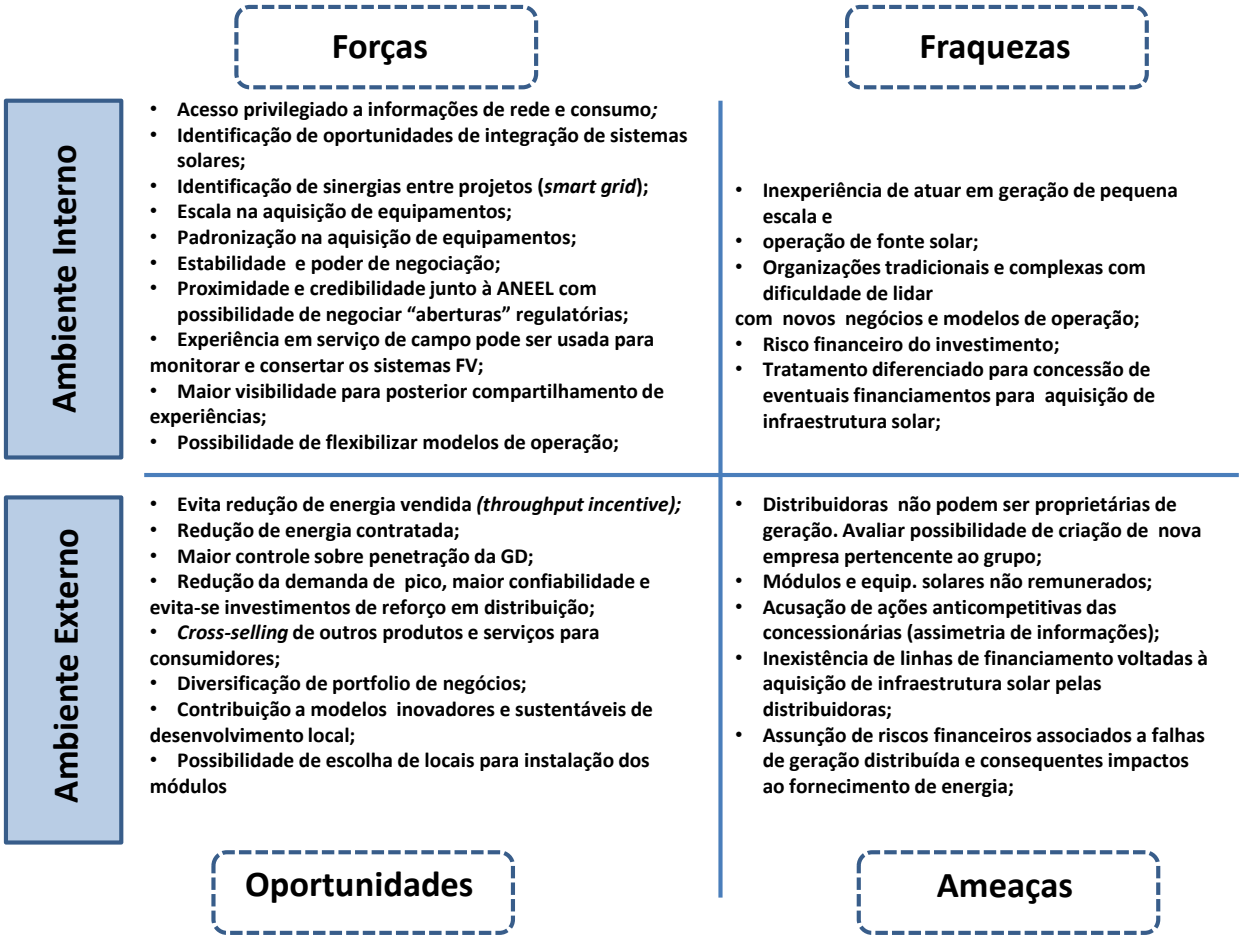

Figura 4. Ambiente externo e interno no modelo de propriedade de ativos. Fonte: Elaboração própria

3.3.2 Modelo 2: Distribuidoras como financiadoras dos ativos

O modelo de negócios em que a distribuidora assume o papel de financiadora dos equipamentos para geração solar FV é um dos modelos de operação existentes em que o consumidor é proprietário dos ativos. Nos EUA, há diversas variações no papel assumido pela distribuidora enquanto o consumidor é proprietário do sistema FV: pode atuar como provedora de serviços relacionados sem propriedade dos ativos e até mesmo como investidora de projetos de *smart grid* que contém iniciativas de GD. O papel de financiadora dos ativos, entretanto, é adotado por várias concessionárias norte-americanas conforme exemplos apresentados na seção 1.4.2.2. Na ausência de linhas de financiamento para energia solar FV no mercado brasileiro atual, a investigação de como as distribuidoras podem contribuir neste modelo de negócios é ainda mais valiosa. Assim como no modelo 1, a avaliação de forças e fraquezas busca discutir se as distribuidoras têm vantagem em atuar como financiadora de

sistemas fotovoltaicos frente a outros órgãos de financiamento como, por exemplo, instituições financeiras e outras empresas atuantes no setor. A figura 5 apresenta as forças e fraquezas das distribuidoras sob este modelo de negócios.

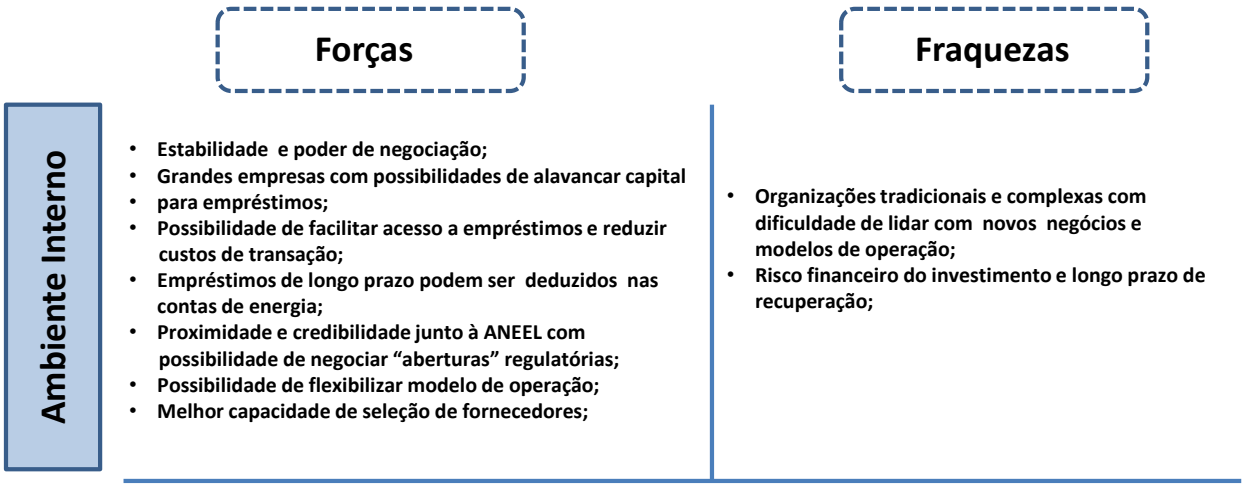

Figura 5. Forças e fraquezas das distribuidoras como financiadora dos ativos. Fonte: Elaboração própria

Assim como no modelo de negócios anterior, as distribuidoras usufruem de estabilidade e poder de negociação para alavancar capital para empréstimos. Podem facilitar o acesso e reduzir custos de transação. As distribuidoras contam com carteira composta de bons e maus pagadores e apresenta histórico de recebimento. Tais condições facilitam a obtenção de empréstimos e até mesmo de práticas como securitização de recebíveis[93]. Via securitização, as distribuidoras podem garantir juros menores dos empréstimos bancários. Além disso, os financiamentos podem ser de longo prazo e deduzidos da conta mensal de energia dos consumidores. As empresas Public Service & Eletric & Gas Company (PSE&G) cujo programa de incentivo à energia solar FV foi apresentado na seção 1.4.2.2 e a empresa Pepco &Delmarva são exemplos de concessionárias norte-americanas adeptas deste modelo. A primeira dedicou US$100 milhões para empréstimos num prazo de 15 anos que garantia a cobertura de 40 a 50% dos custos do sistema FV. A segunda, por sua vez, disponibiliza empréstimos no mesmo prazo de 15 anos com taxa de juros fixa e com desconto de 2% em relação a empréstimos similares. Ambas as empresas se envolviam na avaliação da viabilidade de projetos, teste de performance dos sistemas e interconexão. Também atuavam ativamente selecionando e certificando fornecedores de serviços e equipamentos,

93 A securitização é uma prática financeira que consiste em agrupar vários tipos de passivos financeiros (como títulos de créditos tais como faturas emitidas e ainda não pagas, dívidas referentes a empréstimos, entre outros), convertendo-os em títulos padronizados negociáveis no mercado de capitais interno e externo.

demonstrando mais uma força das distribuidoras neste modelo de negócios. (SEPA, 2008 p.35-38)

A flexibilização do modelo de negócios mesclando propriedade de alguns ativos (como medidores ou inversores) e financiamento do resto do sistema para o consumidor foi adotada por algumas concessionárias norte-americanas. Esta combinação pode também ser considerada no Brasil a partir da análise de casos de negócio que objetivem maximizar os benefícios para as distribuidoras. Também neste modelo as concessionárias podem se aproveitar da proximidade ao órgão regulador para proposição de modelos de negócio alternativos.

As fraquezas atribuídas às distribuidoras sob este modelo de negócios são coincidentes ao modelo 1. As distribuidoras, como organizações monopolistas tradicionais, apresentam dificuldades em assumir novas obrigações diferentes do seu negócio principal. A atuação como financiadora de sistemas FV pressupõe que as distribuidoras tenham uma nova visão de negócios e que sofram mudanças em processos internos para condução dos serviços relacionados à GD. Também para este modelo o risco financeiro associado é considerado como fraqueza. Em momentos de desafio econômico-financeiro para o setor de distribuição, este arranjo pode representar riscos financeiros adicionais. Em relação às instituições financeiras, as regras de cobrança das distribuidoras são reguladas e por isso mais brandas, principalmente se os custos estiverem agregados à fatura mensal. Entretanto, vale ressaltar que em um modelo de financiamento de ativos a distribuidora pode estabelecer uma série de garantias contratuais proporcionais ao risco dos projetos e à credibilidade do tomador de empréstimo. Portanto, em relação ao modelo de propriedade de ativos o risco financeiro é considerado inferior.

As oportunidade e ameaças deste modelo são apresentadas na figura 6 a seguir:

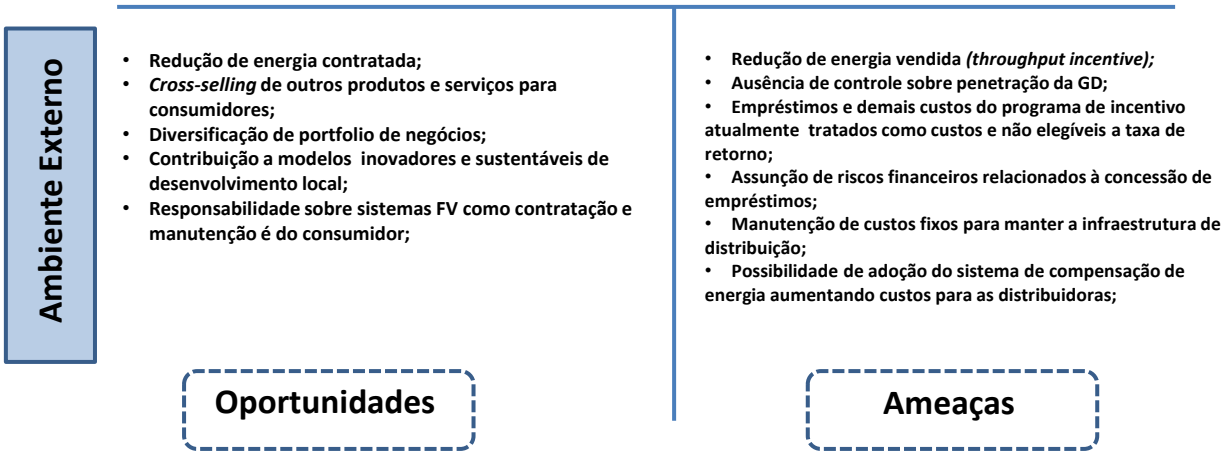

Figura 6. Oportunidades e ameaças às distribuidoras no modelo de financiamento de ativos. Fonte: Elaboração própria

Entre as concessionárias norte-americanas adeptas deste modelo de negócios, a principal oportunidade reside na remuneração dos empréstimos e demais custos associados ao programa como investimentos- e, portanto, sujeitos à taxa de retorno. Algumas concessionárias como a Public Service Eletric & Gas Company (PSE&G) apresentada na seção 1.4.2.2. propuseram além do reconhecimento dos empréstimos como investimentos, uma taxa de remuneração superior em relação às remuneração sobre os demais ativos (SEPA,2008, p.37). A remuneração dos empréstimos equilibra a principal ameaça deste modelo que está relacionada à redução da energia vendida aos consumidores. Hoje, no Brasil, não há linhas de financiamento disponíveis por parte das distribuidoras e nenhum programa em que elas atuem com papel similar. Portanto, os empréstimos seriam tratados como custos, reduzindo a viabilidade econômico-financeira deste modelo. A redução de energia contratada em leilões regulados é outro aspecto favorável deste modelo, apesar de no Brasil a tarifa refletir anualmente a variação dos custos de aquisição de energia.

A oportunidade de realizar *cross-selling* de outros serviços aos consumidores é maior neste modelo de negócios em relação ao modelo 1. Ao financiar o sistema FV e apoiar os consumidores na seleção de fornecedores e demais atividades de apoio, as distribuidoras assumem um novo papel de provedora de serviços e podem encontrar novos nichos de mercado. A adoção deste modelo também representa para as distribuidoras a diversificação do seu portfolio e a contribuição à modelos de negócios sustentáveis, contribuindo para a sua reputação. Finalmente, outro aspecto favorável deste modelo reside no fato de que a responsabilidade sobre a contratação e manutenção dos sistemas FV é do consumidor. As distribuidoras se restringem ao risco financeiro relacionado à concessão de empréstimos de longo prazo.

Colocando-se como financiadoras dos sistemas FV as distribuidoras não controlam a expansão desta fonte da forma que podem no modelo 1. Como os sistemas são de propriedade dos consumidores, neste modelo as distribuidoras apenas recebem solicitação de empréstimos e interconexão à rede. Além de não controlar o aumento da GD na sua área de concessão, as empresas de distribuição não reduzem os custos fixos com a rede de distribuição de forma a manter energia disponível para eventualmente atender 100% da demanda dos consumidores. A estes custos são somados os custos internos adicionais de oferecimento do sistema de compensação de energia. Finalmente, a principal ameaça deste modelo é a principal oportunidade do modelo de propriedade dos ativos. No modelo 1, as distribuidoras como proprietárias de ativos evitam a redução das vendas e o consequente impacto no lucro. Sob este modelo, entretanto, o aumento da GD têm impacto direto na receita das empresas enquanto os custos são em sua maioria fixos. Na figura 7, as variáveis apresentadas para este modelo de negócios são consolidadas.

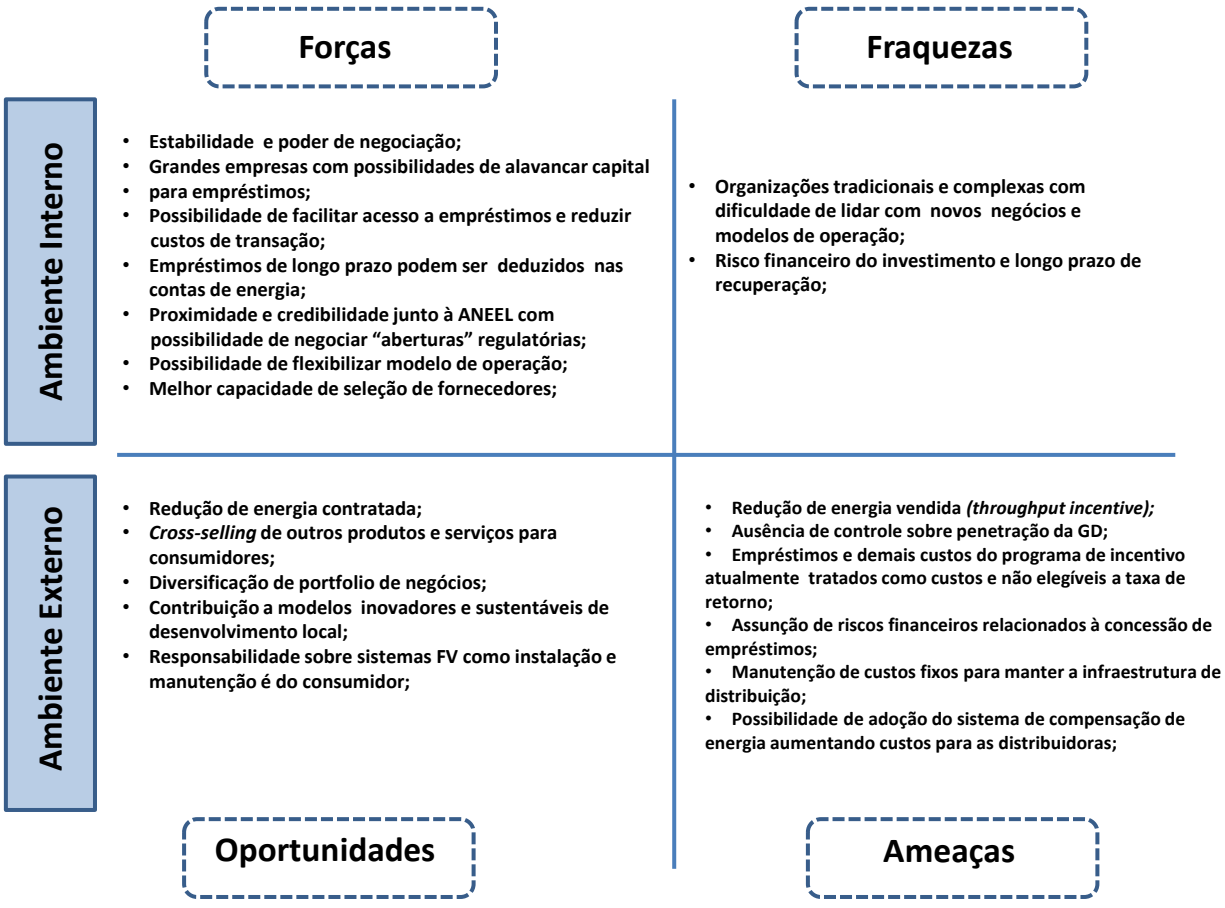

Figura 7. Ambiente externo e interno no modelo de financiamento de ativos. Fonte: Elaboração própria

3.3.3 Modelo 3: Aquisição de energia solar fotovoltaica gerada por terceiros

O terceiro e último modelo de negócios do mercado norte-americano está baseado na contratação, pelas distribuidoras, de energia solar FV gerada por terceiros via celebração de contratos bilaterais de longo prazo- os PPA (*Power Purchase Agreement*). A vantagem deste tipo de contrato são os preços fixos de longo prazo negociados e imunes às variações de mercado. Além da responsabilidade restritas ao geradores sobre a produção, operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos. Nos EUA, as concessionárias realizam uma série de contratos bilaterais para contratação de energia solar FV, lançando mão deste modelo de negócios como uma opção para expansão do mercado. No Brasil, entretanto, desde 2004 as distribuidoras devem contratar energia dentro do ambiente de contratação regulada por meio de leilões. Nos leilões regulados, as distribuidoras selecionam as fontes mais competitivas para atender 100% do seu mercado cativo e posteriormente celebram contratos de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR). (CASTRO; FIGUEIREDO; CAMARGO, 2004, p. 2) Portanto, para que seja possível celebrar contratos de aquisição de energia solar FV no Brasil, esta fonte precisa estar disponível nos leilões públicos e ser competitiva entre as demais. Na seção 2.3.1 do capítulo 2 foi realizada uma análise do contexto regulatório da energia solar FV no Brasil- ela é ainda não competitiva com as demais fontes e foi introduzida em leilões de energia nova pela primeira vez no segundo semestre de 2013. Considerando que há a possibilidade do aumento da competividade da fonte solar FV e/ou possibilidade de realização de um leilão específico, entende-se que há validade na aplicação deste modelo de negócios ao mercado brasileiro. O papel da distribuidora sob este modelo é a de contratante de energia solar FV acima de 5MW, capacidade não passível da adoção da política de compensação da energia. As forças e fraquezas das distribuidoras neste modelo são listadas na figura 8 a seguir:

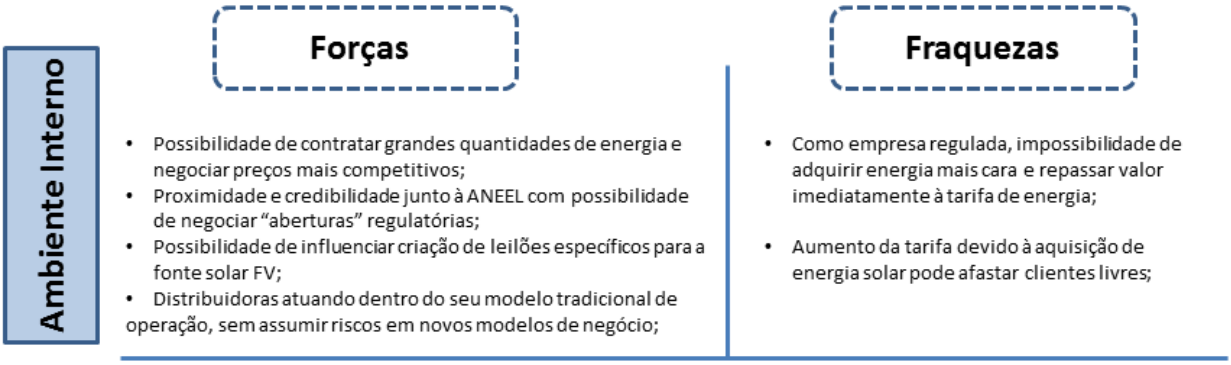

Figura 8. Forças e fraquezas das distribuidoras sob o modelo de aquisição de energia FV gerada por terceiros.
Fonte: Elaboração própria

Sob este modelo, as distribuidoras não assumem nenhum papel adicional ao seu modelo tradicional de operação: contrata energia no mercado de geração para fornecer aos seus consumidores livres e cativos. Esta característica é entendida como uma força já que as empresas não assumem riscos ao se engajar em novos modelos de negócio. As distribuidoras também apresentam vantagens em relação a outros possíveis contratantes do mercado livre por contar com condições de negociar grandes quantidades de energia a preços mais competitivos. A proximidade do órgão regulador permite ainda que as distribuidoras influenciem as decisões de oferecimento da fonte solar FV em leilões específicos e, eventualmente, negociem tratamento diferenciado aos custos de contratação desta fonte.

Como fraqueza principal das distribuidoras foi levantada a impossibilidade de repassar os custos mais elevados desta fonte imediatamente à tarifa do consumidor final. Por enquanto, na ausência de incentivos financeiros para aquisição de energia solar FV, é preciso que esta fonte se torne competitiva para honrar compromissos de modicidade tarifária. O aumento da tarifa, por outro lado, leva à perda de competitividade entre os consumidores livres.

A figura 9 lista as oportunidades e ameaças identificadas neste modelo de negócios.

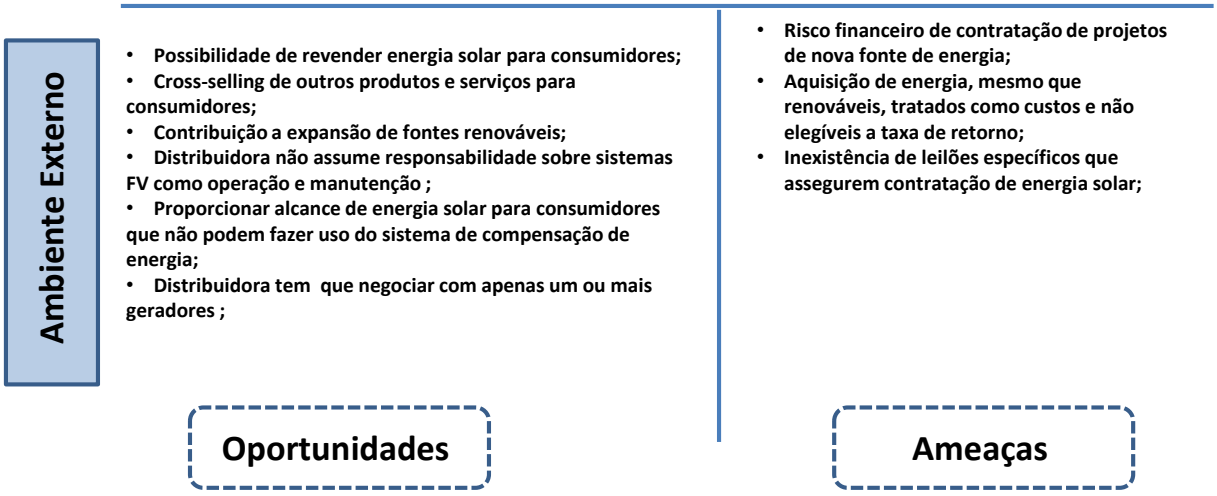

Figura 9. Oportunidade e ameaças às distribuidoras no modelo de aquisição de energia FV gerada por terceiros. Fonte: Elaboração própria

A principal oportunidade dos contratos bilaterais, que podem ser estendidas ao mercado brasileiro, reside no fato de que as distribuidoras não assumem responsabilidade sobre o planejamento, instalação, operação e manutenção dos sistemas fotovolaticos. Estas obrigações são assumidas pelo gerador. As distribudoras também encontram vantagens ao não ter que se relacionar com diversos consumidores geradores (modelo 2) ou proprietários de locais para instalação de módulos (modelo 1). Os contratos são firmados bilateralmente e intermediados pela Câmera de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) , garantindo às distribuidoras prerrogativas de atuação. Outro aspecto favorável deste modelo de negócios está relacionado à possibilidade de revenda da energia solar FV aos consumidores cativos. As empresas podem oferecer programas de opção pela "energia solar FV" com contribuições mensais na conta de energia. Este aspecto é especialmente relevante para os casos de consumidores que não têm condições de instalar sistemas fotovoltaicos- seja pela impossibilidade de arcar com os custos iniciais de aquisição ou por não dispor de locais para sua instalação. Além da revenda de energia renovável aos conusmidores cativos, as distribuidoras podem "aproveitar"o novo canal de relacionamento para oferecer produtos e serviços relacionados. A concessionária Sacramento Muncipal Utility distric (SMUD) do estado da Califórnia, cujo programa foi descrito na seção 1.4.2.3, contratou energia solar FV via acordo de PPA e oferecia aos consumidores o programa *SolarShare* que disponibiliza blocos de energia solar para consumo do mercado cativo e são cobrados separadamente na conta mensal de energia. (SEPA, 2008, p.36) Por último, vale destacar a oportunidade das distribudoras em divulgar seu envolvimento com expansão de enegria renováveis.

As ameaças deste modelo de negócios estão principalmente relacionadas à inexistência de incentivos para a aquisição da fonte solar FV, mais cara que as demais fontes particpantes em leilões regulados. A contratação de energia nos leilões são tratadas como custos e repassadas para a tarifa em revisões tarifárias anuais. No cenário atual, as distribudoras, comprometidas com a modicidade tarifária, não têm como contratar fontes de geração pouco competitivas. Enquanto não existerem leilões específicos ou incentivos à contratação da fonte solar FV, o cenário permanecerá o mesmo. O risco associado ao engajamento em projetos de uma fonte de geração não tradicional e pouco negociada no mercado representa, por sua vez, ameaça ao cumprimento dos contratos firmados pelas distribuidoras. A figura 10 abaixo consolida os ambientes interno e externo a este modelo de negócios:

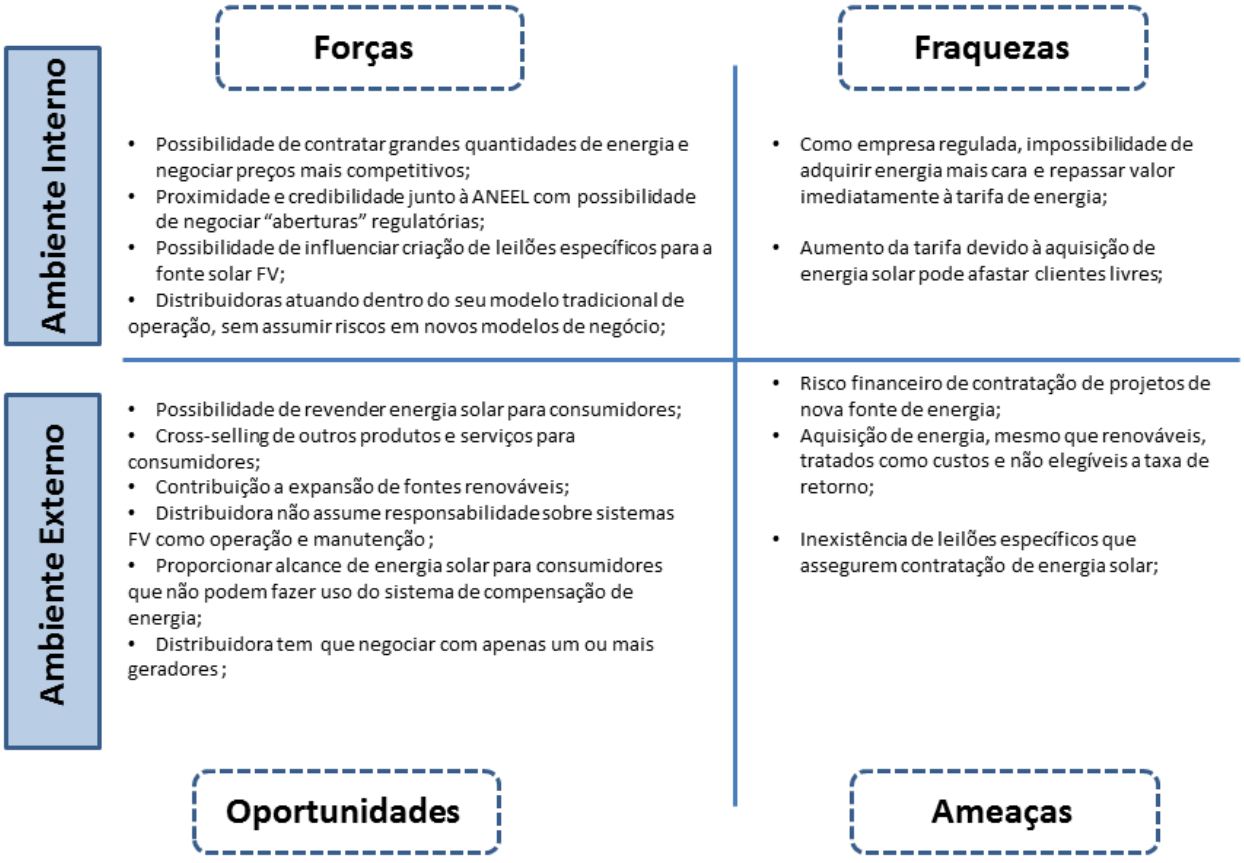

Figura 10. Ambiente externo e interno no modelo de aquisição de energia FV gerada por terceiros.
Fonte:Elaboração própria

3.4. Discussão

A análise SWOT realizada para os três modelos de negócio revela uma série de forças e fraquezas que as empresas distribuidoras dispõem em relação a outros atores concorrentes do mercado. Enquanto em um modelo as distribuidoras apresentam vantagens originárias de suas práticas de operação tradicionais e da previsibilidade de seus negócios, em outro elas são fortemente impactadas por sua dificuldade em empreender novos negócios. O objetivo da análise não foi perseguir um modelo no qual as distribuidoras apresentassem mais forças e menos fraquezas em relação aos demais. Em vez disto, o exercício consistiu em mapear as características das distribuidoras diante de cada um dos arranjos, e seus resultados são considerados de grande valor para as decisões estratégicas destas empresas em relação à energia solar fotovoltaica.

Quanto ao ambiente externo, a análise evidencia as oportunidades dos diferentes modelos, mas são destacados também os impedimentos e barreiras para cada um deles. Em relação ao primeiro modelo, um fator determinante é que as estruturas de mercado e regulação brasileiras não permitem que as distribuidoras sejam proprietárias de ativos. Assim, a opção de criar uma nova empresa conhecida como ESCO (*energy service company*) pode vir a ser uma saída para o problema, mas neste caso os módulos, equipamentos e demais investimentos de um programa solar FV não poderiam fazer parte da base de ativos e ser devidamente remunerados. Já o modelo de financiamento depende da existência de incentivos para as distribudoras assumirem este papel- seja via reconhecimento dos empréstimos como investimentos, seja via disponibilização de capital para ser emprestado a menor custo. Quanto à contratação de energia solar em leilões regulados, esta só será viável caso existam leilões específicos ou caso a fonte se torne mais competitiva. Em conjunto, estas barreiras demonstram a necessidade de disponibilização de incentivos financeiros e regulatórios, tal como ocorre no mercado norte-americano. Contudo, a criação de tais incentivos depende de que o orgão regulador estabeleça uma visão estratégica sobre a expansão da geração distribuída, em especial a solar fotovolatica. Por outro lado, a queda dos preços no mercado internacional, entre outros fatores, pode aumentar a competitividade da energia FV e abrir espaço para aumento da demanda. Em ambos os casos, tanto o orgão regulador quanto as distribuidoras precisarão estar preparados para se posicionar sobre o assunto.

A ANEEL cumpriu parte do seu papel ao estabelecer a Resolução Normativa nº 482/2012 que define um novo marco regulatório bem como as regras técnicas de interconexão de mini e microgeraçao distribuída. As distribuidoras, bem como os demais atores envolvidos, contribuíram via audiência pública para a formulação da resolução. No momento atual, a geração distribuída no Brasil tem participação ínfima na matriz elétrica e tem trazido muito mais desafios técnicos do que revelado impactos financeiros consideráveis ao negócio das distribuidoras. Entretanto, muitas das condições do setor elétrico são temporárias, podendo exigir reposicionamento da ANEEL e das empresas. Avaliar os modelos de negócios praticados em um mercado maduro e tão rico em experiências como o mercado norte-americano é de grande valor para preparar as distribudidoras para as funções que elas futuramente possam assumir neste mercado. Assim, os resultados das matrizes SWOT servem não apenas para orientar o posicionamento das distribudoras, mas também para que elas possam influenciar políticas públicas e regulatórias.

Nos EUA, as inovações das concessionárias são, em geral, realizadas em parceria com os orgãos reguladores, antecipando eventuais problemas de reconhecimento de investimentos e aderência à legislação. A Duke Energy[94], uma das maiores e mais tradicionais concessionárias de energia norte-americana, lançou uma abordagem inovadora para o seu programa de eficiência energética conhecido como *Save-a-Watt*. O novo modelo de negócios proposto pela empresa consistia em três características principais: primeiro, a concessionária seria responsável pela instalação de um pacote básico de itens de eficiência energética (iluminação eficiente, vistorias, termostatos, entre outros) como parte dos serviços regularmente prestados, sem custos adicionais ao consumidor; segundo, a concessionária propôs ao regulador receber como lucro 90% da diferença de valor entre os custos do serviço de eficiência energética prestados e o custo de construir uma nova planta de geração[95]; o terceiro elemento consistia na avaliação do programa de eficiência energética e nos cálculos efetuados por orgãos independentes e com ocorrência periódica- evitando-se o processo burocrático e longo da pré-aprovação do programa diretamente pelo orgão regulador. O novo modelo ficou conhecido em todo os EUA por sua abordagem inovadora sobre como cortar o desincentivo financeiro de redução de vendas em ações de eficiência enérgetica ou GD. O

[94] A Duke Energy é uma concessionária americana em operação há 150 anos e que possui US$51,6 bi em ativos e receita aproximada de US$13 bi. Serve aproximadamente 7,2 milhões de consumidores nos EUA e tem capacidade instalada total de 57700MW. (DUKE ENERGY, 2013)

[95] Por exemplo, se a instalação de iluminação eficiente custasse à concessionária uma média de 3 centavos por kWh economizado e uma nova planta custasse 6 centavos por kWh produzido, a Duke Energy poderia lucrar 90% dos três centavos de diferença, 2.7 centavos/kWh. (FOX-PENNER, 2010, p.195)

orgão regulador local impôs algumas restrições à Duke, mas o programa foi autorizado e adotado em quatro estados americanos onde a concessionária tem operações. (FOX-PENNER, 2010, p. 196-198). Esta experiência é um bom exemplo de como as empresas concessionárias podem tomar a iniciativa de buscar novas abordagens para os seus negócios e submetê-las à avaliação do orgão regulador. Somente as concessionárias conhecem a fundo o ambiente interno das suas operações e as prioridades do seu negócio. Portanto, mesmo que a análise das matrizes SWOT não tenha buscado revelar o modelo mais adequado ao mercado de distribuição brasileiro, ela reúne as informações necessárias para as distribudoras proporem novos modelos de negócio.

Outro fator de grande relevância é que o desincentivo financeiro de redução das vendas ou a falta de competitividade da energia solar FV são barreiras onipresentes nos modelos analisados. O mercado norte-americano criou mecanismos para remover este desincentivo, promover a recuperação dos custos pelas concessionárias e oferecer incentivos positivos. Alguns destes mecanismos inovadores serão descritos neste trabalho, pois podem ser soluções para o mercado brasileiro. Os mecanismos conhecidos como *Net Lost Revenue* são ajustes à receita final das concessionárias de forma a compensar a perda de receita com a redução das vendas em programas de eficiência energética, controle de demanda ou GD[96]. Outro mecanismo adotado por alguns estados americanos é um tipo de regulação por incentivos conhecida como receita limite[97]. Enquanto no Brasil é adotado o método do preço teto, que estabelece um limite máximo para as tarifas, o método de receita limite estabelece antecipadamente a receita autorizada da concessionária que é mantida durante o período entre as revisões tarifárias. Portanto, caso a empresa tenha uma queda de vendas, este prejuízo não será refletido na sua receita. Metas de performance são mecanismos também muito comuns nos EUA. Podem ser metas relativas à redução de emissões por MWh, diferimento de investimentos em distribuição, eficiência energética por kWh ou número de instalações com GD. As recompensas para as concessionárias são entregues de várias formas: incentivos ao patrimônio líquido, volume de dólares fixos ou outros tipos de bônus. As "taxas de prontidão", brevemente mencionados na seção 1.4.2, são muito adotadas para recompensar as perdas das concessionárias em GD. Estas são taxas temporárias acopladas à tarifa daqueles

[96] "*For example, suppose a utility has a program to replace existing electric motors with more efficient ones, and that it estimates that, as a result, its electricity sales are 100 million kWh lower as a result. If each kilowatt hour produced, say two cents in revenue net of fuel and any other variable costs, then the utility would lose $2 million in net revenue to this program which would be recovered under a lost-base revenue adjustment*" (MOSKOVITZ; HARRINGTON; AUSTIN, 2012, p.2)

[97] Do inglês *revenue cap*.

consumidores proprietários de geração distribuída. Elas são calculadas com base na demanda de pico do consumidor e justificadas pela necessidade das concessionárias em servir 100% da demanda dos consumidores em uma dia em que não há geração local. (EPRI, 2007, p. 26-28) Finalmente, o mecanismo mais adotado é descasamento descrito na seção 1.2.3.2 já implantado em 16 estados norte-americanos e Washington D.C. Como explicado naquela seção, este mecanismo quebra a relação direta entre receita da disttribuidora e vendas assegurando a receita independente da quantidade de energia vendida.

Tanto as inovações nos negócios como os mescanismos de remoção dos desincentivos financeiros foram estruturados pelas concessionários e orgão reguladores a partir de um profundo conhecimento do contexto regulatório local e das oportunidades/ ameaças associadas à energia solar fotovoltaica. Assim, o esforço de avaliação dos modelos de negócio via análise SWOT foi proposto neste estudo para atender a esta necessidade. Cabe às distribuidoras brasileiras anteciparem-se propondo novos modelos que equlibrem a regulação e competição no setor elétrico. Pode-se dizer que o momento econômico- financeiro atual do setor elétrico não é dos mais favoráveis, mas por outro lado, a ANEEL vem sinalizando positivamente com iniciativas em direção à sua modernização.

4. CONCLUSÃO

O presente estudo buscou investigar a viabilidade de novos papéis para as distribuidoras brasileiras frente aos desafios de modernização do setor elétrico. Para isso, buscou nos EUA, país que apresenta crescente participação de energia FV em sua matriz elétrica, exemplos de incentivos financeiros e regulatórios e novos modelos de negócios para operação das distribuidoras. A multiplicidade de experiências devido à descentralização do setor elétrico (regulação estadual) e ao grande número de concessionárias permite que o setor elétrico daquele país seja referência de novas práticas de negócio para o setor de distribuição brasileiro. Em seguida, o estudo também desenvolveu uma análise do contexto atual do mercado brasileiro revelando aspectos regulatórios e o estágio de desenvolvimento da energia solar fotovoltaica distribuída. As informações dos dois países foram então usadas para avaliar os modelos de negócios para o mercado de distribuição brasileiro, evidenciando forças e fraquezas das distribuidoras e oportunidade e ameaças de cada modelo.

Muitas das atividades propostas às distribuidoras- tanto pelas alterações regulatórias introduzidas pela ANEEL como pelos modelos analisados- não fazem parte da sua operação tradicional como concessionárias de distribuição. Foram, no entanto, incluídas na presente discussão, pois o foco foi identificar o que as distribuidoras reguladas podem fazer para expandir a integração da energia solar FV distribuída no setor elétrico, e também identificar as inovações regulatórias necessárias para possibilitar esta expansão. Na medida em que a ANEEL introduz alterações regulatórias para viabilização desta fonte e a sua competividade aumenta em relação às demais, as distribuidoras precisam reposicionar seus negócios e assumir papéis impensados há alguns anos. Os resultados da análise SWOT proposta por este trabalho reúnem informações do ambiente interno e externo a estas empresas, propiciando um entendimento detalhado da sua competividade em relação aos demais atores do setor elétrico. Quanto ao ambiente externo, a análise evidencia as oportunidades dos diferentes modelos, mas são destacados também os impedimentos e barreiras para cada um deles. Em relação ao primeiro modelo, um fator determinante é que as estruturas de mercado e regulação brasileiras não permitem que as distribuidoras sejam proprietárias de ativos. Assim, a opção de criar uma nova empresa conhecida como ESCO (*energy service company*) pode vir a ser uma saída para o problema, mas neste caso os módulos, equipamentos e demais investimentos de um programa solar FV não poderiam fazer parte da base de ativos e ser devidamente

remunerados. Já o modelo de financiamento depende da existência de incentivos para as distribudoras assumirem este papel- seja via reconhecimento dos empréstimos como investimentos, seja via disponibilização de capital para ser emprestado a menor custo. Quanto à contratação de energia solar em leilões regulados, esta só será viável caso existam leilões específicos ou caso a fonte se torne mais competitiva. Em conjunto, estas barreiras demonstram a necessidade de disponibilização de incentivos financeiros e regulatórios, tal como ocorre no mercado norte-americano. Contudo, a criação de tais incentivos depende de que o orgão regulador estabeleça uma visão estratégica sobre a expansão da geração distribuída, em especial a solar fotovolatica. Por outro lado, a queda dos preços no mercado internacional, entre outros fatores, pode aumentar a competitividade da energia FV e abrir espaço para aumento da demanda. Em ambos os casos, tanto o orgão regulador quanto as distribuidoras precisarão estar preparados para se posicionar sobre o assunto. Às distribuidoras resta avaliar este diagnóstico e adaptá-lo ao contexto local de forma a se posicionar estrategicamente e influenciar o órgão regulador para criação de políticas públicas e incentivos regulatórios.

Outro fator de grande relevância é que o desincentivo financeiro de redução das vendas ou a falta de competitividade da energia solar FV são barreiras onipresentes nos modelos analisados. O mercado norte-americano criou mecanismos para remover este desincentivo, promover a recuperação dos custos pelas concessionárias e oferecer incentivos positivos. Alguns destes mecanismos inovadores foram descritos neste trabalho, pois podem ser soluções para o mercado brasileiro.

Novos modelos de negócio têm surgido no mercado americano e reservam às concessionárias papéis ainda mais dinâmicos. Como sugestão para trabalhos futuros vale identificar um modelo de negócios recorrente e aplicá-lo a uma distribuidora brasileira incluindo dados qualitativos além das análises qualitativas da abordagem SWOT. Outro trabalho futuro de grande importância diz respeito à avaliação quantitativa do impacto real nas receitas e lucros das distribuidoras devido a uma eventual redução nas vendas pela expansão da geração distribuída. Por último, avaliar a combinação de incentivos financeiros ao sistema de compensação de energia (incentivo regulatório) seria também de grande valia para o setor de distribuição brasileiro. Nos EUA, a combinação do sistema de compensação com os créditos tributários garantiram o aumento da penetração da GD.

REFERÊNCIAS

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. São Paulo, 2012. 174 p. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 12 de novembro de 2012.

ABRADEE. **Visão Geral do Setor**. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>. 2011. Acesso em: 20 de janeiro de 2013.

_____. **Programas de P&D.** 2010. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/instituto-abradee/programas-de-p-d>. Acesso em: 02 de janeiro de 2014.

ANEEL. **ANEEL regulamenta medidores eletrônicos**. 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=5903&id_area=90>. Acesso em 12 de dezembro de 2012.

_____. **Resolução Normativa No 482 de 17 de abril de 2012.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 02 de janeiro de 2014.

_____. **Resolução Normativa No 502 de 7 de agosto de 2012.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>. Acesso em: 02 de janeiro de 2014.

_____. **Resolução Normativa No 581 de 11 de outubro de 2013.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013581.pdf>. Acesso em: 02 de janeiro de 2014.

ANDRADE & CANELLAS. **Distribuidoras temem sobrecontratação de MW**. 2012. Disponível em: <http://www.andradecanellas.com.br/default.asp?id_materia=11369.> Acesso em: 12 de setembro de 2013.

ANDRADE, P.; VIEIRA, S. **Remuneração de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica: uma análise do Setor Sul do Brasil**. AEDB, 2007. Disponível em: <http://www.aedb.br/seget/artigos06/796_ARTIGO%20SEGET.pdf>. Acesso em: 12 de setembro de 2012.

APPA. **2010-11 Annual Directory & Statistical Report**. In: U.S. Eletric Utility Industry Services, 2012. Disponível em: <http://www.publicpower.org/files/PDFs/NumberofElectricProvidersCustomers.pdf>. Acesso em: 12 de janeiro de 2014.

BAHNEMANN, W. Aneel será mais rigorosa nas revisões tarifárias, diz Hubner. **O Estado de S. Paulo,** São Paulo, 23 set.2009. Disponível em: <http://www.estadao.com.br/noticias/economia,aneel-sera-mais-rigorosa-nas-revisoes-tarifarias-diz-hubner,439866,0.htm. >Acesso em: 12 de novembro de 2012.

BRASIL. Superintendência de Regulação dos Serviços da Distribuição (SRD). **Resultados da Audiência Pública nº 43/2010**. Brasília, 7 ago. 2012. 20 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2012502_1.pdf> . Acesso em: 04 de janeiro de 2014.

_____. Superintendência de Regulação dos Serviços da Distribuição (SRD). **Projeto de geração de energia solar nos condomínios Praia do Rodeadouro e Morada do Salitre, no munícipio de Juazeiro, no estado da Bahia**. Brasília, 22 out. 2013. 8 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/area20134385_1.pdf>. Acesso em: 04 de janeiro de 2014.

BORGES, L. **Como desenvolver uma matriz ou análise SWOT (FOFA).** 2013. Disponível em: <http://blog.luz.vc/marketing/como-desenvolver-uma-matriz-ou-analise-swot-fofa/>. Acesso em: 08 de janeiro de 2014.

BRASIL ECONÔMICO. **Investimento em luz própria, em busca de economia**. 2014. Disponível em: <http://brasil-economico.jusbrasil.com.br/politica/112298904/investimento-em-luz-propria-em-busca-de-economia>. Acesso em: 12 de janeiro de 2014.

CAIXA. **Fundo Socioambiental Caixa**. 2012. Disponível em: <http://www14.caixa.gov.br/portal/rse/home/nossos_relacionamentos/fundo_socioambiental> Acesso em: 12 de janeiro de 2014.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R. **Causas e consequências do terceiro ciclo de Revisão Tarifária das Distribuidoras Brasileiras.** In: GESEL, 2011. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/artigos/GESEL_CE_TerceiroCiclo.pdf>. Acesso em: 12 de novembro de 2012.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; OZÓRIO, L. O desempenho financeiro das distribuidoras de energia elétrica e o processo de revisão tarifária periódica. **GESEL: Texto de discussão do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro, nº 34, 16p., mai.2011. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE34.pdf. >Acesso em: 20 de novembro de 2012.

CASTRO, M; FIGUEIREDO, F. CAMARGO, I. Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico. **Revista Brasileira de Energia**, vol.10, nº1, p.1-13, 2004. Disponível em: <https://www.google.com.br/search?q=ebpe+ana%3Bise+dos+riscos+de+uma+distr&oq=ebpe+ana%3Bise+dos+riscos+de+uma+distr&aqs=chrome..69i57.9175j0j4&sourceid=chrome&espv=210&es_sm=93&ie=UTF-8#q=sbpe+an%C3%A1lise+dos+riscos+de+uma+dist&spell=1>. Acesso em: 02 de janeiro de 2014.

CAVANAGH, R. **"Decoupling" is transforming the utiliy industry**. 2013. Disponível em: <http://switchboard.nrdc.org/blogs/rcavanagh/report_decoupling_is_transform.html>. Acesso em: 13 de março de 2013

C2ES.**Decoupling Policies**. In: U.S.Climate Policy Maps, 2013. Disponível em: <http://www.c2es.org/us-states-regions/policy-maps/decoupling>. Acesso em: 13 de março de 2013

CPFL. **Sistemas de Energia Solar: Produtos e Serviços.** 2013. Disponível em: <http://www.solucoescpfl.com.br/secao6/44/4/4/Sistemas-de-Energia-Solar>. Acesso em: 21 de janeiro de 2014.

CPQD. **Smart Grid**: a caminho da rede inteligente. 2012. Disponível em: <http://www.cpqd.com.br/mercado/smart-grid/smart-grid-a-caminho-da-rede-inteligente>. Acesso em: 12 de dezembro de 2012.

DUKE ENERGY. **About us**. 2013. Disponível em: <http://www.duke-energy.com/about-us/default.asp>. Acesso em: 28 de janeiro de 2014.

EIA. **Growth in electricity use slows but still increases by 28 percent from 2011 to 2040**. In: Annual Energy Outlook, 2013. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/sector_energydemand_all.cfm>. Acesso em: 19 de setembro de 2012

_____. **Annual Energy Outlook 2010.** Washington, 2010. Disponível em: <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/pdf/0383(2010).pdf>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

EPA. **EPA information Related to the American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (Recovery Act)**. 2009. Disponível em: <http://www.epa.gov/recovery/basic.html>. Acesso em: 24 de janeiro de 2014

EPE. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro, 2012. 58 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf> Acesso em: 12 de setembro de 2012.

EPIA. **Global Market Outlook for Phovoltaics 2013 a 2017**. 2013. Disponível em: <http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_-_Final_PDF.pdf>. Acesso em: 27 de janeiro de 2014

EPRI. **Creating Incentives for Eletricity Providers to Integrate Distributed Energy Resources**. Palo Alto, 2007. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/2008publications/CEC-500-2008-028/CEC-500-2008-028.pdf>. Acesso em: 12 de outubro de 2012.

FACCHINI, C. Leilão Solar atrai 36 usinas. **Valor Econômico**, São Paulo, 27 de dez. de 2013. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/3380812/leilao-de-solar-atrai-36-usinas#ixzz2qIraOIs0>. Acesso em: 02 de janeiro de 2014.

FOX-PENNER, P. **Smart Power:** Climate Change, the Smart Grid and the future of electric utilities. United States: Island Press, 2010. 327 p.

GAUL, C.;CARLEY, S. Solar set asides and renewable electricity certificates: Early lessons from North Carolina's experience with its renewable portfolio standard. **Energy Policy**, United States, v.48, p-460-469, jun. 2012

GERAÇÃO solar ainda engatinha. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, 17 dez. 2013. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/3373566/geracao-solar-ainda-engatinha> Acesso em: 28 de dezembro de 2013.

GOVERNO DO ESTADO DE S. PAULO. Entenda a conta de luz residencial. In: **Eficiência Energética**. 2012. Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/portal.php/entenda_conta_luz. >Acesso em: 02 de dezembro de 2013.

IEA. **Solar Energy Perspectives**. Paris, 2011. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf>. Acesso em: 19 de setembro de 2012

INSTITUTO ACENDE. Política Tarifária e Regulação por Incentivos. **Cadernos de Política Tarifária**, São Paulo, v.1,out.2007. Apoio técnico da SIGLASUL CONSULTORES EM ENERGIA. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/Caderno_01_Regulacao_por_Incentivos.pdf > Acesso em: 29 de dezembro de 2012.

KASSAI, J.; CASANOVA, S.; SANTOS, A; **Retorno de investimento:** abordagem matemática e contábil do lucro empresarial. 3º edição. São Paulo: Atlas, 2005. 280 p.

LEILÃO de energia solar. São Paulo: **Valor Econômico**, 30 de dez. de 2013. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/3381878/destaques>. Acesso em: 02 de janeiro de 2014.

LEITE, N. **Projeto Estratégico de P&D**: Redes Elétricas Inteligentes. In: APRESENTAÇÃO NA FIEMG. Belo Horizonte, 30 de mar. 2012. 34 p.

MELO, C.; JUNIOR, J. **Atuais perspectivas para energia solar no Brasil- Anexo Biblioteca Informa n2.277**. In: PinheiroNeto Advogados. 2013. Disponível em: <http://www.pinheironeto.com.br/publicacao/4061>. Acesso em: 07 de janeiro de 2014.

MITSCHER, M; RUTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. **Energy Policy**, Florianópolis, v.49, p.688-694, jul.2012.

MONTENEGRO, A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. 175 p. Dissertação (Mestrado em Ciências)- Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

MONTENEGRO, S. No Senado, setor critica impactos da MP 579. **Canal Energia**, Brasília, 06 de nov. 2012. Disponível em : <http://www.anacebrasil.org.br/portal/index.php/legislacao/item/1448-no-senado-setor-critica-impactos-da-mp-579>. Acesso em: 12 de setembro de 2012.

MOSKOVITZ, D; HARRINGTON, C. ; AUSTIN, T. **Decoupling vs. Lost Revenues:** Regulatory Considerations. In: Regulatory Assistance Project, 1992, 8 p. Disponível em: <http://www.epa.gov/statelocalclimate/documents/pdf/5_19decoupling_lost_revs_compariso_RAP.pdf>. Acesso em: 07 de janeiro de 2014.

MOTA, C. Tolmasquim defende modelo de geração distribuída. **Valor Econômico**, São Paulo, 02 de ago. de 2013. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/3220180/tolmasquim-defende-modelo-de-geracao-distribuida#ixzz2cvps8t3p>. Acesso em: 02 de outubro de 2013.

NETO, D. Apagão de FHC comeu R$320 de cada brasileiro. **Carta Capital**, São Paulo, v.06,p.38, jun.2006. Disponível em: <http://cms.cartacapital.com.br/carta/edicoes/2006/06/398/4837/> . Acesso em: 12 de outubro de 2012.

OBAMA, B. **Remarks of president Barack Obama- As prepared for Delivery Address to Joint Session of Congress**. Washington, White House, 24 de fevereiro de 2009. Discurso

Público. Disponível em: <http://www.whitehouse.gov/the_press_office/Remarks-of-President-Barack-Obama-Address-to-Joint-Session-of-Congress>. Acesso em: 25 de outubro de 2013.

PERES,L.; BITENCOURT, R. Para segurar inflação, governo adia mudança em reajuste de contas de luz. **Valor Econômico**, Brasília, 18 de jan. 2013. Disponível:< http://www.valor.com.br/brasil/3375080/para-segurar-inflacao-governo-adia-mudanca-em-reajuste-de-contas-de-luz>. Acesso em: 08 de janeiro de 2014.

PERES, L.; WATANABE, M. 'Operação conta de luz' custou R$22 bi. **Valor Econômico**, Brasília e São Paulo, 15 de jan. 2014. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/3395784/operacao-conta-de-luz-custou-r-22-bi#ixzz2qs22Wwte>. Acesso em: 08 de janeiro de 2014.

PERNAMBUCO sai à frente e faz neste mês primeiro leilão da fonte no país. São Paulo: Valor Econômico, 20 de dez. de 2013. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/3377294/pernambuco-sai-frente-e-faz-neste-mes-primeiro-leilao-da-fonte-no-pais#ixzz2qItTRpds>. Acesso em: 26 de dezembro de 2013.

PIRES, J. Desafios para reestruturação do Setor Elétrico. **BNDES: Textos para Discussão**, Rio de Janeiro, nº 76, 43 p., mar. 2000. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/td/Td-76.pdf>. Acesso em: 20 de novembro de 2012.

POLITO, R. Distribuidoras temem renovação das concessões. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, 16 de set. 2013. Disponível: <http://www.valor.com.br/empresas/3270630/distribuidoras-temem-renovacao-das-concessoes>. Acesso em: 20 de novembro de 2013.

RAP. **Eletricity Regulation in the US: a guide**. Vermont, 2011. Disponível em: <https://www.google.com.br/search?q=eletricity+regulation+in+the+us+guide&oq=eletricity

+regulation+in+the+us+guide&aqs=chrome..69i57j0l2.6757j0j9&sourceid=chrome&espv=210&es_sm=93&ie=UTF-8>. Acesso em: 03 de janeiro de 2014.

RITTNER, D. Aneel abre espaço para Bertin devolver quatro usinas. **Valor Econômico**, Brasília, 21 de jul. 2012. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/2771596/aneel-abre-espaco-para-bertin-devolver-quatro-usinas)>. Acesso em: 12 de outubro de 2012.

RITTNER, D.; PERES, L. Consumo maior eleva uso de termelétricas. **Valor Econômico**, Brasília, 16 de jan. 2014. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/3397004/consumo-maior-eleva-uso-de-termeletricas>. Acesso em: 12 de outubro de 2012.

REN21. **Renewables 2013 Global Status Report**. Paris: REN21 *Secretariat* , 2013. Disponível em: <http://www.unep.org/pdf/GSR2013.pdf.> Acesso em: 19 de dezembro de 2013

ROCHA, K; BRAGANÇA, G; CAMACHO, F. Remuneração de capital das distribuidoras brasileiras. **IPEA: Texto para discussão**, Rio de Janeiro, nº 1153, 22p., jan. 2006. Disponível em: <http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1674/1/TD_1153.pdf>. Acesso em: 20 de novembro de 2012

SANTOS et al.; **Aplicação de um Modelo de Análise Estratégica em um Departamento de Contabilidade: um estudo de caso**. In: XIII SemeaAd- Seminários em Administração, 13º, 2010. São Paulo. 16 p. Disponível em: <http://www.ead.fea.usp.br/semead/13semead/resultado/trabalhosPDF/960.pdf>. Acesso em: 05 de janeiro de 2014.

SEIA. **Cost of Solar Power 60% lower than early 2011 in the U.S**. In Solar Market Insight, 2013. 2013b. Disponível em: <http://cleantechnica.com/2013/09/19/cost-solar-power-60-lower-early-2011-us/>. Acesso em: 19 de janeiro de 2014

_____. **Solar Investment Tax Credit (ITC).** 2013c. Disponível em: <http://www.seia.org/policy/finance-tax/solar-investment-tax-credit>. Acesso em: 3 de janeiro de 2013.

_____. **U.S. Solar Market Insight**. 2013a. Disponível em: <http://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-2013-q3>. Acesso em: 19 de janeiro de 2014

SEPA. **Utility Solar Business Models:** Developing value in solar markets. Washington, 2010. 65p.

_____. **Utility Solar Business Models:** Emerging Utility Strategies & Innovation**.** 2008. Disponível em: <http://solarlectricpower.org/media/84333/sepa%20usbm%201.pdf>. Acesso em: 19 de novembro de 2012.

SHIVELY, B; FERRARE, J. **Understanding Today's Eletricity Business**. 5º edição. Colorado: Enerdynamics, 2010. 219 p.

SOLARABCS. **A generalized approach to assessing the rate impacts of net energy metering**. Florida, 2012. 32 p. Disponível em: <http://www.solarabcs.org/about/publications/reports/rateimpact/pdfs/rateimpact_full.pdf>. Acesso em: 28 de outubro de 2012

SOLARDAN. **An explanation of solar tax credits offered to NC Home Owners.** 2011. Disponível em: <http://www.danlezama.com/2011/10/an-explanation-of-solar-tax-credits-offered-to-nc-home-owners/>. Acesso em: 02 de janeiro de 2014.

SUNRUN. **Federal Energy Tax Credits.** 2014. Disponível em: <http://www.sunrun.com/solar-lease/cost-of-solar/federal-solar-incentives/>. Acesso em: 02 de agosto de 2013.

THUMMAN, A.; WOODROOF, E**. Energy Project Financing:** Resources and Strategies for success. Boca Raton: The Fairmont Press, 2009. 475 p. Disponível em: <http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/10/Thumann_Energy_Project_Financing.pdf>. Acesso em: 12 de outubro de 2012.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Green Pricing**. In: Green Power Markets, 2012. Disponível em: <http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/pricing.shtml?page=1>. Acesso em: 04 de janeiro de 2012.

_____. **President Obama Calls for Greater Use of Renewable Energy**. In: EERE News Archive & Events, 2009. Disponível em: <http://apps1.eere.energy.gov/news/news_detail.cfm/news_id=12194>. Acesso em: 28 de agosto de 2013.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY et al. **Database of State Incentives for Renewables & Efficiency**. 2013a. Disponível em: <http://www.dsireusa.org/>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

_____. **Financial Incentives for Renewable Energy**. 2013e. <http://www.dsireusa.org/summarytables/finre.cfm.> Acesso em: 04 de janeiro de 2012.

_____. **Net Metering Map**. 2013b. Disponível em: <http://www.dsireusa.org/documents/summarymaps/net_metering_map.pdf. > Acesso em: 04 de janeiro de 2012.

_____. **Public Benefits Funds**. 2013h. Disponível em: <http://www.dsireusa.org/documents/summarymaps/Solar_Tax_Credit_Map.pdf> Acesso em: 04 de janeiro de 2012.

_____. **Solar carve-outs in renewables portfolio standards**. 2013c. Disponível em: <http://www.dsireusa.org/solar/solarpolicyguide/?id=21#footnotes)/http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4850.> Acesso em: 04 de janeiro de 2012.

_____. **State Rebates for Solar Projects**. 2013d. Disponível em: <http://www.dsireusa.org/documents/summarymaps/Solar_Rebate_Map.pdf> Acesso em: 04 de janeiro de 2012.

_____. **State Solar Loan Program for solar projects**. 2013f. Disponível em: <http://www.dsireusa.org/documents/summarymaps/Solar_Loan_Map.pdf>. Acesso em: 04 de janeiro de 2012.

_____. **State Tax Credit for solar projects**. 2013g. Disponível em: <http://www.dsireusa.org/documents/summarymaps/Solar_Tax_Credit_Map.pdf> Acesso em: 04 de janeiro de 2012.

_____. **Renewable Portfolio Standard Policies**. 2013g. Disponível em: <http://www.dsireusa.org/documents/summarymaps/RPS_map.pdf.> Acesso em: 30 março de 2013.

APÊNDICE A- Novos modelos de Negócio (EPRI, 2007)

#	Papel da concessionária	Propriedade dos Ativos & Definição de base de ativos		Atividades ou Serviços	Receita das concessionárias/ economias	Papel do consumidor ou de fornecedor terceiro	Questões regulatórios principais
		Concessionária	Consumidor				
A: Provisão de serviços relacionados a GD							
1	**Vende serviços de manutenção da rede sem propriedade de ativos**			* Gerencia programas de gestão da demanda; * Gerencia rede para controle de tensão ou serviços de *back-up*; * Realiza medição e faturamento;	* Taxas de serviços de gestão; *Taxas para serviços de *back-up*, medição e faturamento	* Contratação de serviços de gestão da demanda possivelmente através de compartilhamento de incentivos; * Contratação de serviços de *back-up*; * Contratação de serviços de faturamento e medição	Redução de lucro das concessionárias ou custos não recuperáveis embutidos na demanda reduzida deve ser contabilizados
2	**Investe em geração distribuída com objetivo de provisão de serviços *premium* relacionados à GD**	GD como motores, célula de combustível, microturbinas ou solar concentrado	* GD como motores, célula de combustível, microturbinas, solar FV; * Se ciclo combinado, considerar equipamentos térmicos	* Provê energia com qualidade *premium*; * Provê confiabilidade aprimorada;	* Consumidor para por serviços *premium* ou aprimorados; * Contribuição de capital do consumidor; * Se numa área de investimento obrigatório, serviços premium ou incentivos de consumidores não geradores	* Possibilidade de provisão de local de instalação; * Compra de serviços *premium* e aprimorados; * Compra de energia ou demanda	* "Propriedade de geração" em estruturas de mercado desverticalizadas; * Pelo lado do consumidor, levantamento de riscos de práticas anti-competitivas; * Possibilidade de usar ativos já incluídos na tarifa para geração própria; * Como tratar os equipamentos térmicos? Considerados na base de ativos? * É considerada alguma redução de receita por taxas de uso da rede não arrecadadas;

#	Papel da concessionária	Propriedade dos Ativos & Definição de base de ativos		Atividades ou Serviços	Receita das concessionárias/ economias	Papel do consumidor ou de fornecedor terceiro	Questões regulatórios principais
		Concessionária	Consumidor				
B: Implantação de ativos e infraestrutura de GD							
3	**Investe em equipamentos para geração do consumidor sem provisão de serviços**		* Disjuntor de gestão de demanda e outros equipamentos; * GD como motores, célula de combustível, solar FV e talvez ciclo combinado	* Investe e instala equipamentos de GD: 1. Solicita competitivamente; 2. Deixa como responsabilidade do consumidor em contratar; 3. Instala e/ou opera os equipamentos	* Arrenda equipamentos aos consumidores ou cobra na tarifa; * Possível incidência de : 1. cobrança de instalação; 2. Taxas de operadores e fornecedores	* Consumidor deve selecionar fornecedores e operadores; * Fornecedores e Operadores compensados por: 1. pagamento dos consumidores; 2. Pagamentos de capacidade	* "Propriedade de geração" em estruturas de mercado desverticalizadas; * Risco de práticas anti-competitivas; * Possibilidade de usar ativos já incluídos na tarifa para geração própria; * Como tratar os equipamentos térmicos? Considerados na base de ativos? * É considerada alguma redução de receita por taxas de uso da rede não arrecadas
4	**Investe em smart grid**	* Equipamentos de controle e comunicação inteligente para circuitos e transformadores	* Medidores inteligentes e equipamentos de controle	* Desenvolve e constrói infraestrutura avançada de rede; * Compra, instala, mantém e monitora medidores inteligentes;	* Investimentos considerados na base de ativos e autorizados a taxa de retorno; * Recuperação de custos administrativos na tarifa;	* Seleção de fornecedores ou empresa de serviços para controlar equipamentos em campo e controlar sinalização de preços; * Controlar informação de medição e comunicação;	* Custo/ benefício de investimento das concessionárias; * Relação entre benefícios e precificação dinâmica; * Se a relação é forte, a precificação dinâmica deve ser voluntária ou obrigatória?

#	Papel da concessionária	Propriedade dos Ativos & Definição de base de ativos		Atividades ou Serviços	Receita das concessionárias/ economias	Papel do consumidor ou de fornecedor terceiro	Questões regulatórios principais
		Concessionária	Consumidor				
C: Uso de GD para reduzir custos ou melhorar a confiabilidade da rede							
5	**Investe em GD para reduzir contratação de energia ou custos de expansão do sistema ou para melhorar desempenho do sistema**	GD como motores, célula de combustível, microturbinas ou solar concentrado	* Medidores inteligentes e equipamentos de controle; * Disjuntor de gestão de demanda e outros equipamentos; * GD como motores, célula de combustível, microturbinas ou solar concentrado;	* Planeja, instala, opera e/ou mantém medidores inteligentes e equipamentos de controle e comunicação; * Despacha GD quando custos marginais de operação < custos de contratação de energia; * Usa GD para melhorar confiabilidade do sistema quando custos < investimento tradicional em geração;	* Taxas de equip.. (medidores, e equip.. de controle e comunicação); * Venda de energia gerada; * Incentivos de desempenho pelas melhorias em confiabilidade, se disponíveis; * Custo evitado de geração (entre ciclos de revisão)	* Possibilidade de o consumidor prover o local de instalação ou contratar geração quando rede não necessita	* "Propriedade de geração" em estruturas de mercado desverticalizadas; * Custo/ benefício dos investimentos das concessionárias em equipamentos ; * Mesmos incentivos disponíveis para equip.. arrendados ou proprietários?; * Como tratar os equipamentos térmicos? Considerados na base de ativos?; * Acoplamento dos retornos das concessionárias à fator de utilização de GD; * Divisão de economias entre acionistas e consumidores; * Possibilidade de ações anti-competitivas;
6	**Oferece incentivos para GD para reduzir contratação de energia ou custos de expansão do sistema ou para melhorar desempenho do sistema**			* Formata programa de incentivo para informar e oferecer aos consumidores; * Para GD, prepara e administra compras, seleciona e contrata fornecedores; * Fatura participantes;	* Economias advindos dos custos evitados de investimento na rede; * Incentivos de desempenho pelas melhorias em confiabilidade, se disponíveis; * Divisão de economias com consumidores incentivados a adotar GD para suporte da rede;	* Instala, opera e mantém GD; * Concorda em limitar consumo por solicitação da concessionária em períodos pré-definidos; * Recebe redução na fatura ou pgto. for limitação de demanda;	* Custo/ benefício dos pgtos das concessionárias ou créditos para participantes; * Recuperação de custos do programa e incentivos dados ao consumidor; * Aprovação de participação do consumidor, processo de seleção e acordos de limitação de demanda;

Quadro 4. Descrição e questões regulatórias de novos modelos de negócio Fonte: (EPRI, 2007, p. 145-146)