



## Tendências Regulatórias do Setor Elétrico Brasileiro

Dezembro 2014

## Sumário

1. Introdução .....	5
2. Visão geral do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro .....	6
2.1 Breve histórico da regulação do setor .....	7
2.2 Panorama do modelo regulatório atual .....	9
3. Questões-chave para o modelo regulatório brasileiro no cenário 2030 .....	12
3.1 Forças que atuam para a transformação do setor .....	12
3.2 Dimensões para reavaliação no modelo regulatório atual .....	18
4. Mecanismos de incentivos à eficiência, investimentos e inovação .....	23
4.1 Investimentos para a transformação do setor .....	24
4.2 Incentivos para eficiência energética .....	32
4.3 Incentivos à expansão da matriz através de fontes de baixo carbono .....	36
5. Modelos de remuneração dos ativos e negócios não-regulados .....	44
5.1 Remuneração de negócios não-regulados .....	46
5.2 Remuneração de ativos com Microgeração Distribuída .....	50
5.3 Remuneração de ativos no caso de maior liberalização do mercado .....	56
6. Papel do regulador e interação com seus <i>stakeholders</i> .....	60
6.1 Envolvimento da sociedade nos processos decisórios .....	62
6.2 Atuação para a garantia da sustentabilidade ambiental, social e econômica das empresas .....	66
7. Conclusão .....	69
8. Referências bibliográficas .....	71

## Lista de figuras

Figura 1: Papéis e objetivos da ANEEL .....	8
Figura 2: Estrutura de preço da tarifa de energia elétrica para a distribuidora .....	11
Figura 3: Transição para um novo ambiente de negócios.....	13
Figura 4: Forças que estão influenciando o setor elétrico .....	15
Figura 5: Principais desafios para as utilities norte-americanas.....	18
Figura 6: Impactos do maior poder para o cliente no modelo regulatório atual .....	20
Figura 7: Impactos do direcionamento para sustentabilidade no modelo regulatório atual .....	21
Figura 8: Impactos da introdução de tecnologias disruptivas no modelo regulatório atual .....	22
Figura 9: Mecanismos de incentivos à incentivos: desafios e questões-chave .....	24
Figura 10: Evolução dos indicadores de qualidade (DEC/ FEC).....	25
Figura 11: Mecanismos para incentivar investimentos para transformação do setor ..	28
Figura 12: Resultados e expectativas resultantes dos incentivos do Recovery Act ....	32
Figura 13: Emissões brasileiras de gases de efeito estufa por setor [CO <sub>2</sub> eq] .....	38
Figura 14: Evolução da geração renovável na Alemanha [GWh/ ano].....	41
Figura 15: Modelo de funcionamento do mecanismo de "Contratos por Diferenças"..	43
Figura 16: Modelos de remuneração: desafios e questões-chave .....	46
Figura 17: Metodologias de <i>decoupling</i> .....	53
Figura 18: Potencial do mercado livre (em % da carga).....	57
Figura 19: Dimensões definidoras dos novos paradigmas do consumo de energia (CRIE) .....	61

Figura 20: Papel do regulador e interação com stakeholders: desafios e questões-chave.....	62
Figura 21: Processo de envolvimento dos <i>stakeholders</i> no modelo RIIO .....	65
Figura 22: Pilares do Desenvolvimento Sustentável .....	67
Figura 23: Outputs definidos pelo Ofgem .....	68

## 1. Introdução

Ao longo do projeto de P&D ANEEL "A Energia na Cidade do Futuro", foi possível identificar que o setor elétrico vem passando por uma série de transformações nos últimos anos e que devem se intensificar ainda mais no longo-prazo (horizonte 2030). Embora as transformações já sejam mais claras no setor elétrico de outros países com mercados mais maduros, no Brasil, mesmo em ritmo mais lento, são esperadas mudanças . De acordo com as pesquisas e discussões promovidas pelo projeto "Energia na Cidade do Futuro", evidencia-se que o consumo de energia elétrica deve passar por uma mudança de paradigma, a matriz de geração brasileira irá se diversificar, novas tecnologias como Redes Inteligentes, veículos elétricos e Geração Distribuída serão introduzidas na rede, novos modelos de negócios surgirão para as empresas do setor, o mercado livre (ACL) poderá ter maior participação e, por fim, o conceito de economia de baixo carbono irá se fortalecer.

Todos os temas estudados e as tendências identificadas no projeto possuem um denominador comum: a necessidade de um arcabouço regulatório que garanta incentivos, remuneração e diretrizes adequadas para todos os segmentos do setor elétrico. Torna-se essencial, portanto, discutir as adequações ao marco regulatório atual que possam incentivar e acomodar o novo ambiente de negócios.

Este relatório, que procura estudar as Tendências Regulatórias para o setor, está dividido em seis partes, sendo a primeira dedicada a um panorama do histórico do modelo regulatório brasileiro atual e da criação da agência reguladora ANEEL. A segunda parte foca na identificação das questões-chave para o futuro do setor elétrico, tendo como base as forças que estão transformando-o, nomeadamente o maior poder para os clientes, o maior direcionamento para a sustentabilidade e a introdução de tecnologias disruptivas. Após a análise das questões-chave, cada uma das três partes que seguem procura fazer um exame mais aprofundado sobre o

conjunto de temas regulatórios a serem endereçados, organizados em grandes temas:

- A. Mecanismos de incentivos à eficiência, investimentos e inovação;
- B. Modelos de remuneração de ativos e negócios não regulados;
- C. Papel do regulador e interação com seus *stakeholders*.

Em síntese, o objetivo central das seções mencionadas é discutir os pontos de aprimoramento do marco regulatório atual frente às tendências identificadas e, a partir da experiência internacional, propor ajustes regulatórios que possam vir a ser implementados no Brasil.

Por fim, espera-se que este relatório não só levante as principais questões-chave para o modelo regulatório vigente, mas também permita uma reflexão das possíveis adequações que podem ser aplicadas de forma a preparar o setor elétrico brasileiro para as mudanças vislumbradas para o longo-prazo.

## **2. Visão geral do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro**

Com a reforma liberalizante ocorrida durante os anos 1990, o Brasil passou a necessitar de um órgão regulador para o setor elétrico, que configura um monopólio natural em segmentos como Distribuição e Transmissão. Para isso, foi criada a ANEEL em 1997, que atua como agente fiscalizador do setor, além de fixar as tarifas praticadas. A partir de 2004, com o novo modelo do setor elétrico, foi priorizada a modicidade tarifária, levando o governo a incentivar empresas a praticar o menor preço possível.

Este capítulo busca dar uma breve visão de como o modelo regulatório do setor elétrico brasileiro foi estabelecido, com base nas privatizações e modernizações ocorridas nos últimos anos e expor como é a estrutura atual de regulação, explicando o papel da ANEEL e outros órgãos do setor na fixação de tarifas.

## **2.1 Breve histórico da regulação do setor**

A história da regulação do setor elétrico começa em 1934, com a instituição do Código de Águas (Decreto nº24.643), durante o governo de Getúlio Vargas. Neste documento é atribuído ao Estado o poder de conceder o direito de uso do potencial hidrelétrico brasileiro para a produção de energia, limitado a brasileiros e empresas brasileiras. Apenas em 1939 é criado o Conselho Nacional de Águas e Energia (CNAE), que passa a regulamentar o setor e definir as tarifas. Durante a década de 1940, introduz-se a taxa de remuneração do capital e das instalações pelo custo histórico, fixado em 10%, e não mais pela correção monetária (ANEEL, 2008).

A partir de 1973, durante o regime militar, as tarifas de todo o território nacional foram equalizadas, independente dos desafios de cada área de concessão e custos de produção de cada região. A tarifa era baseada nos custos dos serviços da rede, então, apesar de a medida ter sido adotada com o objetivo de diminuir as desigualdades regionais vigentes, ela causou um desincentivo para as empresas investirem em eficiência. Isso perdurou até 1993, quando a lei Elizeu Resende não só acabou com a tarifa nacional baseada nos custos e introduzindo uma tarifa baseada no *price-cap*, como promoveu um acordo entre as empresas de energia elétrica e a União, visando sanear o alto nível de endividamento, e tornando obrigatória a assinatura de contratos de suprimento entre Geradoras e Distribuidoras (ANEEL, 2008)

No início dos anos 1990, com a estabilização econômica e este cenário de endividamento das grandes empresas do setor elétrico, dois fatores mudam o cenário

do setor: a promulgação da Lei das Concessões, em 1995, e o início do Plano Nacional de Desestatização (PND), no mesmo ano. Com a participação de grandes agentes privados no mercado, cria-se uma necessidade de uma agência reguladora para o setor, o que acontece em 1996 com a criação da ANEEL.

A ANEEL foi criada com as atribuições de fixar tarifas e fiscalizar tanto a qualidade dos serviços como o cumprimento dos contratos. Em conjunto com a criação da ANEEL, foi adotado um novo modelo institucional do setor, onde é estipulada a forma de concorrência ou leilão para licitação e exploração dos potenciais hidráulicos.

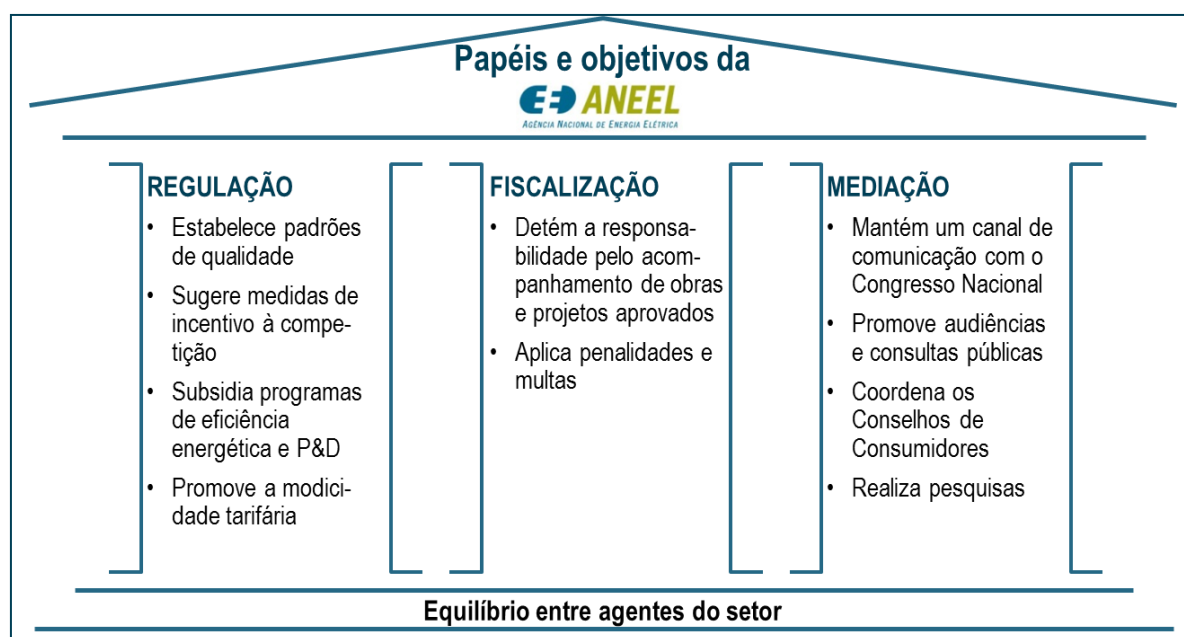


Figura 1: Papéis e objetivos da ANEEL

Fonte: ANEEL

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

Logo depois, em 1998, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico prevê a desverticalização das empresas, separando-as em 4 grupos: Geração, Transmissão,



Distribuição e Comercialização – divisão que se mantém até hoje. Além disso, também foram criados outros órgãos reguladores: o Operador Nacional do Sistema (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), que posteriormente seria substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 2004.

Em 2004, após a mudança de governo, foi instituído um novo modelo para o setor e criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a CCEE. Uma mudança importante foi a substituição do critério de leilão para os novos empreendimentos: ao invés de o vencedor ser definido pelo maior valor ofertado pela concessão, o resultado depende de quem ofertar o menor preço para a energia, uma demonstração que o foco está na modicidade tarifária, ou seja, prover tarifas de energia mais baixas para a população.

Em 2004 também foi criada a divisão entre os dois ambientes de comercialização de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

## **2.2 Panorama do modelo regulatório atual**

O órgão regulador do setor elétrico brasileiro é a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. A estrutura do setor também conta com o suporte de outros agentes como a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), que coordena os ambientes de contratação livre (ACL) e regulada (ACR); o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional; e a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) que desenvolve estudos sobre o setor, que dão suporte para decisões do Ministério de Minas e Energia.

Essas instituições se relacionam de diversas maneiras com os diferentes elos do setor elétrico. Atualmente, o setor está dividido em 4 segmentos, que sofrem diferentes regulamentações, assim como assumem diferentes riscos e remunerações.

Primeiramente, em relação à geração, esse segmento pode vender energia tanto no ACL quanto no ACR. No ACR as compras de energia são feitas por dois tipos de contratos: Contratos de Quantidade de Energia utilizados para Usinas Hidrelétricas, e Contratos de Disponibilidade de Energia, para Usinas Termelétricas. Nos Contratos de Quantidade de Energia, a geradora deve fornecer um volume de energia determinado e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada. Já no Contrato de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar um volume específico de capacidade ao ACR. As empresas de geração também podem negociar diretamente no ACL com consumidores livres e comercializadores, conforme regulamentação da ANEEL. Em decorrência da Medida Provisória 579, a partir de 2013 o risco hidrológico do Mecanismo de Realocação de Energia passa dos geradores para os consumidores, no caso das usinas hidrelétricas que aceitaram a prorrogação de suas concessões. Para estes casos, variações hidrológicas positivas ou negativas serão repassadas para as tarifas do consumidor final através dos reajustes tarifários.

No segmento de transmissão, as empresas são pagas pelo custo de transporte de energia e seus encargos, depois cobrado das empresas de distribuição, geradoras e consumidores livres. A tarifa é baseada na RAP (Receita Anual Permitida) que é o valor resultante do leilão de transmissão e pago às empresas transmissoras no momento de entrada em operação. O valor é corrigido anualmente conforme o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e passa por revisões a cada cinco anos, nos termos do contrato de concessão.

Para as empresas Distribuidoras, a regulação visa não apenas entregar um preço compatível com os custos da empresa, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro, mas também corrigir processo inflacionário, estimular produtividade das empresas, repassar ganhos de produtividade ao consumidor e definir padrões de qualidade do serviço (ANEEL 2007). Por isso, sob o modelo regulatório vigente, a receita requerida, ou seja, aquela que é necessária para que uma Distribuidora mantenha seu equilíbrio econômico-financeiro, é composta não só pela parcela A, que inclui custos não gerenciáveis pelas Distribuidoras, ou seja, custos relacionados à geração, à transmissão e os impostos e encargos das próprias Distribuidoras, mas também contabiliza a parcela B, que contabiliza custos gerenciáveis pelas Distribuidoras, ou seja, aqueles relacionados à prestação do serviço de distribuição propriamente dito e também a remuneração de seus investimentos. Na Figura 2 pode-se ter um melhor entendimento dos componentes que integram a tarifa.

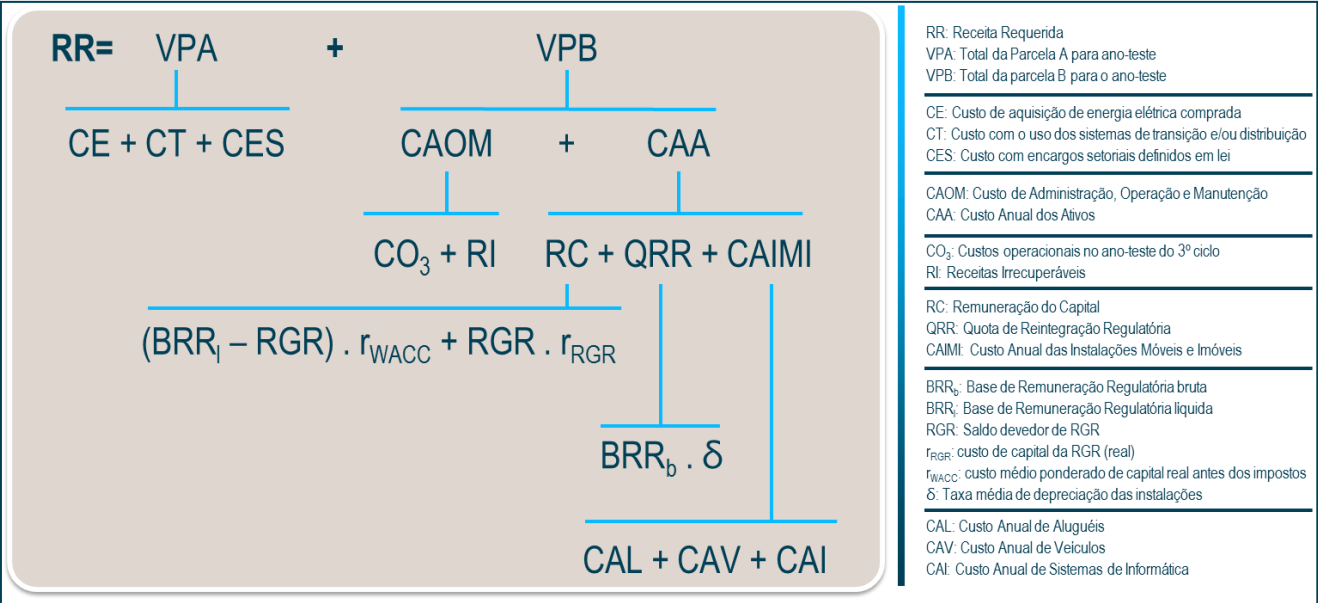


Figura 2: Estrutura de preço da tarifa de energia elétrica para a distribuidora

Fonte: ANEEL

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

Além dos reajustes anuais que a Parcela B sofre de acordo com o índice IGP-M e o índice de produtividade (Fator X), as tarifas passam por revisões a cada quatro anos. Nestas revisões, é definida uma nova tarifa que visa repassar ao consumidor os ganhos de produtividade e também definir novas metas de qualidade e índice de produtividade a serem perseguidos nos próximos anos.

Por fim, a comercialização é uma atividade menos regulada, ainda, em relação a outros segmentos do setor. A responsável pela fiscalização da comercialização de energia é a CCEE, que contabiliza as operações de compra e venda de energia elétrica e apura os montantes comercializados e efetivamente gerados e consumidos pelo mercado. A tendência é que esse mercado tenha suas normas aprimoradas, assim como sua regulação para impedir esse tipo de acontecimento.

### **3. Questões-chave para o modelo regulatório brasileiro no cenário 2030**

Esta seção busca analisar as principais forças que atuam e transformam o setor elétrico brasileiro e relacioná-las com as principais questões-chave para o setor. Essas forças seriam o maior poder para o cliente, o maior direcionamento para a sustentabilidade e a introdução de novas tecnologias na rede. A combinação dessas três forças leva a uma reavaliação do modelo regulatório vigente para o horizonte de 2030, sendo embasada por uma série de questões-chaves que serão posteriormente detalhadas.

#### **3.1 Forças que atuam para a transformação do setor**

No Brasil e no mundo, um conjunto de forças está atuando no setor elétrico e transformando-o em um sistema cada vez mais distribuído, porém ao mesmo tempo mais conectado. A Figura 3 procura ilustrar, de forma esquemática, uma maneira

possível de segmentar as grandes ondas de transformação do setor elétrico: segmentos isolados, segmentos interligados e, por fim, segmentos distribuídos e conectados.

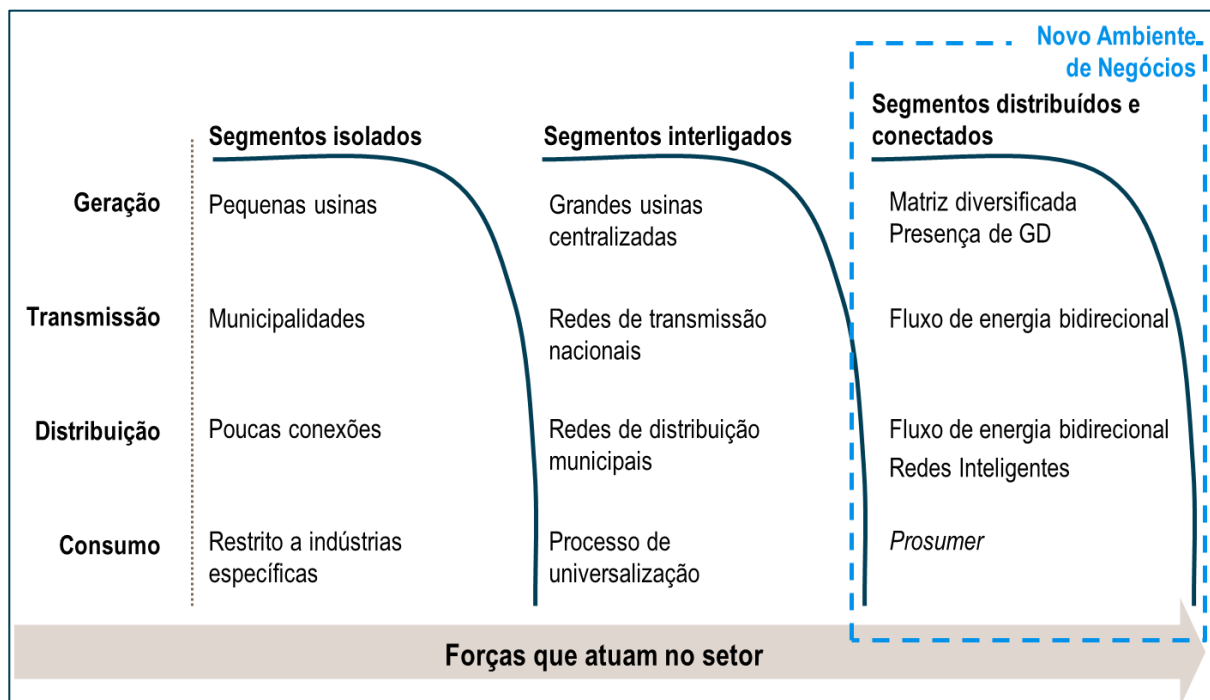


Figura 3: Transição para um novo ambiente de negócios

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

Nos primórdios do setor, a geração era realizada por grandes usinas centralizadas, a transmissão e a distribuição eram esparsas e o consumo de eletricidade era restrito a alguns segmentos da economia. Em um segundo momento, as unidades geradoras passaram a ser cada vez maiores e mais centralizadas, sendo conectadas e interligadas por sistemas de transmissão e distribuição mais robustos e que permitiram maior universalização do consumo de eletricidade.

Atualmente, o setor elétrico passa por mais uma onda de transformação. Naturalmente, os mercados de energia de diferentes países não se encontram em um mesmo estágio de desenvolvimento. Porém, é de se esperar que, no longo-prazo, os mercados mundiais possam convergir para o que é chamado na Figura 3 de "segmentos distribuídos e conectados". Nesta fase de desenvolvimento do setor, as novas tecnologias de geração centralizada e de Geração Distribuída permitem uma maior diversificação da matriz elétrica. A transmissão e a distribuição, por sua vez, passam a conviver cada vez mais com os fluxos bidirecionais e maior automação e inteligência na rede. Destaca-se que, nesta fase, através do surgimento de novas tecnologias de Geração Distribuída e Redes Inteligentes, o consumidor pode deixar de ser um agente passivo, podendo até se tornar um *prosumer* e compartilhar sua energia gerada com outros usuários da rede.

Dentre essas forças que estão transformando o setor, as que merecem maior destaque podem ser descritas como: maior poder para o cliente, maior foco em sustentabilidade e introdução de tecnologias disruptivas na rede elétrica. Como destacado na Figura 4, a regulação surge como um importante componente que pode tanto acelerar o impacto dessas forças quanto inibi-lo.

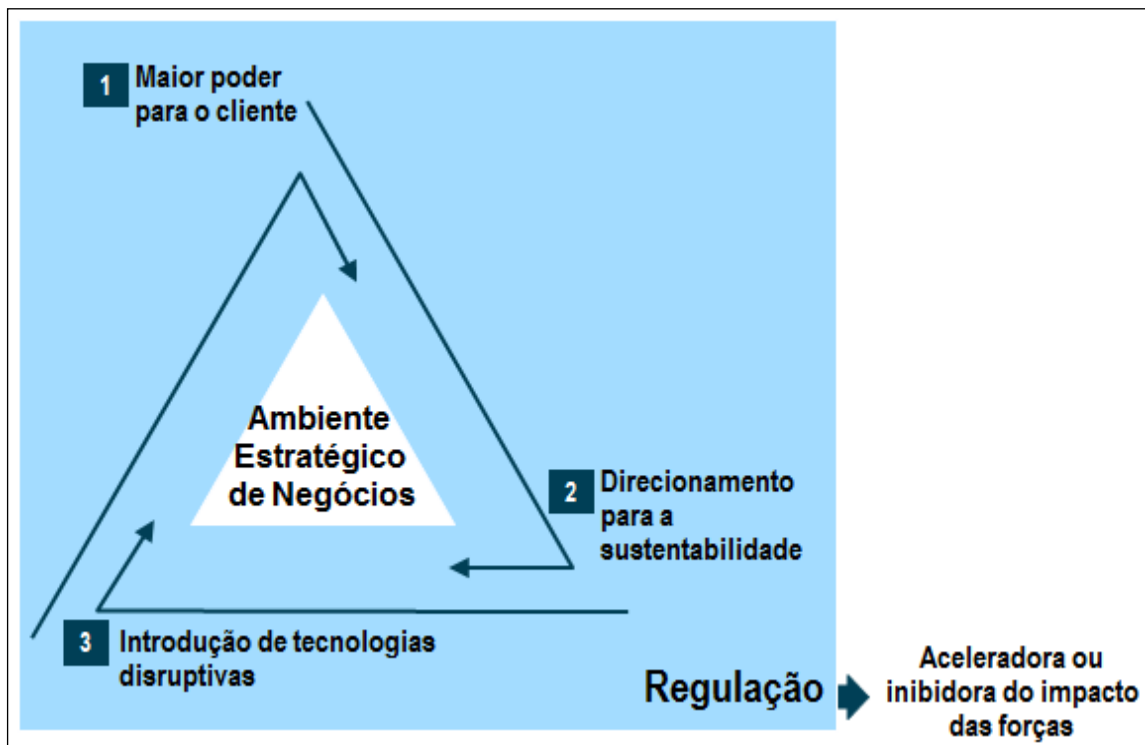


Figura 4: Forças que estão influenciando o setor elétrico

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

Para o caso brasileiro, o maior poder para o cliente é, em grande parte, consequência do processo de universalização do atendimento. Além de terem cada vez mais acesso à energia elétrica, os consumidores brasileiros também estão aumentando suas exigências em relação aos serviços de utilidade pública e estão mais atentos aos seus direitos. Um consumidor mais exigente poderá ter papel cada vez mais relevante ao influenciar a definição de regras e políticas para o setor.

O maior direcionamento para a sustentabilidade também está transformando a forma de consumir energia elétrica. Os diversos agentes da sociedade estão cada vez mais preocupados com a sustentabilidade do consumo e do próprio crescimento econômico, buscando formas menos destrutivas de conviver com o meio ambiente. No nível internacional, o direcionamento à sustentabilidade tende a estar mais relacionado, sobretudo à mitigação do aquecimento global, com a adoção de políticas

capazes de levar a uma menor intensidade de carbono da economia. Um exemplo é o programa "Europa 20 20 20", no qual a União Européia se propõe diminuir os níveis de emissão de CO<sub>2</sub>, aumentar o consumo de energia de fontes renováveis e melhorar a eficiência energética da União Européia como um todo. Diversos países tem seguido o mesmo caminho, incentivando a eficiência energética e o uso de renováveis como uma das iniciativas contra o aquecimento global.

A terceira força que está transformando o setor é a introdução de tecnologias disruptivas na rede elétrica. Até 2030, tecnologias como Redes Inteligentes (*smart grids*), Geração Distribuída, e Armazenagem estarão mais desenvolvidas e difundidas. As transformações proporcionadas pelas Redes Inteligentes trarão, por exemplo, implicações para os modelos de negócios tradicionais das Distribuidoras. A automação da rede permitirá um maior monitoramento da rede e aumentará o volume de informações disponíveis para as empresas. Esta massa de informações (*big data*)<sup>1</sup> irá permitir que uma série de novos produtos e serviços sejam oferecidos aos consumidores residenciais e industriais, como diagnósticos do consumo e resposta à demanda.

Além das Redes Inteligentes, a Geração Distribuída irá promover mudanças de paradigma no setor. Em especial os sistemas solares fotovoltaicos residenciais proporcionam mudanças disruptivas na forma com que a energia é gerada e distribuída, pois levam ao surgimento de figura do *prosumer*. Embora a Geração Solar Distribuída seja uma tecnologia ainda pouco disseminada no Brasil, já existem iniciativas de Microgeração Distribuída no país. Até outubro de 2014, já estavam instalados 158 projetos de geração solar distribuída, totalizando 3,0 MW de potência<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Megadados – grande volume de dados que permitem análises e conclusões

<sup>2</sup> <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>



Como representado na Figura 4, a regulação do setor é o componente que permeia as mencionadas forças e que pode tanto acelerar quanto inibir seus impactos. A regulação pode fomentar a participação da sociedade nos processos decisórios, o fortalecimento de uma economia de baixo carbono e a modernização da rede elétrica através dos corretos incentivos e diretrizes. Em contraposição, a regulação do setor pode não considerar aspectos de sustentabilidade nos modelos de incentivos, não criar mecanismos que viabilizem a introdução de novas tecnologias na rede elétrica ou, ainda, se fechar à participação de *stakeholders*.

Nos EUA, as *utilities* já consideram que o modelo regulatório atual é um dos principais desafios para o setor quando se vislumbra as tendências de longo-prazo (Utility Dive, 2014). Como ilustrado na Figura 5, em uma pesquisa realizada em 2014 com mais de 500 empresas do setor elétrico norte-americano, foi constatado que dentre os principais desafios para o setor, o modelo regulatório atual seria o segundo maior.

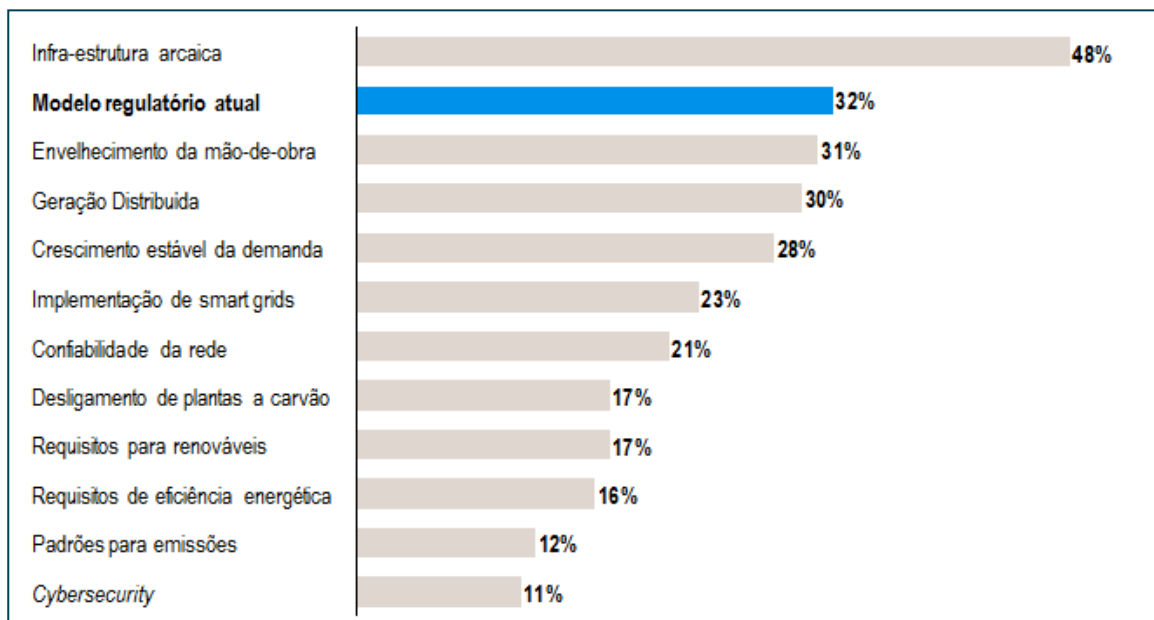


Figura 5: Principais desafios para as utilities norte-americanas

Fonte: Utility Dive - The state of the electric utility (2014)

Pode-se destacar que os investimentos para modernização da infraestrutura arcaica, o desafio mais citado pelos entrevistados, dependem também de incentivos e sinais regulatórios. Outro tema que será posteriormente detalhado neste presente relatório é a necessidade de revisão dos mecanismos de remuneração das Distribuidoras no caso de maior participação da Geração Distribuída. Na mesma pesquisa, 57% das *utilities* declararam acreditar que o modelo regulatório irá passar por mudanças significativas nos próximos 5 anos.

### 3.2 Dimensões para reavaliação no modelo regulatório atual

Tendo em vista as transformações esperadas para o setor no horizonte 2030 e as forças que as motivam, uma série de questões se colocam para reavaliação no arcabouço regulatório vigente. Estas questões tangenciam reflexões sobre mecanismos de incentivos, modelos de remuneração e punição, regulação de

serviços, dentre outros. De forma a melhor organizar a discussão das questões-chave para o setor, este relatório procura reavaliar o modelo atual através de três grandes dimensões:

- A. Mecanismos de incentivos à eficiência, investimentos e inovação;
- B. Modelos de remuneração de ativos e negócios não regulados;
- C. Papel do regulador e interação com seus stakeholders.

Cada uma destas três dimensões é diretamente impactada por vetores das forças que estão transformando o setor e que foram descritas na seção anterior. Como esquematizado na Figura 6, o maior poder para o cliente poderá implicar em pressão da sociedade por maior qualidade no suprimento de energia elétrica. A regulação, por sua vez, poderá assumir o papel de promover mecanismos de incentivos à investimentos e inovação em todos os elos da cadeia do setor.

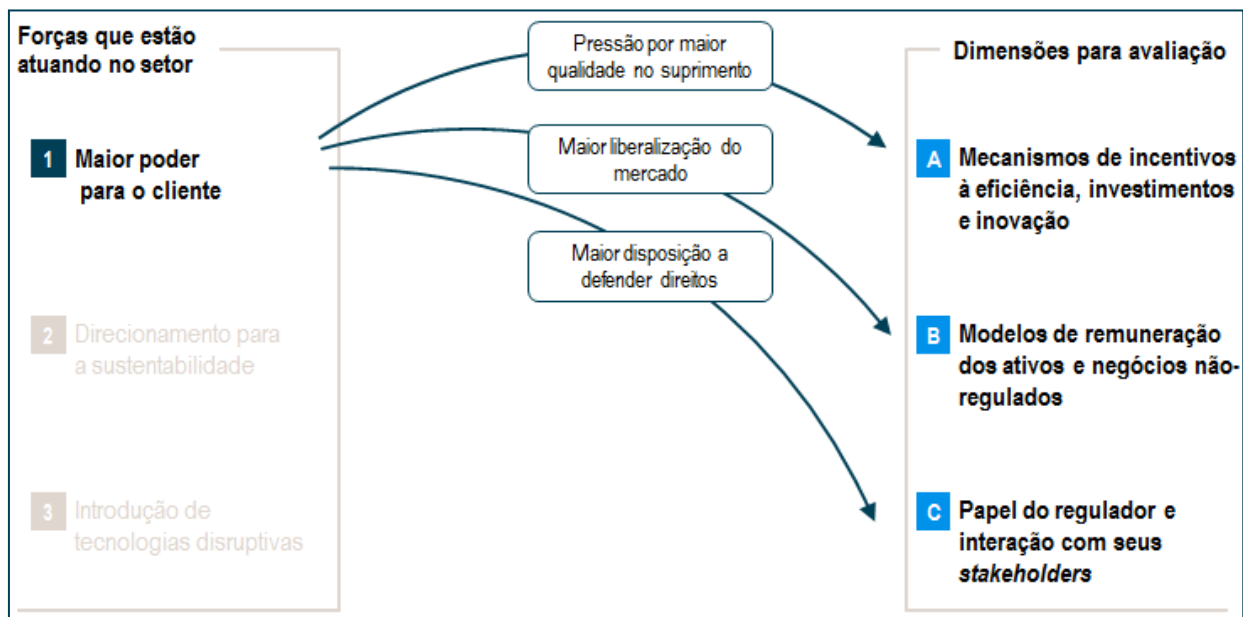


Figura 6: Impactos do maior poder para o cliente no modelo regulatório atual

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

Além de demandar patamares de qualidade mais altos, a sociedade poderá defender cada vez mais a liberalização dos mercados de energia elétrica para o segmento residencial. A plataforma "+Energia Livre" consiste em um exemplo de como um consumidor mais consciente pode atuar de forma a defender a liberalização do mercado<sup>3</sup>. Ao atender o anseio dos consumidores por maior liberalização, a regulação deverá refletir uma série de questões como a possível mudança nos modelos de remuneração dos ativos das Distribuidoras e a revisão no modelo vigente de expansão da geração.

Por fim, é natural esperar que consumidores mais atuantes sobre o setor elétrico estejam também mais dispostos a interagir com os agentes reguladores e defender

<sup>3</sup> O referido website é uma ferramenta de comunicação para reunir públicos interessados no setor energético brasileiro e fomentar maior liberalização do mercado. O site reúne mais de 60 empresas e organizações da sociedade civil que visam influenciar a agenda energética brasileira.

seus direitos e interesses. Esta demanda da sociedade exigirá do regulador uma reflexão dos seus mecanismos atuais de interação com *stakeholders*, possivelmente ampliando seus canais de comunicação e efetividade.

A força do direcionamento para a sustentabilidade também possui seus impactos nas referidas dimensões para avaliação do modelo regulatório atual. Como esquematizado na Figura 7, esta força levará a uma maior demanda por tecnologias que contemplem a eficiência energética, bem como, pela geração por fontes renováveis. Novamente, é função do regulador providenciar os corretos incentivos aos investimentos e inovação em tecnologias de baixo carbono.

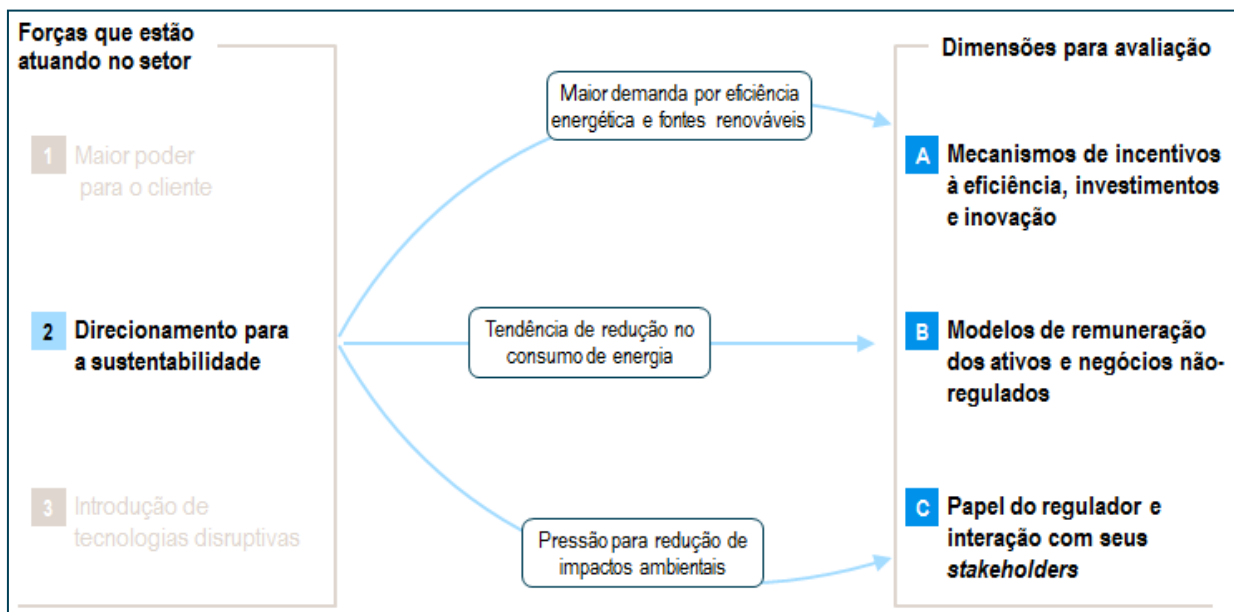


Figura 7: Impactos do direcionamento para sustentabilidade no modelo regulatório atual

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

O direcionamento para a sustentabilidade e o conseqüente desenvolvimento de uma economia de baixo carbono levam também a uma tendência de redução no consumo de energia, seja pela própria redução consciente do uso de equipamentos ou através

da utilização de tecnologias mais eficientes. Esta possível redução nas taxas de crescimento da demanda por energia elétrica representa um desafio especialmente para as Distribuidoras. Devido ao fato que as distribuidoras têm suas receitas vinculadas ao consumo de energia elétrica, no caso de queda deste consumo, isso afetaria a remuneração destas empresas, podendo ser prejudicial à sua estabilidade econômico financeira. Dessa forma, o direcionamento para a sustentabilidade também leva a necessidade de reavaliação do modelo atual de remuneração de ativos.

Por fim, a introdução das tecnologias disruptivas na rede possui também seus impactos nas mesmas dimensões previamente citadas. Estes impactos estão esquematizados na Figura 8.

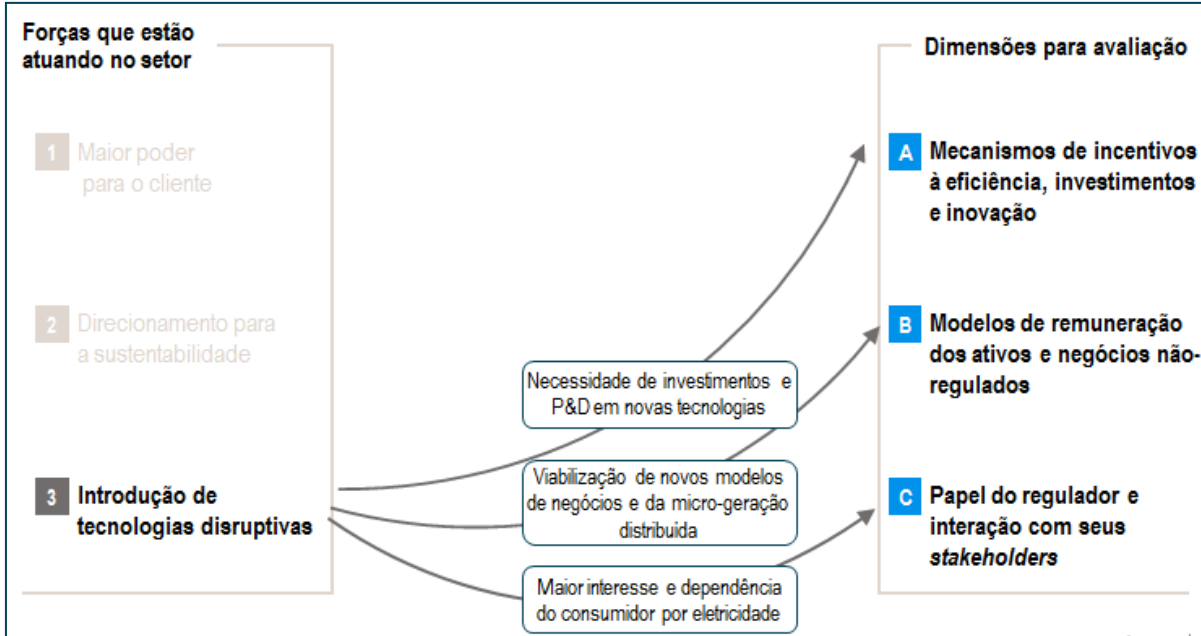


Figura 8: Impactos da introdução de tecnologias disruptivas no modelo regulatório atual

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

Primeiramente, será necessário avaliar os mecanismos de incentivos aos investimentos e P&D nas novas tecnologias de rede. Estes investimentos serão necessários não somente ao desenvolvimento de novas tecnologias como também para sua correta introdução e adequação às redes atuais.

O desenvolvimento das novas tecnologias, em especial as Redes Inteligentes e a Microgeração Distribuída irá viabilizar uma série de novos modelos de negócios para as *utilities*. Em geral, estes modelos de negócios compreendem a oferta de serviços atualmente não regulados. Dessa forma, para viabilizar o desenvolvimento destes negócios será importante garantir que as empresas sejam devidamente remuneradas pelo oferecimento de tais serviços.

Em síntese, o conjunto das três referidas forças irá proporcionar uma série de mudanças no setor que demandarão uma reavaliação dos modelos atuais de incentivos à eficiência, investimentos e inovação, dos mecanismos de remuneração de ativos e negócios não-regulados e também do papel do regulador e sua interação com *stakeholders*. Cada uma das dimensões identificadas para reavaliação do modelo regulatório atual traz consigo uma série de desafios específicos ao setor elétrico brasileiro. Os desafios, por sua vez, trazem à tona questões-chaves que serão analisadas nos capítulos que se seguem.

#### **4. Mecanismos de incentivos à eficiência, investimentos e inovação**

O maior poder para o cliente, o maior direcionamento para a sustentabilidade e a introdução de tecnologias disruptivas irão requerer uma reavaliação dos mecanismos atuais de incentivos à eficiência, investimentos e inovação no setor.

A Figura 9 resume os principais desafios decorrentes da atuação destas forças e suas respectivas questões-chave para avaliação.

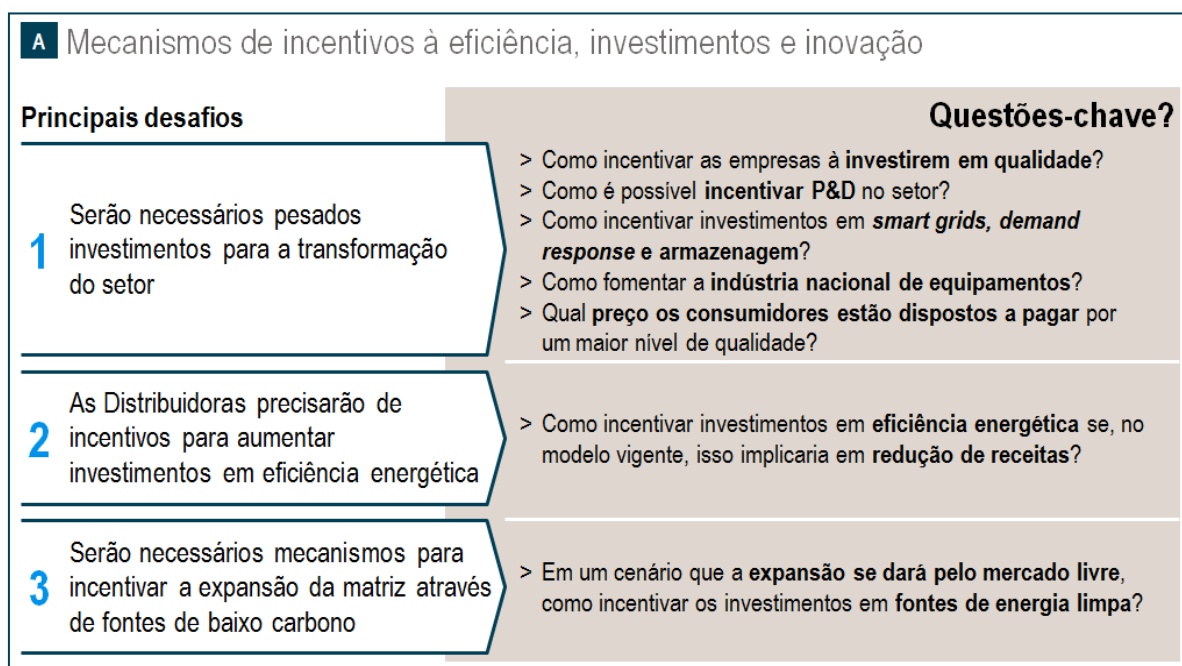


Figura 9: Mecanismos de incentivos à incentivos: desafios e questões-chave

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

As sub-seções que seguem irão detalhar cada um destes desafios e, adicionalmente, trarão para avaliação *benchmarks* internacionais que podem ser possíveis soluções para estas questões no caso brasileiro.

## 4.1 Investimentos para a transformação do setor

### 4.1.1 Desafios e questões-chave

Nos últimos 20 anos, o setor elétrico brasileiro conseguiu universalizar o atendimento e garantir padrões de qualidade cada vez mais altos. A energia elétrica é o serviço público mais universalizado do país e a distribuição alcançou patamares significativos



de qualidade, com redução dos índices DEC e FEC<sup>4</sup> nas últimas décadas. Porém, embora o segmento tenha evoluído consideravelmente em relação aos indicadores de qualidade, o mesmo já apresenta sinais de estabilização. Como representado na Figura 10, elaborada com dados da ABRADDEE, será necessária uma ruptura no setor para que os indicadores de qualidade DEC e FEC decresçam ainda mais. Para efeitos de comparação, enquanto a duração equivalente da interrupção está acima de 18 horas no Brasil, em 2013, em países como Alemanha, França e Reino Unido, o tempo médio de interrupção foi menor que 2 horas.

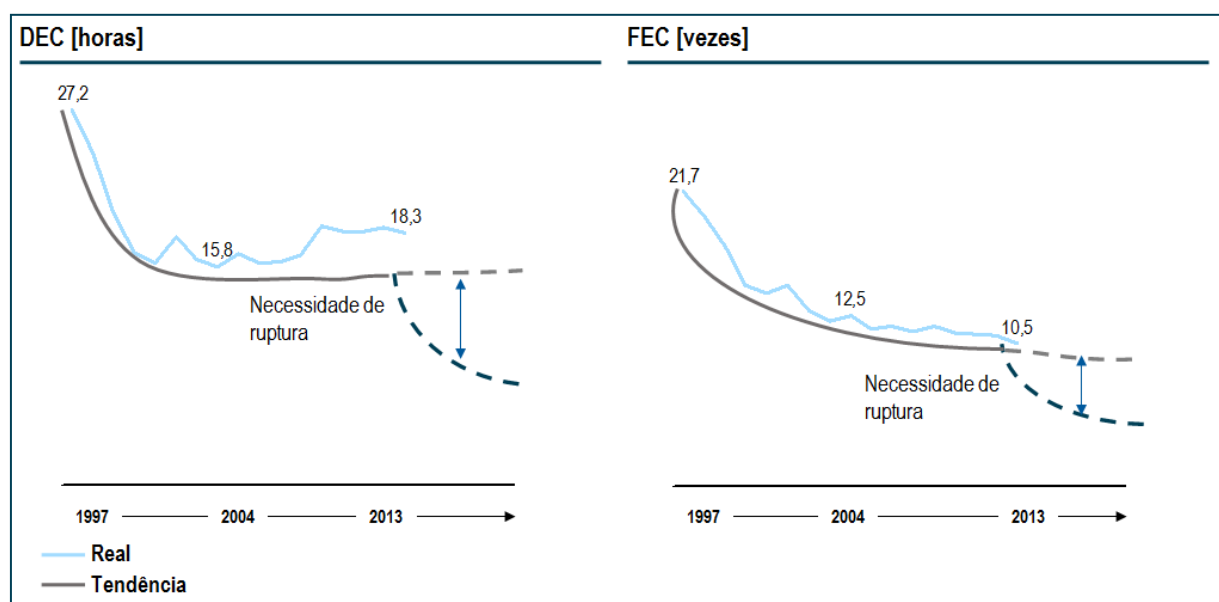


Figura 10: Evolução dos indicadores de qualidade (DEC/ FEC)

Fonte: ABRADDEE

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

Internacionalmente, a disseminação da prática da Geração Distribuída e o início da difusão de outras tecnologias de geração e de rede indicam que a inserção destas novas tecnologias nas redes elétricas requer, não apenas políticas de incentivo

<sup>4</sup> Índices de qualidade do suprimento de energia elétrica: DEC - Duração Equivalente por Consumidor; FEC - Freqüência Equivalente por Consumidor

durante o período embrionário com o objetivo de massificar as mesmas, como também alterações regulatórias que mitiguem os riscos da inserção para os agentes. Adicionalmente, é necessário reavaliar se os mecanismos atuais de incentivos de fato viabilizam investimentos em tecnologias mais disruptivas, as quais possuem um maior nível de risco associado ao processo de inovação. Em decorrência do maior risco e da maior dificuldade de previsão de custos e benefícios, a viabilização desta categoria de projetos demandaria um novo modelo que pudesse levar em

consideração aspectos além da prudência e eficiência dos investimentos. Como ilustrado nas próximas seções, em outros países foram criados mecanismos de incentivo à investimentos específicos para projetos com altos riscos, mas altos *pay-offs*.

Esta ruptura para a transformação do setor poderá ser resultado de investimentos na melhoria da qualidade da rede de concessões mais afastadas e com situações precárias. Porém, nas concessões em regiões com maior desenvolvimento econômico e mais próximas dos grandes centros urbanos, haverá necessidade de investimentos massivos, em especial em novas tecnologias, para a transformação do setor e o alcance de novos patamares de qualidade, tais como redes subterrâneas ou Redes Inteligentes.

No Brasil, a questão da modicidade tarifária é um importante aspecto que precisa ser incorporado ao se desenvolver mecanismos de incentivo a investimentos no setor. Do lado das políticas setoriais, o pilar da modicidade tarifária possivelmente pode dificultar que mecanismos de incentivos a investimentos e inovação utilizem recursos provenientes das tarifas para seu financiamento. Pelo lado do consumo, até o momento presente não há clareza quanto à disponibilidade dos consumidores (especialmente os residenciais) a pagar por melhor qualidade no suprimento ou por garantia de uso de fontes renováveis.

Dado o foco da regulação em modicidade tarifária, surgem certos entraves ao investimento em novas tecnologias. Em especial no segmento da Distribuição, o atual arcabouço regulatório não traz incentivos para investimentos na transformação do setor seja via tarifa ou via fundo de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento). Embora 1% das receitas das Distribuidoras seja repassada via tarifa para fins de P&D e Eficiência Energética, este mecanismo de obrigatoriedade de investimentos apresenta riscos de glosa e acaba incentivando, na maior parte dos casos, projetos mais voltados à estudos e experimentos. O mecanismo acaba trazendo poucos incentivos para projetos que testam e implementam tecnologias de rede mais disruptivas (ex: tecnologias relacionadas à Microgeração Distribuída, veículos elétricos, etc.). Mesmo projetos com altos *pay-offs*, mas com altos riscos, recebem poucos incentivos.

Em frente a estes desafios, surgem diversas perguntas-chaves para o modelo regulatório vigente:

- Como incentivar as empresas do setor a investirem em qualidade?
- Como é possível incentivar P&D no setor?
- Como incentivar investimentos em *smart grids*, *demand response* e armazenagem?
- Como fomentar a indústria nacional de equipamentos?
- Qual preço os consumidores estariam dispostos a pagar por um maior nível de qualidade?

#### **4.1.2 Benchmarks internacionais**

A experiência internacional mostra que, para garantir a transformação do setor, são realizados principalmente investimentos na melhoria da rede, incentivos à P&D e

fomentos à indústria tecnológica. A Figura 11 resume as principais iniciativas para transformação do setor elétrico.

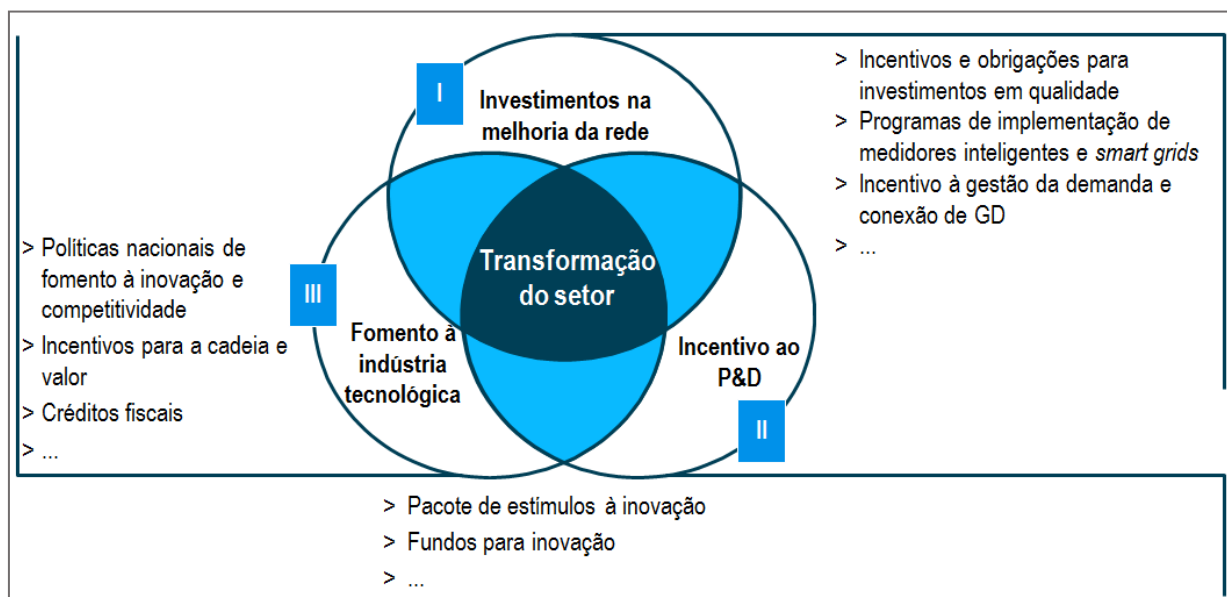


Figura 11: Mecanismos para incentivar investimentos para transformação do setor

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

Em relação aos investimentos para melhoria da rede elétrica, existem dois principais racionais regulatórios a serem aplicados: *input-based* e *output-based*. O racional do modelo por *inputs* baseia-se na premissa de que o regulador irá definir volume, qualidade, tempo e localização dos investimentos. Este modelo traz menor incerteza em relação ao reconhecimento do montante investido, porém implica em maior risco de que os investimentos incentivados não sejam os mais eficientes ou compatíveis com os interesses das empresas e consumidores. Em comparação, o modelo por *outputs* prevê maior autonomia para as Distribuidoras decidirem os investimentos que irão realizar. Os investimentos são estimulados e regulados através de requisitos mínimos para determinados parâmetros e por penalidades, ou recompensas, em relação ao cumprimento de critérios. O modelo por *outputs* tem como premissa que as empresas são melhores capacitadas para dimensionar quanto e como seus investimentos devem ser realizados. Embora o modelo apresente incentivos aos projetos mais eficientes, ele apresenta maior risco relacionado à remuneração de

investimentos e requer o desenvolvimento de *benchmarks* para definição de padrões e níveis de investimento. Adicionalmente, este modelo pode implicar em maior necessidade de fiscalização por parte da Agência Reguladora, a qual seria a responsável por monitorar e garantir que os objetivos definidos para as empresas estão sendo alcançados.

Esses modelos são utilizados não apenas para o setor elétrico, mas também para diversos serviços públicos que são monopólios naturais. Num artigo para discussão de 2010, o regulador econômico de água e esgoto (OFWAT) discute entre o uso dos dois modelos para a distribuição de água e saneamento no Reino Unido<sup>5</sup>. A organização propõe justamente abandonar o modelo *input-based*, pois este havia se tornado um sistema muito complexo, dependente em dados e consumindo um tempo excessivo tanto das empresas, quanto dos consumidores. É também apontado que o modelo foi útil para o período logo após a privatização, quando as empresas tinham que focar no aprimoramento dos ativos para conseguir atender o consumidor, sendo que no longo prazo o modelo não era mais necessariamente eficiente. Em 2012, a OFWAT lançou sua nova metodologia, focando mais em remuneração por resultados (Oxera, 2013), sem perder de vista a responsabilidade por parte das empresas.

A Itália é um exemplo de mercado no qual os dois modelos foram aplicados para incentivar o desenvolvimento das Redes Inteligentes. O modelo *input-based* foi utilizado no Programa de Implementação de Medidores Inteligentes e o modelo *output-based* foi aplicado para incentivar o desenvolvimento de *smart grids*. Para o programa de implementação de Medidores Inteligentes, a Itália iniciou o plano Telegestore, que tornou obrigatória a infraestrutura de medidores automáticos. Em cinco anos, 30 milhões de medidores já haviam sido instalados, num investimento de 2,1 bilhões de euros (JRC Reference Report, 2013). Esse investimento gerou não só

---

<sup>5</sup> OFWAT (2010)

uma melhora na rede, mas também maior eficiência da ENEL, com diminuição do número de reclamações, maior praticidade em lidar com inadimplentes e economias estimadas em 500 milhões de euros ao ano. Após o sucesso deste projeto, o governo italiano focou em incentivo a projetos para o desenvolvimento de *smart grids*. Os projetos são avaliados com uma antecedência de 3 anos e possuem uma remuneração diferenciada.

Além dos investimentos na melhoria da rede, os incentivos para a Pesquisa e Desenvolvimento são de extrema importância para o setor por permitirem que novas tecnologias sejam criadas, aperfeiçoadas e testadas. Os investimentos em P&D costumam ocorrer através de pacotes de estímulos e por fundos dedicados ao tema. No Reino Unido, por exemplo, os fundos de incentivo à P&D possuem diferentes objetivos e fomentam projetos de diferentes portes e maturidades. O *Low Carbon Network Funds*, por exemplo, é um fundo destinado a inovações que auxiliam nos desafios da Economia de Baixo Carbono. O fundo prevê a atribuição de £ 500 milhões em incentivos a projetos de Geração Distribuída, veículos elétricos, demand response, smart meters, etc... (OFGEM, 2013). Este montante pode ser aplicado no desenvolvimento da tecnologia, suas práticas operacionais e ofertas comerciais.

Ainda no Reino Unido, dois outros fundos de P&D originados com a reforma para o modelo RIIO<sup>6</sup> incentivam a inovação no setor. O *Innovation Roll-Out Mechanism* (IRM) é um mecanismo criado pela Ofgem para que empresas apliquem recursos na implementação (*roll-out*) de tecnologias já desenvolvidas, testadas e comprovadas (OFGEM, 2012). O *Network Innovation Allowance* (NIA), por sua vez, possui um objetivo mais específico de fomentar projetos de inovação de pequena escala. O

---

<sup>6</sup> RIIO (acrônimo para Revenue+Incentives+ Innovation+Outputs) é o novo modelo regulatório em implementação no Reino Unido pela Ofgem, para os setores de gás e eletricidade. O mecanismo tem como principais objetivos colocar *stakeholders* no centro dos processos decisórios, incentivar investimentos eficientes na melhoria da segurança e confiabilidade da rede, fomentar a inovação voltada à redução dos custos de redes e garantir a participação do setor no desenvolvimento de uma economia de baixo carbono (ver <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-%E2%80%93-riio-model>)

mecanismo foi implementado juntamente com o modelo RIIO, substituindo o antigo *Innovation Funding Incentive* (IFI). (OFGEM, 2012)

Nos EUA, outro modelo de incentivo à inovação pode servir de exemplo ao Brasil. O *Advanced Research Projects Agency-Energy* (ARPA-E) foi criado juntamente com o *Recovery Act*<sup>7</sup> para incentivar projetos de P&D disruptivos, que apresentam altos riscos e altos *pay-offs*. O diferencial deste fundo é que ele viabiliza o desenvolvimento de projetos que não seriam financiados por investidores comuns, devido à sua alta complexidade técnica e riscos (ARPA-E, 2013).

Dentro do tema de incentivos ao investimento para a transformação do setor, surge a necessidade de rever também os mecanismos de incentivo para fomentar a indústria tecnológica do país como um todo. A velocidade de introdução das novas tecnologias na matriz geradora e na rede depende também da disponibilidade e dos preços destas tecnologias no país. Internacionalmente, governos costumam utilizar políticas de aumento de competitividade da indústria nacional, incentivos a cadeia de valor e créditos fiscais.

As políticas de fomento à competitividade da indústria nacional são um mecanismo aplicado historicamente pelas nações. Essas políticas costumam ser de âmbito nacional e multi-setorial e buscam estimular investimentos e viabilizar exportações. Um exemplo a ser citado no Brasil é o estabelecimento da Tecnologia Industrial Básica (TIB), que fomentou procedimentos de metrologia, normalização técnica e conformidade da produção para a indústria brasileira e incentivou uma maior eficiência produtiva das empresas, aumentando a produtividade como um todo.

---

<sup>7</sup> O *Recovery Act* é um pacote de estímulo econômico lançado nos EUA pelo Presidente Barack Obama em 2009. O programa tem com o objetivo de incentivar o crescimento econômico, com foco maior para a geração de empregos. No setor energético, a maior parte dos investimentos foi direcionada para a modernização da rede e descarbonização da matriz.

Foram, de fato, inovações incrementais simples que geraram melhorias práticas na organização de tarefas da produção (ABD, 2014).

Já os incentivos para a cadeia de valor de indústrias específicas costumam ocorrer através de incentivos fiscais sobre alíquotas dos componentes tarifários, tendo impacto indireto através da redução sobre os custos do investimento. Nos EUA, com o Recovery Act, o governo investiu intensivamente em toda a cadeia de valor da mobilidade elétrica. Foram investidos mais de US\$ 2,8 bilhões em 70 empresas privadas, representando investimentos em mais de 30 plantas de baterias e veículos elétricos (Departamento de Energia dos EUA, 2012). O mecanismo foi considerado um sucesso e, como ilustrado na Figura 12, traz expectativa de redução no preço das baterias e de aumento no número de postos de carregamento.

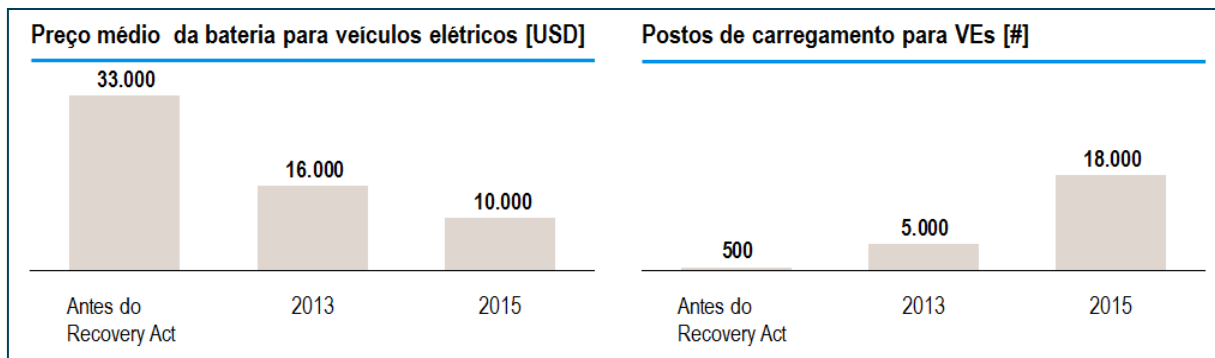


Figura 12: Resultados e expectativas resultantes dos incentivos do Recovery Act

Fonte: Recovery Act (Departamento de Energia dos EUA, 2012).

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

## 4.2 Incentivos para eficiência energética

### 4.2.1 Desafios e questões-chave



O maior direcionamento para a sustentabilidade levará não só a uma maior pressão a nível governamental para que os países adotem cada vez mais iniciativas voltadas à eficiência energética, quanto também levará a uma maior demanda dos consumidores por equipamentos mais modernos e mais inteligentes. Estes eventos podem reduzir o uso de energia no longo-prazo.

Internacionalmente, os países já unem esforços para atingir maiores patamares de eficiência. Um exemplo de política governamental fortemente voltada a eficiência energética é a política "Europa 20-20-20". A política lançada em 2007, tem como objetivos atingir as seguintes metas ambientais até 2020 (European Commission, 2014):

- Reduzir a emissão de gases estufa em 20% em relação ao patamar de 1990;
- Atingir 20% de fontes renováveis na matriz;
- Aumentar em 20% a eficiência energética.

No Brasil, já existem iniciativas para incentivos à eficiência energética. Entre elas destacam-se o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf) e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). O PNEf tem como principal meta a redução de 10% do consumo de energia elétrica até 2030. O plano utiliza como principal fonte de recursos o Programa de Eficiência Energética (PEE), para o qual as Distribuidoras de energia elétrica devem destinar 0,5% da sua Receita Operacional Líquida. O PNEf define ações para educação de consumidores e estimula a redução de gastos em iluminação pública e a substituição de equipamentos elétricos obsoletos. O PROCEL, por sua vez, busca principalmente a promoção de iluminação mais eficiente aumento da eficiência de eletrodomésticos e motores. O programa irá proibir a comercialização de lâmpadas incandescentes até 2016. Embora os programas visem a participação dos consumidores, há espaço para iniciativas e modelos que aumentem o engajamento de clientes e Distribuidoras na economia de energia elétrica.

Frente a estes desafios, as principais perguntas-chave que se colocam são como será possível incentivar mais investimentos em eficiência energética se, no modelo vigente, isso implicaria em redução de receitas para as Distribuidoras, levando em conta o modelo de remuneração atual das Distribuidoras e como engajar os consumidores no processo.

#### **4.2.2 Benchmarks internacionais**

Como forma de incentivo à eficiência energética no nível da Distribuição, muitos países instituíram o modelo de *decoupling*, o qual dissocia o volume de receitas com o volume de energia distribuída. Como este mecanismo será melhor detalhado no capítulo 5, neste trecho do relatório o maior foco será dado a outros mecanismos que tem como racional mitigar a perda de receita devido a um menor consumo de energia.

Nos EUA, já é possível verificar a existência de vários modelos de incentivo à Eficiência Energética. Um primeiro modelo seria o de retorno diferenciado para projetos de eficiência energética. Neste modelo, os investimentos em eficiência energética recebem remuneração mais alta do que outros ativos. Com uma remuneração privilegiada, os investimentos nesta categoria de programa acabam sendo priorizados pelas empresas. Embora investimentos sejam priorizados, este modelo pode não incentivar a melhoria da performance dos projetos de eficiência energética. Em Nevada e Washington, por exemplo, o regulador permite um bônus sobre o retorno do investimento de 5% e 2% respectivamente (ACEE, 2013). Porém, nos dois estados, o modelo é questionado com relação à falta de incentivos à performance dos programas.

Outro modelo seria o compartilhamento de ganhos, no qual os benefícios líquidos da implantação da eficiência energética são compartilhados entre empresas e consumidores. O benefício líquido é contabilizado como a economia com eficiência

energética menos os custos dos programas que foram aplicados para obtê-la. Sob este modelo, as empresas recebem como compensação um percentual deste benefício conquistado. Diferentemente dos outros dois modelos apresentados, este mecanismo condiciona o incentivo ao alcance de metas de desempenho. Outro benefício deste mecanismo é que ele tanto visa, quanto remunera maior participação dos consumidores no processo de economia de energia. Embora este fato tenha viés positivo, ele pode também aumentar o custo total dos programas. Adicionalmente, o incentivo também acaba sendo condicionado à economia feita pelos consumidores, limitando a influência que as empresas possuem na economia. Na Califórnia este modelo é aplicado desde 1984. Como o modelo está em voga há muito tempo, é difícil calcular o efeito da implementação dos programas de eficiência. Porém, a empresa responsável, Pacific Gas and Electric Company, reporta que as economias tem consistentemente excedido 1% das receitas nos últimos 10 anos (Migden-Ostrander, Watson, Lamont, e Sedano, 2014).

Por fim, um quarto modelo de mecanismo de incentivo à eficiência energética é o de metas com bonificação. Para este modelo, o incentivo é vinculado ao alcance de metas de performance de eficiência que são estabelecidas pelo regulador. Empresas recebem bônus de acordo com o percentual da meta atingida. De forma similar ao modelo de compartilhamento de ganhos, este mecanismo condiciona o incentivo ao alcance de metas de desempenho. Em Idaho, a partir de 2004, foi estabelecida uma comissão para investigar se existiam desincentivos financeiros para a empresa de energia local. Depois de uma série de *workshops*, foi aprovado um projeto piloto no qual o comitê estabeleceu uma receita a ser recebida por cliente, dependendo do grupo que ele se encontra (residencial ou serviços gerais), baseada nos custos fixos da empresa. Conforme a Distribuidora atingisse maior eficiência energética, maior seria seu lucro por cliente (Migden-Ostrander, Watson, Lamont, e Sedano, 2014).

O modelo de metas por bonificação cria espaço para o desenvolvimento de mercados para bônus de eficiência energética. A fim de cumprir os crescentes requisitos de economia de energia, a Itália, por exemplo, introduziu uma inovadora política para

promover eficiência energética. O país criou o modelo de "Certificados Brancos", no qual o regulador do país estabelece a obrigatoriedade de metas de eficiência energética para as Distribuidoras. Quando comprovam o alcance de suas metas de economia, as empresas recebem os tais "Certificados Brancos". Por outro lado, empresas que não atingem as metas são penalizadas. O governo permite, no entanto, que as empresas atinjam suas metas através de três mecanismos: desenvolver projetos próprios de eficiência energética, desenvolver projetos com terceiros ou comprar certificados brancos de terceiros. Com essa flexibilização, o regulador viabilizou um mercado de negociação destes certificados entre empresas que alcançaram as metas e aquelas que não atingiram todo seu potencial. Estes certificados podem ser negociados em mercados específicos ou através de acordos bilaterais (OTC) e garantem que a economia de energia irá ocorrer onde há maior potencial. Isso ocorre pois empresas com custos marginais de eficiência energética mais altos podem comprar certificados brancos de agentes com custos marginais menores. A iniciativa tem dado bons resultados nos últimos anos, contribuindo para a Itália atingir suas metas no tratado de Quioto<sup>8</sup>. Uma das discussões atualmente são os casos das empresas que atingem por vários anos a sua meta de eficiência e não tem mais incentivo a perseguir a meta. Uma sugestão para corrigir esse problema seria a equivalência de "Certificados Brancos" por uma quantidade de créditos de carbono, permitindo a empresa a negociar nos dois mercados – de carbono e certificados brancos. (Togebly, Dyhr-Mikkelsen e James-Smith, 2007)

### **4.3 Incentivos à expansão da matriz através de fontes de baixo carbono**

#### **4.3.1 Desafios e questões-chave**

---

<sup>8</sup> O Protocolo de Quioto é um acordo internacional aprovado em Quioto, no Japão, em 1997. O acordo entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005 e tem como principal objetivo estabilizar a emissão de gases de efeito estufa (GEE) para mitigar o aquecimento global e evitar seus impactos. De acordo com seu grau de desenvolvimento, os países signatários foram divididos em dois grupos com diferentes obrigações em relação ao Protocolo. O Brasil ficou de fora do chamado "Anexo I" e, portanto, não têm metas obrigatórias para redução de emissão de GEE.

A sociedade, os governos e os agentes produtivos estão cada vez mais preocupados com a sustentabilidade do consumo e do próprio crescimento econômico, buscando formas menos destrutivas de conviver com o meio ambiente. A Alemanha é um dos principais exemplos de como o maior foco em sustentabilidade pode mudar a política energética de grandes países. Através de metas progressivas, a Alemanha está a caminho de uma matriz energética mais limpa e com menor participação de usinas nucleares. Em 2013, 25% da geração de eletricidade na Alemanha foi proveniente de fontes renováveis, um grande salto comparado com os 5% de 20 anos anteriores (IEEE, 2013)

A maior importância para o desenvolvimento de uma "Economia de Baixo Carbono" é resultado não só das evidências dos impactos ambientais na sociedade, mas também da pauta de discussões das principais conferências climáticas. Desde 1995, as Conferências das Partes reúnem representantes de diversos países para a discussão de temas voltados às mudanças climáticas e estão contando com participação cada vez mais ativa das principais potências globais, como assinalado no último encontro do G20, ocorrido em novembro de 2014, no qual diversos líderes mundiais, incluindo China e EUA declararam apoiar uma ação "forte e eficiente contra as mudanças climáticas" e se comprometeram a trabalhar num acordo para a Conferência do Clima da ONU (COP 21) que ocorrerá em Paris, em 2015. Embora as convenções de Durban (2011), Doha (2012) e Varsóvia (2013) não tenham sido muito conclusivas e nem tenham proposições disruptivas, há fortes expectativas de que a COP 21 possa trazer novas diretrizes em relação à "Economia de Baixo Carbono". Para esta Conferência das Partes, é esperado um forte foco na contenção da elevação da temperatura da superfície terrestre e possivelmente um novo acordo climático global com metas de redução de emissões para todos os países. Essa expectativa tem como racional a recente mudança de posicionamento de grandes potências como EUA e China frente à descarbonização da economia. Sob o atual contexto, tanto os EUA quanto a China possuem incentivos financeiros a defender os mercados de carbono. Ambos os países estão investindo e desenvolvendo tecnologias para geração limpa e de baixo carbono, de forma que a formação de mercados de carbono

ou mecanismos de preço para o carbono podem se tornar oportunidades de criação de valor para as duas potências. Os EUA apostam no desenvolvimento do *shale gas* e a China, na geração eólica. Cada um desses países possui relevante atuação nestes respectivos mercados.

Se, no Protocolo de Quioto original o Brasil foi dispensando das metas mais rigorosas, é possível que em um novo acordo global o país seja incorporado e tenha que passar a incluir metas de descarbonização em sua matriz. E, embora o Brasil possua uma das matrizes menos carbono intensivas do mundo, a participação do setor energético no total de emissões do país cresceu entre 2000 e 2010, como ilustrado na Figura 13.

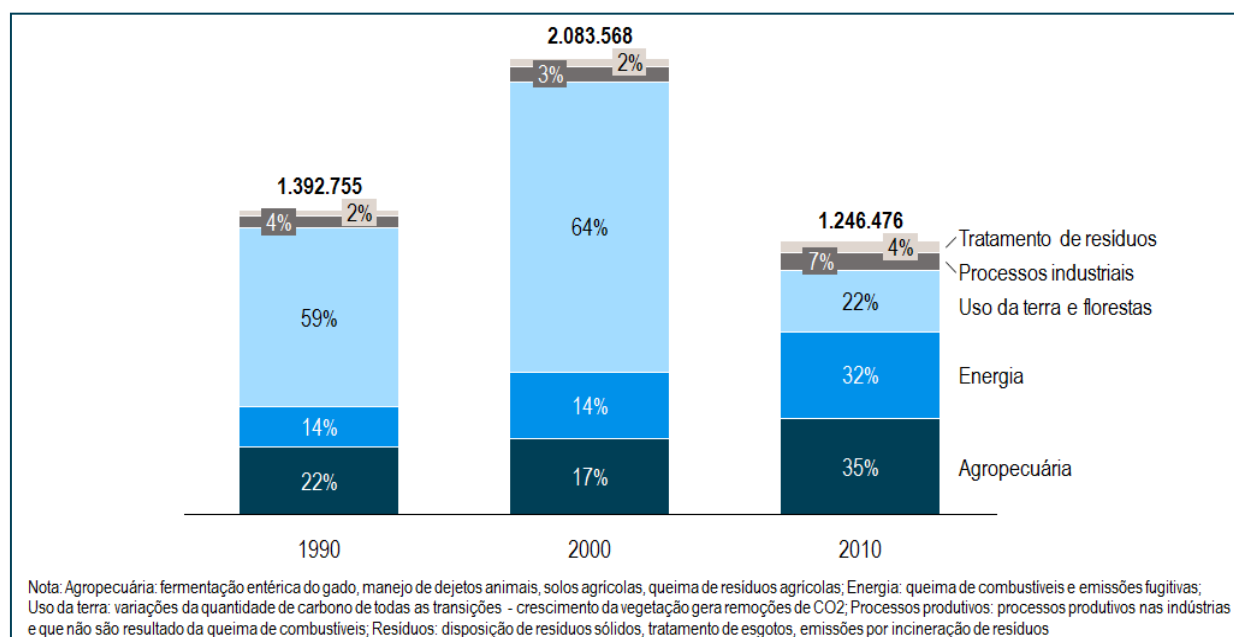


Figura 13: Emissões brasileiras de gases de efeito estufa por setor [CO<sub>2</sub>eq]

Fonte: MCTI (2013)

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

Devido à redução no desmatamento na Amazônia e melhor uso do solo na última década, o Brasil conseguiu reduzir suas emissões de gás carbônico significativamente e caminha para o cumprimento do compromisso assumido com a Lei 12.187/2009 (MCTI, 2014). Conseqüentemente, o setor energético energia poderia tornar-se o próximo foco de possíveis metas mais restritivas de mitigação de impactos ambientais.

Em frente a estes desafios, a principal pergunta-chave que se coloca é: como incentivar os investimentos em fontes de energia limpa. A expansão da oferta por fontes renováveis no Brasil precisa ainda levar em consideração dois aspectos próprios: os entraves para expansão pelo mercado livre e a necessidade de contraposição da matriz com térmicas. No caso da expansão da oferta de energias pelo mercado livre, o agravante específico ao caso brasileiro se deve ao modelo de financiamento de novos projetos, que é majoritariamente realizado com recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES).

O modelo de financiamento predominante no setor consiste em os empreendedores, de posse de contratos de longo prazo firmados com as Distribuidoras no mercado regulado, conseguirem obter financiamento junto ao BNDES para a construção dos projetos utilizando os próprios contratos como principal garantia (financiamentos na modalidade *Project Finance*). Esta dependência deve-se tanto à modelagem financeira que exige contratos de longo prazo com consumidores como garantia para os vultosos empréstimos de longo prazo oferecidos pelo BNDES como da própria incerteza quanto aos preços de energia caso parte da energia do novo empreendimento não esteja contratada no longo prazo.

Outro fator que precisa ser levado em consideração quando propõe-se a expansão por fontes renováveis é a necessidade de balanceamento com outras fontes de energia firmes, em especial as térmicas. No Brasil, a tendência vista nos últimos

projetos é a de construção de usinas hidroelétricas sem reservatórios, o que pode dificultar ainda mais a estabilidade da matriz elétrica. Tendo em vista este desafio, é importante considerar a inserção de fontes firmes na matriz elétrica juntamente com a introdução de fontes renováveis.

#### **4.3.2 Benchmarks internacionais**

Internacionalmente, os principais mecanismos para incentivo à inserção de fontes renováveis seriam os incentivos fiscais (ex: subsídios de capital, créditos fiscais, etc) e financiamentos públicos (tanto na forma de investimentos e subsídios, como leilões específicos por fonte). No México, por exemplo, há incentivos no imposto de renda: o investidor em energias renováveis tem direito a uma dedução de 100% no imposto pago em investimentos em energia renovável, como solar, eólica e biomassa (KPMG, 2013). Já na China, há reembolso de 50% do imposto de valor adicionado pago na venda de energia eólica.

Além dos mecanismos citados anteriormente, um modelo de incentivo à fontes renováveis que ganhou força no setor nas últimas décadas foi o de "*feed-in-tariffs*". O mecanismo consiste no estabelecimento de uma tarifa de venda da energia acima da tarifa de mercado (a tarifa "*feed-in*") para as fontes renováveis. Dessa maneira, as *feed-in-tariffs* garantem um preço para o gerador de fontes alternativas por um período de até 20 anos. Além desta estabilidade, a transparência facilita o investimento. Justamente essa estabilidade oferecida pela política que reduz o risco do empreendimento, levando a um preço menor das energias renováveis para a sociedade. Assim, a iniciativa consegue diminuir as barreiras existentes para a entrada de energias renováveis e diminuir os custos no longo-prazo. Por outro lado, a política de "*feed-in tariffs*" podem ser muito complexas, e uma política mal formulada pode levar a uma distorção no mercado. Além disso, os formuladores devem garantir a previsibilidade do mercado, pois mudanças abruptas podem levar à falência do sistema. Na Espanha, em 2008, a política levou uma instalação de painéis solares acima do comportável pelo sistema, o que fez o governo impor um *cap* de capacidade



que pode ser instalado ao ano. Essa mudança na política levou a um desincentivo de investimento e uma percepção de risco do mercado de energia solar na Espanha (Couture, Cory, Kreycik e Williams, 2010).

O surgimento das *feed-in-tariffs* pode ser datado dos anos 1970, com o National Energy Act (NEA) nos EUA. A PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) era uma das leis desta política que incluía incentivos às fontes renováveis e eficiência energética. Uma das formas de incentivo às fontes renováveis era a obrigação de que as Distribuidoras e Comercializadoras comprassem energia renovável a um preço acima do mercado de geradores independentes (Harris e Navarro, 1999)

O mecanismo foi se desenvolvendo e atualmente é implementado em diversos países como Austrália, Canadá e Japão. Porém, foi na Europa (e mais intensamente na Alemanha) que a iniciativa teve maior aderência. Na Alemanha, o mecanismo promoveu bons resultados, e como ilustrado na Figura 14, impulsionou a geração por fontes renováveis.

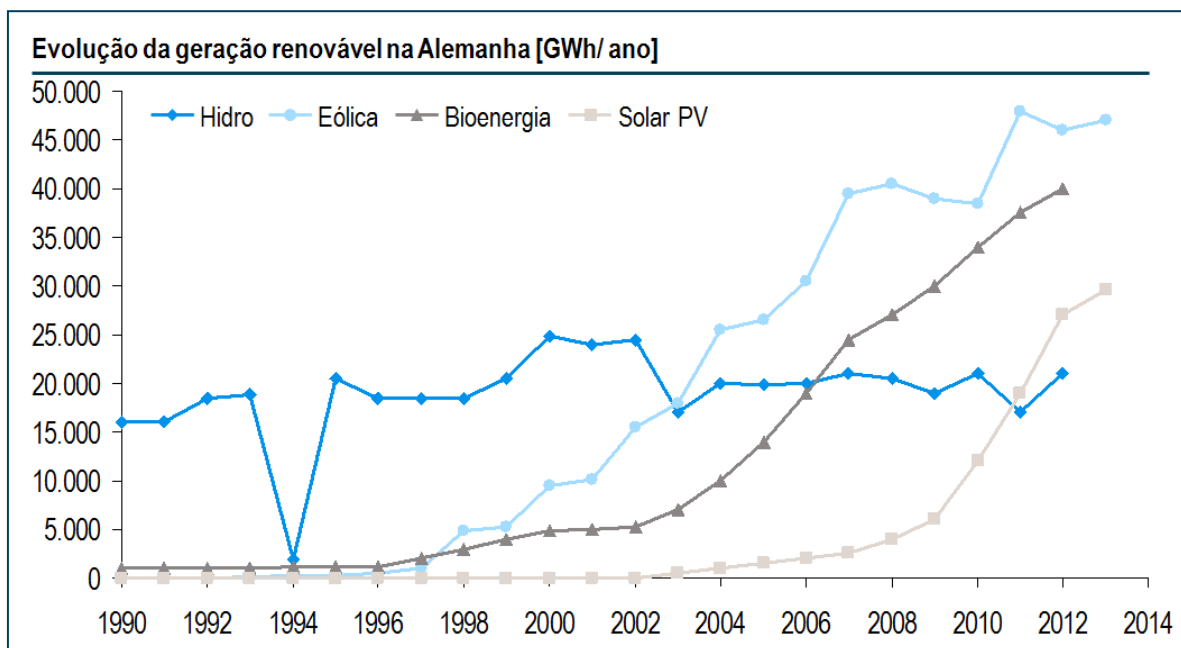


Figura 14: Evolução da geração renovável na Alemanha [GWh/ ano]

Fonte: (KROH, 2014)

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

Embora tenha cumprido seu papel de incentivar as fontes renováveis de energia, as *feed-in-tariffs* estão sendo abandonadas por países como Alemanha, Reino Unido, Espanha e Itália<sup>9</sup>. Consumidores e agentes do setor elétrico nestes países alegam que o mecanismo consiste em um subsídio cruzado e que eleva preços para os consumidores, já que o "sobrecusto" da fonte é repassado a todos os clientes através da tarifa de transporte. Nestes mercados em que se procuram extinguir a modalidade da tarifa, os reguladores estão buscando outras formas de incentivar a expansão da matriz por fontes renováveis.

O Reino Unido, por exemplo, desenvolveu três mecanismos inovadores de incentivo às fontes renováveis dentro do escopo do UK Energy Market Reform. Um destes mecanismos é composto pelos contratos por diferenças entre o governo e novos geradores de fontes renováveis. Os contratos por diferença constituem uma garantia do preço de venda de energia no longo prazo. A ideia é que os geradores vendam a energia no mercado, recebendo o preço de curto prazo. Haverá, porém, a garantia de preço no contrato com o governo: se o preço médio de venda for inferior ao preço do contrato, o governo complementar a receita do gerador. Inversamente, se a diferença for favorável ao gerador (preço médio de venda maior que preço do contrato) será ele a reembolsar o governo. Os contratos serão diferentes de acordo com as fontes para dar conta das peculiaridades de cada uma delas. Embora sejam similares às *feed-in-tariffs*, os contratos por diferença permitem que o governo reembolse a tarifa no caso que o preço da energia no mercado livre exceda o preço de garantia, ou que também recebe esta diferença caso o preço do mercado livre seja menor.

---

<sup>9</sup> Ver "A cheaper tariff for saving the world". Disponível em: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/16d6742a-9324-11e3-b07c-00144feab7de.html#axzz3JRxBINaV>

O racional por trás dos contratos por diferença está em reduzir as incertezas de receitas associadas aos novos investimentos em geração, fixando o preço da energia, e ao mesmo tempo em criar um ambiente competitivo, no qual diversos projetos disputam em leilão a obtenção de contratos de longo prazo. A Figura 15 procura esquematizar o mecanismo dos contratos por diferenças.

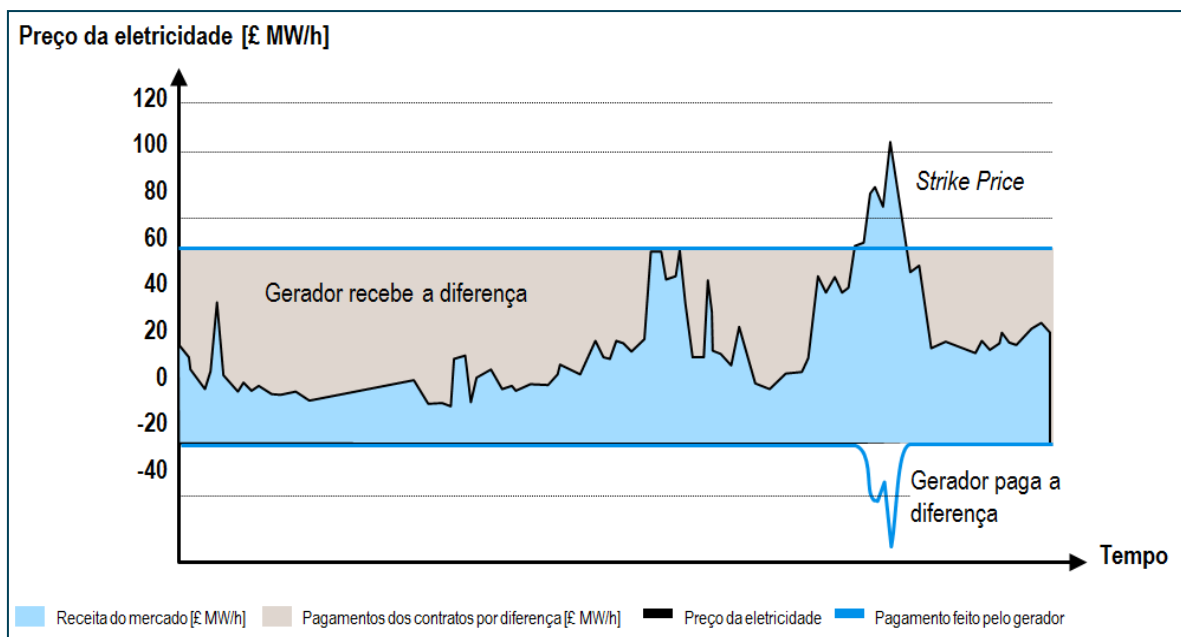


Figura 15: Modelo de funcionamento do mecanismo de "Contratos por Diferenças"

Fonte: Electricity Market Reform: Department of Energy & Climate Change - UK

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

Este mecanismo endereça os problemas dos esquemas de contratação de renováveis mais correntes que são a vinculação das receitas dos projetos, ainda que parcialmente, aos preços do mercado de energia (*Renewable Obligations* britânicas) e a falta de um ambiente de contratação competitivo.

O segundo elemento da reforma britânica da comercialização de energia e que incentiva as fontes renováveis é a fixação de um piso para o preço do carbono. As atividades emissoras devem dispor de certificados em volume compatível com suas emissões de gases do efeito estufa, podendo acessar o mercado de carbono para adquirir ou vender direitos de emissão. Como emitir implica em custo financeiro direto com os direitos de emissão, as atividades emissoras são desestimuladas, enquanto as tecnologias de baixas emissões são favorecidas. Entretanto, a grande volatilidade nas cotações e, sobretudo, a prolongada baixa no preço dos direitos de emissão após a crise de 2008, acabou por tornar o mecanismo europeu disfuncional, na medida em que a falta de um horizonte de preços de longo prazo não dá uma sinalização clara para investimentos. Ao introduzir um piso para o preço de carbono crescente no longo prazo, o governo britânico oferece uma sinalização mais clara neste sentido e dá maior previsibilidade aos investidores.

Por fim, um terceiro mecanismo do UK EMR para incentivar a expansão da matriz por fontes renováveis é o estabelecimento de limites para emissão de gases de efeito estufa. Esses limites são dados pelo *Emission Performance Standard (EPS)*, o qual consiste em uma medida regulatória para limitar emissões de novas usinas térmicas, especialmente à carvão. O limite inicial é de 450g/kWh, mas que será revisto em 3 anos (aplicável às térmicas com mais de 50MW). Este mecanismo permite que seja possível expandir a matriz com fontes que promovam segurança energética enquanto mantém-se o foco na descarbonização (Department of Energy and Climate Change, 2014)

## **5. Modelos de remuneração dos ativos e negócios não-regulados**

Este capítulo trata de uma questão mais específica à realidade das Distribuidoras de energia elétrica. Como visto no capítulo introdutório, a remuneração dos ativos das empresas deste segmento é realizada através da Base de Remuneração Regulatória. Como será detalhado com maior profundidade posteriormente, o modelo de remuneração vigente poderá não ser o mais adequado para os desafios que as forças do setor elétrico estão impondo às Distribuidoras. Um exemplo disto são as

implicações que uma possível maior liberalização do mercado de energia elétrica poderia ter no setor, caso um modelo de *unbundling* total fosse aplicado. Neste caso, as Distribuidoras poderiam passar a operar como empresas "de-fio", ficando a responsabilidade de compra e venda de energia para as Comercializadoras. Outro evento que pode colocar em xeque o modelo atual de remuneração de ativos das Distribuidoras é a tendência de redução do crescimento do consumo de energia elétrica em decorrência das iniciativas de Eficiência Energética e Geração Distribuída.

Este capítulo também busca analisar a questão da remuneração dos negócios não-regulados que surgirão no Novo Ambiente Estratégico de Negócios. Neste novo contexto, novas oportunidades de modelos de negócios também serão abertas para atuação das *utilities*, principalmente decorrente das tecnologias disruptivas, que ampliam o escopo de atuação dessas empresas.

A Figura 16 sumariza os principais desafios e questões-chave para avaliação quanto à remuneração dos ativos e serviços não regulados.

B Modelos de remuneração dos ativos e negócios não-regulados	
Principais desafios	Questões-chave?
<p>1 Os modelos de negócios viabilizados pelas novas tecnologias precisam proporcionar remuneração adequada às <i>utilities</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Como remunerar as <i>utilities</i> pelos novos modelos de negócios?</li> <li>&gt; Como regulamentar aspectos como o uso de dados de <i>smart grids</i> pelas empresas?</li> </ul>
<p>2 A disseminação da micro-geração distribuída poderá ameaçar o modelo de negócios atual das Distribuidoras e aumentará a complexidade da rede</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Como remunerar os ativos das Distribuidoras em um cenário com maior disseminação da micro geração distribuída e <i>demand response</i>?</li> <li>&gt; Como evitar que consumidores sem painéis solares paguem por aqueles que possuem?</li> </ul>
<p>3 Com o <i>unbundling</i> total, o modelo de remuneração das distribuidoras e o modelo de expansão da geração precisariam ser revistos</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Como devem ser remunerados os ativos das Distribuidoras?</li> <li>&gt; Como a comercialização sinalizará a expansão da oferta de energia?</li> <li>&gt; Como será a descontração de energia pelas Distribuidoras?</li> <li>&gt; Como assegurar a expansão da geração no mercado livre?</li> </ul>

Figura 16: Modelos de remuneração: desafios e questões-chave

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

As sub-seções que seguem irão detalhar cada um destes desafios e, adicionalmente, trarão para avaliação *benchmarks* internacionais que podem ser possíveis soluções para estas questões no caso brasileiro.

## 5.1 Remuneração de negócios não-regulados

### 5.1.1 Desafios e questões-chave

Uma das características do Novo Ambiente de Negócios que está emergindo no setor elétrico é a criação de novas oportunidades de modelos de negócios para as *utilities* e que ampliam o escopo de atuação dessas empresas. As principais forças que estão levando a criação de novas oportunidades de negócios são o maior poder para o cliente e, em especial, a introdução de tecnologias disruptivas como as Redes Inteligentes, a Geração Distribuída e a Armazenagem.

Em relação às Redes Inteligentes, por exemplo, o maior volume de dados proporcionados pela tecnologia será um dos principais *drivers* do desenvolvimento de novos modelos de negócios. Com o uso do *big data*<sup>10</sup>, as *utilities* poderão desenvolver e aprimorar seus serviços ao consumidor, como as consultorias em eficiência energética. Também alavancando a instalação de medidores inteligentes, as *utilities* terão muito mais clareza do perfil de consumo de seus clientes e poderão passar a poder comercializar produtos e serviços customizados. No caso da Geração Distribuída, por exemplo, além da possibilidade de se tornarem *Virtual System Operator*, as *utilities* poderão atuar também com serviços de instalação, manutenção

---

<sup>10</sup> Megadados – grande volume de dados que pode ser convertido em informações

e gestão de painéis solares e mini-eólicas. Já no âmbito da armazenagem, as *utilities* podem se espelhar em empresas como a DZ4, que estão aproveitando as novas tecnologias para inovar na oferta de modelos de negócios.

Atualmente no Brasil, grande parte dos serviços são regulados. Na tabela 1, há uma relação dos serviços regulados pela ANEEL, a qual regula grande parte dos serviços prestados pelas Distribuidoras.

Embora a oferta de uma série de novos serviços seja viabilizada no futuro, um impasse que as Distribuidoras enfrentam sob o modelo regulatório vigente é a captura da receita oriunda da oferta de serviços não-regulados para a modicidade tarifária.

Tema	Serviços
Da Unidade Consumidora	Titularidade, Classificação, Sazonalidade, Serviço Essencial, Tensão de Fornecimento, Ponto de Entrega, Subestação Compartilhada, Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras, Transporte Público por meio de Tração Elétrica e Iluminação Pública
Do Atendimento Inicial	Solicitação do Fornecimento, Vistoria, Prazos de Ligação, Orçamento, Prazos de Execução, Antecipação com Aporte de recursos, Execução de Obra pelo Interessado, Atraso na Restituição, Obras de Responsabilidade da Distribuidora, Obras com Participação Financeira, Obras de Responsabilidade do Interessado, Remanejamento de Carga, Atendimento aos Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras e da Regularização Fundiária de Assentamentos em Áreas Urbanas, Fornecimento Provisório e Fornecimento a Título Precário
Das Modalidades Tarifárias	Modalidade Tarifária Convencional, Modalidades Tarifárias Horárias, Enquadramento e Horário de Ponta
Dos Contratos	Especificação, Eficiência Energética e do Montante Contratado, Iluminação Pública, Encerramento da Relação Contratual e Ausência de Contrato
Da Medição para Faturamento	Disposições Gerais da Medição e Medição Externa
Da Leitura	Período de Leitura, Leitura Plurimensal e Impedimento de Acesso
Da Cobrança e Pagamento	Período Faturado, Ultrapassagem, Perdas na Transformação, Fator de Potência e do Reativo Excedente, Custo de Disponibilidade, Opção de Faturamento, Cobrança de Serviços, Faturamento do Grupo A, Faturamento da Demanda Complementar, Faturamento do Grupo B, Desconto ao Irrigante e ao Aquicultor, Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, Faturamento em Situação de Emergência, Calamidade Pública ou Força Maior, Duplicidade no Pagamento, Faturamento Incorreto, Deficiência na Medição, Faturamento das Diferenças e Pagamento
Da Fatura	Informações Constantes na Fatura, Informações e Contribuições de Caráter Social, Entrega, Vencimento e Declaração de Quitação Anual
Do Inadimplemento	Acréscimos Moratórios, Garantias e Restrições e do Acompanhamento do Inadimplemento
Dos Procedimento Irregulares	Caracterização da Irregularidade e da Recuperação da Receita, Custo Administrativo, Duração da Irregularidade e Diferenças Apuradas
Das Responsabilidades da Distribuidora	Período de Testes e Ajustes, Aferição de Medidores, Diretrizes para a Adequada Prestação dos Serviços, Cadastro, Calendário, Qualidade do Atendimento Comercial e Tratamento das Reclamações
Das Responsabilidades do Consumidor	Distúrbios no Sistema Elétrico, Aumento de Carga e Diligência além do Ponto de Entrega
Da Suspensão do Fornecimento	Da Ausência de Relação de Consumo, Contrato ou Outorga para Distribuição de Energia Elétrica, Situação Emergencial, Suspensão Precedida de Notificação, Notificação, Suspensão Indevida, Religação à Revelia e Religação da Unidade Consumidora
Do Atendimento ao Público	Estrutura de Atendimento Presencial, Atendimento Telefônico, Solicitação de Informação, Serviços, Reclamação, Sugestão e Denúncia e Ouvidoria
Do Ressarcimento de Danos Elétricos	Abrangência, Condições para a Solicitação de Ressarcimento, Procedimentos e Responsabilidades
Das Disposições Gerais	Contagem dos Prazos, Tratamento de Valores e Disposições Finais e Transitórias

Tabela 1 – Lista de Serviços regulados pela ANEEL

Fonte: ANEEL

Elaboração: Roland Berger



Em muitos casos, as empresas precisarão repensar o papel tradicional de monopólios e assumir novas atividades que acompanham a modernização do setor elétrico (Barros, 2014). No caso de um ambiente de maior participação da Geração Distribuída e maior foco em eficiência energética, as distribuidoras podem adotar modelos de negócios mais focados em serviços de eficiência e geração para os clientes. A maneira como o agente regulador irá regulamentar esses serviços será fundamental para o avanço de tais práticas.

### **5.1.2 *Benchmarks* internacionais**

Em países, como o Chile, a regulação sobre serviços não é tão restrita e receitas com partilha de infraestrutura, são parcialmente revertidas para empresas. No Chile, o regulador classifica um amplo conjunto de serviços como sendo não-regulados e que possuem um preço máximo livre. O regulador chileno regula e estabelece preço máximo apenas para os serviços centrais de suprimento e para os quais as condições de mercado não seriam suficientes para garantir liberdade tarifária. Estes serviços compreendem aluguel de medidor, troca ou substituição do medidor, corte e religação, execução de conexão, faturamento, instalação ou retirada de medidor e pagamento da conta em atraso. Já os serviços não essenciais e para os quais a competição na oferta dos serviços é possível (como, por exemplo, atendimentos domiciliares e reprogramação de medidores), as empresas podem cobrar preços livres.

Internacionalmente, além dos reguladores serem mais flexíveis no controle de outros serviços, em muitos países eles são em parte prestados por comercializadoras. Em mercados que já passaram pelo *unbundling* total, o comercializador oferece um conjunto mais amplo de serviços de eficiência e de qualidade, que estão fora do escopo da regulação energética. A EDP Comercial (comercializadora da EDP) oferece em Portugal serviços de eficiência energética (ex: auditoria energética,

certificação energética, correção de fator de potência), serviços multi-técnicos (ex: manutenção, assistência técnica, solução para aumento do nível de tensão) e de qualidade. Nos EUA, especificamente nos estados que passaram pelo processo de liberalização total dos mercados de energia como o Texas, os serviços ao consumidor são em geral prestados pelas comercializadoras.

## **5.2 Remuneração de ativos com Microgeração Distribuída**

### **5.2.1 Desafios e questões-chave**

Uma das principais tecnologias que irá mudar o paradigma atual do setor elétrico é a Geração Distribuída, em especial a microgeração solar em residências. Na Alemanha, por exemplo, esta modalidade de geração foi amplamente incentivada como parte dos programas de descarbonização da economia e, atualmente, representa parcela significativa da matriz. Até setembro de 2012, mais de 1,2 milhões de unidades de geração solar fotovoltaicas foram instaladas na Alemanha, representando uma capacidade de geração de pico de 31 GWp. No país, a participação da energia solar já é equivalente a de outras fontes renováveis e, em 2012, a geração solar distribuída chegou a representar 40% da demanda de pico em alguns dias do ano (IEEE, 2013).

De acordo com estudo encomendado pelo Instituto Abradee de Energia para a DNV Kema, a geração e Microgeração Distribuída podem atrair investimentos de até R\$ 49 bilhões até 2030, tendo potencial para representar 8% da matriz (ABEEólica, 2013).

No caso de uma superação dos entraves atuais como a cobrança do ICMS sobre a energia bruta e a alta carga tributária sobre equipamentos, é possível que a Microgeração Distribuída no Brasil passe por uma significativa expansão até 2030, o que poderá trazer uma série de desafios ao setor. Um dos principais desafios que se coloca a partir do pressuposto de que a Microgeração Distribuída irá se disseminar é

a remuneração dos ativos das Distribuidoras. Estas empresas passarão a lidar com uma rede elétrica cada vez mais complexa (devido à intensificação dos fluxos bidirecionais de energia) e, simultaneamente, terão que lidar com a transformação da dependência dos consumidores em relação à ela. Com um maior número de *prosumers* na rede, o volume de energia vendida por residência pelas Distribuidoras poderá se reduzir. Sob o modelo regulatório vigente, não há compensação específica para as Distribuidoras no caso dos clientes de sua área de concessão instalarem sistemas solares fotovoltaicos em suas residências.

Dado que a tendência é de popularização da tecnologia, será necessário incluir este fator no arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro. Fatores como regulação da atuação, direitos e deveres dos *prosumers* deverão ser mais discutidos e detalhados.

### **5.2.2 Benchmarks internacionais**

Em países como Alemanha e Espanha, as Distribuidoras costumam ser remuneradas através de taxas de conexão quando seus consumidores conectam sistemas solares fotovoltaicos em suas residências. Este é o modelo usualmente aplicado quando o setor elétrico aplica o modelo de *decoupling* para remunerar as Distribuidoras. O *decoupling* consiste em um modelo de remuneração que dissocia a relação entre receita e energia vendida. O principal objetivo deste mecanismo é eliminar o incentivo ao crescimento do consumo que está implícito em modelos de remuneração volumétricos. Em decorrência deste modelo, é esperado também que haja redução dos desincentivos à eficiência energética e à incorporação da Geração Distribuída na rede.

O *decoupling* pode ser aplicado por diversas metodologias de cobrança, como pode ser observado na Tabela 2. Uma das metodologias seria a operadora ter um acréscimo de receita por cliente – ou seja, sua receita seria computada

proporcionalmente aos clientes da sua área de concessão. Portanto, primeiro é calculada a receita necessária para cobrir os serviços de distribuição, sendo a receita dividida pela quantidade de clientes da área. Este cálculo pode ser feito anualmente, atualizando o número de clientes e os custos e receitas esperadas, ou, como no método de receita corrente por cliente, os ajustes podem ser feitos apenas a cada ciclo tarifário, e não anualmente. Neste último, a metodologia visa evitar que adiamentos de custos impactem a tarifa (ex: o adiamento de um custo de um ano para o outro pode fazer com que a receita necessária para cobrir os custos fixos seja maior). Esse método de receita por cliente pode não ser apropriado para regiões com a economia estagnada ou crescimento volátil. Nestes casos, é mais recomendado o método de acréscimo por desgastes.

Pelo método de acréscimo por desgastes, a receita permitida é primeiramente calculada por taxas gerais e as alterações e as mudanças à receita permitida são definidas com base em revisões anuais da estrutura de custos e receitas, que são chamadas de "ajustes de desgaste" ("*attrition adjustments*"). Neste método, grandes custos mais complexos, tais como a criação de uma nova usina de geração ou classe de consumidores, são discutidos apenas nas revisões de ciclos tarifários, nos quais se definem as taxas gerais.

Por fim, pode ser cobrada apenas uma taxa de distribuição, a qual são computados apenas os custos de distribuição – sendo os custos de geração (tanto fixos como variáveis), sendo recuperados fora do modelo de *decoupling*.

<b>Metodologia</b>	<b>Elementos - chave</b>	<b>Exemplo de Aplicação</b>
Acréscimo de receita por cliente	Receita permitida computada numa base de receita por cliente – ajuste anual	Utah, Questar
Receita corrente por cliente	Receita permitida computada numa base de receita por cliente – ajuste por ciclo tarifário	Oregon, Northwest Natural Gas Company; DC: Pepco
Acréscimo por desgaste	Receita permitida determinada por taxas gerais; alterações à esta baseada nos fatores específicos de desgastes – ajuste anual	California, PG&E and SCE Hawaii, Hawaiian Electric
Somente distribuição	Computa apenas os custos de distribuição – todos os custos de geração são recuperados fora da estrutura de <i>decoupling</i>	Massachusetts, NGrid Maryland, BG&E Washington (PSE, 1990-95)

Figura 17: Metodologias de *decoupling*

Fonte: RAP

Elaboração: RAP, Roland Berger

Dentro destas quatro metodologias, ainda há três modelos possíveis para o *decoupling*, o total, parcial e limitado. A forma mais comum do *decoupling* total, em caso de desvio da receita objetivo, a empresa irá receber a receita permitida por inteiro, não importando o motivo da variação. Já no regime parcial, apenas uma parte é recuperada. Esse método, alinhado com outras políticas de incentivo, pode levar a empresa a investir mais em eficiência: por exemplo, aumentando a proporção recuperada dependendo de metas de eficiência atingidas. O *decoupling* limitado pode ser usado para casos em que é preciso ajustar, por exemplo, uma diferença devido ao clima.

O modelo de *decoupling* apresenta uma série de benefícios para as empresas que aplicam, como:

- Estabilização das receitas da distribuidora, diminuindo seus riscos;
- Redução da necessidade de freqüentes revisões tarifárias;
- Maiores incentivos à tecnologias como Geração Distribuída e resposta à demanda;
- Alinhamento aos objetivos de eficiência energética.

Por outro lado, o mesmo requer uma maior qualidade na previsão de receitas das Distribuidoras e é um processo mais complexo que o tradicional.

Barros (2014), levanta o ponto que no modelo americano é definida antecipadamente uma receita limite (a receita permitida), que é mantida durante o período entre as revisões, enquanto no setor de telecomunicações no Brasil, por exemplo, é adotado o método do preço teto, o *price-cap*. Para o Brasil, o *price-cap* foi um mecanismo útil para enfrentar as complexidades do rebalanceamento de tarifas na época da privatização. Basicamente, o modelo define que o preço, mesmo após o reajuste, não pode ultrapassar um valor máximo estabelecido previamente. Desta forma, criam-se incentivos para a empresa se engajar em melhorar sua eficiência. Entre os pontos de sucesso deste modelo estão a possibilidade de fazer a transição de um modelo monopolista altamente regulado e com subsídios cruzados, e que não exige grandes dificuldades de implementação. No caso, o *price-cap* de certa forma desvincula o preço pago da demanda, pois há uma tarifa limite para as empresas, incentivando-as a serem mais eficientes e não apenas ofertar mais.

Nos EUA, o *decoupling* foi implementado em uma série de estados e é um movimento que está ganhando força no país. Morgan, 2013, identificou que o debate sobre *decoupling* não ocorre pelos aspectos financeiros, pois os impactos na tarifa são mínimos e há estudos inclusive indicando que os impactos no ROE são negativos<sup>11</sup>. Argumentos indicam que o *decoupling* é um mecanismo mais voltado a incentivar eficiência do que para a redução de tarifas.

---

<sup>11</sup> Ver Joseph B. Wharton, Michael J. Vilbert, Richard E. Goldberg and Tony Brown (2011)

Sendo implementado o mecanismo de *decoupling*, a remuneração das Distribuidoras pela Geração Distribuída poderia se dar por taxas de conexão, desta forma retirando o impacto direto da redução das vendas do lucro das concessionárias. Em Portugal, por exemplo, as Distribuidoras cobram do comercializador, que vende energia para a residência, uma taxa pela conexão (custo fixo por modalidade de conexão). O modelo de *decoupling* também pode acomodar a questão da remuneração pelos investimentos realizados na rede devido a maior complexidade que surge com a tecnologia. Por exemplo, na Alemanha, onde a receita das Distribuidoras é regulada e calculada através do WACC multiplicado pelo OPEX adicionado ao valor da base de ativos regulados, os investimentos na rede em decorrência da Geração Distribuída entram na base de ativos e a tarifa (que é referente à capacidade) é elevada.

Um exemplo de modelo inovador de solucionar os desafios apresentados pela maior inserção de painéis solares nas residências é o que foi desenvolvido pela Arizona Public Services (APS) em 2014. A empresa norte-americana, que antes considerava a microgeração solar distribuída uma ameaça ao seu modelo de negócios, tornou o desafio em oportunidade. A APS realizou, ao longo dos últimos anos uma campanha contra a instalação de painéis em sua área de concessão. A empresa publicou notícias e vídeos nos quais alegava que os consumidores sem painéis solares estariam arcando com o mecanismo de *net metering* que os vizinhos com painéis usufruíam. Dessa forma, a empresa buscava reduzir a velocidade de inserção da tecnologia no Arizona. A partir de 2014, a empresa passou a oferecer uma modalidade de contrato para seus clientes no qual ela realiza a compra de toda a energia gerada pelo painel solar do consumidor, dando em troca créditos mensais no valor de US\$ 30 durante 20 anos. Através deste mecanismo, a APS busca conquistar espaço no competitivo mercado de instalação de painéis solares e extrair valor da tendência observada de que a tecnologia terá cada vez maior aceitação em sua área de concessão.

## **5.3 Remuneração de ativos no caso de maior liberalização do mercado**

### **5.3.1 Desafios e questões-chave**

No Brasil, o mercado livre (Ambiente de Contratação Livre - ACL) não está aberto aos consumidores de menor porte. Atualmente, as regras de entrada do ACL estabelecem que os consumidores devem ter, no mínimo, 500 kW de demanda contratada. Estes consumidores com demanda contratada entre 500 kW e 3 MW podem ser classificados como "Clientes Especiais" e os que possuem demanda contratada acima de 3 MW como "Livres".

Atualmente, o Mercado Livre supre aproximadamente 27% do consumo total de eletricidade do Brasil. Ele cresceu sobretudo aproveitando a sobra estrutural de energia até 2005 e os preços baixos no mercado de curto prazo na maior parte da década passada. Mais recentemente houve um crescimento expressivo explorando o nicho de mercado dos consumidores especiais que, apesar de seu menor porte, têm acesso à comercialização livre desde que com energia de fontes incentivadas. Embora o mercado ACL represente 27% da carga do SIN, a Abraceel estima que seu potencial possa chegar a 46%, mesmo sem a flexibilização das regras atuais para migração.



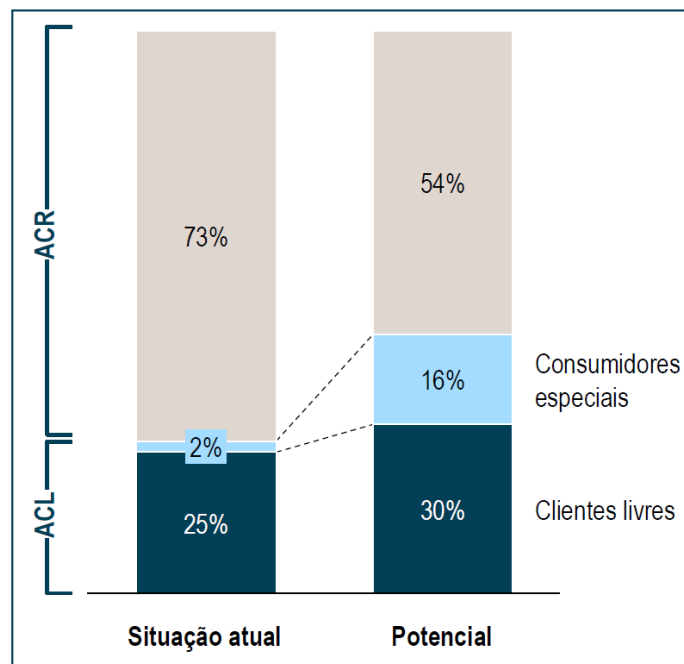


Figura 18: Potencial do mercado livre (em % da carga)

Fonte: Abraceel

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

Através da constatação do real potencial do ACL, é possível depreender que no futuro o mercado livre brasileiro poderá se tornar mais dinâmico mesmo sem flexibilização das regras atuais de migração. E, embora a liberalização total do mercado de energia elétrica no Brasil ainda pareça uma realidade distante, é possível supor que ela possa ocorrer, mesmo que de maneira gradativa, até o horizonte 2030.

Concretizando-se o cenário de liberalização total do mercado de energia elétrica, dois principais desafios serão impostos ao setor: o modelo de remuneração das Distribuidoras e a garantia da expansão da geração.

Primeiramente quanto ao modelo de remuneração, o desafio decorreria de um possível *unbundling*, isto é, da introdução do modelo em que a Distribuidora se torna

provedora do fio e a comercializadora assume integralmente a responsabilidade de compra e venda de energia elétrica. Como será posteriormente detalhado na seção de *benchmarks*, nos países que praticam o *unbundling* as Distribuidoras são remuneradas pelo uso da rede de distribuição e as Comercializadoras podem, ou ser remuneradas por margem de comercialização ou pela atividade de compra e venda de energia.

Em relação ao desafio da garantia da expansão da geração em um mercado liberalizado, este entrave decorre do modelo atual de comercialização de energia no atacado. No modelo vigente, a expansão da geração depende da contratação de energia no longo prazo pelas Distribuidoras e não existe ainda um mecanismo para garantir no longo prazo as receitas de novos geradores fora do mercado regulado. Portanto, uma expansão maciça do mercado livre dependeria de eventuais mudanças no modelo de comercialização, capazes de viabilizar a sustentabilidade de oferta de energia para a comercialização desregulada.

Devido a estes desafios, surgem diversas perguntas-chaves para o modelo regulatório vigente:

- Como devem ser remunerados os ativos das Distribuidoras no caso de maior liberalização do mercado?
- Como assegurar a expansão da geração no mercado livre?

### **5.3.2 Benchmarks internacionais**

A principal diferença entre as divisões de atribuições entre Distribuidoras e Comercializadoras no Brasil e no exterior é em relação à quem assume o risco dos negócios de Geração e Transmissão. Enquanto no Brasil as Distribuidoras assumem o risco de sub-contratação e sobre-contratação, em outros países essa é uma

responsabilidade típica da atividade de comercialização. Em linhas gerais, em países como Reino Unido, Austrália e Portugal, o modelo de remuneração do setor é dividida da seguinte forma:

- Geração – remuneração pelos custos de produção de energia;
- Transmissão - remuneração pelo uso da rede de transmissão;
- Distribuição - remuneração pelos uso da rede de distribuição;
- Comercialização – receita proveniente da atividade de compra e venda de energia.

Um modelo alternativo para a Comercialização seria o que se pode chamar de "Comercializadora regulada", na qual as empresas assumem os riscos de volume e são remuneradas por uma margem de comercialização.

Já em relação ao desafio de garantir a expansão da oferta em mercados mais liberalizados, os exemplos mais interessantes seriam aqueles criados pelo Reino Unido no UK Market Reform: os contratos por diferenças (CfD), o preço piso para o carbono e o mercado de capacidade. As duas primeiras iniciativas foram detalhadas previamente.

A mencionada reforma do modelo de comercialização britânico de energia no atacado prevê a criação de um mercado de capacidade, visando garantir a sustentabilidade à geração controlável, normalmente de fonte térmica. O desafio é garantir a disponibilidade de geração controlável que possa ser acionada para permitir ajustar a geração e o consumo a cada momento. O mercado por capacidade visa dar um sinal para a manutenção em operação das centrais controláveis e, imagina-se, também para a entrada em operação de novas centrais com esta característica. O Operador

do Sistema contratará no mercado de capacidade, usinas com capacidade instalada controlável em volume suficiente para atender à demanda projetada e a contrapartida será um pagamento fixo aos geradores térmicos, que contarão com uma fonte adicional de receitas, além da venda de energia.

A reforma do mercado atacadista britânico implica em um substancial aumento da intervenção do governo através da criação de um arcabouço contratual e regulatório capaz de mitigar os riscos inerentes à expansão do sistema e induzir novos investimentos em geração. A avaliação subjacente é que a sinalização dos preços do mercado de energia em seu desenho atual não é capaz de sozinha induzir a expansão da oferta de energia renovável a custos reduzidos.

Recebendo os geradores estes pagamentos fixos pela capacidade oferecida, pode-se supor que, similarmente ao mecanismo de contratos por diferença, esta previsibilidade de receita poderia ser oferecida como garantia para financiamentos de projetos de expansão da geração (ao invés dos atuais PPAs obtidos majoritariamente em leilões). O mecanismo de mercado de capacidade poderia ser uma alternativa para garantir a segurança energética e a expansão do parque gerador mesmo em um mercado mais liberalizado.

## **6. Papel do regulador e interação com seus *stakeholders***

No mundo, e mesmo no Brasil, já é possível verificar transformações no perfil do consumidor de energia elétrica. Ao longo das pesquisas para o primeiro tema analisado pelo projeto de P&D "A Energia na Cidade do Futuro", foram identificadas as quatro principais dimensões definidoras dos novos paradigmas do consumo de energia, ilustrados na Figura 19.



Figura 19: Dimensões definidoras dos novos paradigmas do consumo de energia (CRIE)

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

Surgem com estas tendências desafios para a regulação do setor. Um deles é a necessidade de envolver com maior frequência e efetividade os consumidores nos processos decisórios. Tomando como premissa que os consumidores terão maior interesse em atuar pró - ativamente para definir os rumos de setor e defender seus direitos, será necessário garantir que o regulador possua os mecanismos e canais de comunicação adequados para interagir com seus *stakeholders*.

O outro desafio seria a possibilidade do regulador se tornar mais exigente quanto à atuação sustentável das empresas. Sustentabilidade, neste caso, pode ser tanto a sustentabilidade ambiental, quanto social e financeira. O primeiro aspecto, o da sustentabilidade ambiental, pode ser motivado principalmente pela maior consciência ambiental dos agentes. Já os outros dois aspectos (social e econômica), são decorrentes da maior importância dada à modicidade tarifária e à segurança energética – pilares do modelo vigente.

A Figura 20 ilustra os desafios mencionados e as questões-chaves que se relacionam com estes desafios.

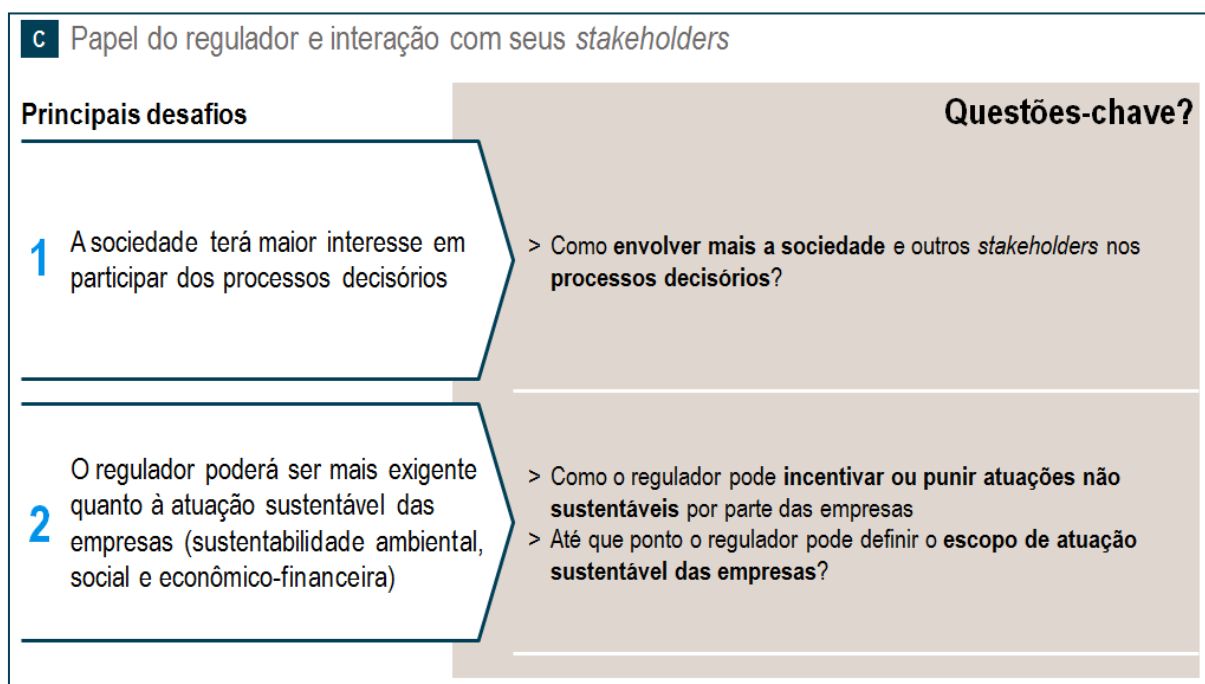


Figura 20: Papel do regulador e interação com stakeholders: desafios e questões-chave

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

As sub-seções que seguem irão detalhar cada um destes desafios e, adicionalmente, trarão para avaliação *benchmarks* internacionais que podem ser possíveis soluções para estas questões no caso brasileiro

## 6.1 Envolvimento da sociedade nos processos decisórios

### 6.1.1 Desafios e questões-chave

Um exemplo prático desta mudança nos paradigmas de consumo, especialmente da maior interação entre consumidores, empresas e governo é o caso do Reino Unido, onde o preço da eletricidade para as residências tem passado por significativos aumentos nos últimos 10 anos, tornando as tarifas um assunto complexo. Desde outubro de 2013, uma revisão do modelo concorrencial está sendo analisada após uma série de acusações de que as *utilities* britânicas estariam obtendo lucros demasiadamente altos. Manifestações populares incentivaram investigações das seis maiores empresas do setor. Já foi levantada a possibilidade de que a CMA (*Competition and Market Authority*) obrigue as maiores empresas do setor a separarem seus negócios de geração e suprimento de energia (New York Times, 2014).

No Brasil, a tendência é de que a disposição dos consumidores a defenderem seus direitos se aproxime do que é observado nos mercados internacionais. Essa assertiva toma como base o crescimento do consumo de energia elétrica no país e as recentes manifestações populares em prol da melhoria dos serviços públicos. Entre 1970 e 2010, quase 50 milhões de consumidores brasileiros ganharam acesso ao fornecimento de energia elétrica e o setor é destaque no país em relação à universalização. Em relação à maior disposição dos consumidores em defenderem seus direitos, um exemplo que pode ser citado são as manifestações de junho de 2013. Na época, o governo de diversos estados reajustou as tarifas de ônibus um pouco acima da inflação. Movimentos se organizaram para protestar contra o aumento da tarifa e tomaram as ruas de diversas cidades brasileiras. Com a reação popular, o governo acabou por não reajustar as tarifas, congelando o preço do transporte público por mais um ano. Essa demonstração deixou clara a preocupação da população com a qualidade dos serviços públicos oferecidos e um maior nível de exigência ao preço pago.

Atualmente, a ANEEL já possui mecanismos de interação com os consumidores, entre os quais se destaca o Conselho de Consumidores da ANEEL e as Audiências

Públicas. Os Conselhos Consultivos são formados por representantes das cinco principais classes das unidades consumidoras: residencial, rural, poder público, comercial e industrial. Segundo o regulamento, a função dos conselheiros é tanto manifestar as preocupações da sua classe acerca das tarifas e qualidade do fornecimento de energia elétrica, quanto cooperar na orientação dos consumidores sobre a racionalização do uso de energia e prestar contas com a sociedade. Desta forma a ANEEL busca manter um diálogo com a sociedade civil, por meio dos seus principais representantes. Porém, como será detalhado na próxima seção, existem outros mecanismos que podem permitir maior interação com consumidores.

As Audiências Públicas, por sua vez, são momentos nos quais a sociedade é consultada previamente à elaboração ou alteração em alguma regulamentação do setor. Os interessados podem demonstrar suas opiniões e pleitos tanto por meios escritos quanto por viva voz. Através deste instrumento de envolvimento dos públicos de interesse, a Diretoria da Agência pode obter informações para as análises mais relevantes que devem ser feitas para a tomada de uma decisão. Adicionalmente, as Audiências Públicas dão maior visibilidade às ações da ANEEL.

Em frente a estes desafios, a principal pergunta-chave que se coloca é como envolver mais a sociedade e outros *stakeholders* nos processos decisórios?

### **6.1.2 Benchmarks internacionais**

Para o novo modelo regulatório em implementação no Reino Unido - o modelo RIIO - o envolvimento de um conjunto abrangente de *stakeholders* é fundamental para o processo de definição dos Planos de Negócios. Neste modelo, as empresas têm o ônus da prova dos seus Planos de Negócio, o que torna o envolvimento de diversos *stakeholders* uma necessidade. A incorporação da visão dos consumidores no processo, ajuda a refletir prioridades e preocupações sociais.



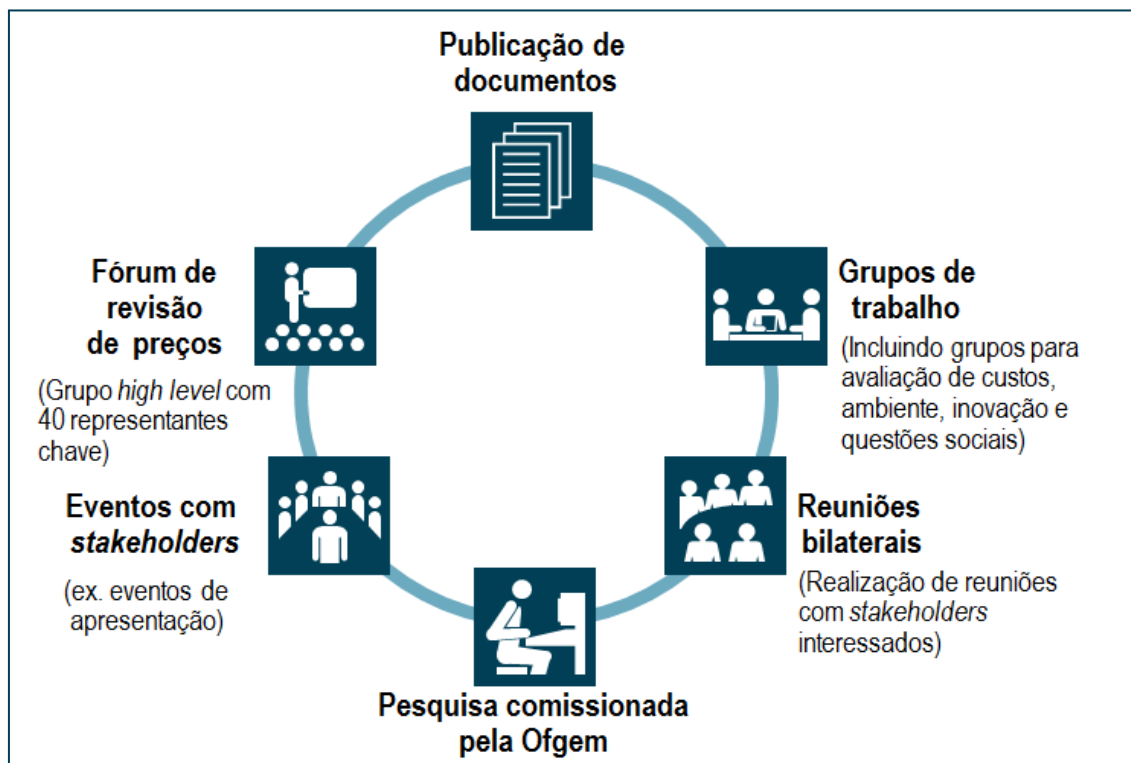


Figura 21: Processo de envolvimento dos *stakeholders* no modelo RIIO

Fonte: Ofgem

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

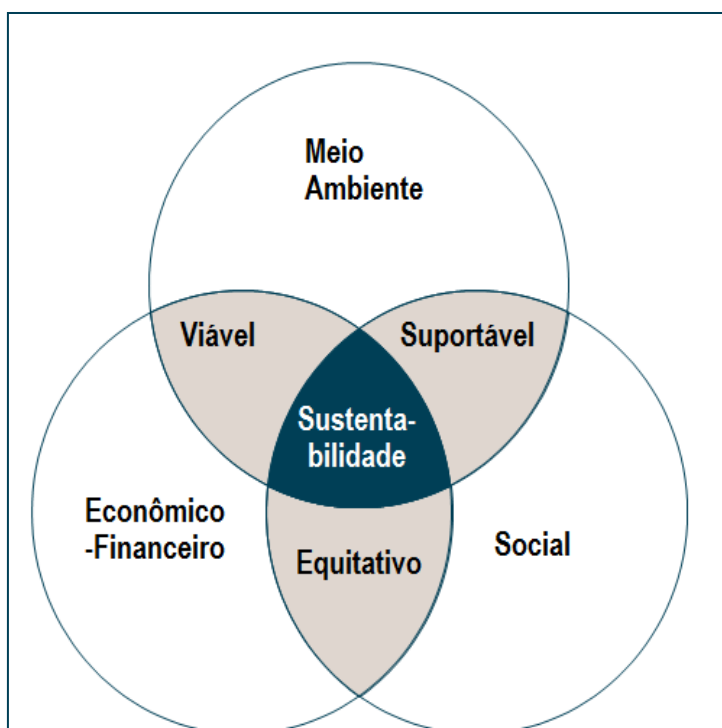
Além da imposição do ônus da prova dos modelos de negócios para os Planos de Negócios das empresas, o modelo RIIO estabeleceu um mecanismo prático de garantir que a visão dos consumidores seja incorporada nos processos decisórios. O mecanismo é denominado *Consumer Challenge Group* e consiste em um grupo de *experts* para garantir que os acordos de controle de preços atendam aos interesses dos consumidores. O principal diferencial deste conselho de consumidores é a composição do grupo. Ele conta com a participação de consumidores que atuam no setor elétrico, mas em caráter individual, trazendo experiências como consumidores e também percepções setoriais. Primeiramente implementado na rodada de discussão de controles de preços RIIO-ED1, o grupo permite que seus membros forneçam *inputs* e desafios que não viriam através de outros meios, como pesquisas de mercado. Vale ressaltar que este não é um órgão decisório, mas que auxilia

processos de tomada de decisão e montagem dos planos de negócios (OFGEM, 2013).

## **6.2 Atuação para a garantia da sustentabilidade ambiental, social e econômica das empresas**

### **6.2.1 Desafios e questões-chave**

Uma das forças que está alterando o ambiente de negócios do setor elétrico é a maior força para a sustentabilidade. Porém, o conceito de sustentabilidade pode ser aplicado à aspectos mais amplos do que o da sustentabilidade ambiental. A ONU, por exemplo, ampliou o escopo do termo e desenvolveu o conceito dos "três pilares da sustentabilidade" que devem ser seguidos pelas empresas. Como ilustrado na Figura 22, os três pilares seriam a Sustentabilidade Ambiental, a Sustentabilidade Social e Sustentabilidade Financeira.



## Figura 22: Pilares do Desenvolvimento Sustentável

Fonte: ONU

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

Com base neste modelo de análise da ONU, é possível identificar possíveis áreas de atuação dos governos e reguladores para fomentar o desenvolvimento sustentável. Em relação à Sustentabilidade Ambiental, como descrito em seções anteriores, os agentes de governo podem assumir iniciativas como imposição de limites para emissões de carbono, estabelecimento de imposto e preço para o carbono e intensificar as regras de licenciamento ambiental. Em relação à Sustentabilidade Social, os agentes reguladores podem desde criar políticas de redução de preços das tarifas até incentivar o suprimento de energia elétrica em regiões isoladas e carentes ou definir regras de proteção aos consumidores vulneráveis. Por fim, no aspecto da Sustentabilidade Econômico-Financeira, a atuação dos agentes reguladores pode ser menos detalhada, apenas com monitoramento de indicadores financeiros, ou até mesmo mais intervencionista, punindo ou suportando empresas com dificuldades financeiras.

Frente a estes desafios, a principal pergunta-chave que se coloca é como o regulador pode incentivar ou punir atuações não sustentáveis por parte das empresas em todos os aspectos da sustentabilidade. Outra questão-chave seria até que ponto o regulador pode definir o escopo de atuação sustentável das empresas.

### **6.2.2 Benchmarks internacionais**

A maneira encontrada pelo regulador inglês para incentivar comportamentos sustentáveis das empresas, especialmente no âmbito da Sustentabilidade Ambiental

e Social, tem como base o modelo de *outputs*. O regulador define uma série de metas e objetivos que as empresas devem cobrir, como ilustrado na Figura 23.

Output	Pedido do regulador	
Satisfação do cliente	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Medida abrangente de satisfação do cliente</li> <li>&gt; Pesquisas e inquéritos qualitativos</li> </ul>	
Segurança	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Garantia de requisitos mínimos de serviço</li> <li>&gt; Iniciativas adicionais de interesse público</li> </ul>	
Fiabilidade e disponibilidade	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Interrupções de cliente</li> <li>&gt; Minutos de cliente perdidos ou energia não fornecida</li> </ul>	
Condições das conexões	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Tempo para conexão de nó de geração</li> <li>&gt; Tempo para conexão de nó de demanda</li> </ul>	
Impacto ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Pegada ecológica de perdas de rede</li> <li>&gt; Proporção de nova geração com tecnologias <i>low carbon</i></li> <li>&gt; Outras emissões</li> <li>&gt; Impacto visual</li> <li>&gt; Papel do consumidor em eficiência energética</li> </ul>	Sustentabilidade ambiental
Obrigações sociais	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Objetivos para clientes vulneráveis (ex. idosos)</li> </ul>	Sustentabilidade social

Figura 23: Outputs definidos pelo Ofgem

Fonte: Ofgem

Elaboração: Roland Berger Strategy Consultants

A Ofgem define uma série de *outputs* que buscam minimizar o impacto ambiental das empresas, como regras de emissões e eficiência energética. Paralelamente, ao definir objetivos para clientes vulneráveis, o regulador inglês incentiva comportamentos que visem à Sustentabilidade Social.

Em alguns países com total liberalização do mercado de energia elétrica, como por exemplo na Espanha e Portugal, há também a proteção para os clientes vulneráveis. Nestes dois países Ibéricos, é o comercializador de último recurso quem comercializa energia aos clientes vulneráveis (ex: cidadãos de baixa renda ou idosos). No caso, a tarifa é mais baixa e menos volátil que as de mercado.

## 7. Conclusão

Por mais que as transformações do setor elétrico ocorram em ritmo mais lento do que a de outros segmentos econômicos, como o de bens de consumo, varejo ou tecnologia, é inegável que o setor irá passar por significativas mudanças até 2030. Em linhas gerais, é possível afirmar que a postura mais ativa do consumidor conjugada com a maior relevância da sustentabilidade e a introdução de inovações tecnológicas tendem a exigir diversas inovações e adaptações no marco regulatório. Alterações no ambiente regulatório serão essenciais para incitar a evolução do setor devido ao papel estratégico que a regulação detém ao viabilizar ou não os novos investimentos, ditando assim o ritmo de introdução das inovações que, em última instância circunscrevem as novas possibilidades de atividades empresariais.

Essas mudanças podem ser pautadas em três principais dimensões de análise:

- A. Mecanismos de incentivos à eficiência, investimentos e inovação;
- B. Modelos de remuneração de ativos e negócios não regulados;
- C. Papel do regulador e interação com seus stakeholders.

Com base no estudo e análise dos mecanismos desenvolvidos por agências regulatórias de outros países frente a desafios similares, é possível identificar possíveis tendências regulatórias para o setor elétrico brasileiro.

Primeiramente em relação aos mecanismos de incentivo, o setor elétrico brasileiro teria muito a aprender com os modelos internacionais como os fundos de P&D que possuem focos mais específicos, como aqueles que incentivam investimentos de alto

risco ou aqueles que procuram incentivar a implementação de uma tecnologia já comprovada. Já no âmbito da eficiência energética, por exemplo, mecanismos como o de compartilhamento de ganhos e de metas com bonificação seriam modelos potencialmente vantajosos ao país, por envolverem empresas e clientes no processo de economia. Finalmente, em relação aos mecanismos para incentivar a expansão da matriz através de fontes de baixo carbono, o Brasil poderá manter incentivos fiscais e financiamentos públicos, quando necessário. No caso da expansão pelo mercado livre ser o maior entrave para as fontes renováveis, o Brasil pode também espelhar-se nos mecanismos que estão sendo gradativamente implementados pelo Reino Unido, nomeadamente o Mercado de Capacidade e o mecanismo de Contratos por Diferenças. Será necessário, no entanto, monitorar o sucesso alcançado por estes mecanismos e incorporar as lições aprendidas pelo Reino Unido antes de implementá-los ao contexto brasileiro.

Quanto aos modelos de remuneração de ativos, o *decoupling* poderia ser considerado uma das principais tendências regulatórias. Além de ser aplicado com sucesso em diversos mercados, o mecanismo estaria mais alinhado às tendências futuras do setor em relação ao modelo vigente. O *decoupling* poderia ser um mecanismo viável para solucionar desafios como a necessidade de incorporar na remuneração das Distribuidoras a disseminação da micro-geração distribuída e também uma possível liberalização total do mercado.

Por fim, o setor elétrico brasileiro poderia também espelhar-se nos mecanismos internacionais que procuram envolver diversos *stakeholders*. Embora mecanismos como a definição de *outputs* com imposição do ônus da prova para as empresas possam representar mudanças disruptivas em relação ao modelo regulatório vigente, elas podem ser gradualmente implementadas e desenvolvidas até o horizonte 2030.

É importante ressaltar que, antes de aplicarem qualquer iniciativa aplicada em outros mercados, os agentes do setor elétrico brasileiro devem analisar a compatibilidade das iniciativas ao contexto do país e investigar quais adaptações seriam necessárias para garantir o sucesso de sua implementação.

## 8. Referências bibliográficas

ABEEÓLICA (2013). **Microgeração é a alternativa para reduzir o risco de apagão e o custo energético do País**. Disponível em:

<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/1573-microgera%C3%A7%C3%A3o-%C3%A9-a-alternativa-para-reduzir-o-risco-de-apag%C3%A3o-e-o-custo-energ%C3%A9tico-do-pa%C3%ADs.html>. Acesso em 13 de outubro de 2014.

ABD. **Contribuições para a Política de Desenvolvimento Industrial, de Inovação e de Comércio Exterior**. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Brasília, 2014.

ACEE. **Incentivizing Utility-Led Efficiency Programs: Performance Incentives**. 2013. Disponível em: <http://www.aceee.org/sector/state-policy/toolkit/utility-programs/performance-incentives>. Acesso em: 24 out. 2014.

AMANN, Markus; ISAKSSON, Lena; et al. **Emission scenarios for non-CO2 greenhouse gases in the EU-27**. Laxenburg, IIASA, 2008.

ANEEL. **Os Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica - Atuação e Constituição**. Disponível em: <http://conselhodeconsumidores.aneel.gov.br/>. Acesso em: 24 de outubro de 2014

ANEEL. **Relatório ANEEL 10 anos / Agência Nacional de Energia Elétrica**. – Brasília : ANEEL, 2008.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414**. – Brasília; ANEEL, setembro de 2010

APS. Disponível em: <https://www.aps.com/en/residential/renewableenergy/renewableenergyincentives/Pages/home.aspx> Acesso em: 24 de outubro de 2014

ARPA-E. **Strategic Vision 2013**. Washington: United States Department of Energy, 2013.

BARROS, Luisa Valentim. **Avaliação de modelos de negócios para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro**. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

CHAZAN, Guy; PICKARD, Jim. Energy's big six embrace review as way to dispel mistrust. 2014. Disponível em: <<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/05dd9624-b423-11e3-a102-00144feabdc0.html?siteedition=intl#axzz2xYiJpbeq>>. Acesso em: 24 de outubro de 2014

CNE. **CNE informa nuevas tarifas de servicios asociados al suministro**. 2009. Disponível em: <http://www.cne.cl/noticias/energia/electricidad/34-cne-informa-nuevas-tarifas-de-servicios-asociados-al-suministro-electrico>. Acesso em: 24 de outubro de 2014

COUTURE, Toby D. et al. **A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design**. Colorado: U.s. Department Of Energy, 2010.

DECC. **Electricity Market Reform: policy overview**. London, Department of Energy and Climate Change, 2012.

DECC. **Implementing the Emissions Performance Standard: Further Interpretation and Monitoring and Enforcement Arrangements in England and Wales**. London, Department of Energy and Climate Change, 2014.

Department of Energy. **Successes of the Recovery Act**. Washington, 2012.

DW. **Cúpula do G20 estabelece metas de crescimento econômico**. Disponível em: <http://www.dw.de/c%C3%BApula-do-g20-estabelece-metas-de-crescimento-econ%C3%B4mico/a-18068085> Acesso em 18/11/2014

EUROPEAN COMMISSION (2014). **Europe 2020 targets**. Disponível em: [http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/targets\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/targets_en.pdf). Acesso em 13 de outubro de 2014

IEEE (2013). **Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid**.



FUGIMOTO, Sérgio Kinya. **ESTRUTURA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA: ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSIÇÕES METODOLÓGICAS**. 2010. 207 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia, Usp, São Paulo, 2010.

GLOBO. **Linha do tempo das manifestações de junho**. Disponível em: <http://g1.globo.com/brasil/linha-tempo-manifestacoes-2013/platb/>. Acesso em: 24 de outubro de 2014

HARRIS, Frank; NAVARRO, Peter. **Policy Options for Promoting Wind Energy Development in California: A Report to the Governor and State Legislature**. Irvine: University Of California-irvine, 1999.

KPMG. **Taxes and Incentives for Renewable Energy**. U.S.A.: KPMG, 2011.

JRC EUROPEAN COMISSION. **Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments**. Disponível em: [http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses/files/documents/smart\\_grid\\_projects\\_in\\_europe\\_lessons\\_learned\\_and\\_current\\_developments.pdf](http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses/files/documents/smart_grid_projects_in_europe_lessons_learned_and_current_developments.pdf). Acesso em 24 de outubro de 2014

KROH, Kiley. **Germany Sets New Record, Generating 74 Percent Of Power Needs From Renewable Energy**. 2014. Disponível em: <http://thinkprogress.org/climate/2014/05/13/3436923/germany-energy-records/>. Acesso em: 24 de outubro de 2014.

MAIS ENERGIA LIVRE (2014). **Como a liberdade de escolha no setor elétrico pode ajudar o Brasil**. Disponível em: [http://www.maisenergialivre.com.br/wp-content/uploads/2014/08/Livro-Energia\\_04\\_08.pdf](http://www.maisenergialivre.com.br/wp-content/uploads/2014/08/Livro-Energia_04_08.pdf). Acesso em 24 de outubro de 2014.

Migden-Ostrander, J., Watson, B., Lamont, D., and Sedano, R. (2014) **Decoupling Case Studies: Revenue Regulation Implementation in Six States**. Montpelier, VT: The Regulatory Assistance Project. Available at: <http://www.raonline.org/document/download/id/7209> Acesso em 24 de outubro de 2013

Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação. **Estimativas anuais de emissões de gases**. Brasília: Secretaria de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento, 2013.

MORGAN, Pamela. **A Decade of Decoupling for US Energy Utilities: Rate Impacts, Designs, and Observations**. U.S.A.: Graceful Systems Llc, 2013.

OFGEM. **RIIO - ED1 Consumer Challenge Group**. London, Ofgem, 2013.

OFGEM. **Decisions on the Network Innovation Competition and the timing and next steps on implementing the Innovation Stimulus**. London, Ofgem, 2012.

OFWAT. **Inputs, outputs and outcomes– what should price limits deliver?** London: Ofwat, 2010.

OXERA (Org.). **Ofwat's final methodology: now for implementation**. London: Oxera, 2013.

REGULATORY ASSISTANCE PROJECT. **Revenue Regulation Decoupling: A Guide to Theory and Application**. Montpellier: Rap, 2011.

TOGEBY, Mikael; DYHR-MIKKELSE, Kirsten; JAMES-SMITH, Edward. **Design of White Certificates: Comparing UK, Italy, France and Denmark**. Copenhagen: Ea Energy Analyses, 2007.

UTILITY DIVE (2014). **The State of Electric Utility**. Disponível em: <http://www.utilitydive.com/library/2014-state-of-the-electric-utility/>. Acesso em: 24 de outubro de 2014

SCOTT, Mike(2011). **A cheaper tariff for saving the world**. Disponível em: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/16d6742a-9324-11e3-b07c-00144feab7de.html#axzz3JRxBINaV> Acesso em: 18 de novembro de 2014

