

Projeto Sistemas Energéticos do Futuro (SEF)

Relatório de trabalho da cooperação GIZ/ANEEL

Resultado 1

R 1.2 – Estudo para a redefinição do modelo de negócio da distribuição considerando a entrada crescente dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED)



Equipe de Projeto SEF da GIZ:

- Florian Geyer (Coordenador)
- José Eduardo Rocha (Consultor)
- Peter Pfeiffer (Consultor)

Sumário

1. Introdução.....	4
2. Objetivo.....	4
3. Formação de um novo ambiente de negócios.....	4
4. Vetores de mudança no ambiente de negócios.....	5
5. Dimensões para o estudo.....	5
6. Modelos de remuneração de ativos compatíveis com DER.....	6
7. Modelos de remuneração de ativos compatíveis com novos serviços.....	9
8. O papel do regulador e interação com seus stakeholders.....	11
8.1 Engajamento do consumidor	12
8.2 Atuação para a garantia da sustentabilidade.....	14
9 Mecanismos de incentivos para P&DI e EE.....	16
10 Modelo de transição para a distribuição.....	22
10.1 Introdução.....	22
10.2 O desafio de lidar com a complexidade	23
10.3 Conexões flexíveis: o futuro do relacionamento entre o cliente e o DSO	24
10.4 Interação TSO-DSO.....	25
10.5 Adotando sinais de preço na rede	27
10.6 Transição de sistemas de distribuição	28
11 Conclusões e recomendações finais.....	29
Referências.....	31

Índice de Figuras

Figura 1 - Vetores de mudança no modelo de distribuição	5
Figura 2 - Dimensões para para a reavaliação do modelo de negócios da distribuição	6
Figura 3 - Principais desafios para as utilities norte-americanas	11
Figura 4 - Dimensões definidoras dos novos paradigmas do consumo de energia	12
Figura 5 - Processo de engajamento dos stakeholders no modelo RIIO	14
Figura 6 - Regulação como força de desenvolvimento de um sistema elétrico sustentável	15
Figura 7 - Metas do modelo regulatório RIIO definidas pelo OFGEM	16
Figura 8 - Evolução dos indicadores de qualidade (DEC/FEC)	17
Figura 9 - Práticas para acelerar a inovação (EUA)	21
Figura 10 - Transição mundial do modelo do setor elétrico	23
Figura 11 - Opções de relacionamento entre o futuro DSO e TSO	26

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Elementos de <i>Performance Based Regulation</i> - PBR	7
Tabela 2 - Opções regulatórias para enquadramento em diferentes contextos e para o alcance de diferentes metas	9
Tabela 3 - Opções para estimular a adoção das conexões flexíveis	25

1. Introdução

A transição Energética, que vem acontecendo em escala global (Energy Report PSR , 2016), alavancada principalmente pela disseminação dos Recursos Energéticos Distribuídos (do inglês *Distributed Energy Resources* - DER), vem estabelecendo um novo paradigma na cadeia de negócios da energia elétrica.

Estudos desenvolvidos sobre a transição energética em vários países (Berkhout, Marcotullio, & Hanaoka, 2012) argumenta que as transições não serão conduzidas apenas através de soluções tecnológicas, mas exigirão alguma combinação de fatores econômicos, políticos, institucionais e mudanças socioculturais.

2. Objetivo

Este trabalho, a partir da identificação dos aspectos mais relevantes da disseminação das novas tecnologias na distribuição de energia elétrica em função da disseminação, pretende propor alternativas regulatórias para a melhoria do ambiente de negócios e adequada captura dos benefícios dessa transição, além de listar de forma não exaustiva os impactos de cada medida em grupos de interessados específicos e na sociedade de forma geral.

3. Formação de um novo ambiente de negócios

A tendência do setor elétrico assumir um caráter mais distribuído pela crescente introdução das Fontes Distribuídas de Energia Renovável (DER), associado à evolução das tecnologias aplicadas aos sistemas elétricos, como as Redes Inteligentes (*Smart Grids*) e Armazenamento de Energia (*Energy Storage*) impõem mudanças significativas no setor elétrico, constituindo um novo paradigma para o ambiente de negócios tradicionais das Distribuidoras. A possibilidade de monitoramento da rede elétrica em tempo real criará um enorme volume de dados relacionados ao comportamento dos consumidores, que permitirá a oferta de novos produtos e serviços, como por exemplo, na Gestão de Resposta à Demanda (*Demand Side Management – DSM*). Serviços de segurança de dados também serão necessários para garantir a integridade e confidencialidade das informações (Massachusetts Institute of Technology, 2016).

Por um lado, o processo de universalização do atendimento que ampliou o acesso dos consumidores à energia elétrica e por outro lado, o acesso às tecnologias de monitoramento de consumo em tempo real, vêm tornando os consumidores brasileiros mais exigentes em relação à qualidade dos serviços de distribuição. Consumidores mais conscientes dos seus direitos tenderão a ser mais participativos no processo de definição de regras e políticas para o setor.

A adoção de iniciativas e projetos por parte de vários setores da sociedade para garantir a sustentabilidade no fornecimento de energia elétrica e o crescimento econômico sem agredir o meio ambiente vem crescendo anualmente. No nível internacional estas medidas estão diretamente relacionadas à mitigação na emissão de gases de efeito estufa e ao aquecimento global.

As experiências internacionais nos países desenvolvidos demonstram que três forças principais protagonizaram a mudança no ambiente de negócios (Dantas, Rosental, & Brandão, 2015): (i) maior interesse dos clientes nas questões energéticas, conquistando maior poder de decisão; (ii) maior relevância e direcionamento para ações de sustentabilidade; (iii) introdução de tecnologias disruptivas.

No Brasil, bem como em outros países em desenvolvimento, já possível se observar o crescimento gradativo destas forças de mudança ao longo dos últimos anos. Este novo panorama tecnológico associado ao novo ambiente de negócios leva ao surgimento da figura do consumidor produtor de energia elétrica (*prosumer*).

4. Vetores de mudança no ambiente de negócios

A Figura 1 apresenta de forma sintética o novo ambiente de negócios de distribuição impulsionado pelos vetores mudança.

Este modelo está viabilizado mundialmente e em veloz implantação pela evolução tecnológica e pela crescente participação das DERs.

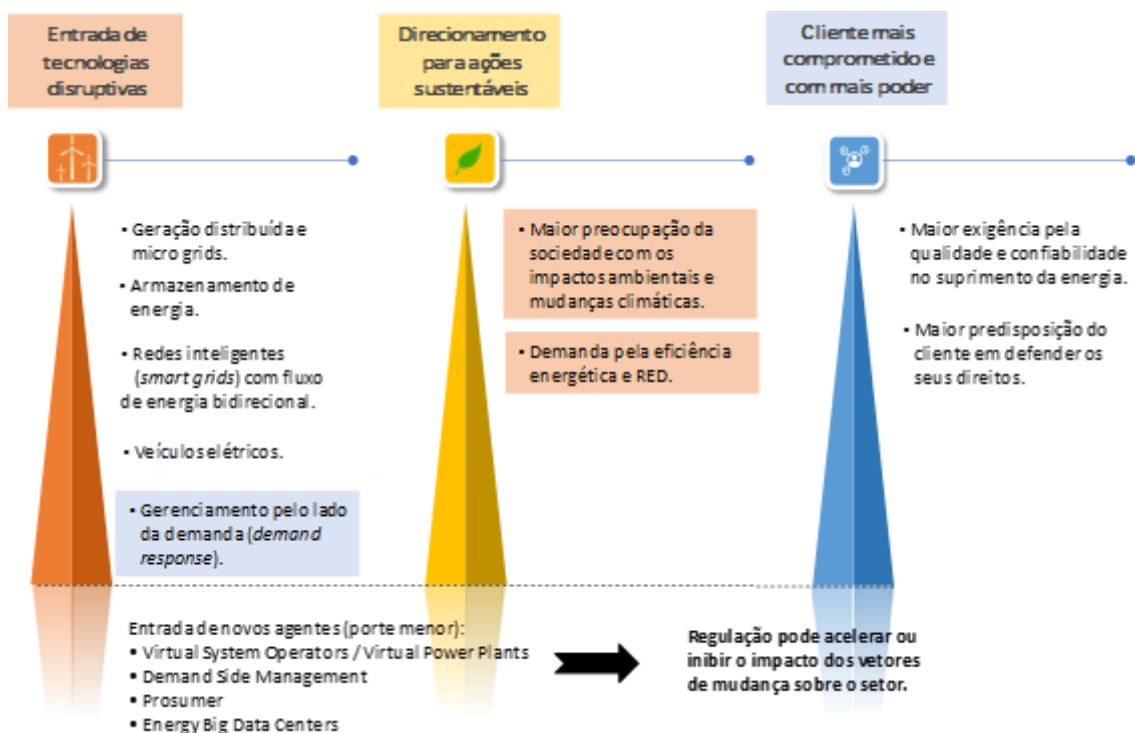


Figura 1 - Vetores de mudança no modelo de distribuição

5. Dimensões para o estudo

A partir da análise dos vetores de mudança, foram selecionadas quatro dimensões para a reavaliação do modelo de negócios da distribuição (Figura 2).

Cada uma destas dimensões será analisada nas seções seguintes vis-à-vis os desafios para a regulação.



Figura 2 - Dimensões para para a reavaliação do modelo de negócios da distribuição

6. Modelos de remuneração de ativos compatíveis com DER

Com a disseminação dos DERs, as Distribuidoras enfrentarão um grande desafio na remuneração dos seus ativos. Pois terão que lidar com uma rede mais complexa pela intensificação dos fluxos bidirecionais e, também, pela menor dependência dos consumidores à energia ativa. O modelo regulatório atual não prevê nenhuma compensação pela conexão de DERs na rede da distribuidora e tampouco define a atuação, os direitos e deveres desta nova categoria de consumidores produtores (*prosumers*).

Experiências internacionais

A regulação tradicional baseada no custo de serviço (*cost of service*) incentiva empresas de distribuição em concentrar o investimento em ativos físicos em vez de inovação. Assim, novos incentivos são necessários para estimular o investimento em soluções inovadoras (Rocky Mountain Institute; Electricity Innovation Lab (e-LAB), 2017).

Por exemplo, o desacoplamento (*decoupling*) da receita da venda de energia isola os lucros das distribuidoras das mudanças nas vendas volumétricas, que podem variar ou estar em declínio devido a fatores como clima, programas de eficiência energética e aumento da penetração do DER (National Association of Regulatory Utility Commissioners, 2016). Isso ajuda a realinhar as motivações empresariais das distribuidoras desconectando o negócio do crescimento volumétrico das vendas totais. Em janeiro de 2017, dezesseis Estados da Federação Norte-Americana adotaram o *decoupling*, estando pendentes de implementação em outros sete Estados (Rocky Mountain Institute, 2017).

Qualquer que seja a estrutura da distribuidora, alguma iniciativa de regulamentação baseada em desempenho (*Performance Based Regulation - PBR*) é importante para proporcionar uma reforma futura que atinja os objetivos da sociedade.

A PBR não é um modelo de negócios em si. Em vez disso, deve ser implantado para alinhar motivações empresariais com objetivos estabelecidos. Particularmente, à medida que o papel e as funções da distribuidora são refeitos, abordagens de PBR cuidadosamente projetadas serão importantes para estabelecer incentivos apropriados para operações. (Cross-Call, Gold, Guccione, Henchen, & Lacy, 2017).

A PBR descreve um conjunto de ferramentas que podem ser usadas individualmente ou em combinações em níveis variados objetivando o equilíbrio financeiro das distribuidoras. Algumas aplicações de PBR podem otimizar a regulamentação e fornecer às distribuidoras maior flexibilidade operacional. Idealmente, os benefícios de um melhor desempenho deverão ser compartilhados pela distribuidora e seus clientes.

As ferramentas de PBR mais proeminentes no Estados Unidos (Girouard, 2017) e em países europeus como Alemanha e Espanha estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Elementos de *Performance Based Regulation - PBR*

<i>Revenue Regulation or Decoupling</i>	A regulação da receita (ou dissociação de receita) dissocia o volume de receitas do volume de energia distribuída garantindo a recuperação da receita permitida, independentemente de megawatts-hora (MWh) e megawatts (MW) de uso do sistema. A receita permitida geralmente é calculada por uma fórmula predeterminada proporcionalmente aos clientes da área de concessão. Sob essa abordagem, o impacto nas receitas de serviços entre ciclos tarifários referentes à eficiência energética, ao programas de resposta à demanda e à geração distribuída instalada em clientes pode ser reduzido ou eliminado. 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 (<i>attrition adjustments</i>).
<i>Performance Incentive Mechanisms (PIMs)</i>	Os PIMs consistem em métricas de desempenho, metas e incentivos financeiros. Os PIMs são utilizados há muitos anos em vários países para abordar o desempenho em áreas como confiabilidade, segurança e eficiência energética. Nos últimos anos nos Estados Unidos, os PIMs receberam maior atenção como forma de fornecer às distribuidoras orientações normativas e incentivos financeiros em relação aos DERs e à implementação de novas tecnologias e práticas. É importante ressaltar que os PIMs em si não atingirão os objetivos; eles podem ser mal projetados e, no pior dos casos, resultar em incentivos não viáveis. Muitos detalhes aparentemente minuciosos são críticos para o design efetivo do PIM (FGV Energia, 2016).
<i>Multi-Year Rate Plans (MRPs)</i>	Os MRPs permitem que as distribuidoras operem por vários anos sem um evento de revisão tarifária. A moratória do ciclo tarifário geralmente dura de quatro a cinco anos. Entre ciclos, um mecanismo de acréscimo por desgaste (<i>attrition relief mechanism - ARM</i>) ajusta automaticamente as taxas ou o requisito de receita de acordo com a fórmula predeterminada que compensa uma distribuidora de mudanças à receita permitida, com base em revisões anuais da estrutura de custos e receitas. Os ARMs são geralmente baseados em previsões de custos, tendências indexadas em custos de serviços ou uma combinação dos dois. Geralmente, os MRPs também incluem PIMs e podem incluir regulamentação de receita e rastreadores de custos. 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.
<i>RIIO ("Revenue = incentives + innovation + outputs")</i>	O RIIO é a abordagem de PBR usada na Grã-Bretanha, onde os MRPs são usados para regulamentar as distribuidoras há mais de 25 anos. O RIIO é o mais recente sistema MRP para regulamentação de energia elétrica. Os principais elementos da abordagem RIIO incluem um prazo de oito anos para o plano, regulamentação de receita, um escalonador de limite de receita baseado em previsão e uso inovador de PIMs. O RIIO é frequentemente citado como um modelo potencial para regular a "utilidade do futuro".

Fonte: Adaptado de (Lowry, Woolf, & Schwartz, 2016)

A perspectiva do Regulador

O estudo desenvolvido por (Lowry, Woolf, & Schwartz, 2016) identificou várias vantagens e desvantagens que podem ser especialmente relevantes aos reguladores. Ao final é apresentado um roteiro para os reguladores sobre a adoção de regulação baseada em desempenho MRP e PIM.

Vantagens dos MRPs

- Pode reduzir a frequência de ciclos tarifários, liberando recursos de comissões para outras necessidades;
- Pode melhorar a cultura de gerenciamento de serviços da distribuidora;
- Pode melhorar o desempenho da distribuidora e reduzir os custos de serviços;
- Os ARMs usados com MRPs normalmente resultam em aumentos de tarifas mais previsíveis e estáveis, relacionados aos ciclos tarifários.

Desvantagens dos MRPs

- Desafio para projetar ARMs de uma forma que equilibre os interesses dos clientes e das distribuidoras;
- Menos ciclos tarifários significam menos oportunidade em rever os custos;
- As Comissões podem carecer de recursos e conhecimento para revisar propostas com efetividade;
- As distribuidoras tendem a ter uma vantagem em termos de acesso à informação.

Vantagens dos PIMs

- Pode tornar os objetivos regulatórios mais explícitos;
- Pode incentivar o desempenho da distribuidora em áreas críticas e sensíveis de maior preocupação do regulador;
- Pode ajudar a garantir que a redução/otimização de custos não leve à degradação do serviço ou da segurança;
- Opção de baixo risco e baixo custo para melhorar as principais áreas de desempenho.

Desvantagens dos PIMs

- A estruturação, a implementação e a revisão podem ser complexos, contenciosos e com uso intensivo de recursos;
- Pode desviar o foco de reguladores e distribuidoras de questões mais importantes;
- A estrutura dos PIMs pode favorecer as distribuidoras, com risco a manipulações com consequências não previsíveis;
- Em razão da complexidade de modelagem dos PIMs, algumas estratégias relevantes para o aumento de desempenho poderão não se viabilizar.

Roteiro para Reguladores

Adotar regulação baseada em desempenho (PBR) com a aplicação de MRPs ou de PIMs dependerá de quão bem a regulamentação existente está funcionando e até que ponto os reguladores e demais partes interessadas (*stakeholders*) desejam aceitar os riscos e os custos de transição associados às novas políticas. Em geral, as discussões sobre as opções de PBR em um futuro de alta penetração de DER devem avaliar e balancear as opções potenciais de MRP e PIM que podem ser aplicadas.

A Tabela 2 apresenta um resumo de como várias opções de PBR podem corresponder a diferentes metas regulatórias. A coluna da esquerda identifica as metas de melhoria de desempenho; a coluna do meio indica o quanto os reguladores e *stakeholders* estão suscetíveis às mudanças regulatórias; e a coluna da direita indica a combinação de opções PBR que podem ser adotadas.

Tabela 2 - Opções regulatórias para enquadramento em diferentes contextos e para o alcance de diferentes metas

Objetivos de Melhoria de Desempenho	Abertura à mudança regulatória	Opções PBR
Nenhum	Baixa	Manter a prática atual de revisão tarifária
Melhoria em áreas específicas	Baixa	Adotar PIMs em áreas específicas
Melhoria geral no desempenho da distribuidora Regulamentação simplificada	Moderada a alta	Adotar um MRP
Suporte para DERs	Baixa	Adotar PIMs para DER ou regulamentação de receita
	Moderada	Adotar PIMs para DERs e regulamentação de receita
Suporte para DERs		
Melhoria geral no desempenho da distribuidora Regulamentação simplificada	Alta	Adotar PIMs para DERs, um MRP e regulação de receita

Fonte: Adaptado de (Lowry, Woolf, & Schwartz, 2016)

7. Modelos de remuneração de ativos compatíveis com novos serviços

A introdução de fontes disruptivas de DERs, como a Geração Distribuída e o Armazenamento de Energia associadas às tecnologias de Redes Inteligentes e o maior do volume de dados (big data) proporcionados por esta tecnologia, estabelece um novo ambiente de negócios para as *Utilities*.

O maior conhecimento dos hábitos e perfis dos consumidores permitirá que a distribuidora possa fornecer produtos e prestar serviços mais personalizados aos consumidores, como por exemplo, consultorias em eficiência e gestão energética; instalação, manutenção e gestão de painéis solares e mini usinas eólicas.

Com a maior participação de DERs como a Geração Distribuída e o Armazenamento de Energia, novos modelos de negócios estarão disponíveis para as distribuidoras, que poderão desempenhar papéis como o *Virtual System Operator (VSO)*. Esse agente será responsável por gerenciar um portfólio de pequenos geradores, operando-os como um recurso único. Na ótica do mercado, a energia negociada pelo VSO seria advinda de uma única usina de geração, que na prática são as *Virtual Power Plants – VPP*. Algumas comercializadoras, ligadas ou não a grandes grupos do setor elétrico, já atuam desta maneira no Brasil (Dantas, Rosental, & Brandão, 2015).

Embora a oferta de uma série de novos serviços seja viável 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. A maneira como o agente regulador irá regulamentar esses serviços será fundamental para o avanço de tais práticas.

Experiências internacionais

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 processo de liberalização total (*unbundling*), há uma série de serviços oferecidos por comercializadores nas áreas de eficiência e qualidade, que estão fora do escopo da regulação energética.

União Europeia

Em Portugal a comercializadora da EDP oferece uma gama de serviços técnicos e de eficiência energética como: auditoria energética, certificação energética, correção de fator de potência, manutenção, assistência técnica, solução para aumento do nível de tensão e de qualidade.

Na Alemanha há empresas como a DZ-4 que atuam no segmento de DER alugando painéis solares e armazenamento de energia para consumidores finais.

EUA

Nos estados da federação norte-americana que já passaram pelo *unbundling* total, os serviços ao consumidor são geralmente prestados por comercializadoras (Dantas, Rosental, & Brandão, 2015).

Em uma publicação do Massachusetts Institute of Technology – MIT, Joskow apresentou as oportunidades para a concorrência no varejo de eletricidade fornecer novos serviços de valor agregado para os consumidores. (Joskow, 2000). O artigo destaca que o sucesso de qualquer programa de competição entre comercializadores varejistas deve ser avaliado pelos Reguladores pelo valor agregado que proporciona aos seus consumidores além do serviço básico de venda de eletricidade no mercado livre e não pelo número de clientes que migraram do mercado cativo.

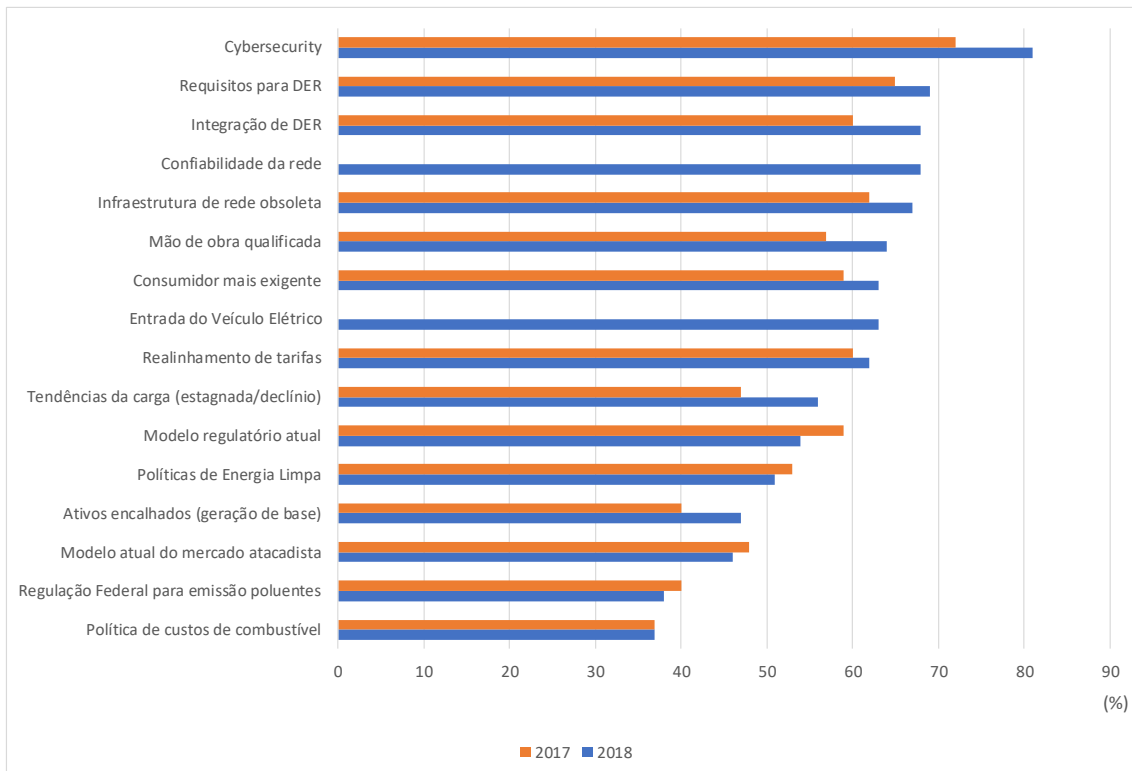
Desafios para a indústria de Utilities norte-americana

Através de uma pesquisa realizada em 2018, que contou com a participação de cerca de 700 profissionais de empresas do setor elétrico norte-americano foram mapeados as principais questões e os desafios para a regulação (Utility Dive, 2018).

Nessa pesquisa os profissionais classificaram o nível relativo de prioridade ou preocupação com vários problemas em andamento no setor elétrico norte-americano. Assim como em 2017, as distribuidoras classificaram o ciberespaço e a segurança física como a preocupação mais premente. A política de requisitos para DER apareceu em segundo lugar, direcionando questões como o *net metering*, políticas de conexão à rede e política de propriedade das DERs. A seguir, as empresas listaram a confiabilidade do sistema interligado de energia, a integração de DERs e infraestrutura de rede obsoleta.

Pode-se observar que as prioridades e preocupações identificadas na pesquisa dependem de indicativos regulatórios que determinarão os incentivos ou restrições em cada caso.

A Figura 3 apresenta o resultado da pesquisa que apresenta os principais desafios para o ambiente regulatório norte-americano.



Fonte: Adaptado de (Utility Dive, 2018)

Figura 3 - Principais desafios para as utilities norte-americanas

8. O papel do regulador e interação com seus stakeholders

A mudança no papel dos consumidores não é impulsionada apenas pela redução de custos. Outro fator relevante é a participação mais ativa dos consumidores, possibilitado pela geração de energia própria e pela implantação de novas tecnologias, como medidores avançados ou sistemas de automação e controle de carga. Consumidores mais engajados desempenharão um papel crucial na transição para um sistema mais descentralizado, moldando assim a rede elétrica do futuro. Por exemplo, medidores avançados estão habilitados para controlar preços em tempo real e faturamento totalmente automatizado.

Em pesquisas desenvolvidas por (Dantas, Rosental, & Brandão, 2015) foram identificadas as quatro principais dimensões definidoras dos novos paradigmas do consumo de energia, ilustrados na Figura 4.



Fonte: Elaborado por Roland Berger Strategy Consultants para (Dantas, Rosental, & Brandão, 2015)

Figura 4 - Dimensões definidoras dos novos paradigmas do consumo de energia

A tendência de maior interesse de participação dos consumidores nos processos decisórios do setor cria desafios para o regulador que deverá possuir canais de comunicação adequados para interagir com seus *stakeholders*.

8.1 Engajamento do consumidor

A ANEEL já possui mecanismos de interação com os consumidores, entre os quais se destacam o Conselho de Consumidores da ANEEL e as Audiências Públicas. Desta forma, a ANEEL busca manter um diálogo com a sociedade civil, recebendo contribuições por meio dos seus principais representantes. Assim, a Diretoria da Agência pode obter informações relevantes para as análises que devem ser feitas em um determinado processo de tomada de decisão.

Experiências internacionais

União Europeia

A União Europeia também tem um programa ambicioso para a implantação de medidores inteligentes nos Estados membros antes de 2020. A Itália foi pioneira em uma instalação completa de medidores avançados há mais de uma década. Naturalmente, o que importa não é a existência física desses medidores, mas aproveitar ao máximo seu potencial (IRENA, 2017).

Com o aumento da geração distribuída, indivíduos e comunidades têm maior controle sobre geração e consumo de energia. Por exemplo, 35% da instalação de DERs da Alemanha é propriedade de cidadãos, enquanto a participação agregada na capacidade de geração distribuída total dos quatro grandes serviços públicos, ou seja, E.ON, RWE, Vattenfall e EnBW, é de apenas 5% (BEE, 2014).

EUA

Muitas empresas de energia nos Estados Unidos estão apoiando o conjunto de consumidores engajados através do lançamento de programas de Resposta da Demanda Comportamental (*Behavioral Demand Response - BDR*), que visam aumentar o engajamento dos clientes no gerenciamento da energia. Vários projetos de demonstração estão sendo conduzidos nos estados americanos, onde foram instalados dispositivos para modificar a carga e programar a complementação com geração eólica. Outra área de aplicação é a dos veículos elétricos, onde a bateria pode ser usada como dreno ou como fonte de energia elétrica. (FGV Energia, 2016).

Com mais de 12 milhões de medidores inteligentes, o estado norte-americano da Califórnia atingiu quase 100% de penetração, permitindo que consumidores e concessionárias acessem funcionalidades adicionais. Neste estado há programas de DR para todos os tipos de clientes: residenciais, comerciais, rurais ou industriais. Cada programa contém incentivos específicos para o cliente reduzir seu consumo de eletricidade durante certas horas, chamados de “eventos”. Durante esses eventos, os clientes são solicitados, ou são sinalizados remotamente, a reduzir seu consumo de eletricidade por motivos como altos preços de energia e/ou quando a confiabilidade do sistema está em risco. Os clientes são notificados sobre os eventos por diversos meios - SMS, e-mail, telefone - e os incentivos podem vir na forma de pagamento em dinheiro, crédito na conta, sinalização de preço ou outros meios. Os clientes também podem receber incentivos especiais para a implementação e habilitação da tecnologia de DR em suas unidades consumidoras.

Reino Unido: o modelo RIIO

Um dos principais *benchmarks* internacionais de implementação de um novo paradigma regulatório é o modelo RIIO (*revenue = incentives+innovation+outputs*) do Reino Unido. O modelo é baseado no processo de definição de Planos de Negócios para as empresas de *Utilities*, o que torna mandatória a participação de diversos *stakeholders*.

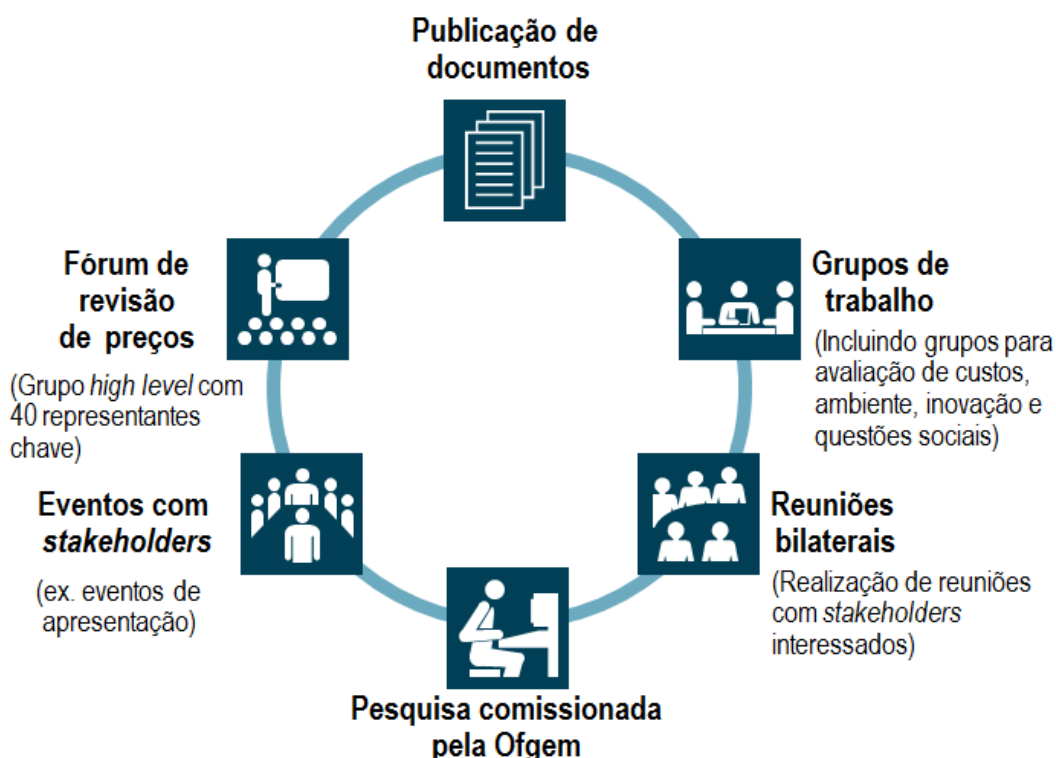
A incorporação da visão dos consumidores no processo decisório, ajuda a refletir as prioridades e preocupações sociais. O *Consumer Challenge Group* – CGC consiste em um grupo de especialistas formado para garantir que os acordos de controle de preços atendam aos interesses dos consumidores. O CGC conta com a participação de *prosumers*, diferencial que associam experiências individuais com percepções setoriais (OFGEM, 2013).

A Figura 5 apresenta o processo de engajamento dos *stakeholders* no modelo RIIO. Há uma sequência de atividades e discussões que permitem que seus membros forneçam *inputs* ao processo.

O modelo concorrencial das empresas de *Utilities* no Reino Unido vem sofrendo severas críticas dos consumidores residenciais sobre os aumentos sucessivos no preço da energia nos últimos 10 anos. Esta pressão dos consumidores levou a CMA (*Competition and Market Authority*) a investigar as seis maiores empresas do setor (Centrica, E.On, EDF, RWE, Scottish Power e SSE).

A CMA descobriu que as famílias britânicas estavam pagando uma média de £ 1,4 bilhões por ano a mais do deveriam ao longo do período de 2012 a 2015, chegando a £ 2 bilhões em 2015. Desse total, cerca de £ 650 milhões por ano foram lucros em excesso.

A CMA recomendou que a agência reguladora britânica, OFGEM (*Office of the Gas and Electricity Markets*), introduzisse um limite de preço temporário para os 4 milhões de residências com medidores de pré-pagamento, reconhecendo que estes consumidores são mais vulneráveis, pois têm severas restrições para a troca de distribuidora. Esse limite de preço deve economizar cerca de 80 libras por ano, em média para cada consumidor.



Fonte: OFGEM. Elaborado por Roland Berger Strategy Consultants para (Dantas, Rosental, & Brandão, 2015)

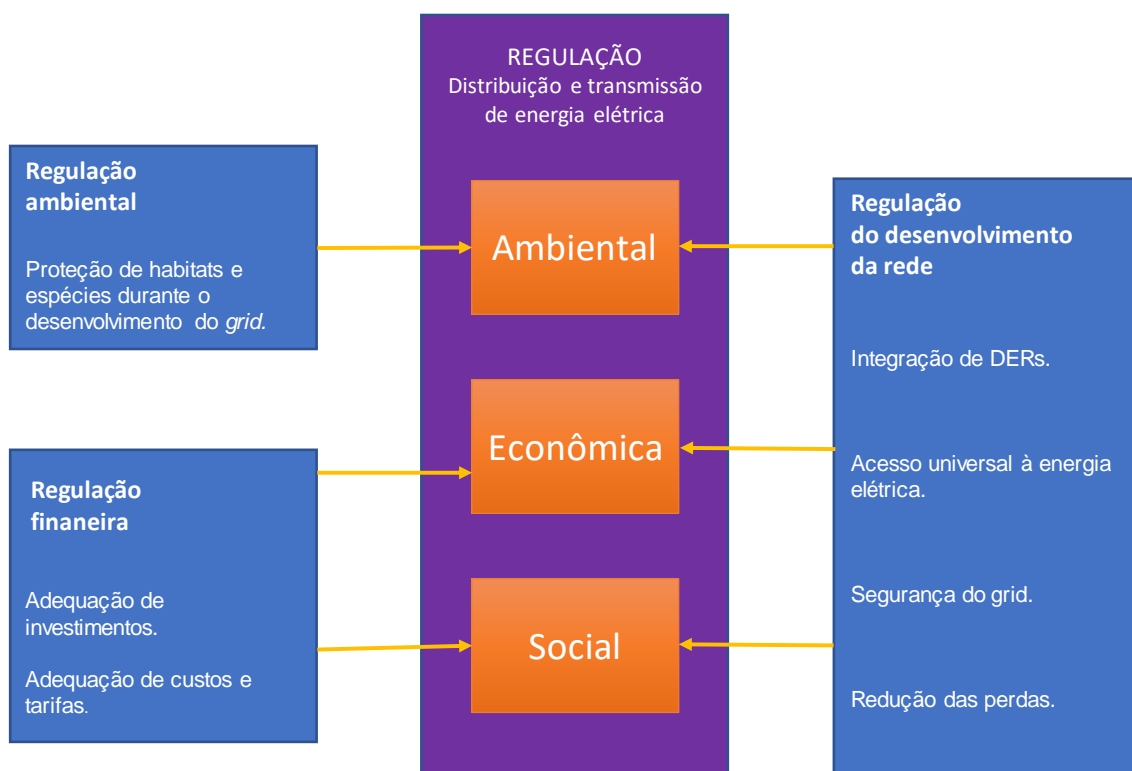
Figura 5 - Processo de engajamento dos stakeholders no modelo RIIO

8.2 Atuação para a garantia da sustentabilidade

Outro desafio seria a possibilidade do regulador se tornar mais exigente quanto à atuação sustentável das empresas. Em geral, as definições dos principais aspectos do desenvolvimento sustentável são: econômico, ambiental e social.

Até recentemente, o desenvolvimento sustentável era percebido como uma questão essencialmente ambiental, com relação à integração das preocupações ambientais na tomada de decisões econômicas. No entanto, as três dimensões do desenvolvimento sustentável estão intrinsecamente ligadas. Objetivos de desenvolvimento sustentável são frequentemente citados quando a tomada de decisão está se concentrando na produção e consumo de eletricidade. No entanto, os setores de transmissão e distribuição também têm um papel fundamental na consecução desses objetivos, sendo absolutamente indispensáveis para garantir o acesso ao

sistema elétrico a um preço acessível e, por isso, contribuindo fortemente para o bem-estar social da população. Esses segmentos da cadeia de valor da eletricidade são frequentemente regulados. Modelos regulatórios são, então, cruciais para criar os incentivos apropriados para levar a um desenvolvimento e desempenho sustentável da rede de distribuição e transmissão. A Figura 6 resume as possíveis áreas de atuação da regulação e como elas se relacionam com as três dimensões para o desenvolvimento sustentável (Cunha, 2015).



Fonte: Adaptado de (Cunha, 2015)

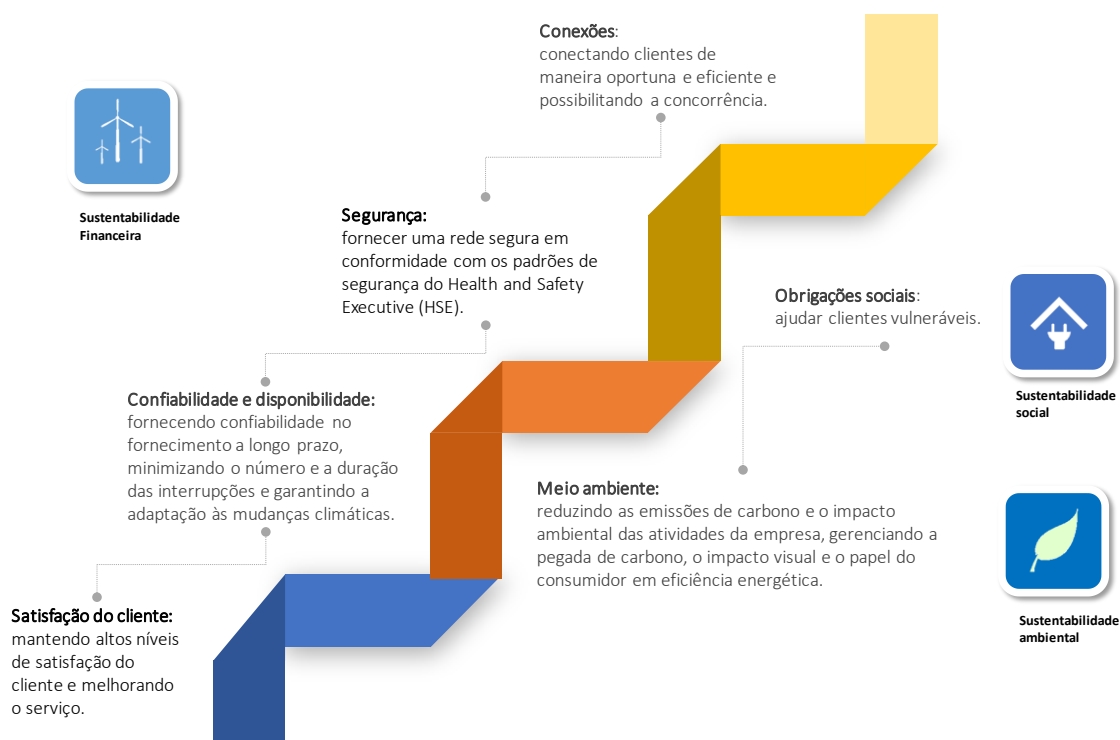
Figura 6 - Regulação como força de desenvolvimento de um sistema elétrico sustentável

Experiências internacionais

União Europeia

O modelo regulatório do Reino Unido RIIO é um modelo baseado em desempenho que impõe punições financeiras a empresas ineficientes e cria incentivos financeiros para empresas mais eficientes. O regulador britânico definiu uma série de metas e objetivos (*outputs*) que as empresas devem cobrir, como ilustrado na Figura 7. Nessas metas pode-se observar a preocupação da Ofgem com a Sustentabilidade Social na proteção de clientes vulneráveis.

Em Portugal, a atividade regulatória do setor elétrico é desempenhada pela Autoridade Reguladora do Setor de Energia (ERSE), que tem como principais funções: (i) a proteção dos interesses dos consumidores em relação a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança do aprovisionamento; (ii) promover concorrência efetiva e promoção de uma gestão eficiente; (iii) e incentivar a utilização eficiente de energia e a proteção do meio ambiente.



Fonte: Adaptado de (OFGEM, 2017)

Figura 7 - Metas do modelo regulatório RIIO definidas pelo OFGEM

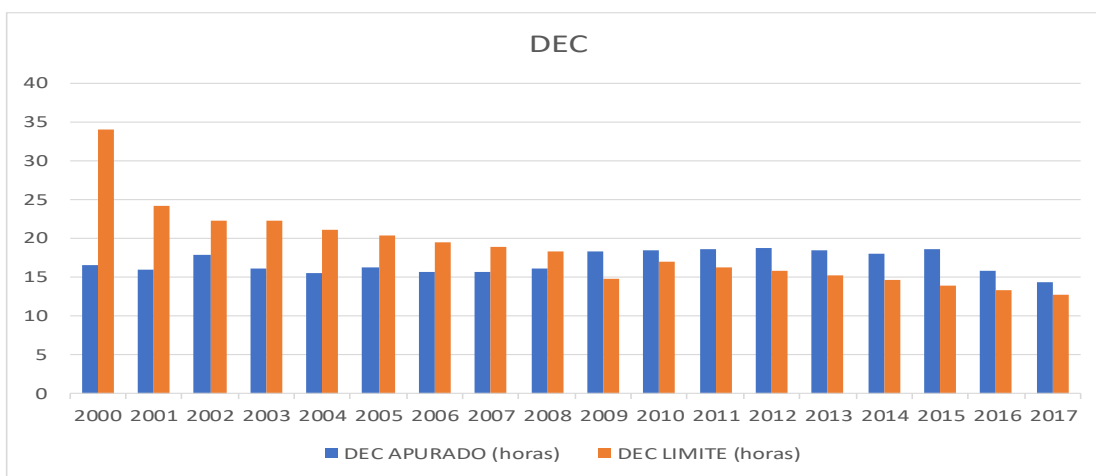
A Comissão Nacional de Energia (CNE) é o órgão regulador de energia na Espanha. Seus objetivos são “monitorar a responsabilidade eficiente nos sistemas de energia; objetividade operacional e transparência, em benefício de todos aqueles indivíduos que trabalham nesses sistemas, bem como consumidores” (www.cne.es). As funções da CNE incluem, entre outros, o regulamento para o setor de energia, apresentando propostas no campo de planejamento energético, tarifas e condições de pagamento, monitoramento dos mercados de energia para garantir a livre concorrência e a resolução de conflitos. O plano da CNE de 2009 define as principais tarefas e ações a serem tomadas a curto e médio prazos, algumas delas claramente relacionados aos requisitos de sustentabilidade do setor de energia. Nomeadamente, assegurar a qualidade, contribuir para o uso racional da energia, promover processos participativos envolvendo os *stakeholders* e proteger os consumidores vulneráveis.

Em Portugal e na Espanha 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.

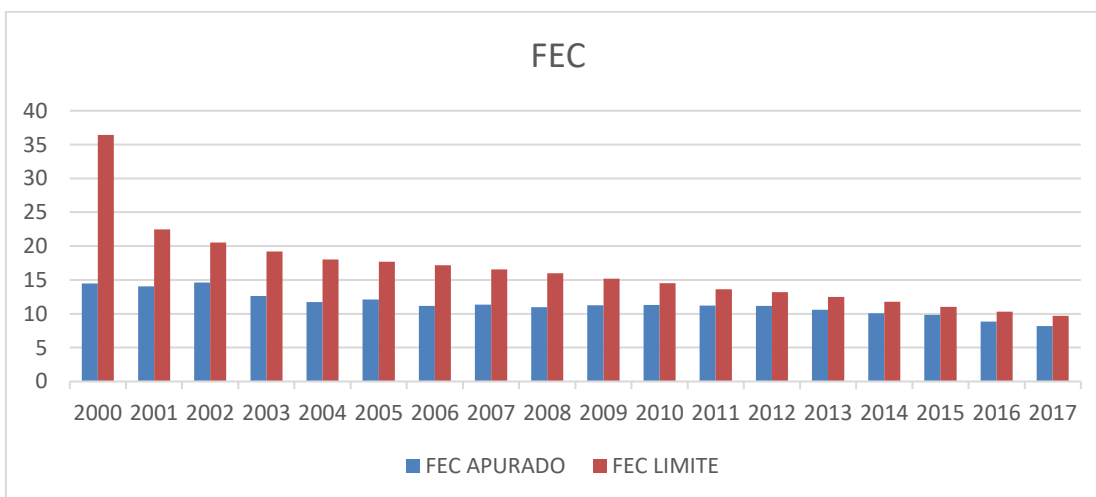
9 Mecanismos de incentivos para P&DI e EE

Atualmente, energia elétrica é o serviço público com os maiores índices de universalização no Brasil. Nas últimas duas décadas a distribuição evoluiu significativamente em qualidade, o que

pode ser comprovado pela redução dos índices DEC e FEC¹. Nos últimos 20 anos, o setor elétrico brasileiro conseguiu universalizar o atendimento e garantir padrões de qualidade cada vez mais altos. Como representado nas Figuras 8a - DEC e 8b - FEC, elaboradas com dados da ANEEL, pode-se observar que embora o segmento tenha evoluído consideravelmente em relação aos indicadores de qualidade, o mesmo já apresenta sinais de estabilização. Para que os indicadores de qualidade DEC e FEC decresçam ainda mais, alguns paradigmas atuais deverão ser quebrados e uma nova agenda de transformações tecnológicas deverá ser adotada. Para efeitos de comparação, enquanto a duração equivalente da interrupção está acima de 14 horas no Brasil, no período 2013-2017, em países como Alemanha, França e Reino Unido, o tempo médio de interrupção foi menor que 2 horas no mesmo período.



(a) DEC



(b) FEC

Fonte: ANEEL

Figura 8 - Evolução dos indicadores de qualidade (DEC/FEC)

¹ Índices de qualidade do suprimento de energia elétrica: DEC - Duração Equivalente por Consumidor; FEC - Freqüência Equivalente por Consumidor.

Historicamente, as empresas de serviços públicos de energia adotaram uma abordagem passiva em relação à inovação - grande ênfase na infraestrutura, operando a rede e obtendo um retorno regulado sobre os investimentos (Mazurek, Davidson, & Lancaster, 2017).

Os atuais Programas regulados de P&D e Eficiência Energética (EE) são mecanismos de obrigatoriedade do investimento pelas Distribuidoras (1% das receitas operacionais líquidas) e cujos valores são repassados às tarifas. Embora estes Programas consigam gerar recursos significativos para investimentos nas áreas de P&D e EE, pelos riscos de glosa e a subjetividade na avaliação da prudência e eficiência dos investimentos para projetos de inovação, acabam incentivando, na maior parte dos casos, projetos mais voltados à pesquisa básica e/ou experimental, não cumprindo a cadeia de inovação que terminaria com a inserção de novos produtos no mercado. Assim, na prática, as Distribuidoras têm poucos incentivos para testar e implementar projetos com altos riscos como tecnologias relacionadas à Microgeração Distribuída, Resposta à Demanda, Redes Inteligentes, leilões de eficiência e veículos elétricos, entre outras.

No cenário internacional o avanço e a difusão da Geração Distribuída, Armazenamento de Energia e outros projetos de altos riscos baseados em DERs, tiveram como premissa de sucesso políticas de incentivo durante o seu período incipiente, bem como alterações regulatórias que mitigaram os riscos da inserção destas tecnologias para os agentes entrantes. 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 (Dantas, Rosental, & Brandão, 2015).

Os desafios regulatórios associados à utilização de sistemas disruptivos na prestação de serviços de energia do sistema requerem pesquisas futuras que devem identificar e avaliar elementos do arcabouço regulatório que será necessário para estimular os agentes operadores do sistema de distribuição (do inglês *DSOs – Distribution system Operators*) a se engajarem em atividades inovadoras de longo prazo. Embora um esquema de remuneração bem projetado possa incentivar a inovação a curto e médio prazo em tecnologias e processos de risco relativamente baixo, elementos regulatórios serão necessários para estimular os DSOs a implantar tecnologias e processos inovadores em horizontes temporais mais longos. Incentivos para inovação de longo prazo são necessários acelerar o investimento em P&D aplicado em projetos de demonstração e permitir o conhecimento sobre novas tecnologias e práticas que pode ter maior risco ou maiores períodos de maturação e retorno (Massachusetts Institute of Technology, 2016).

Um exemplo de elemento regulatório poderia ser a criação de um mecanismo competitivo de inovação para os DSOs no qual as atividades de inovação bem-sucedidas aumentariam os limites de receita do DSO (Massachusetts Institute of Technology, 2013).

A seguir são apresentadas algumas experiências internacionais relevantes.

Experiências internacionais

Internacionalmente, comissões regulatórias têm realizado várias formas de consultas públicas e processos de revisão para avaliar como as futuras estruturas regulatórias devem evoluir e as principais reformas necessárias para atingir as metas. Exemplos relevantes de reformas regulatórias para incentivar a adoção de tecnologias e soluções de redes inovadoras incluem os do Reino Unido (OFGEM, 2010), Itália (AEEGSI, 2015) e do estado de Nova York (New York DPS, 2014). Estes casos são descritos em mais detalhes a seguir.

Reino Unido: Pioneirismo da reforma (Projeto RIIO)

O Reino Unido foi um precursor na aplicação da regulamentação do Índice de Preços de Varejo (*Retail Price Index RPI-X*) para as distribuidoras de energia. Essa fórmula estimula a eficiência dentro dessas empresas, considerando o índice de preços de varejo (ou seja, a taxa de inflação) como sua referência para as mudanças permitidas nos preços da rede e subtraindo X - um fator de eficiência - a partir dela. Com o passar do tempo, a regulação da distribuição evoluiu para uma maior separação das receitas da quantidade de energia distribuída, um papel mais atuante na comparação do desempenho entre as empresas, maior ênfase na qualidade da prestação de serviços e equalização de incentivos para reduzir tanto os investimentos de capital (CAPEX) quanto as despesas operacionais (OPEX) (OFGEM, 2009). De fato, o regulamento durante o último período regulatório no qual a abordagem RPI-X foi formalmente aplicada (2010–15) já continha muitos dos elementos que caracterizaram a reforma subsequente.

Em 2009, o regulador de energia britânico OFGEM lançou uma revisão abrangente na regulação da rede, que foi chamado RPI-X @ 20. Embora reconhecendo que a regulamentação do RPI-X funcionou bem, o relatório investigou se seriam necessárias novas abordagens regulatórias para os desafios futuros (OFGEM, 2009). Esse processo resultou em um novo modelo regulatório, chamado RIIO, objetivando “definir receita usando incentivos para gerar inovação e resultados” (OFGEM, 2010).

As principais características da reforma do RIO foram as seguintes:

- Períodos regulatórios foram aumentados de cinco para oito anos,
- As liberações (ex-ante) dos gastos totais foram baseados em planos de negócios bem justificados em um processo abrangente de avaliação de custos,
- O número de incentivos baseados em fatores externos (satisfação do cliente, impacto ambiental ou energia não injetada por fontes renováveis devido à indisponibilidade da rede) foi ampliado;
- A receita automática foi ajustada dentro do período regulatório.

O modelo RIIO atual tem aplicação prevista até 2023.

Itália: Transição de modelos *input-based* para *output-based*

A abordagem italiana da regulamentação da distribuição foi baseada na combinação de um limite de receita incentivada em OPEX e em uma regulamentação mais convencional baseada na taxa de retorno para o CAPEX. Em 2010, o regulador italiano AEEGSI implementou um esquema de incentivo para promover projetos de redes inteligentes com foco na integração de GDs na rede de média tensão. Sob este esquema, os investimentos em *smart grid* aprovados pelo regulador receberam um adicional de 2% em sua taxa de retorno permitida por um período de 12 anos (CEER, 2011).

Em relação aos investimentos para melhoria da rede elétrica, existem dois principais modelos regulatórios a serem aplicados: *input-based* e *output-based* (detalhes no quadro em destaque abaixo). A AEEGSI anunciou recentemente sua disposição de aproveitar a experiência coletada dos projetos de demonstração e mudar do modelo *input-based* para implantação em modelo *output-based*. O modelo *input-based* foi aplicado ao Programa de Implementação de Medidores Inteligentes e o modelo *output-based* foi aplicado para incentivar o desenvolvimento de *smart grids*. A Itália tornou obrigatória a infraestrutura de medidores inteligentes. O Programa iniciado

em 2001 instalou medidores eletrônicos em 95% dos 36 milhões de consumidores até 2011 (USmartConsumer, 2016).

Uma consulta pública foi lançada em maio de 2015 (AEEGSI, 2015). As propostas feitas pelo regulador em um relatório resultante oferecem dois objetivos: equalizar incentivos para reduzir OPEX e CAPEX e promover a implantação de funcionalidades de *smart grid*, apresentando taxas positivas de custo-benefício através de indicadores de desempenho técnico. Este documento foi seguido por uma segunda rodada de consultas em setembro de 2015 (AEEGSI, 2015b) e um documento que identificou duas principais funcionalidades a serem cobertas pela regulamentação baseada em *outputs* no próximo período regulatório: a observação e o controle das redes de média tensão. Além disso, o documento da AEEGSI afirma que os mecanismos de incentivo dependem do grau de sua implementação e das capacidades técnicas das soluções implementadas.

Recentemente, o regulador implementou provisões, incluindo incentivos para a implantação de soluções de *smart grid* em áreas com alta penetração de GD, um esquema de *bonus-malus* relacionado à modernização de redes urbanas antigas e o alongamento de períodos regulatórios de até oito anos. Incentivos à inovação baseados em insumos permanecerão para soluções de redes inteligentes não testadas, com foco particular na modernização de redes de baixa tensão e no desenvolvimento de medidores inteligentes de segunda geração.

Estados Unidos: Iniciativas para mudar o modelo de negócio

Os reguladores dos principais estados americanos estão buscando iniciativas para mudanças no modelo de negócio e modernização das redes visando garantir um futuro sistema de energia resiliente, acessível e livre de emissões. Em todo o país, as concessionárias estão buscando novas estratégias e abordagens para inovação e conduzindo projetos-piloto para aprender sobre a transição para um novo sistema de energia.

Ao contrário dos programas anteriores de pesquisa e desenvolvimento norte-americanos, que concentraram-se principalmente na integração técnica de novos equipamento à rede, os projetos atuais, como resposta à

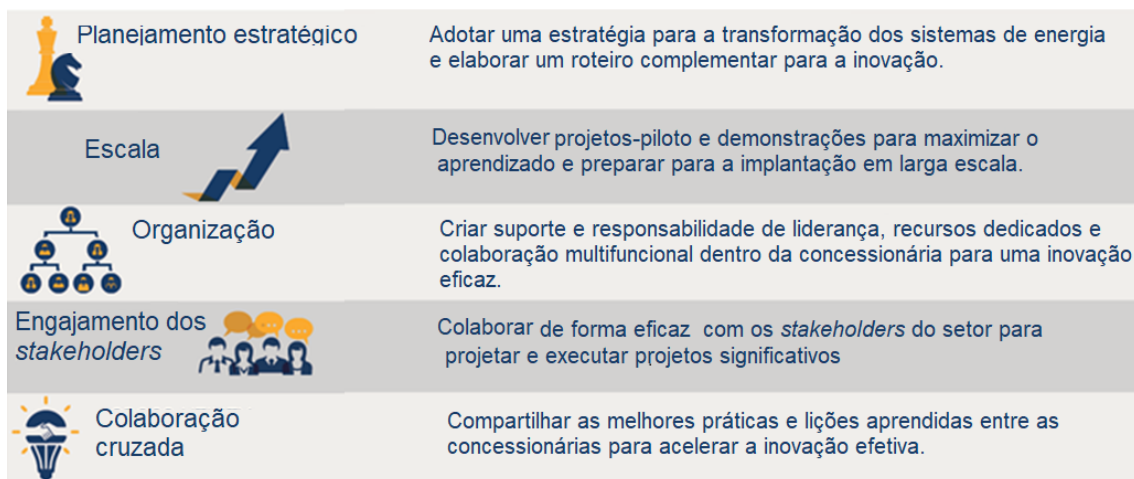
A lógica dos investimentos Input-based e output-based

O 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.

O modelo por outputs baseia-se na premissa de que as Distribuidoras estejam capacitadas em decidir os investimentos que irão realizar com maior autonomia. Os investimentos são estimulados e regulados por penalidades, ou recompensas, em relação ao cumprimento de critérios. 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. (Dantas, Rosental, & Brandão, 2015)

demanda residencial, armazenamento distribuído ou programas de carregamento de veículos elétricos (EV) vem explorando novos modelos de negócios, engajando clientes de modo mais participativo, e contando com fornecedores terceirizados que implantam novos recursos ao *grid* (Rocky Mountain Institute; Electricity Innovation Lab (e-LAB), 2017).

A Figura 9 apresenta, segundo a abordagem da RMI, cinco caminhos de sucesso para implementar projetos de inovação em serviço público nos EUA (*Utilities*).



Fonte: (Rocky Mountain Institute; Electricity Innovation Lab (e-LAB), 2017)

Figura 9 - Práticas para acelerar a inovação (EUA)

Nova York: Propostas de reformas Reforming the Energy Vision - REV

O modelo tradicional de regulação de serviços públicos em Nova York baseou-se no custo do serviço convencional ou na regulação da taxa de retorno. No entanto, o modelo evoluiu progressivamente para revisões plurianuais que implicitamente forneciam incentivos às empresas para cortar custos. Portanto, mecanismos de compartilhamento de ganhos e esquemas baseados em desempenho, principalmente relacionados à qualidade do serviço, também foram introduzidos a fim de proteger consumidores e concessionárias de possíveis desvios em relação às condições inicialmente consideradas pelo regulador (New York DPS, 2014)

A revisão reconhece que a regulamentação convencional não impulsionará a evolução desejada em direção a um modelo de provedor de plataforma de sistema de distribuição. As propostas divulgadas até agora baseiam-se fortemente na experiência do Reino Unido: períodos regulatórios mais longos, uma mudança em direção a uma remuneração baseada em resultados (tanto para ajuste de receita quanto para monitoramento), uso de mecanismos de flexibilidade tais como esquemas de compartilhamento de lucros e o encorajamento de uma alocação eficiente de despesas operacionais e de capital.

Outro fator que diferencia a reforma da REV de suas contrapartes europeias é que, sob o modelo de provedor de plataforma de sistema de distribuição, as concessionárias são encorajadas a buscar fluxos de receita adicionais além dos ganhos baseados em taxas existentes na forma de serviços de valor agregado fornecidos a outros *stakeholders*. A obtenção destes chamados ganhos baseados no mercado pode não ser possível para as empresas de distribuição europeias devido às regras existentes sobre a separação das atividades (*unbundling*). (IRENA, 2017).

Diretrizes para uma regulamentação de distribuição tecnologicamente mais inteligente:

- A regulamentação convencional, focada em investimentos, deve evoluir para se adequar às novas funções das empresas de distribuição em relação à integração das DERs;
- A remuneração das empresas de distribuição deve ter uma visão de longo prazo. Devem ser adotados esquemas de remuneração flexíveis. Os incentivos econômicos para as empresas de distribuição devem se concentrar tanto no custo operacional quanto no custo de capital. Devem ser desenvolvidas avaliações prospectivas de custo e planos detalhados de investimento de longo prazo. Os projetos-piloto são um passo essencial para testar soluções tecnológicas e disseminar o conhecimento adquirido e as melhores práticas. No entanto, a transformação a longo prazo da rede de distribuição não pode depender exclusivamente da experimentação subsidiada (IRENA, 2017);
- A longo prazo, a regulação precisa ser adaptada para incentivar as empresas de distribuição a adotar abordagens inovadoras para o planejamento e a operação da rede (CEER, 2014).

10 Modelo de transição para a distribuição

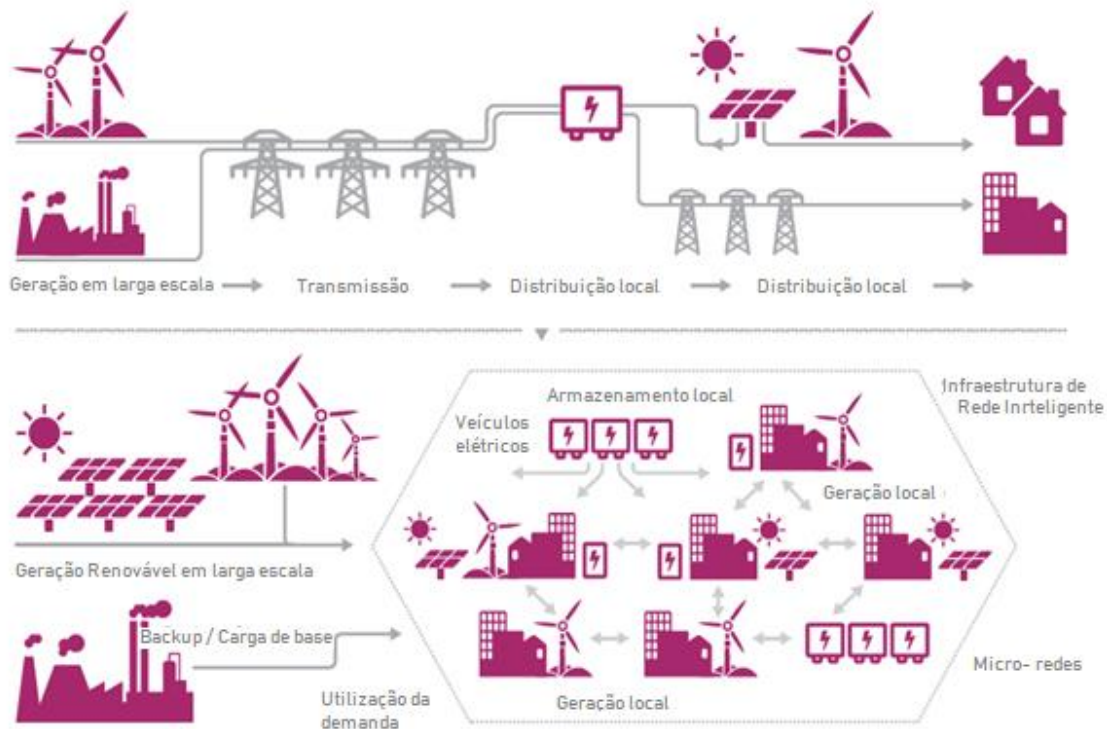
10.1 Introdução

Desde os primórdios da energia elétrica, que foi caracterizada por pequenas redes locais, a tendência tem sido para uma maior integração, resultando nas grandes redes de transmissão centralizadas que vemos hoje. Embora as estruturas das empresas tenham variado ao longo dos anos e de país para país (privado versus público, verticalmente integrado versus desagregado), a imagem tem sido do fluxo de energia, muitas vezes a grandes distâncias, direcionado de geradores de grande escala, conectados à rede de alta tensão, para consumidores conectados à rede de baixa tensão. E, com um operador central do sistema equalizando a geração e o consumo em tempo real.

Nesse contexto estrutural, as operadoras de redes de distribuição de tensão mais baixa (*Distributed Network Operators – DNO*) têm desempenhado um papel passivo nas operações do sistema com fluxos de energia unidirecionais em suas redes, desde os pontos de conexão da rede de transmissão até os consumidores finais, deixando o balanceamento em tempo real do sistema para o Operador Nacional do Sistema de Transmissão (ONS).

Nos últimos anos em vários países europeus, a tendência para a centralização se inverteu efetivamente com a geração distribuída (GD) em menor escala, tornando-se uma parte estrutural do sistema, o que despertou um interesse crescente em conectar baterias à rede de distribuição. Isso, combinado com o advento das tecnologias de controle “inteligentes”, está levando ao surgimento de um modelo de operador do sistema de distribuição mais ativo, o DSO (*Distribution System Operator*). Cada um dos países europeus tem a sua própria abordagem para gerenciar a rede elétrica e sua própria visão do futuro papel do DSO.

A Figura 10 apresenta a transição mundial no modelo do setor elétrico.



Fonte: Baringa, 2016

Figura 10 - Transição mundial do modelo do setor elétrico

Explorando a experiência inglesa, observa-se um aumento na complexidade das redes com a entrada da geração distribuída intermitentes, criando a necessidade do balanceamento em nível local, levando a uma maior variabilidade nos fluxos bidirecionais na distribuição e nas exportações de energia para a rede de transmissão. Simultaneamente, as novas tecnologias de *smart grid* estão fornecendo aos DSOs a capacidade de acessar recursos flexíveis de energia distribuída, como armazenamento e resposta do lado da demanda, permitindo que operem suas redes mais perto dos limites operacionais e reduzindo a necessidade de reforço.

Estruturas regulatórias focadas na despesa total (TOTEX - total expenditure) em vez das despesas de capital (CAPEX – capital expenditure) estão evoluindo para incentivar os DSOs a buscar tais soluções operacionais e, assim, reduzir os custos para os consumidores finais. Embora este “novo modelo” apresente oportunidades para projetar e operar o sistema elétrico de maneira mais eficiente, a transição não ocorrerá sem riscos. As operadoras de rede existentes precisarão assumir novas funções e implementar novos sistemas, enquanto as regras de mercado precisarão ser adaptadas para acomodar mercados de energia locais em conjunto com os mercados livres existentes no atacado.

10.2 O desafio de lidar com a complexidade

Sob o “velho modelo” a relação entre o cliente da rede e os DSOs (antes DNOs) era relativamente simples: um novo cliente (normalmente de carga, eventualmente de geração) determinaria o tamanho da conexão necessária, o operador de rede determinaria o custo dessa conexão, e o cliente decidiria se deveria prosseguir com a conexão nessa base. O reforço geral da rede poderia ser planejado com base no crescimento relativamente previsível da demanda em *background*.

No “novo modelo”, o comportamento dos clientes de rede torna-se mais complicado de gerenciar:

- Grandes volumes de GD, ativos de armazenamento, aumento da flexibilidade da demanda e novos tipos de carga, como veículos elétricos, podem criar problemas complexos e imprevisíveis. Fluxos de energia com o potencial de afetar o planejamento e a operação das redes de transmissão e distribuição;
- Os clientes estão dispostos a aceitar acesso à rede com menos energia firme (ou seja, aceitar um nível de contingenciamento) se isso significar a redução do custo ou acelerar o processo de conexão considerando a opção de uma conexão flexível no futuro;
- Todos os clientes (consumidores, geradores e armazenamento) conectados na rede de distribuição podem escolher (ou serem obrigados) a oferecer flexibilidade ao TSO, resultando em perfis variáveis de importação / exportação e potenciais conflitos com a operação da rede de distribuição.

Espera-se que o gerenciamento dessas interações complexas se torne uma parte intrínseca de um futuro modelo ativo de DSO. No entanto, os passos iniciais nesse caminho já estão sendo tomados em vários países que iniciaram a transição energética. Em particular, a crescente prevalência de conexões de rede flexíveis² para geradores é uma boa oportunidade para se avaliar alguns riscos potenciais.

10.3 Conexões flexíveis: o futuro do relacionamento entre o cliente e o *Distributed System Operator - DSO*

Tradicionalmente, os contratos para conexões com a rede tendem a ser "firmes" financeiramente, o que significa que, enquanto a rede estiver operando normalmente, os clientes têm acesso a uma capacidade fixa durante todo o ano. Sob uma conexão flexível o DSO pode usar o Gerenciamento Ativo de Rede (ANM, detalhado no quadro ao lado) para restringir a geração e a carga.

Em um mundo de geração renovável integrada, as conexões flexíveis podem ser mais eficientes economicamente, pois (WPD, 2017):

- As fontes renováveis têm baixos fatores de carga: eólica e solar geram sua produção máxima com pouca frequência, portanto, na maior parte do tempo, não estão usando a capacidade total;
- Nem todos os picos de geração ocorrem simultaneamente: Com um *mix* diversificado de geração e demanda, o máximo teórico quase nunca é alcançado, então pode ser extremamente ineficiente planejar o “pior cenário”.

Na maioria dos países europeus, o custo associado a novas conexões tende a ser compartilhado entre o desenvolvedor/investidor e o operador de rede.

² Às vezes chamado de "conexões alternativas", "conexões não firmes" ou "conexões ativas de gerenciamento de rede"

Até o momento, os desenvolvedores na Grã-Bretanha ainda não adotaram integralmente a ideia das conexões ANM, apesar das melhorias potenciais no custo e na velocidade da conexão. A principal razão para isso parece ser que esses desenvolvedores/investidores estão preocupados com o risco de redução de mercado que eles são incapazes de mitigar. Há várias opções possíveis para aliviar essas preocupações, conforme mostrado na Tabela 3 (Baringa, 2016).

O *Active Network Management (ANM)* descreve sistemas de controle que gerenciam a geração e a carga para fins específicos. Isso geralmente é feito para manter os parâmetros do sistema (tensão, potência, equilíbrio de fase, potência reativa e frequência) dentro de limites predeterminados. O ANM geralmente se refere a sistemas automatizados.

Medições em tempo real ou quase em tempo real são usadas com um modelo do sistema para determinar os sinais de controle que precisam ser enviados aos usuários e geradores. Estes serão pedidos para ajustar a potência ou outros parâmetros.

Conectar-se a redes de distribuição de tensão mais baixa é tipicamente a opção mais econômica para projetos de energia renovável, particularmente os de menor escala. As evidências internacionais até o momento sugerem que é possível conectar a GD com sucesso sob arranjos flexíveis sem ter que transferir o risco para os consumidores finais ou ainda priorizar tecnologias específicas. Mas para isso, os desenvolvedores/investidores precisam receber as informações e os mecanismos para minimizar a sua exposição ao contingenciamento.

Tabela 3 - Opções para estimular a adoção das conexões flexíveis

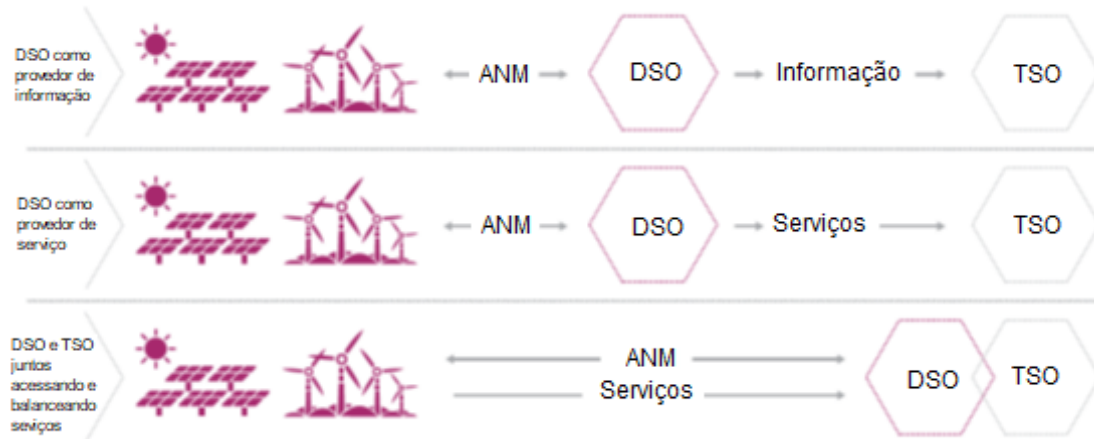
Melhorar e padronizar estimativas de contingenciamento.	Melhorar a eficiência do contingenciamento.	Estabelecer um teto para o risco de contingenciamento.	Compensar o Contingenciamento.
Fornecer o acesso à informação (provisão de dados comuns, suposições e análise) para desenvolvedores podem avaliar riscos de contingenciamento.	Reduzir o custo esperado de contingenciamento, p.ex. introduzindo no mercado mecanismos para o armazenamento de energia.	Definir um nível máximo de contingenciamento, a partir do qual, os geradores deveriam ser compensados.	Socializar os custos do contingenciamento, compensando os geradores pela perda de receita.

Fonte: adaptado de Baringa, 2016

10.4 Interação entre *Transmission System Operator – TSO* e *Distributed System Operator – DSO*

As conexões flexíveis fornecem uma rápida visão de uma parte do papel emergente do DSO, ou seja, o relacionamento cada vez mais ativo entre o DSO e seus clientes de rede. No entanto, a outra dimensão crucial para futuro papel do DSO diz respeito à interação com o TSO, dada a crescente complexidade dos fluxos de energia e balanceamento através do limite de distribuição de transmissão.

A Figura 11 resume algumas opções de relacionamento entre o futuro DSO e o TSO.



Fonte: adaptado de Baringa, 2016

Figura 11 - Opções de relacionamento entre o futuro DSO e TSO

O DSO poderia simplesmente passar informações sobre sua rede para o TSO. Ele poderia usar a flexibilidade presente na rede de distribuição para atuar como um provedor de serviços ou utilizar um agregador terceirizado para essa finalidade.

Como alternativa, tanto o DSO quanto o TSO poderiam acessar o conjunto completo de flexibilidade oferecido pelos ativos conectados, usando sinais de mercado para encontrar a melhor maneira de usar esses recursos.

Ainda não se desenhou uma opção preferida pelos agentes internacionais, e pode ser que países diferentes venham a adotar abordagens diferentes. No entanto, já se pode perceber, que mesmo antes dos DSOs tornarem-se verdadeiramente “ativos”, os DSOs e os TSOs já estão considerando soluções provisórias para gerenciar os níveis crescentes de GD nas redes (EDSO, 2014):

- O TSO precisa antecipar o crescimento futuro da demanda, o que é dificultado pela GD, especialmente quando esta está “escondida atrás” dos medidores de clientes, como é o caso da p.ex. da geração fotovoltaica.
- Em algumas partes da rede e em determinados períodos do ano, o volume de geração da GD está excedendo a demanda local, resultando em fluxos reversos para a rede de transmissão.
- Se o volume desses fluxos reversos se tornarem muito elevados, poderá haver contingenciamento na transmissão e, em última instância, a necessidade de expandir a rede de transmissão. Esses custos de transmissão não são necessariamente visualizados atualmente pelo DSO ou pelo cliente da GD.
- Em escalas de tempo operacionais, o TSO precisa equilibrar o sistema segundo a segundo. O problema é que algumas GDs são imprevisíveis e “invisíveis” para o TSO, tornando esta tarefa mais difícil e onerosa.

À medida que os DSOs assumem um papel mais ativo, mais problemas poderão surgir. O ANM permite mais conexões de GD para uma determinada rede, potencialmente criando contingenciamento na rede de transmissão, como explicado acima. Mais do que isso, porém, o comportamento rápido e autônomo da ANM operado pelo DSO pode prejudicar as ações de equilíbrio tomadas pelo TSO. Algumas das questões mais simples poderão ser resolvidas através do compartilhamento de informações entre DSOs e TSOs. Outras, porém mais complexas, poderão exigir protocolos definindo quais partes podem tomar quais ações e sob quais condições.

Com base nas tendências observadas em países como Inglaterra, Alemanha, Dinamarca e Suécia, o papel futuro dos operadores de rede provavelmente será impulsionado por uma combinação de inovação técnica e forças de mercado. Nestes países o DSO hoje já está desempenhando um papel crescente como facilitador de mercado, adotando uma abordagem muito mais proativa do que no passado. Estes avanços foram acelerados através da implantação de medidores inteligentes (*smart meters*) e da introdução de tarifas de tempo de utilização (*time of use tariffs*), que estimulam a instalação de dispositivos de microgeração e armazenamento pelos consumidores.

Devido aos níveis de coordenação envolvidos, há um papel importante para aos operadores de rede e reguladores a fim de garantir que surja uma solução eficiente que ofereça benefícios para o consumidor final e para a sociedade em geral.

Em toda a Europa, os padrões que definem a relação precisa TSO-DSO, bem como o papel do DSO na gestão de seus clientes e sua flexibilidade associada, ainda estão em um estágio regulatório incipiente.

10.5 Adotando sinais de preço na rede

Um dos principais conceitos por trás do modelo DSO é a abordagem coordenada que estabeleça o uso mais eficiente da flexibilidade disponível na rede, combinada com incentivos para que novos clientes se conectem em locais ideais de rede, considerando suas características de geração ou de carga.

O uso de flexibilidade nas redes de distribuição da Grã-Bretanha até agora tem sido amplamente limitado pelas regras de contingenciamento. Os custos de contingenciamento tendem a ser compartilhados igualmente entre todas as partes afetadas (uma abordagem chamada “*Pro Rata*”) ou são impostos às conexões mais recentes (uma abordagem chamada “*Last In First Off*”, ou “LIFO”). A experiência até o momento mostrou que tais abordagens “mecanicistas” impõem custos de contingenciamento maiores do que o necessário, não estimulam a localização eficiente de novos recursos e tornam-se um processo complicado de gerenciar em todos os sistemas, exceto os mais simples (Baringa, 2016).

A introdução de sinais de preços pode ter várias vantagens para mitigar as situações acima colocadas, incluindo:

- Encontrar a maneira mais econômica de usar a flexibilidade disponível para gerenciar um determinado contingenciamento de rede;
- Fornecer os sinais de longo prazo a todos os novos clientes para se conectarem a partes da rede onde eles terão o menor custo ou o maior benefício potencial;

- Estar consistente com a abordagem já adotada na rede de transmissão, permitindo, assim, que a flexibilidade possa ser utilizada com o máximo de eficiência para a rede como um todo e fornecendo sinais de reforço adequados.

10.6 Transição de sistemas de distribuição

A implementação eficiente de altos níveis de recursos de energia distribuída, incluindo a geração distribuída (GD), o gerenciamento de demanda (DSM) e o armazenamento de pequena escala, requer abordagens inovadoras para o planejamento e operação das redes de distribuição. Desta forma, é conveniente que as regras e práticas de acesso e conexão às redes convencionais sejam adaptadas de acordo e as tecnologias de redes inteligentes implantadas. As práticas internacionais indicam as seguintes ações de transição para o “novo modelo” (IRENA, 2017):

- **Repensar o planejamento para a GD:** A conexão à rede tradicionalmente segue uma abordagem de “conecte e esqueça”, isto é, reforçar o *grid* o quanto for necessário para evitar problemas operacionais. Esta é uma estratégia segura e robusta e requer níveis muito baixos de monitoramento de rede. Mas, à medida que os níveis de penetração da GD aumentam, essa abordagem pode ser onerosa, especialmente em áreas com altas concentrações de GD, podendo haver longos períodos de espera para a conexão de novas fontes de GD. Portanto, os reguladores devem gradualmente abandonar a abordagem de “conectar e esquecer” à medida que os níveis de penetração da GD crescem, e repensar o planejamento da rede e a conexão à rede.
- **Planejar a abordagem coordenada para conexão à rede:** Os processos de conexão à rede devem ser revisados para acelerar a conexão de GD e para alocar a capacidade da rede de maneira mais eficiente. A abordagem “primeiro a chegar, primeiro a ser atendido”, pode significar custos de conexão mais altos para os solicitantes posteriores, devido aos requisitos de reforço/expansão. Também resulta no desenvolvimento ineficiente da rede devido ao não aproveitamento das economias de escala. Portanto, abordagens coordenadas devem ser exploradas, como p.ex. trabalhar em lotes por área de rede.
- **Divulgar informações de condição do *grid*:** As obrigações de divulgação de informações devem ser cobradas das empresas de distribuição, de modo que as novas unidades de GD tenham informações sobre as condições da rede para um ponto de conexão. A publicação da capacidade de hospedagem de geração disponível permite que os promotores da GD avaliem se sua aplicação será bem-sucedida e determinem qual local resultará em menores taxas de conexão. Em última análise, isso facilita a integração da GD.
- **Remunerar as empresas de distribuição com base no gerenciamento ativo do *grid*:** Grandes penetrações de GD introduzem complexidades no planejamento da distribuição, já que a localização de unidades GD pode ser altamente incerta. Integrar a GD com eficiência requer um gerenciamento ativo de rede como uma alternativa à expansão convencional, buscando resolver eventuais contingenciamentos no *grid* em tempo real, ou o mais próximo possível deste. A regulamentação deve promover essa transformação. Uma maneira importante de fazer isso é exigir que as concessionárias enviem planos de negócios detalhados com base em metodologias de custo-benefício como parte do processo de remuneração.

- **Permitir formas avançadas de contratação entre empresas de distribuição, geradores e consumidores:** O gerenciamento ativo da rede requer o desenvolvimento de modo mais inteligente, bem como uma interação mais próxima entre todos os atores relevantes. Este último pode ser alcançado através de contratos de conexão flexíveis (detalhado em 10.3) que limitam a redução de geração ou demanda em troca de alguma forma de compensação ou sob condições específicas. À medida que a presença de DER cresce, formas mais avançadas de contratação de serviços de flexibilidade, como acordos bilaterais ou abordagens baseadas no mercado, podem ser implementadas.
- **Promover redes inteligentes:** Os riscos tecnológicos e a ausência de incentivos econômicos impedem o desenvolvimento de redes de distribuição mais inteligentes. A política e a regulamentação devem promover e apoiar a inovação, a implementação de projetos-piloto, o intercâmbio de lições aprendidas e o compartilhamento de melhores práticas. A criação de redes colaborativas público-privadas e a definição de compartilhamento de conhecimento e obrigações de divulgação de informações podem facilitar o intercâmbio de informações.

11 Conclusões e recomendações finais

À medida que a transição energética evolui, uma parcela crescente dos recursos necessários para garantir operações seguras e flexíveis do sistema será conectada no nível de distribuição. Nesse novo ambiente, as empresas de distribuição devem preencher a lacuna entre provedores de flexibilidade (ou seja, geradores distribuídos, demanda responsiva e agregadores), mercados e operadores de sistemas de transmissão / independentes. Para fazer isso, eles devem adaptar suas práticas de planejamento e operação de acordo e desempenhar novos papéis como facilitadores de mercado e operadores de sistemas de distribuição.

A regulamentação deverá permitir que os recursos de energia distribuída participem dos serviços de energia e serviços auxiliares a montante, particularmente quando esses recursos se tornarem generalizados. As empresas de distribuição devem facilitar essa participação e realizar atividades como validação técnica *ex ante*, para garantir que não haja contingenciamentos na rede de distribuição e verificação *ex post* da prestação dos serviços.

Para facilitar o bom funcionamento dos mercados de varejo e a participação de recursos energéticos distribuídos nos mercados atacadistas, é fundamental que os agentes de mercado tenham acesso transparente e não discriminatório aos dados de medição. Isso pode ser visto como uma tarefa convencional das empresas de distribuição, mas as preocupações surgem quando um agente gestor de medição de dados, tradicionalmente uma empresa de distribuição local, também é um participante do mercado. Nesse contexto, modelos de gerenciamento de dados poderiam ser desenvolvidos e explorados, como p.ex. a criação de uma nova entidade regulada responsável pelo gerenciamento de dados (*hub* central) ou, ainda, a opção por uma abordagem descentralizada. Atualmente no cenário internacional, não há consenso sobre o modelo mais apropriado, mas as regulamentações devem sempre garantir acesso não discriminatório/restritivo aos dados e protegendo a privacidade dos consumidores, especialmente após a implantação da medição eletrônica (*smart metering*).

As empresas de distribuição devem fazer uso das flexibilidades dos recursos de energia distribuída, integrando-se ativamente com os recursos conectados às suas redes. Mecanismos

regulatórios *ad hoc*, como acordos de conexão não firmes, acordos bilaterais ou em mercados locais, podem ser necessários.

Os reguladores devem definir claramente as responsabilidades das empresas de distribuição, especialmente quando uma empresa de distribuição pertence a uma empresa verticalmente integrada em um contexto de varejo.

Referências

- AEEGSI. (2015). *Smart distribution system: Selective promotion of innovative investments in the electricity distribution sector: Initial guidelines*. Milão: Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.
- Amorim, R. E., Araujo, A. C., Mattar, C. A., & Lamin, H. (2017). DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES IN BRAZIL – ISSUES AND REGULATORY CHALLENGES. *24th International Conference on Electricity Distribution*. Glasgow: CIRED 2017.
- Araujo, A. C., Goes, L. M., & Ronald, A. E. (2018). Desafios para a distribuição: regulação da distribuição em um contexto de mudança. Brasília: ANEEL.
- Baringa. (2016). *The future role of network operators: The emerging active DSO model*. Londres.
- BEE. (2014). *Renewables from Germany*. BEE (German Renewable Energy Federation).
- Berkhout, F., Marcotullio, P. J., & Hanaoka, T. (2012). Understanding energy transitions. *Sustainability Science*, 7(2), 109-111. Acesso em 22 de 10 de 2018, disponível em <https://link.springer.com/article/10.1007/s11625-012-0173-5>
- Boccuzzi, C. V. (2014). A silenciosa mudança do modelo de negócios do setor elétrico mundial. Fonte: ABESCO.
- CEER. (2011). *CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids*. Bruxelas: Council of European Energy Regulators.
- CEER. (2014). *CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids*. Bruxelas: Council of European Energy Regulators.
- Cross-Call, D., Gold, R., Guccione, L., Henchen, M., & Lacy, V. (2017). *Reimagining the Utility*. Balsat: Rocky Mountain Institute.
- Cunha, J. (2015). How sustainability concerns have been taken into account on electricity systems regulation policy? Some insights from four European countries. *12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Lisbon.
- Dantas, G. A., Rosental, R., & Brandão, R. (2015). *A Energia na Cidade do Futuro*. Rio de Janeiro: Babilônia Cultural Editora.
- EDSO. (2014). *European Distribution System Operators for Smart Grids*. Brussels: European Electricity Distribution System Operators.
- Energy Report PSR . (2016). *2017: Navegando As Tempestades E Consertando O Modelo Setorial*. Rio de Janeiro: PSR.
- FGV Energia. (2016). *Energia em Foco – Estratégias e Desafios para o Futuro: Novos Modelos de Negócios para o Setor de Energia Elétrica*. New York: FGV Energia.
- FGV Energia. (2016). Recursos Energéticos Distribuídos. *Cadernos FGV Energia*.
- Girouard, C. (12 de december de 2017). Top 10 Utility Regulation Trends of 2017. *Advanced Energy Perspectives*. (A. E. Economy, Ed.) Acesso em 8 de may de 2018, disponível em <https://blog.aee.net/top-10-utility-regulation-trends-of-2017?hsFormKey=a702c98838>
- Godoi, M. (13 de março de 2017). *Futuro da distribuição começa a se desenhar no presente*. Fonte: Canal Energia.

-
- IRENA . (2017). *ADAPTING MARKET DESIGN TO HIGH SHARES OF VARIABLE RENEWABLE ENERGY*. IRENA (International Renewable Energy Agency).
- Joskow, P. L. (13 de february de 2000). WHY DO WE NEED ELECTRICITY RETAILERS? OR CAN YOU GET IT CHEAPER WHOLESale? MIT.
- Lowry, M. N., Woolf, T., & Schwartz, L. (2016). *PERFORMANCE-BASED REGULATION IN A HIGH DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES FUTURE*. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Massachusetts Institute of Technology. (2013). *The MIT Utility of the Future Study*. Massachusetts: The MIT Energy Initiative In partnership with IIT-Comillas.
- Massachusetts Institute of Tecnology. (2016). *UTILITY OF THE FUTURE EXECUTIVE SUMMARY*. MassaChusetts: MIT In collaboration with IIT-Comillas.
- Mattar, C. A. (2017). Painel: Transformação do Modelo de Negócios das Distribuidoras de Energia Elétrica. São Paulo: ANEEL.
- Mazurek, J., Davidson, J., & Lancaster, T. (2017). *Defining the future role and core functions of the monopoly utility*. Accentury.
- National Association of Regulatory Utility Commissioners. (2016). *MANUAL ON DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES COMPENSATION*. Washington: NARUC.
- New York DPS. (2014). *Reforming the energy vision. NYS department of public service staff report and proposal*. Nova lorque: State of New York, Department of Public Service, CASE 14-M-0101,.
- North American Electric Reliability Corporation. (2017). *Distributed Energy Resources*. Atlanta: NERC.
- OFGEM. (2009). *Regulating energy networks for the future: RPI-X@20 history of energy network regulation*. Londres: Office of Gas and Electricity Markets.
- OFGEM. (2010). *RIIO: A new way to regulate energy networks: Final decision*. Londres: Office of Gas and Electricity Markets.
- OFGEM. (2013). *RIIO - ED1 Consumer Challenge Group*. Lonon.
- OFGEM. (2017). *RIIO Annual Report 2016/17*. London.
- Rocky Mountain Institute. (2017). *NEW UTILITY ROLES FOR ELECTRICITY*. Balsat: Rocky Mountain Institute.
- Rocky Mountain Institute; Electricity Innovation Lab (e-LAB). (2017). *Pathways for Innovation: the role of pilots and demonstrations in reinventing the utility business model*. Basalt: Electricity Innovation Lab (e-LAB).
- USmartConsumer. (2016). *European Smart Metering Landscape Report "Utilities and Consumers"*. Madrid: USmartConsumer Project.
- Utility Dive. (2018). *2018 - State of the electric utility*. Washington DC: Utility Dive.
- WPD. (2017). *DNO transition DSO*. Bristol: Wester Power Distribution.
-