

CUSTOS OPERACIONAIS REGULATÓRIOS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: PANORAMA MUNDIAL E APLICAÇÕES

Ivo Ordonha Cyrillo

É engenheiro eletricitista em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, mestre Sistema de Potência no tema de regulamentação da qualidade da energia, na mesma escola. Obteve MBA executivo pelas escolas francesas *Dauphine* e *IEA-Sorbonne* em Paris. Atua como consultor em temas transversais e externalidades, tais como qualidade da energia, enterramento de redes, energias renováveis, valorização econômica e novas fontes energéticas.

Felipe Kenndy Matsuzaki

Possui graduação em Engenharia Elétrica - Ênfase em Energia e Automação pela Universidade de São Paulo (2014). Atualmente é consultor da Sinapsis Inovação em Energia. Tem experiência na área de sistemas de potência, avaliação e diagnósticos de redes.

Marcelo Aparecido Pelegrini

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1995), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1998) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2003). Atualmente é sócio-diretor da Sinapsis Inovação em Energia. Atua principalmente nos seguintes temas: regulação de serviços públicos, distribuição de energia elétrica, redes inteligentes, planejamento da distribuição, cooperativas de eletrificação rural e eletrificação rural.

João Carlos Martins de Carvalho

Graduado em Engenharia Elétrica pela Fundação Educacional de Barretos e com mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo. Possui experiência em transmissão e distribuição da energia elétrica, e projetos e montagens de instalações elétricas comerciais e industriais. É proprietário da Força & Luz Engenharia Ltda., empresa que atua principalmente em consultoria sobre distribuição de energia elétrica e elaboração de projetos de instalações elétricas. É perito em distribuição de energia elétrica da ARSESP.

Ederson Pereira Madruga

Atualmente é Doutorando pela Universidade Federal de Santa Maria - UFSM. Possui Mestrado na mesma instituição (2011). Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade do Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS (2007). Atua na Certaja Energia, em Taquari/RS, como líder do Setor de Engenharia e como professor no Centro Universitário UNIVATES, em Lajeado/RS. Áreas de interesse: Operação, Proteção, Planejamento de Sistemas Elétricos de Distribuição e Geração Distribuída.

Endereço: Alameda Jaú, 48 – 5º andar; Jardim Paulista – São Paulo – SP – CEP: 01420-000 – Brasil – Tel/Fax: +55 11 5051-0744 / 2615-0744 – e-mail: ivo.cyrillo@sinapsisenergia.com.

RESUMO

A estratégia regulatória é imprescindível para a melhor captura nos resultados do serviço público prestado, seja incentivando o investimento ou compartilhando os ganhos de produtividade com os consumidores. No entanto, não existe método certo ou errado, cabe ao regulador enxergar a necessidade do mercado e a características dos agentes pra definir a metodologia que trará o melhor benefício à sociedade, em um dado período de tempo.

Este artigo apresenta os métodos clássicos de Regulação Econômica dos serviços públicos de distribuição de energia e faz uma análise comparativa com diferentes países, tipos de distribuidoras e momentos históricos.

Palavras-chave: Custos Operacionais, Panorama Mundial de Regulação, Metodologias Regulatórias.

1. INTRODUÇÃO

Serviços de rede, tais como a distribuição de energia, costumam ser regulados por agência e legislações.

No ambiente internacional as competências das distribuidoras de energia podem mudar: há responsabilidades por planejamento, expansão do sistema, compra de energia, contato com o cliente etc. Porém uma competência fundamental é a operação dos recursos da rede. E por essa operação é necessária à correta remuneração dos recursos despendidos.

No Brasil a atual regulamentação define os valores de custos operacionais reconhecidos através de uma metodologia comparativa. A metodologia para as concessionárias de distribuição utiliza-se de análise de envoltórias (DEA) e para as permissionárias há uso de uma metodologia híbrida. Entretanto existem outras metodologias aplicadas ao redor do mundo e que permitem respostas diferentes considerando o contexto econômico-político (empresas, cooperativas, governo) e a atuação das distribuidoras (com ou sem comercialização de energia).

Esse mosaico de possibilidades surge de acordo com os problemas locais, como por exemplo, necessidade ou não investimentos, necessidade de comercializar energia ou o serviço de fio etc.

Neste âmbito, surge o impasse de como regular a operação de Distribuidoras em um contexto no qual há necessidade investimentos vultosos, de mudança de operação através de *smart grid* ou mesmo de operadoras que são responsáveis diretamente pela qualidade de energia perante seus clientes, tais como as cooperativas de eletrificação dos Estados Unidos da América.

2. OBJETIVO

Este artigo visa ampliar o campo de visão quanto algumas formas de regulação dos custos necessários à operação das empresas de distribuição de energia de acordo com experiências internacionais e com teorias econômicas. É feita uma comparação entre os diversos métodos e as condições locais onde esses métodos são aplicados.

É apresentado um estudo de caso comparativo para a regulação das cooperativas de distribuição, pois estas apresentam grande variação nas soluções de custos operacionais. São analisados como funcionam métodos nos Estados Unidos e Argentina, comparativamente com o Brasil.

Por fim são analisados métodos que consideram custos totais da distribuidora, bem como os impactos advindos de novos recursos, tais como redes elétricas inteligentes.

3. METODOLOGIA

A metodologia proposta é composta por análise bibliográfica, visitas de campo às cooperativas da Argentina e dos EUA, e estudos de casos de sucesso no mundo.

São analisados os tipos de regulação dos custos operacionais para distribuidoras. Formas tais como custo pelo serviço utilizado para cooperativas nos EUA, métodos normativos na Argentina, métodos comparativos no Brasil, na Inglaterra e na Holanda.

As visitas em campo apontam condições qualitativas e quantitativas em relação ao tipo de regulação adotada e também às condições políticas do País.

A expansão de redes de comunicação para no Reino Unido é avaliada como exemplo de necessidade de mudança na regulação para abarcar novas tendências.

A pesquisa bibliográfica aponta novas vertentes para os custos operacionais, como a utilização do TOTEX (*Total Expendure*) e o uso de condições climáticas para avaliar diferenças nos custos operacionais, o que ainda não foi possível apontar estatisticamente no Brasil.

4. ESTUDOS REALIZADOS

4.1. METODOLOGIA DE CUSTOS OPERACIONAIS

4.1.1. Preço pelo Custo:

O regime de Preço pelo Custo, ou “*Cost Plus*”, já foi adotado como modelo tarifário nacional e em muitos outros países. Neste modelo, as tarifas são calculadas de forma a proporcionar às empresas uma receita mínima que garanta a cobertura de seus custos operacionais reais e um retorno adequado sobre os investimentos realizados. Se, por um lado, esse mecanismo proporciona um estímulo à expansão das redes de distribuição (devido à segurança ao investimento realizado), por outro lado ele desestimula a busca por produtividade já que cobre as despesas das empresas independentemente de seu nível de racionalidade e prudência (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2007).

Em um sistema de preço pelo custo, o investidor recebe um “ ϕ ” sobre o investimento feito, de modo a retornar seu capital e manter o negócio. Quanto mais investimento ele fizer melhor é para o negócio, independente se o investimento é prudente razoável.

Vantagens:

- Incentivo à expansão da rede,

Desvantagens:

- Não estimula a eficiência.

4.1.2. Métodos Normativos:

Modelos normativos resultam da aplicação de benchmarking através de uma função matemática (referência). Sua viabilidade é amplamente discutida, pois exige um grande conhecimento dos processos das empresas analisadas. Para diminuir os erros associados à especificação dos parâmetros, essa análise deve ser demasiadamente detalhista, demandando tempo e recursos em excesso para sua confecção.

Um exemplo desse método é o de Empresa de Referência (ER), este modelo foi utilizado no primeiro e segundo ciclo tarifário das distribuidoras de energia no Brasil, apresentou uma modelagem simplificada de uma empresa eficiente para a prestação do serviço nas condições do contrato de concessão atendendo a regulamentação vigente e levou em consideração os aspectos específicos de cada área de concessão, tais como, características da área servida, localização dos consumidores, níveis de qualidade, nível salarial, trajetória de redução de perdas, etc.

Uma vez definida a ER, as características individuais de cada empresa são usadas como entrada de uma equação que devolve a remuneração adequada De acordo com a referência.

Vantagens:

- Para as empresas reguladas é um método simples,
- Permite planejamento de longo prazo,
- Custos não são baseados nos custos contábeis reais das empresas.
- Independe da eficiência atual das empresas para a determinação da ER.

Desvantagens:

- Alto custo de desenvolvimento,
- Dado intensivo,

- Menor flexibilidade quando comparado aos métodos não paramétricos,
- Potencializa a assimetria da informação,
- Forte dependência do julgamento dos agentes que construíram a ER.

4.1.3. Métodos Comparativos:

4.1.3.1. DEA:

É um método de benchmarking não paramétrico, isto é, não é possível determinar uma equação que relacione os dados de entrada e com os de saída, e determinístico. Os autores Cooper, Seiford e Tone (2007) definem a Análise Envolvória de Dados, DEA, (sigla em inglês para “*Data Envelopment Analysis*”), como uma técnica multivariável utilizada para monitorar o desempenho de um conjunto de unidades tomadoras de decisão, DMUs (do inglês “*Decision Making Units*”). O método assume que se uma destas DMUs pode converter certo nível de produto com certo nível de insumos específico, outra empresa de mesmo tamanho também o pode, ou deveria poder. As empresas mais eficientes podem compor uma “empresa virtual eficiente” com a qual uma empresa real semelhante pode ser comparada. A maior vantagem do DEA frente ao SFA (próximo tópico) e à Empresa de Referência é que não requer nenhuma informação prévia além dos insumos e produtos, entretanto, por ser determinístico, todos os erros de medição, desvios ou outros ruídos presentes nos dados são atribuídos às ineficiências das empresas. Outra vantagem que o torna mais utilizado pelas agências reguladoras em todo o mundo é sua capacidade de ser implementado em pequenas amostras de dados.

Vantagens:

- Mundialmente utilizado (JAMASB e POLLITT, 2000);
- Flexibilidade,
- Empresas ineficientes são comparadas com empresas reais,
- Transparência na metodologia,
- Pode levar em conta fatores não gerenciável (variáveis ambientais),
- Pode ser implementado para pequenas amostras de dados,

Desvantagens:

- Eficiência sensível à escolha dos produtos e insumos,
- Eficiência sensível à escolha das quantidades de produtos e insumos,
- Considera as empresas mais eficientes como tendo 100% de eficiência, caso isso não seja verdade, irá superestimar as a eficiência de todas as empresas. (ALIREZAEI, HOWLAND e VAN DE PANNE, 1998);
- Não leva em conta fatores estocástico e ruído contido nos dados,

4.1.3.2. SFA:

O método de Análise de Fronteira Estocástica, sigla SFA em inglês, é um método paramétrico, o que demanda uma definição prévia de uma função para a fronteira, o que permite a realização de testes de hipóteses para a verificação da validade da especificação do modelo. Testes de significância podem ser realizados para inclusão e exclusão de fatores explicativos.

A maior vantagem sobre o método DEA é o fato das fronteiras estocásticas dividirem o variável erro em dois componentes, um que leva em conta o efeito de variações aleatórias pertinente aos dados de entrada e outro que captura a ineficiência da empresa.

Por ser um método paramétrico, a especificação da forma funcional da função custo, função produção, ou as suposições feitas podem ser de difícil explanação para as agências reguladoras.

Vantagens:

- Separação do efeito da ineficiência do ruído estatístico devido a erros nos dados, variáveis omitidas etc.
- Permitem inferência estatística dos efeitos das variáveis inclusas no modelo através de testes estatísticos,

Desvantagens:

- Necessidade de especificar funções, ou de custo, ou de produção,
- Dificuldade para as agências reguladoras de explicarem as suposições feitas para a criação dessas funções.

4.1.4. TOTEX

Por definição o *Total Expenditure* é a soma do preço pago por um ou mais produtos ou serviços, multiplicado pela quantidade de cada item comprado. Ou seja, não há avaliação dos insumos e produtos que comporão a análise, todos os insumos são analisados durante o benchmarking.

Vantagens:

- Não tem seleção de variáveis,
- Por analisar o total, os ruídos são amenizados.

Desvantagens:

- Difícil aplicação em mercados não organizados
- Só é aplicável se o produto for elástico ao insumo.

4.2. PANORAMA MUNDIAL

A regulação econômica de distribuição, como conhecida hoje, surgiu na década de 90 na Inglaterra. O governo Thatcher foi o primeiro a perceber a falha do modelo de preço pelo custo em atividades monopolista. Toda a geração e transmissão eram controladas por uma única empresa. Não havia dúvida de que o sistema operava em perfeito estado, no entanto, as tarifas para os consumidores eram cada vez mais caras.

O modo de promover isso era regular o serviço de distribuição entendida como atividade de caráter monopolista e inserir a competição na geração.

Um dos objetivos principais da regulação econômica do serviço de distribuição de energia elétrica é reproduzir no desempenho das empresas reguladas os resultados que seriam observados em mercados competitivos. Em outras palavras, a regulação econômica procura reproduzir em mercados, onde não existe competição, os benefícios característicos de mercados competitivos, uma vez que, na ausência de uma intervenção regulatória, esses não seriam obtidos e compartilhados com os usuários.

Na geração, a empresa nacional foi aos poucos sendo quebrada e privatizada, foi criado o modelo de *pool's* onde os agentes de geração ofertavam o montante de energia que estavam dispostos a vender no próximo dia e seu preço e o modelo otimizava as perdas e o preço ofertado conforme a demanda dos consumidores.

Nos próximos tópicos serão abordados os desdobramentos desse modelo e as estratégias em diferentes países para beneficiar os consumidores dos ganhos de escala e produtividade do setor elétrico.

4.2.1. BRASIL: MODELO BENCHMARKING

Na legislação atual, a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final, são tarifas baseadas no serviço pelo preço. Assim, o atual modelo de concessão do serviço público de energia elétrica consagrou um regime tarifário denominado regime de preços máximos (*price-cap*). O serviço de distribuição regulado pelo preço máximo segue regras econômicas (custos operacionais eficientes e remuneração adequada, etc.) definidas na revisão tarifária e preservadas nos reajustes tarifários, cuja finalidade é reproduzir no desempenho das empresas reguladas os resultados que seriam obtidos em mercados competitivos, onde se destacam a eficiência na prestação e na gestão do serviço.

Ademais, o regime de preços máximos adotado para o setor de distribuição se caracteriza como sendo de regulação por incentivos, pois as regras de fixação de preço máximo estimulam as distribuidoras a reduzirem os custos e se tornarem mais eficientes, a fim de obterem ganhos resultantes da diferença entre os custos regulatórios e os reais. Ainda, no regime de preços máximos, a definição da tarifa, atualizada pelo fator inflacionário, se dá durante um período de tempo predeterminado, tipicamente de quatro anos, e normalmente incorpora alguma medida de ganho de produtividade, de forma a repassar ao consumidor o ganho de produtividade a ser perseguido pelas empresas reguladas. No Brasil, foi criado o PRORET (Procedimentos de Revisão Tarifária), sua função é determinar os métodos, os prazos e prover toda a organização do processo de regulamentação e revisão tarifária.

No PRORET são definidas as Parcelas A e B, suas componentes, formas de repasse e formação de preço, tanto para as distribuidoras quanto as permissionárias de energia elétrica. No PRORET também é definido como se estabelece a comunicação entre os Agentes de Mercado, os Consumidores, o Governo e o próprio Regulador que são as audiências e consultas Públicas.

No atual modelo de regulação do sistema de distribuição de energia elétrica, previsto nos contratos de permissão, os custos de Parcela A são repassados diretamente para as tarifas, por serem custos que as distribuidoras não têm gestão, ou tem pouquíssima gestão. O mercado da Parcela A é formado pelos encargos setoriais, contratação do serviço de transmissão e compra de energia. A compra de energia é feita por leilões “inversos” onde o gerador que ofertar o menor preço ganha. Ou seja, na geração o mercado é competitivo.

Sendo assim, os principais mecanismos de regulação por incentivos estão Parcela B, que são os custos que a distribuidora tem pra gerir as despesas e investimentos. A Parcela B é atualizada, anualmente, nos reajustes tarifários, por fórmula paramétrica, que considera os efeitos da variação do mercado na receita da distribuidora, o índice de correção monetário e a medida de produtividade, Fator X, que é definido na revisão tarifária e independe da produtividade real auferida pela empresa.

A fixação de uma tarifa representativa da Parcela B por um período predeterminado, tipicamente de quatro anos, é a garantia que o esforço de redução de custos além do fixado pelo regulador será recompensado dentro do ciclo tarifário, constituindo-se em incentivo para a busca de gestão eficiente dos custos da empresa regulada. Na medida em que o estabelecimento da tarifa se dá durante um período de tempo predeterminado, a remuneração do capital investido na prestação do serviço não é pré-determinada (como no regime de custo do serviço), mas pode ser superior à remuneração regulatória como resultado, por exemplo, da redução dos custos e de gestão mais eficiente.

Ao final do ciclo a Parcela B é reavaliada a fim de se capturar os ganhos de eficiência alcançados pelas empresas ao longo do ciclo, de forma que os usuários também sejam beneficiados pela maior eficiência que a concessionária teve a oportunidade de obter no ciclo que se encerra.

Como exemplo, a Figura 1 ilustra o efeito do regime de preços máximos sobre as parcelas A e B.

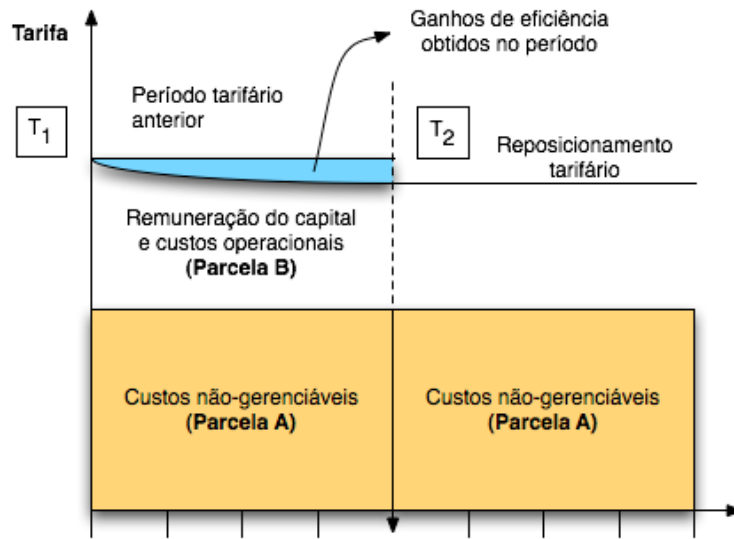


Figura 1 Reposicionamento Tarifário em cada ciclo de revisão tarifária.

A Parcela B da receita requerida das concessionárias, é denominada como parcela “gerenciável”, é formada pelo CAPEX (investimento) e OPEX (Operação). Esta parcela é avaliada pelo regulador, segundo os critérios de prudência e eficiência. A Figura 2 mostra a composição da Parcela B. Sobre essa parcela é definido os ganhos da atividade de distribuição.

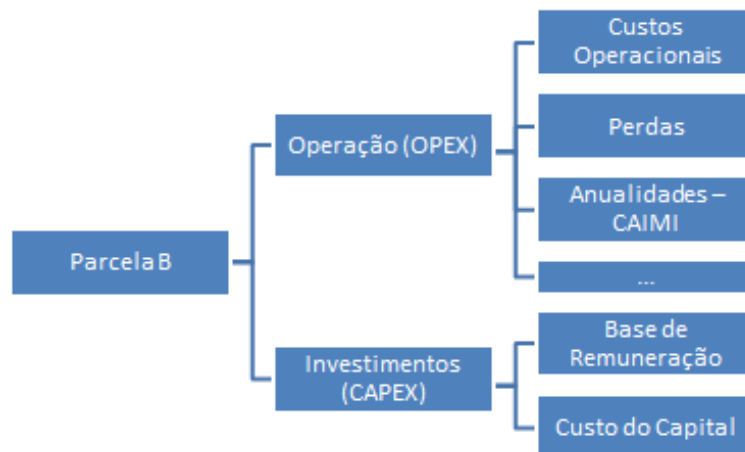


Figura 2 Parcela B.

Capex: Gastos e custos relacionados com a expansão do sistema (investimentos). Os custos de investimento são reconhecidos pela Agência, com restrições de “prudência”. É formado pela quota de reintegração remuneratória para devolução do investimento e da Remuneração de Capital que auferir lucro sobre a atividade de investimento, atualmente essa taxa é de 8%.

Opex: Vinculados ao funcionamento e manutenção das atividades da empresa, tais como mão de obra e manutenção da rede (custo operacionais), combate a perdas e despesas com imóveis, sistemas e veículos. Tais custos não são reconhecidos pela Aneel diretamente, mas através de um processo que considera os Custos eficientes, benchmarking de mercado.

Duas críticas ao modelo atual: Não existe um cálculo específico para permissionárias ou distribuidoras de menor porte, que não compartilham do mesmo ganho de escala e produtividade que as demais; e as regras atuais não incentivam investimentos em tecnologia, não existe nenhum benefício na instalação de *smart-grids* ou redes subterrâneas, por exemplo. Em tese tudo que aumenta o custo tende a ser glosado, mesmo com motivo justificável e desejável.

4.2.2. EUA: MODELO DE MERCADO

O Mercado Norte Americano de energia apresenta muitas diferenças em relação ao do Brasil. Não existe uma rede básica centralizada, unificando o sistema. Os distribuidores disputam o mercado, que em sua grande maioria é desregulado. A energia é vendida regionalmente, sendo o distribuidor, geralmente, dono de toda a cadeia (geração e distribuição. Não existe transmissão, considerando os moldes brasileiros).

Nos EUA os agentes podem prestar multisserviços: Gás; Eletricidade; Saúde, entre outros dentro de uma única pessoa jurídica. Também, existe a possibilidade de agentes se coligarem para realização de obras e serviços em comum.

Por não existir um sistema de transmissão único, o sistema dos Estados Unidos possui muitas cooperativas de distribuição, 75% do território, conforme Figura 3.

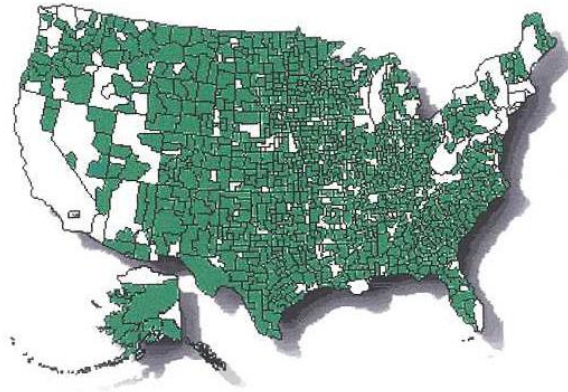


Figura 3: Distribuição de energia elétrica por cooperativas rurais nos EUA, em verde. Dados da

Além da grande distribuição geográfica as cooperativas apresentam números expressivos no mercado elétrico:

- Ativos da ordem de US\$ 140 bilhões (cooperativas de distribuição, geração e transmissão).
- Possuem e mantêm 2.5 milhões de milhas ou 42% da distribuição nacional de linhas elétricas, cobrindo três quartos do território continental dos EUA.
- Entregam 11% do total de quilowatts/hora vendido nos EUA anualmente.
- Geram em torno de 5% do total de energia produzida nos EUA anualmente.
- Empregam 70,000 pessoas nos EUA.
- Retiram US\$ 600 milhões em créditos capitais anualmente.
- Pagam US\$ 1,4 bilhão em tributos estaduais e locais.

Quando comparadas, Tabela 1, com as outras formas de distribuição nota-se que:

- As cooperativas servem uma média de 7,4 consumidores por milha de linha e arrecadam uma receita anual de aproximadamente de US\$ 15,000 por milha de linha.
- Companhias que pertencem a investidores têm em média 34 consumidores por milha de linha e arrecadam US\$ 75,500 por milha.
- Companhias públicas ou municipais têm em média 48 consumidores e arrecadam US\$ 113,000 por milha.

Tabela 1: Comparação de companhias elétricas (2010 EIA)

	PROPRIEDADE DE INVESTIDORES	PROPRIEDADE PÚBLICA	COOPERATIVAS	TOTAL
TOTAL RENDIMENTO (BILHÕES DE US\$)	US\$ 273	US\$ 53	US\$ 40	US\$ 366
NÚMERO DE ORGANIZAÇÕES	200	2,000	912	3,112
NÚMERO TOTAL DE CONSUMIDORES	104 MILHÕES	21 MILHÕES	18.5 MILHÕES	144 MILHÕES
TAMANHO (MÉDIA DE CONSUMIDORES)	400,000	2,000	13,000	
RENDIMENTO, % DO TOTAL	75%	14%	11%	
CONSUMIDORES, % DO TOTAL	72%	15%	12%	
VENDAS DE KWH, % DO TOTAL	73%	16%	11%	

Desde a década de 1960, a porcentagem da população que já tinha acesso à energia era de 99%. Isso só foi possível, devido à linha de crédito atrativa que as cooperativas recebiam (taxa de juros de 2% a.a.) e os incentivos à utilização de materiais elétricos de alta qualidade (Programas: *Rural Electrification Administration* e *USDA Rural Development*, respectivamente).

As discussões sobre alocação de recursos, custos e qualidade tem caráter local, normalmente, promovidas por pressões populares e estratégias políticas. É muito normal um Prefeito não ser reeleito porque o preço da energia subiu.

Muitas pessoas que moram e trabalham nas zonas rurais americanas podem, somente, comprar sua energia de cooperativas locais, um tipo de companhia de serviço público exclusivo e amplamente desregulado. Cada cliente possui uma média de US\$ 1.625 de ações na cooperativa, embora a maioria dos clientes não esteja consciente de sua propriedade ou seu significado. Muitas cooperativas são cliente-amigável, mas muitas não são; algumas são efetivamente hostis. A legislação deveria conduzir as cooperativas a serem mais eficientes, promover conservação do meio ambiente, revelar os rendimentos dos títulos de propriedade aos clientes, e converter esses rendimentos em títulos. Estas reformas poderiam desbloquear de US\$ 3 bilhões a US\$ 9 bilhões de benefícios para os clientes.

As cooperativas foram criadas como um dos programas do New Deal do Presidente Franklin Roosevelt a fim de promover o desenvolvimento rural em 1932, devido ao alto custo de conexão imposta aos fazendeiros pelas distribuidoras. Sendo em parte uma agência governamental; parte cooperativa agricultora e parte empresa sem fins lucrativos, recebeu o nome de cooperativa. Quando a energia elétrica era uma novidade, os membros podiam se aderir voluntariamente, hoje, a eletricidade é uma necessidade cotidiana e os clientes não tem escolha ao se aderir a uma cooperativa, caracterizando em muitos casos uma relação de usuário-proprietário.

Em 1942, foi fundada a “*National Rural Electric Cooperative Association*” (NRECA). A associação unifica as cooperativas de geração, transmissão, distribuição, associações de serviço de negócios estaduais e regionais; fornecimento e manufatura; processamento de dados e sindicatos de crédito para os empregados.

De maneira sucinta as cooperativas elétricas nos EUA são:

- Particulares; independentes e sem fins lucrativos.
- Pertencem aos consumidores que elas servem.
- Incorporadas sob as leis dos Estados nos quais elas operam.
- Estabelecidas para fornecer serviço de energia pelo custo.

- Administradas por um conselho de diretores eleitos dentre os cooperados. Este conselho estabelece políticas e procedimentos que são implantados pela gestão das cooperativas.

4.2.3. ARGENTINA: MODELO NORMATIVO

O Sistema elétrico argentino tem muitas similaridades ao brasileiro. Na Argentina, também, existe um sistema integrado. Porém, eles são conceitualmente diferentes, enquanto no Brasil a interligação se dá na transmissão, na Argentina o ponto em comum é a geração, Figura 4.

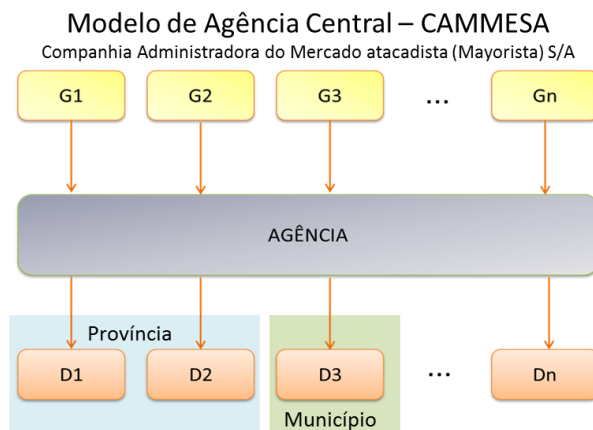


Figura 4: Estrutura de Mercado Argentina

Em alguns pontos ele se assemelha ao mercado de distribuição de gás natural do Brasil, com regras regionais (provincianas ou municipais) e com as regras de remuneração e revisão já definidas no contrato de concessão. Em tese, este seria um ponto positivo por gerar estabilidade na remuneração, no entanto, sempre são feitas mudanças nas regras e um novo contrato é editado, com o período de concessão prorrogado. A Argentina possui um grande número de cooperativas em sua matriz de serviços, não somente em distribuição.

O mercado de energia elétrica na Argentina passou por uma reestruturação em 1991, seguindo a tendência mundial de desagregação das etapas da cadeia, de privatização, e de regulamentação da tarifa, saindo do regime de preço pelo custo para o regime de *price cap/revenue cap*. Essa reforma possibilitou o aporte de grandes investimentos no setor de geração de energia e de distribuição.

O modelo de mercado previa uma agência central que compra energia e vende aos agentes. A geração é um mercado competitivo e as redes de transmissão e distribuição são mercados monopolistas regulados. O poder concedente define o valor da tarifa. Este modelo tem várias similaridades ao modelo brasileiro, do ponto de vista de arcabouço regulatório, com a diferença de no Brasil o poder concedente ser a união e na Argentina são as províncias ou municípios.

Porém, nos anos 2000 foi cancelado todo o processo de abertura de mercado, tornando todos os clientes cativos. A competição na geração é praticamente nula, todos geradores vendem energia para a CAMMESA, e esta repassa para as distribuidoras.

As grandes distribuidoras recebem subsídios parciais para não abandonarem a concessão. As distribuidoras de poder público sobrevivem do recurso público local. Já as cooperativas se mantêm em decorrência dos serviços (de preço) não regulados prestados como internet e TV a cabo.

4.2.4. HOLANDA

O mercado holandês iniciou seu processo de liberalização do mercado 10 anos após a Inglaterra, em 1998. A geração era composta por quatro players, sendo dois vinculados a distribuidora e dois exclusivamente geradores.

Aos poucos o órgão regulador foi separando os serviços e privatizando os agentes, o único que permaneceu no controle do estado foi a transmissão. Por razões estratégicas o governo manteve a distribuição em um único

agente, a TenneT. Atualmente ela é maior responsável pelas interligações no continente europeu, interligando o sistema holandês ao sistema francês, alemão e norueguês.

Os consumidores eletro intensivos, de médio porte e residenciais (ou baixo consumo) apresentavam aproximadamente a mesma demanda (um terço pra cada) e os grandes geradores eram responsáveis por 75% da energia consumida no país.

Portanto, não existiria mercado competitivo a não ser que todas as classes fossem liberalizadas. A cada dois anos uma classe deixava de ser monopólio da distribuidora, em 2004 a atividade de fornecimento estava completamente separada da distribuição.

A disputa no mercado de varejo (baixo consumo) e o incentivo a novas fontes de energia (o *green market*) Ampliaram a oferta de energia no país. Apesar das fontes de energia limpa receberem subsídio, assim como no Brasil, eles diminuem o mercado de energia forçando as outras fontes a reduzirem seu preço. A disputa no varejo é muito intensa, geralmente os contratos são de três anos, com “fidelidade” de um ano do consumidor, normalmente gás e energia elétrica são comercializadas juntas.

A completa separação das atividades permite que na distribuição de energia seja aplicada uma metodologia similar ao TOTEX. O método é chamado de *yardstick* (régua) onde os agentes são comparados pelos seus custos totais: investimento, operação e manutenção; e os resultados são baseados no mercado atendido é utilizado o DEA para definição do benchmarking.

4.2.5. REINO UNIDO: NOVAS REGULAÇÕES

O sistema elétrico mundial tem passado por mudanças significativas provenientes da integração com as infraestruturas de Tecnologias da Informação e Comunicações (TICs), isto se deve à forte tendência à adoção do conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI) para os sistemas elétricos de potência em todo o mundo. Os motivadores dessa adoção são diversos, de modo geral a Europa investe em REI como uma forma para a redução de emissões, aumento da eficiência energética e se adaptar à micro geração distribuída. Já os EUA buscam um aumento na eficácia da rede e redução de perdas, e a Ásia e Pacífico como uma ferramenta que possibilita ações para uma melhora no atendimento à demanda crescente e a busca por um mercado tecnológico emergente (CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS, 2012).

No Reino Unido, desde o início do processo de liberalização do mercado elétrico as empresas tem procurado formas de compatibilizar o consumo com a geração. Os medidores tradicionais, tanto elétricos quanto os de gás, somente medem o consumo total, não sendo possível ter a informação de quando a energia foi consumida em cada lugar medido. Os medidores inteligentes, ou *smart-meters*, proporcionam um modo de obter esse tipo de informação, permitindo que as empresas disponibilizem tarifas diferenciadas por horário e estação do ano (SINOPOLI, 2009).

Nesse aspecto a OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*), separou o serviço de instalação de medidores do serviço de comunicação. E para viabilizar uma maior penetração dos medidores inteligentes nos lares do Reino Unido, em 2013, foi criada a “*Data and Communications Company*” (DCC) que ficou responsável por conectar 53 milhões de medidores inteligentes das casas e pequenos negócios com os sistemas das empresas geradoras de energia, distribuidoras e comercializadoras. Outra forma que a OFGEM encontrou para incentivar a instalação de medidores inteligentes foi fornecendo £500 milhões ao longo de cinco anos através do “*Low Carbon Networks Fund*”, dessa forma as concessionárias são incentivadas a investir em novas tecnologias, formas de operação e acordos comerciais.

Em mercados regulamentados se faz necessário que as agências reguladoras busquem meios de incentivar a inovação e o uso de novas tecnologias, independente dos métodos utilizados para determinação dos custos operacionais eficientes.

