Texto de Discussão do Setor Elétrico

TDSE nº 95

Tratamento Regulatório de Perdas do Setor de Distribuição de Eletricidade em Países da América Latina

Carlos Ruffin
Guilherme Dantas
Jairo Alvares
Lucca Zamboni
Matheus Guerra
Murilo Miranda
Nathalia Pedreira
Priscila Mendes

Novembro de 2020

SUMÁRIO

1 Introdução _____ *1*

2 Chile _____ *4*

2.1 Aspectos Relacionados ao Fornecimento de Energia Elétrica no Chile _____ **5**

2.2 Tratamento Regulatório ds Perdas no Chile _____ **8**

3 Colômbia _____ *10*

3.1 Aspectos Relacionados ao Fornecimento de Energia Elétrica na Colômbia _____ **10**

3.2 Tratamento Regulatório das Perdas na Colômbia _____ **12**

4 El Salvador _____ *22*

4.1 Aspectos Relacionados ao Fornecimento de Energia Elétrica em El Salvador _____ **22**

4.2 Tratamento regulatório das perdas em El Salvador _____ **23**

5 Guatemala _____ *28*

5.1 Aspectos Relacionados ao Fornecimento de Energia Elétrica na Guatemala _____ **28**

5.2 Tratamento Regulatório das perdas na Guatemala _____ **30**

6 Panamá _____ *34*

6.1 Aspectos Relacionados ao Fornecimento de Energia Elétrica no Panamá _____ **34**

6.2 Tratamento Regulatório das Perdas no Panamá _____ **35**

7 Peru _____ *44*

7.1 Aspectos Relacionados ao Fornecimento de Energia Elétrica no Peru _____ **44**

7.2 Tratamento regulatório de perdas _____ **47**

8 Conclusões _____ *51*

Referências _____ *58*

1 INTRODUÇÃO

O tema das perdas de energia no setor elétrico está fortemente atrelado às questões socioeconômicas, culturais e de governança, o que no Brasil assume um contexto singular a respeito desta problemática. Por conta disso, o país propôs-se a desenvolver uma metodologia única para o tratamento regulatório, através de modelos matemáticos que pudessem identificar os níveis de perdas gerenciáveis e não gerenciáveis pelas empresas distribuidoras. No entanto, o fato de possuir uma formulação baseada no contexto particular do país, não quer dizer que não haja lições ou aprendizados a serem obtidos com as experiências de outros países. Em outras palavras, apesar dos méritos associados ao desenvolvimento do modelo regulatório para perdas, é importante estudar as experiências internacionais, sobretudo porque o modelo brasileiro ainda carece de muitos aprimoramentos.

No âmbito do projeto de P&D intitulado "Avaliação da Metodologia de Definição de Metas para Perdas Não Técnicas e Proposição de Aperfeiçoamentos Regulatórios", vinculado ao Programa de P&D da ANEEL e desenvolvido pela CPFL Energia em parceria com o Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), foram examinadas as experiências internacionais a respeito do tratamento regulatório de perdas no setor de distribuição de eletricidade. Com base nesta pesquisa, este Texto de Discussão expõe ao setor as principais contribuições obtidas para os casos mapeados na América Latina. O estudo dos casos da América Latina possui grande relevância em função das maiores proximidade e similaridade com o contexto brasileiro.

Devido à prolongada crise econômica nos países da América Latina e Caribe (ALC) durante os anos 80, a maioria dos países da região começaram a década de 90 ainda submetidos a profundos desequilíbrios macroeconômicos, com reflexos na desvalorização da taxa de câmbio, inflação alta e desemprego, principalmente devido a políticas fiscais que causaram déficits e crescimento do endividamento público.

Para superar esses problemas e restaurar o dinamismo da economia, quase todos os países implementaram reformas, principalmente com o objetivo de adaptar seus marcos legais ou regulatórios. A estrutura predominante em vários setores econômicos também foi revisada, incluindo aquelas monopolizadas pelo Estado. Entre os setores reformados, estava o Setor Elétrico, que inclui a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

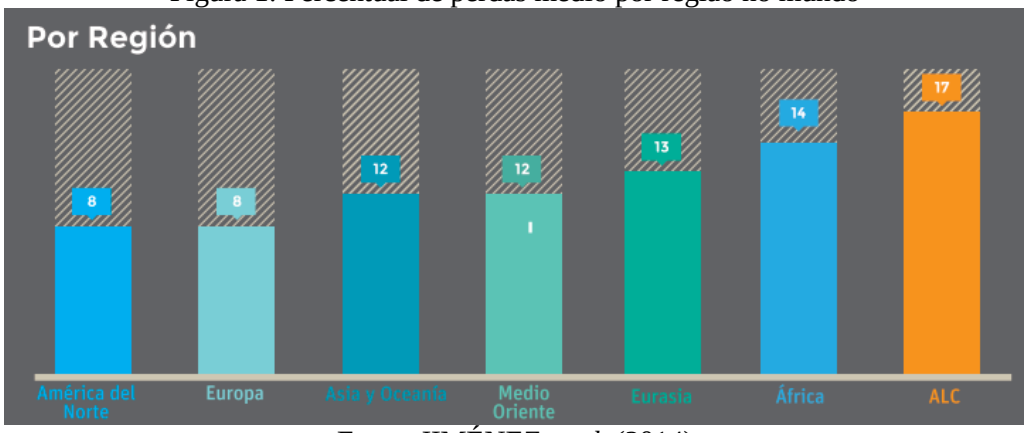
O processo de reforma do setor elétrico nos países da ALC foi iniciado no Chile, ainda na década de 80. O modelo chileno baseava-se na desverticalização das atividades do setor e abertura do mercado ao capital privado. O país tornou-se referência para uma onda de reestruturações ocorridas no continente. As reformas trouxeram maior investimento ao setor

elétrico dos países, melhorando a infraestrutura e possibilitando a expansão da cobertura de atendimento das redes elétricas.

Como consequência deste desenvolvimento, a região aumentou o consumo de energia em mais de 250%, desde 1990[1]. No entanto, parte significativa deste consumo reflete a um grave problema característico da região, que são as perdas de energia nas redes elétricas. Com base em dados de 2007 a 2012, verificou-se que, a cada ano, 17% da eletricidade gerada na região é desperdiçada durante o transporte da energia[2]. Ao total, são quase 100TWh de energia perdida por ano na ALC, o que equivale a 1/3 (um terço) das perdas de eletricidade no mundo e representa o consumo anual de eletricidade no Peru, por exemplo.

A respeito da temática das perdas, o estudo de JIMÉNEZ *et al.* (2014) oferece um panorama sobre os níveis de perdas elétricas nos sistemas de transmissão e distribuição da ALC. Os resultados do estudo revelam que o continente possui a maior média de perdas em relação às demais regiões do planeta, conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1: Percentual de perdas médio por região no mundo



Fonte: JIMÉNEZ *et al.* (2014)

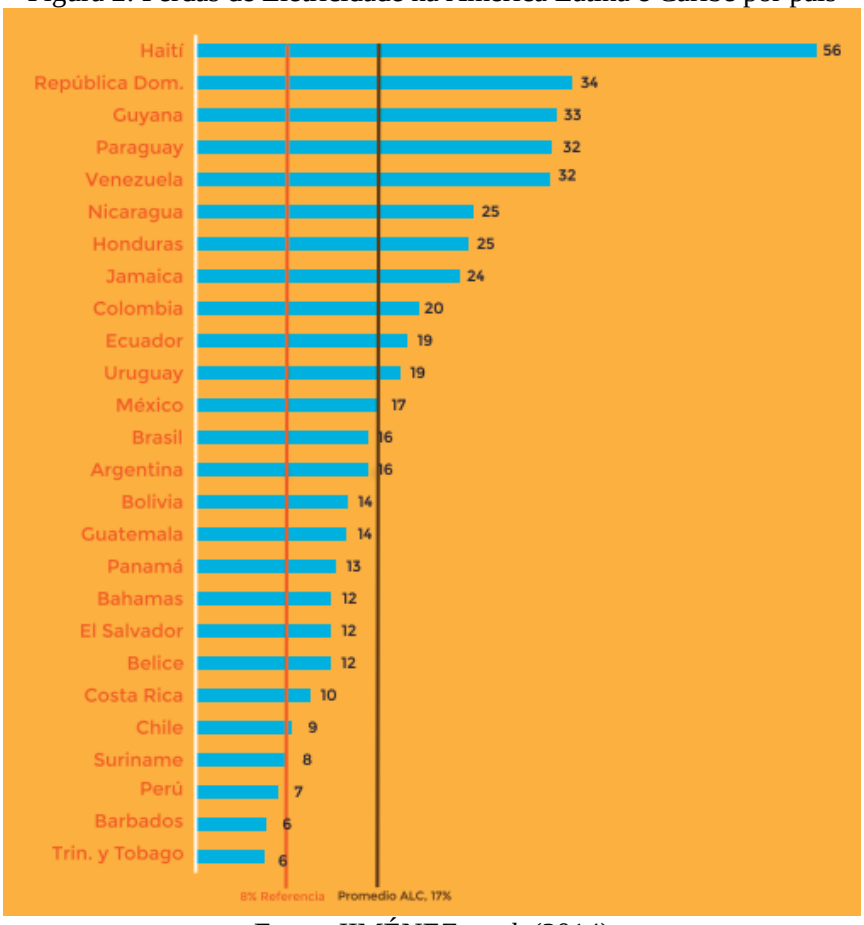
Além disso, 20 dos 26 países do continente apresentam perdas acima de 10%. A Figura 2 apresenta os dados de perdas para cada país, nota-se que apenas Trinidad-Tobago, Barbados, Peru, Suriname, Chile e Costa Rica possuem perdas iguais ou abaixo de 10%. No extremo oposto, o Haiti possui os maiores índices de perdas da região, com 56%, evidenciando uma variação da amostra bastante significativa. Em consequência desta problemática, estima-se que as perdas na ALC custem entre US$11 e US$17 milhões, o equivale a 0,3% do PIB da região com referência ao ano de 2012. Este elevado custo representa um grande impacto financeiro

[1] Dados disponíveis em: < https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>. Acessado em: janeiro de 2019

[2] Este percentual de 17% não inclui o Haiti, país que sofre com perdas acima de 50%. Ao incluir o Haití, o percentual de perdas da região sobe para 19% (JIMÉNEZ *et al.*, 2014).

para as empresas elétricas e para sociedade. O tratamento do tema por meio de marco regulatórios e de políticas de governos, tais como transparência de preço e políticas de incentivo, são fundamentais para promover a redução das perdas.

Figura 2: Perdas de Eletricidade na América Latina e Caribe por país



Fonte: JIMÉNEZ *et al.* (2014)

Neste sentido, serão abordados os aspectos regulatório associados ao tratamento das perdas de energia específico de alguns países da ALC. Para isso, foram selecionados casos relevantes para a proposta de buscar inovações regulatórias aplicáveis ao caso brasileiro. Vale destacar que, no intuito de garantir uma ampla abordagem sobre o tema, identificou-se a necessidade de considerar as experiências com tratamento tanto de perdas técnicas (PT), como de perdas não técnicas (PNT), pois alguns países podem apresentar casos regulatórios interessantes e considerarem uma abordagem conjunta para a perda total.

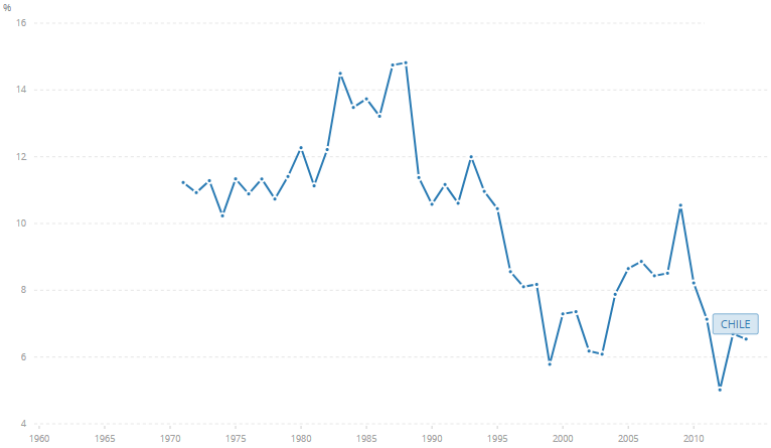
Os países que compõem a amostra de estudo foram Chile, Colômbia, El Salvador, Guatemala, Panamá e Peru. Na sequência do texto, cada um destes países será abordado individualmente. Por fim, será consolidada uma análise conjunta, a qual sintetiza as principais conclusões obtidas de cada país.

2 CHILE

País pioneiro na América Latina em termos de modernização do mercado de energia elétrica, o Chile iniciou o processo de reformas estruturantes do setor elétrico por volta dos anos 80. Em virtude deste pioneirismo, o país possui um robusto arcabouço regulatório, condizente com sua experiência na regulação econômica do modelo liberalizado de setor elétrico. Dito isso, justifica-se a escolha do Chile para integrar a amostra de países para estudos de caso sobre a regulação de PNT.

O Chile é um país em desenvolvimento com bons indicadores socioeconômicos comparado relativamente com os demais países da região. No âmbito das perdas de energia, os índices do Chile estão entre os menores da América Latina. A evolução das perdas totais demonstra uma queda significativa após o período de reforma do setor, conforme ilustra a Figura 3.

Figura 3: Evolução das perdas totais de T&D no setor elétrico do Chile



Fonte: Dados do Banco Mundial[3]

Apesar deste contexto, o tema das perdas não técnica ainda é recorrente no país. O estudo de VALENZUELA & MONTAÑA (2005) verificou-se que, no ano de 2005, a maior parte das PNT eram provocadas por furtos de energia e erros administrativos relacionados à base de dados e ao processo de medição. Os números relacionados à perda de energia causada pelo furto de energia revelam que 50% das práticas ilegais estão associadas a clientes conectados diretamente à rede de baixa tensão, 40% estão associados a intervenção na conexão residencial, 6% por conta de alterações nas caixas dos medidores, impedindo o registro correto dos mesmos, e 4% relativos a alterações no próprio medidor. O estudo de VALENZUELA & MONTAÑA (2005) ainda diagnosticou que um dos motivos mais recorrentes para a

[3] Disponível em: < https://data.worldbank.org/>. Acessado em dezembro 2018

disseminação do furto de energia nas unidades consumidoras de classes de menor renda era um fator de "contágio social", ou seja, motivado pelo fato de outras pessoas também estarem furtando. Além disso, a falta de identificação com o entorno da moradia e a ausência de uma punição adequada à pratica de furto de energia criam um contexto propício para a realização do ato ilegal.

2.1 ASPECTOS RELACIONADOS AO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CHILE

O modelo regulatório para o fornecimento de eletricidade no Chile consiste em *Yardstick Competition* com aplicação de *Price-Cap.* Para isso, o regulador utiliza mecanismos de incentivo fundamentados no conceito de Empresa Modelo Eficiente, no intuito de simular a concorrência nos mercados em que existe monopólio natural.

As tarifas que os clientes regulados dos distribuidores enfrentam são compostas pelos valores de geração, transmissão e os valores agregados pelos custos de distribuição. Os preços de geração correspondem aos preços da energia em cada nó, determinados semestralmente pela *Comisión Nacional de Energía (CNE),* órgão regulador do setor. O componente de preços de transmissão corresponde ao pedágio pelo uso das instalações de transmissão. O último componente do custo corresponde ao preço regulado do Valor Agregado da Distribuição (VAD), que representa o pagamento à empresa de distribuição de seus custos de investimento, operação, perdas e manutenção, além de suas despesas de administração, faturamento e serviços de atendimento ao cliente (CNE, 2006).

O processo de fixação tarifária se realiza através de uma empresa hipotética eficiente, modelada com base nos antecedentes de uma empresa referência selecionada em cada área típica[4]. Esta empresa simulada produz a quantidade demandada pelo mercado ao custo mínimo

[4] Dada a diversidade de tamanho e densidade de consumo das empresas chilenas, a regulação estabelece que o cálculo VAD seja realizado por áreas típicas de distribuição (ATD), que representam empresas com VAD similar. As distribuidoras são divididas em ATDs, visando inicialmente uma separação baseada em VADs semelhantes, mas também considerando diversos aspectos no que concerne a gestão eficiente da empresa. No entanto, não existem critérios fixos. A cada período tarifário, esses conceitos são revistos e adequados ao novo contexto. A definição de ATDs mais recente obteve o seguinte agrupamento (CNE, 2015):

i. ATD 1 (CHILECTRA),
ii. ATD 2 (LUZ ANDES, EMELAT, CEC, EEPA, ELECDA e CGED),
iii. ATD 3 (CHILQUINTA, EDELMAG, ELIQSA, SAESA e CONAFE),
iv. ATD 4 (EEC, EMELARI, EDECSA e LITORAL),
v. ATD 5 (LUZLINARES, LUZPARRAL, LUZ OSORNO, FRONTEL, COOPELAN e CODINER),

tecnicamente possível, de acordo com níveis de qualidade pré-determinados. O objetivo é que os custos de qualquer ineficiência não sejam repassados à tarifa, sendo um mecanismo de regulação por incentivos, mas mantendo certas características da regulação por taxa de retorno (CNE, 2015 e SANCHEZ e CORIA, 2003). Assim, a empresa modelo é uma empresa teórica que atende ao requisito básico de ser eficiente na política de investimentos e na gestão (DROGUETT, 2004).

Os componentes do VAD para cada área típica são calculados com base em um estudo de custo encomendado de uma empresa de consultoria. Para a elaboração do estudo, a consultoria pressupõe eficiência na política de investimentos e na gestão de uma empresa modelo que atua como distribuidora no país. Dado que um estudo dos custos é realizado considerando a unidade de uma ATD, existe uma empresa modelo para cada área típica (COSTA; CEBALLOS, 2016).

A vigência das fórmulas tarifárias para o VAD é de 4 anos, sendo o período vigente determinado para os anos de 2016 a 2020. Entretanto, existe a possibilidade de realizar revisões extraordinárias de tarifa dentro do período regulatório. O Ministério de Energia é a entidade encarregada de aprovar o valor fixado para o VAD.

A Figura 4 apresenta um fluxograma que descreve o processo de determinação do VAD. Inicialmente, a CNE solicita informações sobre o valor de reposição dos ativos existentes, os custos de operação e as vendas físicas do ano anterior à fixação da tarifa. A partir deste conjunto de informações, a CNE faz um estudo para determinar as áreas de distribuição típicas (áreas com valores agregados de distribuição semelhantes entre si)[5] e o apresenta seis meses antes de iniciar vigência das novas tarifas. Assim, as empresas dispõem de um período de 15 dias para avaliar e submeter observações. Por sua vez, a CNE tem mais 15 dias para decidir se aceita ou não as observações e entregar as bases definitivas[6].

Em seguida, a CNE encarrega uma empresa consultora para calcular um custo de serviço para cada área típica a partir de uma empresa eficiente do grupo. Paralelamente, as empresas distribuidoras podem também recorrer a outras consultorias para fazerem seus próprios cálculos de custos. Ao final, a CNE e cada empresa apresentam o VAD obtido em seus respectivos estudos e é realizada uma média ponderada, dando um peso de 2/3 (dois terços) ao valor determinado pela CNE e 1/3 (um terço) ao valor determinado pela distribuidora. Por fim, a CNE

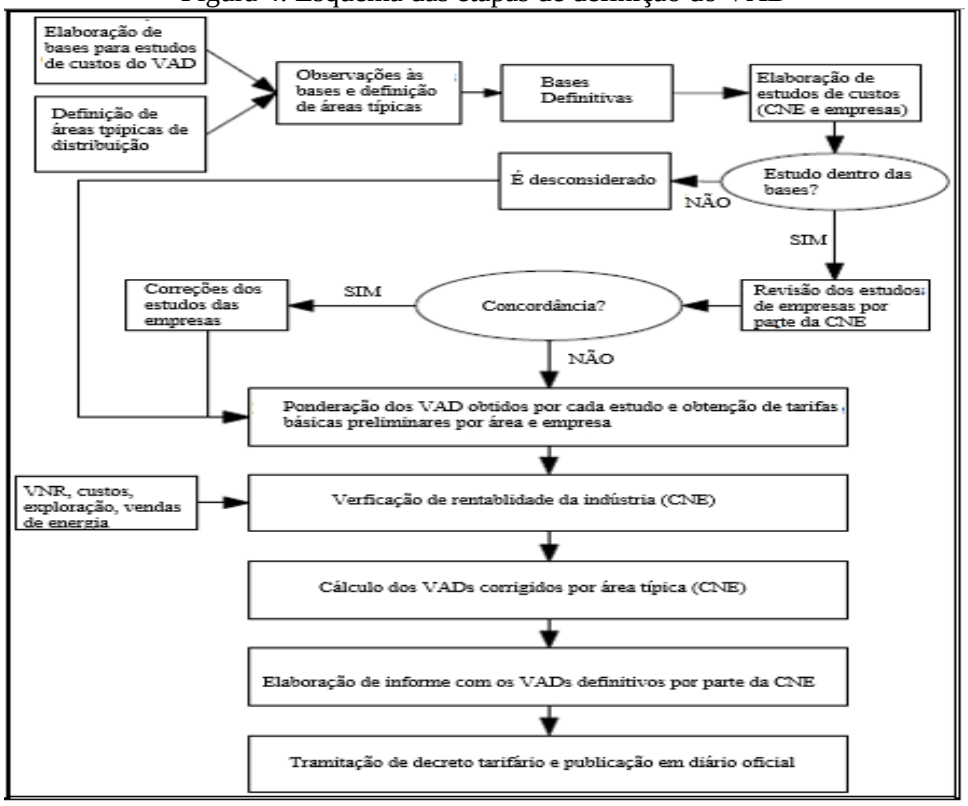
vi. ATD 6 (COOPREL, EDELAYSÉN, COELCHA, TIL TIL, COPELEC, EMELCA, CRELL, SOCOEPA, COOPERSOL e SASIPA)

[5] A metodologia para definição das áreas típicas é detalhada no documento CNE (2015)

[6] Disponível em: <https://www.cne.cl/>. Acessado em: dezembro de 2018

estima a rentabilidade agregada do conjunto das instalações de distribuição como se fossem uma só empresa. Conforme a legislação vigente, a rentabilidade deve estar entre 6 e 14%, caso contrário, as tarifas devem ser ajustadas (CNE, 2016).

Figura 4: Esquema das etapas de definição do VAD



Fonte: Adaptado a partir de DROGUETT (2004)

No estudo PUC-CNE (2007), é realizada uma análise crítica sobre o desempenho da regulação chilena para o setor, com vista a identificar aspectos a serem aprimorados. De acordo com o estudo, com o passar dos anos, verificou-se que os *drivers* de custos não estão relacionados apenas às áreas de fornecimento atendidas pelas empresas, mas também às suas condições geográficas, climáticas, de número de clientes rurais e urbanos, de estrutura, de propriedade, entre outros aspectos. Este reconhecimento simplificado das diferentes realidades impostas às distribuidoras impossibilita que certas eficiências obtidas não cheguem aos consumidores na forma de menores preços e tarifas, além de gerar inconsistências nos mecanismos de incentivo e penalização às distribuidoras. Com isso, os processos tarifários têm apresentado vários problemas ao longo do tempo, acarretando em diversas divergências a serem enfrentadas pelo regulador frente aos interesses das distribuidoras e da sociedade. Dentre os temas que geram embates no setor, está a questão das perdas de energia, incorporadas no cálculo do VAD.

2.2 TRATAMENTO REGULATÓRIO DS PERDAS NO CHILE

O custo das perdas, equivalente à energia comprada pela distribuidora menos a energia vendida aos clientes, é imposto parcialmente aos clientes, de forma a incentivar a distribuidora a reduzir o nível de perdas. Assim, em geral, é estabelecido um nível de perdas reconhecido ou permitido (LLONA, 1999). Estes valores reconhecidos pela agência reguladora para cada nível de tensão e são diferenciados entre as empresas, em virtude de cada empresa de serviços se deparar com uma realidade distinta, dependendo do tipo de cliente que serve e das características da área de concessão.

Em geral, a metodologia aplicada é desenvolvida por uma empresa de consultoria contratada, a qual deve explicitar e fundamentar o método, considerando critérios de otimização dos recursos de forma a representar o esforço no combate às perdas. Não obstante, a metodologia utilizada pelo consultor deve refletir a gestão de uma empresa eficiente e conter os fundamentos que a justifiquem. Para isso, o reconhecimento das perdas técnicas é definido a partir de estudos de fluxos das linhas e balanços de energia. Por sua vez, as PNT são consideradas por meio de um acréscimo percentual sobre as perdas na rede de baixa tensão, referente a um valor residual de furto cuja a eliminação não seja economicamente viável. Além disso, a consultoria deverá estimar os custos das políticas de controle que correspondentes a empresa eficiente, por meio dos custos de investimento, manutenção e administração associados e consistentes com os valores de furto apresentados (CNE, 2015).

A consideração das perdas na tarifa é feita por meio de fatores, denominados fatores de expansão de perdas, os quais são definidos para cada área típica e para cada ano do período tarifário, sendo incorporados através do VAD. O cálculo de definição destes fatores é feito a partir de informações retiradas do balanço de energia e potência da área típica, o qual inclui a discriminação dos valores de perdas nos transformadores, nas linhas de distribuição, nas conexões e nos medidores.

Portanto, verifica-se que as perdas de energia e potência são o resultado da aplicação de um cálculo analítico de perdas correspondentes à cada hora de demanda máxima do sistema de distribuição e em cada nível de tensão do sistema. Para cada um dos anos do horizonte de tarifação, o cálculo deverá ser feito para cada um dos alimentadores de distribuição de alta tensão do sistema, tendo em conta o transformador de distribuição secundária como a mínima representação dos consumos. As perdas de distribuição do sistema de baixa tensão deverão seguir modelagem ou metodologia específica de cálculo, considerando as configurações da área típica (CNE, 2015).

Independentemente, dos fatores de perda de expansão estipulados, as distribuidoras poderão ainda solicitar à CNE o reconhecimento de parâmetros distintos de acordo com as particularidades dos determinantes de furto residual de energia em comparação com os resultados dos estudos desenvolvidos. Para isso, a empresa necessita atender às seguintes condições (CNE, 2016):

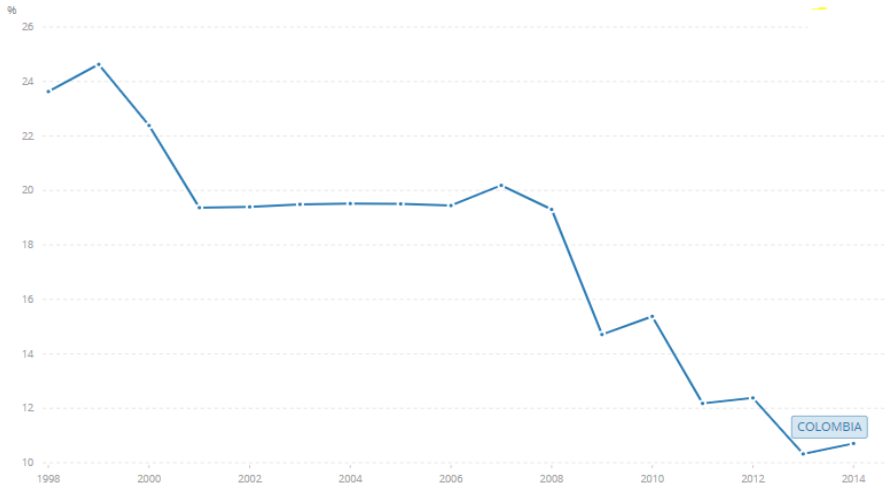
i. Executar planos de ação que deverão ser comunicados previamente à CNE e à SEC, indicando: medição das condições iniciais e finais esperadas para o nível de furto, metodologia de medição, custos do plano e resultados esperados em termos de energia e potência a recuperar e suas respectivas valorizações;
ii. Comunicar à CNE e à SEC, anualmente, antes do dia 30 de junho, os resultados dos planos de ação realizados, indicando: medição das condições iniciais e finais alcançadas para o nível de furto, metodologia de medição utilizada, custos finais do plano e resultados obtidos em termos de energia e potência a recuperar e suas respectivas valorizações.

Para fazer um pedido de revisão dos fatores de expansão de perdas, as empresas acreditam que, uma vez que "planos de ação" foram feitos, o roubo residual é maior do que o considerado nos estudos e que a realização de qualquer outro plano de ação não é uma medida rentável. A medição dos efeitos dos planos de ação deverá ser realizada por um auditor externo independente. As empresas entregam à CNE as informações auditadas e demais antecedentes que julguem relevantes, que servirão de base para a realização de um novo cálculo dos fatores para o resto do período tarifário. A atualização dos fatores de expansão de perdas poderá ser efetuada anualmente em função de novos antecedentes apresentados pelas empresas concessionárias (CNE, 2016).

3 COLÔMBIA

Com um território de 1.141.748 km², dividido entre 32 departamentos e 1.101 municípios, a Colômbia é o quinto maior país da América Latina (REIS, 2013). No início do atual modelo do setor elétrico colombiano, em 1998, as perdas globais de energia elétrica no país estavam em cerca de 24%, segundo a média das empresas de fornecimento de eletricidade do país. De acordo com a Figura 5, este valor seguiu uma trajetória descendente e, em 2014, estava entre 10% e 11%.

Figura 5: Evolução das perdas totais de T&D no setor elétrico da Colômbia.



Fonte: Dados do Banco Mundial[7]

Evidentemente, estes valores representam a média nacional, o que significa que nem todas as empresas obtiveram esta redução significativa. Entretanto, é inegável o ganho em termos de redução de perdas para o setor, em função do tratamento aplicado ao tema. Por este motivo, torna-se relevante estudar o tratamento regulatório das perdas na Colômbia.

3.1 ASPECTOS RELACIONADOS AO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NA COLÔMBIA

O modelo da regulação tarifária colombiano baseia-se nos fundamentos de *Revenue Cap*, aplicado por meio de ciclos tarifário de 5 anos, com a possibilidade de realização de auditorias anuais. Para os consumidores do mercado regulado, o sistema de tarifas de energia elétrica estabelece uma divisão das áreas urbanas em seis estratos socioeconômicos, vide o

[7] Disponível em: < https://data.worldbank.org/>. Acessado em dezembro 2018

Quadro 1. O estrato 4 é considerado neutro. Por sua vez, os consumidores residentes de áreas mais pobres com baixo consumo (estratos 1, 2 e 3) têm sua tarifa subsidiada pelos consumidores que têm maior poder aquisitivo e que consomem mais (estratos 5 e 6) e pelos consumidores dos setores comercial e industrial, que pegam uma contribuição de 20% sobre o custo de prestação de serviço. Para a concessão do benefício, é considerado o consumo básico de referência de subsistência no valor de 184 kWh por mês (CPFL et al., 2014).

Quadro 1: Composição da tarifa de energia elétrica para usuários regulados, segundo estrato ou setor

TIPO DE USUÁRIO REGULADO	COMPOSIÇÃO DA TARIFA
Usuário residencial do estrato 1	CU - subsídio (até 60% do CU)
Usuário residencial do estrato 2	CU - subsídio (até 50% do CU)
Usuário residencial do estrato 3	CU - subsídio (até 15% do CU)
Usuário residencial do estrato 4	CU
Usuário residencial dos estratos 5	CU + contribuição (até 20% do CU)
Usuário residencial dos estratos 6	CU + contribuição (até 20% do CU)
Usuários industriais e comerciais	CU + contribuição (até 20% do CU)

Fonte: Elaboração própria a partir de (ESPINASA et al., 2017a).

O termo CU representa o custo unitário de prestação de serviço, composto por uma componente fixa, a qual objetiva remunerar as atividades realizadas pelo comercializador para fornecer a energia ao usuário final, e outra variável, a qual depende do consumo de energia de cada usuário. A componente fixa é denominada "*Costo Base de Comercialización*" e independe do consumo pois está relacionada à disponibilização do serviço. Por sua vez, a componente variável depende do consumo pois considera gastos de geração, transmissão, distribuição, perdas de T&D reconhecidas, custos adicionais por efeito da operação de usinas geradoras mais caras para cobrir restrições da rede, além de custos para cobrir a margem de comercialização (CREG, 2012).

Na equação que compõe o custo unitário, destaca-se a parcela, PR, relativa às perdas reconhecidas pelo regulador, incorporando tanto a componente técnica, quanto a componente não técnica (CREG, 2011a). Os Operadores da Rede têm capacidade de gestão sobre as perdas técnicas, pois são responsáveis pelo planejamento e operação do sistema. Eles também podem gerenciar parte das PNT associadas a conexões ilegais. Entretanto, as PNT relativas à gestão comercial, faturamento, falhas de medidores, etc. são designadas à atuação dos Comercializadores. Por isso, para as PNT, determina-se que a responsabilidade seja dividida entre os dois tipos agentes.

Portanto, a atuação do regulador consiste em buscar definir níveis de perdas para os negócios de distribuição e comercialização para incorporá-las na metodologia de cálculo dos custos unitários de prestação do serviço e das taxas de uso do sistema de distribuição para cada período regulatório. O valor correspondente às perdas reconhecidas para cada OR está incluído no encargo pela utilização dos sistemas de distribuição, que é cobrado na tarifa pelo comercializador e repassado para o OR. No caso de consumidores livres, as perdas definidas pelo regulador são impostas apenas sobre as taxas de distribuição, sendo as perdas de comercialização negociadas nos contratos bilaterais.

3.2 TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS PERDAS NA COLÔMBIA

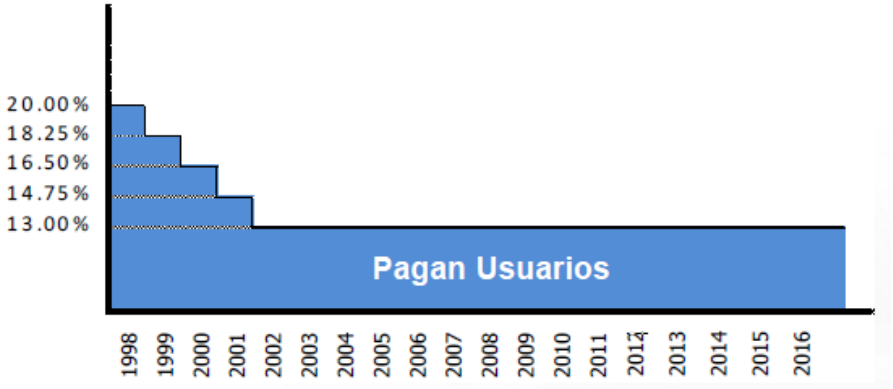
A incorporação das perdas na tarifa tem como princípio o fato de que algumas perdas estão além da capacidade de gestão das distribuidoras e comercializadoras e, por isso, devem ser ressarcidas às empresas. O nível eficiente de perdas a ser reconhecido na tarifa pelo regulador deve considerar o *trade-off* existente entre o custo das perdas e o custo de investimento no combate a elas. Com a aplicação do critério de eficiência de perdas, o CREG considera possível atingir os seguintes objetivos (ASOCODIS, 2004):

- Reconhecer que na estrutura de custos existe um nível ótimo de perdas, levando em conta as características da rede existente.
- Reconhecer a existência de diferenças nas perdas devido a efeitos topológicos entre redes urbanas e rurais.
- Reconhecer que a estrutura de custos tem um nível de PNT economicamente incontroláveis.
- Não transfira para o usuário os custos associados às ineficiências das empresas.
- Estabelecer um nível de perdas que permita sinais de eficiência para estes. Através deste sinal, essas empresas podem definir a estratégia para maximizar sua lucratividade.
- Atribuir responsabilidades ao distribuidor e ao profissional de marketing na gestão e controle de perdas.
- Estabelecer critérios para o tratamento de perdas acima do nível de eficiência.

O modelo de mercado atual do setor elétrico colombiano começou em 1998. Neste momento, o regulador definiu um processo de transição para o reconhecimento das perdas de energia elétrica considerando um valor único para todas as distribuidoras. A Figura 6 ilustra a

evolução deste reconhecimento de perdas, na qual nota-se que desde 2001 até hoje, o valor deveria se manter em 13%.

Figura 6: Evolução das perdas reconhecidas pelo regulador



Fonte: **(RA CONSULTORES, 2011)**.

No início, a regulação era bastante simplificada. O reconhecimento dos valores de investimento era definido com base na discussão com os agentes e os valores de perdas aceitos eram baseados na média nacional. Na época, a média nacional de perdas totais era de 25%, portanto o regulador considerou razoável estabelecer o valor de 20% de reconhecimento e fixar valores decrescentes para os anos seguintes, conforme estabelecido na resolução CREG 99 de 1997 (CREG, 1997).

Com esta estratégia, o regulador esperava que, em alguns anos, a média nacional de perdas fosse reduzida para 13%, o que não aconteceu. Por volta do ano de 2001, a média nacional ainda estava em 18% e, somente uma empresa, a CODENSA, conseguiu atingir perdas abaixo do valor regulatório. Como consequência, o regulador reconheceu que a meta imposta não era exequível e fixou a meta no valor de 12,75%, correspondente às perdas da empresa com menor perda na época, conforme definido na Resolução CREG 159 de 2001.

Posteriormente, algumas tratativas foram realizadas no intuito de tentar definir metas específicas para cada empresa. A Resolução CREG 082 de 2002 estabeleceu níveis de perdas para cada empresa com base na composição de seu mercado, segregando em urbano e rural (CREG, 2002). Depois, a Resolução CREG 097 de 2008 definiu o uso de perdas para cada empresa estimado a partir das simulações do sistema de cada OR (CREG, 2008). Entretanto, o reconhecimento não poderia ser superior a uma meta nacional de 12,75%. Mesmo uma empresa com alta perda recebia 12,75% de reconhecimento na tarifa, não havendo nenhuma flexibilização. Neste contexto, apenas 5 empresas, incluindo EPM e CODENSA, conseguiam atingir níveis abaixo deste valor estabelecido. Em 2012, o regulador verificou o caso destas empresas para reduzir o reconhecimento nas tarifas, para isso, avaliou o histórico das empresas

e fixou um valor exclusivo a cada uma, de forma discricionária. No caso da CODENSA, o reconhecimento reduziu para 10,4%, o que ainda assim está acima das atuais perdas reais da empresa, as quais estão em 8,75%. Para a EPM, dados do ano de 2016 mostram que o grupo atinge conjuntamente o valor de 8,9% da energia injetada, obtido a partir do resultado das 5 empresas: EPM 7,6%; EDEQ 8,2%, CHEC 8,5%, ESSA 12,2% e CENS 13,6%.

É importante destacar que o indicador de perdas regulatórias é tratado de forma global, considerando 4 níveis de tensão do sistema de distribuição colombiano e incorporando, para o nível de tensão mais baixo, perdas técnicas e não técnicas. Em outras palavras, apenas no Nível Tensão 1, equivalente aos níveis menores do que 1kV, o regulador reconhece índices de PNT, adicionalmente ao índice de perdas técnicas[8]. Para a formação de critério de eficiência, esta distinção é fundamental, dado que os tratamentos devem ser distintos para perdas relacionadas a características topológicas da rede e perdas relacionadas à gestão empresarial.

Na prática, as perdas eficientes são compostas pela totalidade das perdas técnicas mais uma pequena fração para cobrir as PNT, dadas em função de ser mais custoso recuperá-las do que, simplesmente, assumir o valor da energia furtada ou não faturada. As empresas que apresentem valores de perdas superiores ao das perdas eficientes não podem repassar este valor extra para as tarifas e, consequentemente, devem assumir financeiramente o custo de aquisição das perdas.

As perdas eficientes técnicas são definidas com base em cálculos de rede típica, enquanto as PNT são obtidas em função de uma equação que descrever as PNT a partir de parâmetros de cada empresa relacionados aos quilômetros de linhas rurais e ao atendimento de usuários em áreas especiais. Esta equação é descrita a seguir:

$$PNT_{j,1} = 2{,}9270313 + LR_j * 9{,}61323 * 10^{-5} + 1{,}5 * \frac{Eae_j}{Eae_{máx}}$$

onde:

- LR_j: km de linhas rurais de nivel de tensão 2;
- Eae_j: energia entregue aos usuários em áreas especiais;
- $Eae_{máx}$: valor máximo de energía entregue a usuários em áreas especiais.

[8] O nível de tensão 1 corresponde a menor faixa de tensão de atendimento, logo é o segmento da rede com maior influência das PNT. Para o nível de tensão 4, os índices de perda são calculados mensalmente pelo *Liquidador y Administrador de Cuentas* (LAC) com o balanço energético resultante do que é indicado pelas fronteiras comerciais. Quando aos níveis 2 e 3, são calculados uma média e um desvio-padrão dos índices de perda aprovados para todos ORs. Aqueles que apresentarem índice superior à soma da média com o desvio-padrão deverão apresentar um estudo de perdas técnicas (CREG, 2018).

Esta equação foi estabelecida a partir de regressão entre as perdas verificadas nas empresas e variáveis consideradas como determinantes para estas perdas. A introdução de parâmetro relativo à extensão da rede rural indica que uma parte significativa das perdas está associada ao maior custo de combate a perdas nestas áreas. Na Colômbia, todas as 31 distribuidoras possuem território repartido entre urbano e rural, com exceção de duas distribuidoras totalmente urbanas. Por isso, a formulação das perdas eficientes considera a extensão da rede rural.

O fator determinante para isso é o fato de estas áreas corresponderem a zonas afastadas que são atendidas por redes de grande extensão e menor controle das distribuidoras, tornando-se alvo de conexões ilegais, sobretudo, de fábricas clandestinas, como indústrias de plástico, de acordo com informações obtidas em entrevista com as empresas distribuidoras colombianas. Por sua vez, a influência do parâmetro relativos às áreas especiais (Eae) está associada às características predominantes para classificação destas áreas. De acordo com o decreto do MME nº111 de 2012, os critérios utilizados para definir áreas especial estão baseados em 3 categorias (MME, 2012):

i. Áreas rurais de menor desenvolvimento[9]
ii. Bairros subnormais[10]
iii. Zonas de difícil gestão[11]

Destaca-se que nos critérios utilizados não há nenhuma consideração em relação ao grau de violência verificados nas localidades, o qual possa vir a impedir a atuação da distribuidora. Por isso, no sul do país, há zonas de produção de cocaína que possuem gangues que exercem poder paralelo no local e impedem a operação das empresas, no entanto, algumas não são

[9] Área pertencente ao setor rural de um município ou distrito que reúne as seguintes características: (i) apresenta um índice superior a 54,4 no indicador de *Necesidades Básicas Insatisfechas*, publicado pelo *Departamento Administrativo Nacional de Estadística*, e (ii) está conectada ao circuito de alimentação por meio do qual é fornecido o serviço público de energia elétrica.

[10] Assentamento localizado em cabeceiras de municípios ou distritos que reúne os seguintes requisitos: (i) que não tenha serviço público domiciliário de energia elétrica ou que obtenha energia através de derivações do SDL, efetuadas sem aprovação do respectivo OR; (ii) que não sejam áreas onde o serviço público de distribuição de eletricidade deva ser suspenso, de acordo com o artigo 139.2 da Lei 142 de 1994, a regulamentação da Lei 388 de 1997 e, em geral, naquelas áreas onde é proibido prestar o serviço, e iii) Certificação do Prefeito Municipal ou Distrital ou da autoridade competente na qual a classificação e existência dos Bairros Subnormais é estabelecida, devendo ser emitida dentro de 15 dias após a data do respectivo serviço solicitado pelo OR.

[11] Conjunto de usuários localizados em uma mesma área geográfica conectada ao Sistema Interligado Nacional, delimitada eletricamente e que, durante o último ano, apresentou continuamente uma das seguintes características: (i) Empréstimo vencido há mais de noventa dias por parte de 50% ou mais dos usuários dos estratos 1 e 2 pertencentes à área, ou (ii) Níveis de perdas de energia superiores a 40% em relação à energia de entrada para o SDL que atende exclusivamente a esta área. Para ambos os eventos, os indicadores serão medidos como a média móvel dos últimos 12 meses. Da mesma forma, o Comercializador de Energia Elétrica deve demonstrar que os resultados da gestão de carteiras e perdas foram negativos por razões não atribuíveis à própria empresa

enquadradas como áreas especiais. Configurando-se um problema sem solução aparente para as distribuidoras destes locais.

A classificação de zonas especiais também é utilizada para a política do governo de subsídios na tarifa de energia, através do FOES (Fundo de Energia Social). Portanto, a definição destas áreas tem implicações nas perdas, na tarifa e no pagamento. Como resultado, observa-se que a política do governo em fornecer subsídio adicional a estas áreas obteve resultado negativos, dado que passou a financiar não só o consumo como também as perdas. Por isso, este subsídio está sendo revisto.

O caso mais relevante do insucesso deste subsídio é a experiência da distribuidora ELECTRICARIBE (ECA), que atua na região de Barranquilla e Cartagena. A empresa possui condições econômicas similares a outras áreas, porém recebeu forte processo migratório sem a devido suporte e planejamento do Estado. Em consequência, os índices de perdas foram deteriorando e, por conta da política de subsídios, a distribuidora perdeu o incentivo em combater estas perdas em área especiais, as quais proliferaram na região. Atualmente, a região de atuação da ECA contempla 80% das áreas especiais do país (SSPD, 2017). De acordo com informações obtidas em entrevista com a SSPD, no início da regulação do setor, a empresa possuía cerca de 30% de perdas, conseguiu reduzir para cerca de 20%, porém a reversão do cenário socioeconômico, associada ao impacto negativo da política de subsídios, aumentou o índice de perdas de forma descontrolada.

Talvez, este caso crítico da ECA tenha sinalizado ao governo a necessidade de revisar a política de tratamento regulatório das perdas, sendo um tema importante para a reestruturação atual do setor. Neste contexto, está em curso, uma reestruturação da regulação do setor elétrico colombiano por meio da resolução CREG 015/2018. No que tange às perdas de energia, a resolução introduz alterações significativas. A CREG 015/2018 já está em vigência, entretanto, atualmente, há um processo administrativo, no qual as empresas têm solicitado uma avaliação individual de cada caso tarifário.

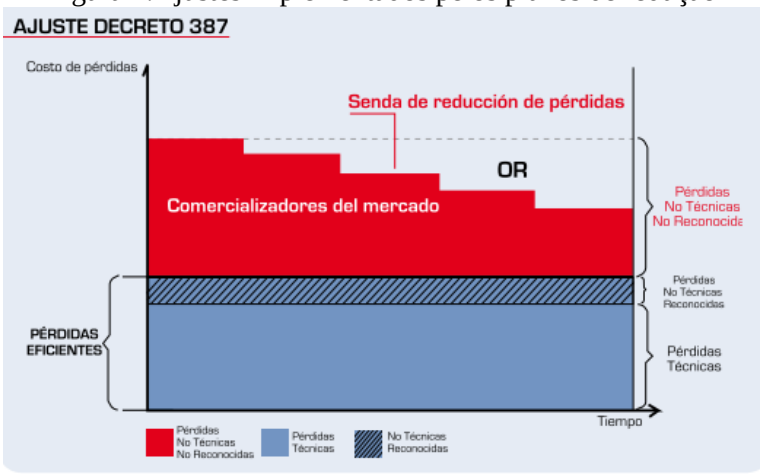
Apesar da recente implementação, as bases regulatórias desta Resolução passaram a ser discutidas em 2007, quando o governo colombiano, no intuito de auxiliar as empresas que apresentam valores acima dos eficientes, expediu o Decreto 387/2007, modificado pelo Decreto 4977 de 2007. Os temas estabelecidos pelo decreto consistiam em incentivar a implementação de plano de redução de perdas pelas empresas, reconhecer aos OR os custos eficientes destes planos, e transferir aos usuários o custo eficiente dos planos. Com isso, cada agente deveria apresentar um plano de combate às perdas para ser aprovado pelo CREG e incorporado na tarifa (ROMERO; VARGAS, 2010).

Em cumprimento ao decreto, a CREG desenvolveu as seguintes ações (CREG, 2011b):

- Aprovou a Resolução CREG 119 de 2007, na qual consta a fórmula de cálculo do Custo Unitário de prestação de Serviço e incluiu uma variável para efetivar a cobrança aos usuários pelos planos de redução de perdas
- Publicou a Resolução CREG 184 de 2010, na qual busca-se definir a metodologia de estabelecimento dos planos de redução de PNT nos sistemas de distribuição

A partir disso, a CREG propunha contemplar 3 aspectos fundamentais envolvendo uma metodologia para estabelecer os planos de redução de perdas, uma proposta de alteração da variável relativa a cobrança aos usuários regulados e uma proposta para ajustar a normativa vigente relativa às obrigações dos comercializadores. A Figura 7 ilustra a contribuição dos planos no reconhecimento das perdas, a qual basicamente consiste em reconhecer o custo de investimento em medidas de combate às perdas que garantam o comportamento de redução demarcado pela área em vermelho na figura (CREG, 2011b).

Figura 7:Ajustes implementados pelos planos de redução



Fonte: (CREG, 2011b)

Evidentemente, os planos de redução deverão promover uma trajetória descendente de diminuição de perda no tempo. A trajetória de redução das metas de perdas de cada ano deve cumprir com a seguinte condição (CREG, 2018):

$$IPTS_{j,t} - IPTS_{j,t+1} < 0{,}4 * \left(IPT_{j,0} - IPTS_{j,9}\right)$$

onde:

- *$IPT_{j,0}$: índice de perdas totais do mercado atendido pelo OR j no início do plano;*
- *$IPTS_{j,t}$: indice de perdas totais da trajetória proposta pelo OR j no ano t.*

É preponderante esclarecer que submetem o plano de redução de perdas somente as empresas que apresentaram perda superior ao estabelecido pelo regulador para o nível de tensão 1. Por conta das diferenças no cumprimento das metas por parte das empresas do país, a CREG estabeleceu um tratamento regulatório diferenciado para as empresas em função do nível de perdas reais estar acima, ou abaixo, da meta. As empresas abaixo da meta são ditas "em manutenção de perdas", por isso, não são cobradas de ter planos de redução de perdas e recebem o reconhecimento dos gastos de manutenção das perdas nos níveis verificados, ou seja, são informados gastos de O&M específicos para perdas. Afinal, apesar de estarem abaixo da meta, é necessário um investimento contínuo a ser reconhecido pelo regulador, dado que pela ordem natural as perdas sempre tenderão a crescer caso nada seja feito Por sua vez, as empresas acima do valor fixado, denominadas "em redução de perdas", têm a obrigação de apresentar plano de redução das perdas, o qual será aprovado pelo órgão regulador. Estes planos estão sendo discutidos desde 2012 na resolução 172, no entanto esta resolução nunca entrou em vigor.

Com a promulgação da Resolução CREG 015 de 2018, configura-se a consolidação deste processo de reconhecimento dos custos associados aos planos de redução. A resolução estabelece como o ponto de partida para a trajetória de perdas das empresas, os índices verificados no ano de 2017 para cada empresa. A trajetória de redução pode ultrapassar o ciclo tarifário e espera-se que durante este período as empresas reduzam suas perdas a níveis eficientes e, ao finalizar o período, os usuários sejam beneficiados pela diminuição das perdas mediante o pagamento de uma menor tarifa.

No âmbito da implementação dos planos, a empresa fica responsável pela execução do plano e efetua a valoração das atividades a serem realizadas para apresentar uma proposta de valor correspondente ao plano à CREG. Uma vez que seja apresentado o plano, este deve ser aprovado e executado. Caso verifique-se que a empresa não está tendo êxito no atingimento das metas, a remuneração reconhecida do plano fica, em um primeiro momento, suspensa, embora o plano siga em andamento. No período de avaliação seguinte, se houver reincidência no não cumprimento da meta, o reconhecimento é cancelado. A avaliação deste processo é semestral por meio de uma entidade independente que calcula o nível de perdas alcançado por cada empresa e compara com o nível acordado.

Para a aprovação do valor proposto para o plano, a CREG realiza a análise de eficiência com base no desenvolvimento de modelos matemáticos que descrevem os custos eficientes. Por fim, o custo eficiente calculado é autorizado para incorporação na cobrança de tarifa feita aos usuários. Neste processo, a CREG conta com a informação dos custos e atividades executadas por empresas que desenvolveram os planos e obtiveram bons resultados. Dentre as inovações,

está o uso de modelos em redes neurais, alimentados com dados históricos das empresas, para calcular os valores eficientes de perdas e investimentos para redução. O modelo, desenvolvido pela *Universidad Tecnológica de Pereira – UTP*, determina qual o investimento para reduzir as perdas e qual a perda eficiente (ISAZA, 2011).

A lógica utilizada para construção do modelo é descrita em ISAZA (2011). Basicamente, o modelo usa como input o histórico das empresas para rodar uma lógica em redes neurais e obter as trajetórias de perdas e os investimentos associados. Dentre as variáveis utilizadas menciona-se dados históricos relativos a consumo e elasticidade da demanda, investimento por kWh, energia recuperada, tamanho da rede, crescimento vegetativo, entre outros. O modelo é totalmente disponibilizado pela CREG para acesso online, permitindo as empresas realizarem simulações antes de propor os planos ao regulador. O manual de acesso ao modelo é descrito em CREG & UTP (2017).

A partir dos cálculos do modelo, a tabela 7 na página 146 da CREG 015/2018, apresenta os valores a serem reconhecidos como ponto de partida das trajetórias de redução. Os valores são apresentados segundo o nível de investimento na rede e o índice de perdas verificado no início do período, definido pelo Resolução como o ano de 2017. Com base na tabela, se uma empresa investe mais de 7% da sua base de ativos anual, o regulador sempre irá reconhecer o total de perdas reais referentes ao ano de 2017.

Em resumo, a aprovação dos planos de gestão de perdas considera os seguintes aspectos (CPFL et al., 2015):

a) Custos eficientes do plano, formados por investimentos, custos e gastos aprovados pelo operador de rede para esta finalidade;
b) Remuneração do plano de redução de perdas que é aplicável somente nos mercados de comercialização que apresentem perdas de energia elétrica superiores às perdas reconhecidas no nível 1 de tensão à data de entrada de vigência da metodologia;
c) Remuneração dos custos de operação de manutenção das perdas é aplicável aos operadores de rede que apresentarem índice de perdas para o nível de tensão 1 abaixo do reconhecido na data de corte do período tarifário ou para os que apresentarem níveis de perdas aprovados para o nível de tensão 1;
d) Remuneração dos planos de redução de perdas depende do cumprimento das metas aprovadas pelo operador de rede. Em caso de não cumprir as metas, será necessário devolver os recursos obtidos com esse fim;

e) No caso de consumidores regulados, a remuneração será incorporada à tarifa, através de tarifa de uso do sistema e pelo custo unitário do serviço prestado e, no caso dos consumidores livres, os custos são incorporados às tarifas de acesso à rede, através dos encargos de uso e pelo custo unitário de prestação de serviço.

Segundo a Resolução CREG 119 de 2007, o custo relativo aos planos é incluído na tarifa como uma parcela da componente PR, conforme mostra a equação a seguir:

$$PR_{m,n,i,j} = \left(\frac{G_{m,i,j} * \left(IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1} \right)}{1 - \left(IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1} \right)} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + CPROG_{j,m} \right)$$

Onde:

- $G_{m,i,j}$ *: Custos de compra de energia ($/kWh) do comercializador varejista i, no Mercado de Comercialização j, para o mês m;*
- $IPRSTN_{m-1}$ *: percentual correspondente às perdas de energia pelo uso do STN durante o mês m-1;*
- $IPR_{n,m,j}$ *: percentual das perdas de energia eficientes reconhecidas pelo regulador para o Mercado de Comercialização j, no mês m, acumulados até o nível de tensão n do sistema de distribuição respectivo;*
- T_m *: encargos por uso do STN ($/kWh) para o mês m;*
- $CPROG_{j,m}$ *: custo ($/kWh) decorrente do plano de redução, do Mercado de Comercialização j, no mês m.*

O primeiro termo da equação anterior está associado com as perdas da geração e o segundo com as perdas da transmissão. Os índices IPR e IPRSTN são obtidos para cada nível de tensão com base nos cálculos apresentados, respectivamente, nas seções 7.1 e 7.2 da Resolução CREG 15 de 2018. A terceira parcela representa a fração sobre o total anual do custo do programa que cada comercializador deve receber de acordo com sua participação no total de vendas de energia no mercado, descrita na equação pelo termo CPROG. As empresas que estiverem dentro da meta, terão a variável $\mathrm{CPROG_{j,m}}$ zerada. Os detalhes de cálculo deste termo estão apresentados no item 7.3.5.1 da Resolução CREG 15 de 2018.

Portanto, observa-se que, com a chegada da resolução CREG 015/2018, o regulador cria uma forma de incentivo para as empresas de acordo com o nível de investimento que realizam na rede de distribuição. Além disso, a partir de uma linha de corte baseada uma meta no âmbito nacional, a regulação trata diferenciadamente empresas caso estejam acima ou abaixo deste valor de referência. Esta é uma consideração importante na medida em o regulador reconhece que os desafios são bastantes distintos devendo ser encarados de acordo com a realidade de desempenho de cada grupo de empresas.

Como fragilidades da regulação colombiana, identifica-se que, na definição das perdas reconhecidas, não há uma abordagem significativa a respeito da influência de fatores socioeconômicos. O estudo de ASOCODIS (2004) realiza uma abordagem estatística sobre os determinantes das perdas de energia na Colômbia e afirma haver uma clara relação destas com variáveis que refletem as condições econômicas, assim como, com o nível de investimentos na rede elétrica. Para descrever as perdas, o estudo de ASOCODIS mostra ser estatisticamente significativo o uso de três variáveis: uma variável de gestão da empresa, relativa ao percentual de usuários sem medição; uma variável de condição do mercado, relativa ao percentual de usuários nos estratos sociais 1 e 2; e uma variável combinada, relativa ao investimento em recuperação de perdas.

Apesar de fatores socioeconômicos estarem presentes no estabelecimento das "áreas especiais", que por sua vez influem na determinação da meta de perdas, identifica-se que o tema poderia ser mais aprofundado, inclusive, considerando a dimensão de fatores associado ao tema da violência. Além desta fragilidade, verificou-se que algumas discussões ainda estão em aberta, como o caso da necessidade de definição de um ponto de equilíbrio entre a remuneração baseada nos investimentos ou a remuneração baseada no total de perdas[12] para as empresas com status "em redução de perdas". Esta indefinição surgiu após algumas destas empresas apresentarem plano de redução prevendo a instalação de 100% de medição por *Smartmeter,* o que acarretaria em um custo muito elevado para o regulador. Como alternativa o regulador defende que os ativos de equipamentos elétricos não devem ir para o plano de redução de perdas, pois já são considerados na base de ativos da rede.

O posicionamento do regulador é de não subsidiar este tipo de investimento para os planos de redução, uma vez que já está sendo reconhecido um maior valor de perdas para as distribuidoras. Dito isso, a remuneração do plano de redução de perdas deve incorporar apenas os investimentos não elétricos, incluindo medidas técnicas como inspeções em campo, utilização caixas de proteção e mecanismos de detecção. Por outro lado, o uso destes medidores *Smart* pode de fato ser um mecanismo importante para redução das perdas e, pela regulação colombiana, os medidores não estão em base de ativos das distribuidoras, pois eles são pagos pelo consumidor.

[12] A remuneração dos investimentos é feita ativo por ativo, enquanto que a remuneração por perdas é dada por um total de perdas.

4 EL SALVADOR

El Salvador é um país localizado na América Central, com uma população entorno de 6,4 milhões de habitantes. O histórico do país conta com um longo período de guerra civil e, mesmo após este período, os índices de violência seguem alarmantes. Em 2015, o país ultrapassou Honduras como a capital mundial dos homicídios. O número de homicídios a cada 100mil habitantes chega a 82,8, bem acima do Brasil, por exemplo, com 29,5 homicídios/100mil habitantes. A violência é um dos principais motivos para emigração de seus habitantes, muitas vezes ameaçados por facções criminosas, levando 25,9 mil salvadorenhos a sair do país em 2017, de acordo com os dados da Organização das Nações Unidas (ONU). No segundo semestre de 2018, o tema da emigração tornou-se evidente, após a repercussão de notícias a respeito de caravanas de salvadorenhos estarem se deslocando em direção aos EUA[13]. As facções criminosas estão presentes em todos os 14 departamentos regionais do país e controlam bairros inteiros, impondo regras a população por meio de violência (KINOSIAN; ALBALADEJO; HAUGAARD, 2016).

Apesar deste contexto de péssimas condições socioeconômicas, as PNT de energia elétrica não são uma problemática significativa para o país. Os índices de perdas são considerados relativamente baixos em comparação com os demais países da região, conforme verifica-se em JIMÉNEZ *et al.* (2014). Em função do exposto, entender o caso de El Salvador no tratamento das perdas não técnica torna-se relevante.

4.1 ASPECTOS RELACIONADOS AO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA EM EL SALVADOR

A regulação do setor de distribuição salvadorenho determina que a atividade não seja remunerada através de preços formados competitivamente, mas através de tarifas aprovadas pela *Superintendencia General de Electricidad y Telecomuniaciones* (SIGET), órgão regulador do setor. O modelo baseia-se em *Price-Cap* sem aplicação de Fator X e realizando os ajustes apenas com base na inflação[14]. Como regra geral, os distribuidores que atuam como comercializadores devem enviar suas solicitações de tarifas, acompanhadas de um estudo e da documentação que justifique os valores, para a revisão e aprovação do SIGET.

[13] Disponível em: <https://br.reuters.com/article/worldNews/idBRKCN1N20PC-OBRWD>. Acessado em: dezembro de 2018

[14] Atualmente, o índice de inflação no país está estabilizado entorno de 1,38%, muito em função da dolarização da moeda no país.

As tarifas são compostas de três parcelas distintas, denominadas: *Cargo de Comercialización, Cargo por Energía, Cargo de Distribuición.* A primeira parcela, relativa ao *Cargo de Comercialización*, é revisada em processos tarifários a cada 5 anos e, atualmente, corresponde a cerca de 2% do valor final da tarifa. Esta cobrança é efetuada por um valor fixo a cada mês e objetiva remunerar as atividades de relacionamento com o cliente, como faturação, notificação, atendimento, etc. A segunda parcela, relativa ao *Cargo por Energía*, corresponde a maior parte da tarifa, cerca de 80%, afinal representa o repasse integral ao consumidor final, do preço da energia adquirida pela distribuidora, incluindo os encargos do serviço de transmissão. Desta forma, o valor, cobrado para cada unidade de energia (kWh) consumido, está atrelado às negociações bilaterais de compra e venda de energia com os geradores no mercado atacadista (*Mercado Mayorista*), ou mercado de livre negociação. A terceira parcela é o *Cargo de Distribuición*, a qual corresponde a 18% da tarifa final e tem por objetivo remunerar a prestação dos serviços de operação, manutenção e investimento na rede de distribuição, de forma a conceder fundos para garantir a qualidade do serviço aos usuários.

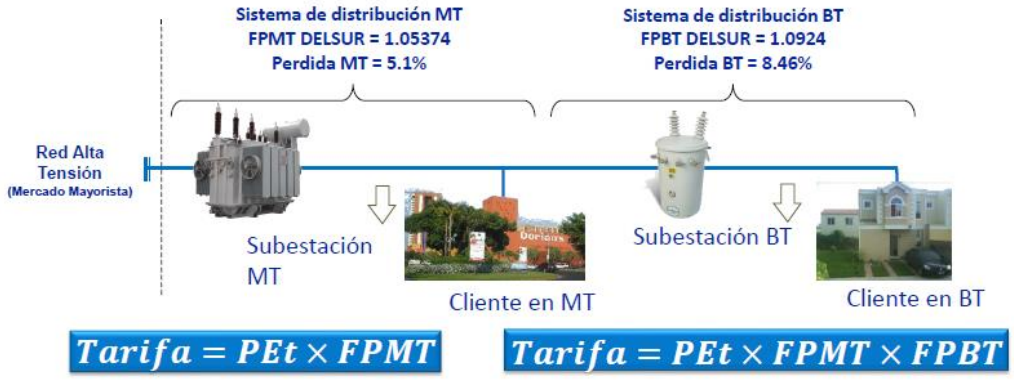
Durante o processo tarifário, as empresas apresentam os valores a serem incluidos no custo após avaliação e aprovação da SIGET. Na parcela de *Cargo de Distribuición*, está incluído fatores correspondentes às perdas a serem reconhecidas na tarifa e a cobrança é efetuada para cada unidade de energia (kWh) consumida. Na seção seguinte, será abordado como são aplicados estes fatores de perdas.

4.2 TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS PERDAS EM EL SALVADOR

Na tarifa regulada paga pelos usuários finais, estão embutidos os valores reconhecidos de perdas de energia repassados aos consumidores, por meio de fatores de perdas que multiplicam o valor da energia adquirida. Com isso, a partir da definição do *Cargo de Energía*, são estabelecidos os valores agregados para a Média e a Baixa Tensões por meio de fatores de perdas respectivos a cada nível de tensão. A Figura 8 ilustra este processo de formação da tarifa final para cada nível de tensão, tomando como exemplo os fatores de perdas definidos para a empresa DELSUR no último ciclo tarifário. Nota-se que, adicionalmente ao preço de energia definido no mercado atacadista, os usuários de MT do mercado varejista pagam um valor ajustado em função do uso da rede de média tensão, definido no exemplo da DELSUR com perdas de 5,1%. Da mesma forma, os usuários de BT, além de pagarem pelo uso das redes MT,

são cobrados por um ajuste adicional referente a rede de BT, estabelecido com perdas de 8,46% para o caso exemplificado.

Figura 8: Aplicação do sfatores de perdas de MT e BT



Fonte: disponibilizado pela DELSUR em visita técnica realizada em Novembro de 2018

Os valores de perda reconhecidos pelo regulador para cada nível de tensão são estabelecidos de acordo com a normativa SIGET 587 de 2012. Em seu artigo 10, fica instituído que serão consideradas no cálculo da tarifa final, o valor de perdas médias de distribuição de energia correspondente ao verificado em uma rede eficiente virtual, calculada para servir de referência. Dito isso, os percentuais máximos reconhecidos de perdas são obtidos por meio de estudos de adaptação do sistema reais de distribuição, mais um valor reconhecido para perdas atribuídas ao furto e a fraude (SIGET, 2012).

Antes desta normativa de 2012, não havia separação entre perdas técnica e PNT. Além disso, para o cálculo da rede eficiente de referência, utilizava-se o termo otimização da rede, ao invés de adaptação. A explicação está atrelada ao fato de que a regulação adotava um processo de otimização matemático entre o custo das perdas e o custo de investimento em combate às perdas para definir as perdas da rede eficiente. Com este esquema, dado que o preço de energia era muito alto, ao utilizar a formulação matemática, o modelo indicava a aplicação de condutores muito largos, o que seria impraticável pelas distribuidoras. A partir das discussões estabelecidas na época, passou-se a utilizar o termo adaptação da rede, ao invés de rede otimizada. O conceito de adaptação defende que o calibre do condutor atual seja capaz de levar carga atual mais a carga projetada para o quinquênio, portanto, não mais comparando os custos da perda e do investimento.

Através dos estudos da rede de distribuição adaptada, são calculados os percentuais máximos de perdas a serem reconhecidos na tarifa. Os níveis de perdas técnicas considerados neste cálculo são obtidos do estudo de adaptação do sistema, com base na rede eficiente de referência. Adicionalmente, para a BT, é considerado um percentual atribuído aos fenômenos

de furto e fraude, cuja a eliminação não seja economicamente factível, ou seja, um percentual adicional referente às PNT. Portanto, regulação de El Salvador considera apenas as PNT a nível de baixa tensão.

Para definir este valor reconhecido de PNT, o regulador propõe realizar uma análise do histórico dos custos envolvidos no combate a estas perdas, como detecção e normalização dos consumidores fraudulentos e clandestinos, além avaliar os níveis de eficácia das ações de combate e os custos da energia perdida. Os critérios utilizados neste cálculo baseiam-se na informação disponível a respeito do comportamento deste tipo de usuário ilegal e dos resultados das medidas de detecção e normalização dos consumos. A regulação define que as PNT reconhecidas não poderão ser superiores a 50% das PNT reais de BT consideradas pelo balanço da empresa. Em outras palavras, as perdas totais reconhecidas não poderão ser superiores a soma das perdas técnicas mais 50% das PNT, ambas calculadas por meio do balanço de energia real da empresa.

Segundo entrevistas realizadas com agentes do setor elétrico salvadorenho, no primeiro momento em que houve o reconhecimento regulatório das PNT, foram verificados índices bastante elevados. Como consequência, o regulador arbitrariamente fixou o reconhecimento máximo de 50% das PNT reais, sendo, portanto, uma decisão exclusivamente política e definida por meio de diálogo com as distribuidoras. Nota-se que com esta regulação, as distribuidoras estão sempre perdendo dinheiro com as perdas, uma vez que apenas metade de suas perdas serão reconhecidas a cada ciclo seguinte.

O resultado deste modelo regulatório mostra que apenas a distribuidora DELSUR conseguiu reduzir as perdas totais, diminuindo o índice total de 9,89% para 9,69%. O restante das distribuidoras, as quais atuam em zonas de menor desenvolvimento econômico do país, obtiveram maiores índices de perdas em relação ao ciclo tarifário anterior[15]. Para estas distribuidoras, não há nenhum tipo de flexibilização para o reconhecimento de perdas, tampouco, o reconhecimento diferenciado dos investimentos em planos redução. Segundo o regulador, ainda que existam regiões com realidades socioeconômicas diferentes, a heterogeneidade da complexidade de atendimento não é tão elevada e as distancias são muito pequenas para justificar um tratamento diferenciado entre as empresas. A reduzida dimensão do setor elétrico salvadorenho, inclusive, é citada como um dos fatores que contribuem para o país possuir baixos índices de PNT.

[15] O primeiro ciclo tarifário em que esta regulamentação foi estabelecida, corresponde aos anos de 2012 a 2017. Atualmente, está em curso o ciclo tarifário que irá de 2018 a 2023

De fato, constata-se que o tema das PNT não é um aspecto preocupante para El Salvador, visto que o país possui índices bastante baixos, sobretudo se comparado com demais países da América Latina. Por conta disso, o tratamento regulatório nunca priorizou estudos aprofundados sobre o impacto real destas perdas. Além da reduzida dimensão física do setor elétrico do país, foram indicados como fatores determinantes para o baixo índice de PNT: uma forte cultura de pagamento dos usuários e a rígida atuação no corte de energia de consumidores irregulares.

O tratamento para inspeção e corte de energia em usuários irregulares segue as diretrizes da normativa SIGET 283 de 2011. Os distribuidores são autorizados a cortar a partir de 2 meses de inadimplência. Este procedimento é rigorosamente cumprido pelas empresas, que, ao constatarem o não pagamento do segundo mês, notificam o usuário com uma fatura a ser paga nos 7 dias seguintes. Caso esta fatura não seja paga, no oitavo dia é efetuado o corte no fornecimento da energia.

Além disso, as empresas podem cobrar o custo de reconexão, além de juros sobre o atraso no pagamento. A distribuidora pode também recuperar o custo da energia não cobrada em até 6 meses, por meio da comprovação da ilegalidade pelo período, a ser aprovada pela SIGET. Para períodos superiores a 6 meses, pode-se realizar a recuperação por via judicial. A dívida adquirida por um usuário não fica vinculada a residência, e sim ao nome do infrator, o que impede que o mesmo possa abrir uma conta em outro local.

Em geral, o judiciário do país responde de forma bastante alinhada com as regras do regulador, não havendo flexibilização legal para o não pagamento pelos usuários. O tratamento penal é respaldado no artigo 211 do Código Penal Salvadorenho, o qual descreve o crime da seguinte forma:

> *"Art. 211.- El que obtuviere o utilizare ilícitamente, servicios públicos de energía eléctrica, agua, telecomunicaciones, tales como telefonía, televisión o internet, o tolerare que otro lo hiciere, será sancionado con uno a tres años de prisión y multa de treinta a cuarenta días multa. Si la utilización ilícita de estos servicios se realizare mediante intimidación, amenazas o violencia en las personas titulares o usuarios de los servicios o de los encargados de la conexión, cobro o mantenimiento, o inmuebles ocupados ilegalmente, la sanción será de tres a seis años de prisión y multa."*

Segundo o regulador, este cenário de rígida atuação na punição aos consumidores irregulares propicia o desincentivo ao não pagamento. Adicionalmente, os consumidores que enfrentem maiores dificuldade para manter o pagamento das contas, podem ainda fazer jus ao uso de subsídios. Desde agosto de 2018, o Estado oferece um subsídio de até 5 dólares na conta

de luz[16] de beneficiários selecionados pelo Ministérios da Economia. Apesar de não haver uma percepção de que os subsídios tenham ajudado à cultura de pagamento, vale destacar que mais de 60% dos consumidores residenciais faz uso deste recurso. Além disso, independentemente do subsídio mencionado, a tarifa de energia aplicada aos consumidores residenciais possui desconto para consumos até 105kWh, de forma a beneficiar consumidores de baixa demanda de energia e fomentar a eficiência energética[17].

Por fim, apesar das perdas baixas, por volta dos últimos 5 anos, tem sido verificado um aumento significativo de perdas em locais específicos, caracterizados por elevada violência que impede a atuação da empresa distribuidora. A violência em El Salvador é caracterizada pela presença de grupos armados exercendo o controle de determinadas áreas, em uma atuação típica de milícias. Para atuar dentro destas zonas de elevada violência, a principal estratégia adotada pelas empresas tem sido o contato com os líderes locais para solicitar permissão e apoio no acesso a estas áreas. Vale mencionar que em El Salvador não foi relatada a existência de práticas ilegais exercidas por criminosos denominados eletrotraficantes, ou seja, indivíduos que oferecem ilegalmente o fornecimento de eletricidade em determinadas regiões, nas quais os mesmos atuam com violência para impedir a efetuação do corte pelas empresas distribuidoras. Além da estratégia de comunicação com os líderes locais, o combate às perdas nestas zonas tem realizado testes com a utilização de medições remotas e medidores prepagos[18], ainda em fase de testes.

[16] A fatura média de El Salvador é de 20 dólares.

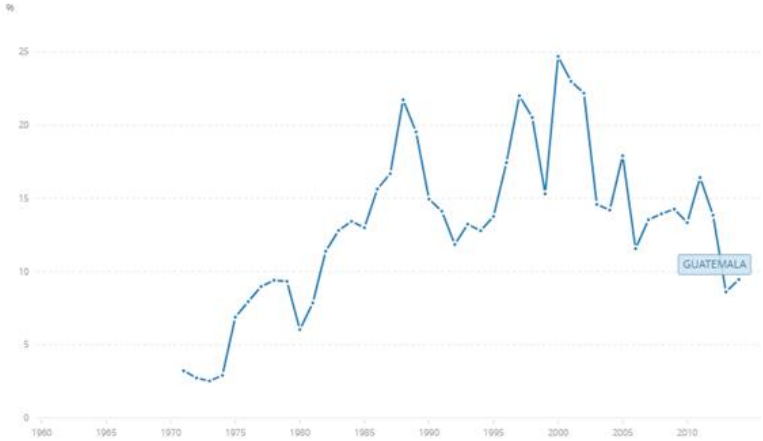
[17] As unidades de energia (kWh) consumidas acima deste patamar de desconto são valores em praticamente o dobro do preço.

[18] O uso de medidores pré-pagos é uma decisão da distribuidora

5 GUATEMALA

Localizada na América Central, a Guatemala é um país banhado pelos oceanos Atlântico e Pacífico, com uma extensão territorial de 108.890 km². O país é comumente mostrado como uma das histórias de sucesso, em termos da experiência de sua reforma no setor elétrico. Em virtude desta reforma, os índices de perdas de energia elétrica associados ao atendimento aos usuários finais do setor elétrico guatemalteco atingiram valores relativamente baixo em comparação com os demais países da região. A Figura 9 apresenta a evolução dos dados de perdas globais do sistema, indicando que, em 2014, as perdas estavam entorno de 9%.

Figura 9: Evolução das perdas totais de T&D no setor elétrico da Guatemala



Fonte: Dados do Banco Mundial[19]

As perdas na Guatemala estão entre as mais baixas da América Central, juntamente com El Salvador, Panamá e Costa Rica. Por conta disso, o estudo de caso deste país torna-se relevante para o presente estudo.

5.1 ASPECTOS RELACIONADOS AO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NA GUATEMALA

Para o setor de distribuição, os consumidores com demanda abaixo de 100kV são enquadrados no mercado regulado, o qual é regido pelas normas e resoluções estabelecidas pela *Comisión Nacional de Energía Eléctrica* (CNEE) e está atrelado às tarifas fixadas em ciclos tarifários. Em termos conceituais, a regulação do setor está fundamentada no modelo *Price-Cap*, sem aplicação de Fator X. Os ciclos tarifários são revistos a cada 5 anos e a previsão de crescimento do mercado é realizada com base nos dados do ciclo anterior, sendo o risco de mercado assumido pela distribuidora durante o ciclo. Para minimizar este risco, os reajustes da

[19] Disponível em: <https://data.worldbank.org/>. Acessado em: dezembro de 2018

componente da tarifa associada ao Valor Agregado da Distribuição (VAD) são realizados a cada 6 meses e os reajustes de compra de energia são efetuados a cada 3 meses, com isso os riscos são compensados em períodos curtos. Os últimos ciclos de revisão iniciaram em 2003, 2008, 2013 e 2018 (CNEE, 2014).

Três grandes empresas, de capital privado estrangeiro, atuam neste segmento, são elas: EEGSA (*Empresa Eléctrica de Guatemala* S.A.), que atua na região central; DEOCSA (*Energuate Distribuidora de Electricidad de Occidente* S. A.), que atua na região oeste do país; e DEORSA (*Energuate Distribuidora de Electricidad de Oriente* S. A.), que atua na região leste. A Guatemala possui duas situações completamente opostas em relação às características dos territórios em que as empresas atuam, pois, as regiões são, geográfica, socioeconômica e culturalmente, bastante diferentes. As áreas de atuação das empresas DEORSA e DEOCSA são significativamente mais complexas por conta do alto nível de desigualdade, da elevada pobreza e de piores índices socioeconômicos. Além disso, a concessão conta com regiões montanhosas, sobretudo no ocidente, nas quais as redes de distribuição precisam percorrer maiores distâncias e lidar com maiores desafios associados à topografia do local. Por sua vez, a EEGSA engloba um mercado concentrado na região central do país, o qual inclui a capital nacional e possui as zonas de melhor poder aquisitivo e de melhores condições socioeconômicas.

Em consequência destas características, as empresas distribuidoras são afetadas pelo fenômeno perdas de energia elétrica em diferentes níveis. A EEGSA, praticamente, não possui PNT e, em 2017, atingiu o índice 4,7% de perdas totais. No restante do país, onde estão localizadas as zonas de maior complexidade no combate as perdas, os índices de perdas totais são de 24% para a DEORSA e de 28% para a DEOCSA[20].

Segundo a EEGSA, este bom resultado da empresa é resultado de um processo de 20 anos, no qual empresa passou a reforçar sua imagem institucional com a população. Este processo é resultado da melhoria na prestação do serviço e nos rígidos processos de inspeção, respaldados no apoio do jurídico da lei que faculta as distribuidoras a realizar o corte do fornecimento de energia imediatamente após o segundo mês de inadimplência ou ao verificar irregularidades no medidor. A empresa cita como exemplo o programa de consumo zero, o qual realiza corte de fornecimento quando verificado ausência de consumo em uma habitação em alguns meses ao longo do ano, sendo necessário o usuário apresentar-se para justificar o motivo do consumo zerado, por exemplo alegando ser uma casa de veraneio.

[20] Informações obtidas por meio de visitas técnicas realizadas durante o mês de novembro de 2018.

Em outro exemplo, a empresa menciona que fez um esforço grande para normalizar todas as habitações em favelas, mesmo com o risco de que depois furtassem os equipamentos, pois caso isso acontecesse, a empresa poderia tirar sua rede do local. Vale destacar na área de atuação da EEGSA que, apesar da existência de grandes áreas subnormais, são poucas as áreas de restrição à atuação da empresa por conta da presença de facções criminosas organizadas. Mesmo em regiões de maior complexidade, como a zona de São Marcos, não há o deflagrado impedimento do acesso pela empresa. Para estas regiões de alto nível de violência, a empresa busca o acesso por meio do uso de intermediário, como um líder local.

Além destes aspectos que justificam as perdas baixas, na Guatemala, há um grande interesse por parte dos consumidores em ter suas contas de luz normalizadas, pois o indivíduo que não possuir uma fatura fica impossibilitado de abrir conta em banco ou ter contas de telefonia móvel. Desta forma, foi possível convergir o interesse do usuário para a normalização.

Este usuário pode ainda fazer uso de tarifas sociais ou subsídios para auxiliar no pagamento das contas, de acordo com a *Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica*, estabelecida pelo Decreto nº96 de 2000. A política tarifa social atende a mais de 90% da população, porém esta alta adesão não foi prevista pelo congresso nacional ao aprovar a criação desta medida. Em consequência, o Estado não pode cobrir a alta demanda e houve períodos em que a tarifa social foi superior à tarifa normal. Portanto, a tarifa social não é vista como uma medida que fortaleceu a cultura de pagamento na Guatemala. Por outro lado, a política de subsídios ne tarifa para usuário com consumo até 100 kWh/mês, atende a 60% da população e indica ser efetiva para minimizar as perdas de energia. Além de facilitar o pagamento por reduzir o custo final da conta de luz, esta medida consiste em uma política de eficiência energética, pois há um grande incentivo aos consumidores manterem a demanda abaixo do valor fixado par o desconto, de forma a reduzir o consumo de energia. Portanto, o aspecto tarifário é mais um elemento importante para entender o tema das perdas comerciais no país[21].

5.2 TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS PERDAS NA GUATEMALA

Em relação ao tema das perdas de energia elétrica, a *Ley General de Electricidad* de 1996 estabelece que o tratamento regulatório deve considerar as perdas médias, separados os componentes de potência e energia, para determinação dos fatores de perdas incorporados ao

[21] A tarifa média na Guatemala é de 15centavos de dólares por kWh sem impostos (IVA = 12%) e o consumo médio é de 120 kWh/mês

valor final das tarifas de energia. O artigo nº90 do *Reglamento de la Ley General de Electricidad* apresenta o tratamento regulatório aplicado as perdas de energia, no qual é definido o uso de fatores de perdas médias de energia e de potência associados ao desempenho de uma empresa eficiente.

O reconhecimento das perdas técnicas é definido a partir de estudos de fluxos das linhas e balanços de energia. Por sua vez, as PNT são consideradas por meio de um acréscimo percentual sobre as perdas na rede de baixa tensão, correspondente ao desempenho de uma empresa eficiente. Esta empresa eficiente é baseada nos critérios do regulador (BA ENERGY SOLUTIONS, 2018).

Nos ciclos tarifários anteriores, a formulação desta empresa eficiente baseava-se em estudos de *benchmark* do exterior. No ciclo atual, os valores são fixados com base em uma empresa fictícia cujo o valor eficiente de perdas é dado em função dos custos associados ao combate as mesmas. Em outras palavras, a metodologia regulatória realiza um cálculo para quantificar o custo das ações de combate às perdas e o ponto em que este custo é superior ao prejuízo das perdas é adotado com o limite regulatório que pode ser reconhecido.

A partir disso, são realizados estudos por uma consultoria, contratada pela distribuidora e aprovadas em uma lista disponibilizada pelo regulador, para informar o nível de perdas economicamente razoável, com base nos custos associados a reduzi-las. Desta forma, as metas de perdas para cada empresa são avaliadas caso a caso e definidas considerando o histórico das próprias empresas, pois a regulação do setor define que não será autorizado retroceder o reconhecimento de perdas eficientes de uma empresa para valores maiores do que a mesma já conseguiu atingir, ou seja, espera-se que a empresa sempre possa atingir seu melhor nível histórico.

Além da empresa de consultoria contratada pela distribuidora, com a evolução do processo, o regulador notou a necessidade de também contratar uma empresa de consultoria para realizar os mesmos cálculos e poder acompanhar de perto o estudo realizado pelas distribuidoras. A partir de 2008, esta medida foi tomada para evitar que, próximo ao período de revisão, o regulador fosse sobrecarregado de avaliar extensos estudos para definir os valores eficientes. Com isso, ao contratar uma empresa de consultoria, permitiu-se acompanhar cada etapa de desenvolvimento do estudo pela distribuidora e garantir que o resultado final estivesse aderente com as exigências do regulador, de forma a simplificar o processo de definição das revisões tarifárias. A atuação das duas consultorias é muito próxima, com muitas reuniões de acompanhamento periódicas para que o estudo seja realizado em etapas e com bastante consulta às equipes técnicas das empresas.

Vale mencionar que os estudos realizados são utilizados como base para subsidiar as decisões do órgão regulador, no entanto, o percentual final fixado para as PNT é uma decisão discricionária da entidade[22]. Por exemplo, no início do processo, foi reconhecido um valor de 2,2% adicional para PNT da empresa EEGSA, porém verificou-se que a empresa poderia atingir níveis menores e regulador tomou a decisão de reconhecer apenas 1,1% sobre a entrada de energia na rede. Para as demais empresas, são considerados os valores de 4,49% para a DEOCSA e 3,93% para a DEORSA (BA ENERGY SOLUTIONS, 2018). Para o atual ciclo tarifário, o processo de aprovação dos cálculos realizados pela EEGSA está presente nas resoluções CNEE 146 de 2018 e CNEE 153 de 2018.

No cálculo do balanço de energia e potência da EEGSA com as redes otimizadas para o ano base, 2016, são realizadas as seguintes etapas do procedimento de cálculo (BA ENERGY SOLUTIONS, 2018):

i. Etapa 1: identificação da energia e potência fornecidas aos usuários da BT, utilizando os parâmetros determinados no Estudo de Caracterização de Carga. Eles são os mesmos valores que os do Balanço de Energia e Potência da empresa real.
ii. Etapa 2: identificação de PNT de energia e potência na BT. Adotou-se o valor real calculado pela empresa.
iii. Etapa 3: cálculo de perdas técnicas ótimas de energia e potência correspondentes à rede BT, baseado nas conexões e nos medidores do ano de 2016, obtidos a partir de modelos de otimização.
iv. Etapa 4: determinação dos valores ótimos de energia e potência inseridos na rede de BT durante 2016.
v. Etapa 5: cálculo das perdas técnicas ótimas de energia e potência correspondentes aos centros de transformação MT / BT, obtidas a partir dos modelos de otimização.
vi. Etapa 6: determinação dos valores ótimos de energia e potência inseridos nos centros de transformação MT / BT durante 2016.
vii. Etapa 7: identificação dos valores de energia e potência fornecidos aos usuários de MT, usando os parâmetros determinados no Estudo de Caracterização de

[22] Segundo entrevista com profissional da empresa de consultoria BA Energy, a decisão discricionária é a regra geral para o tratamento das PNT de muitos países.

Carga. Eles são os mesmos valores que os do Balanço de Energia e Potência da empresa real.

viii. Etapa 8: cálculo das perdas técnicas ótimas de energia e potência correspondentes à rede de MT, obtidas a partir dos modelos de otimização.

ix. Etapa 9: determinação dos valores ótimos de energia e potência inseridos na rede MT durante 2016.

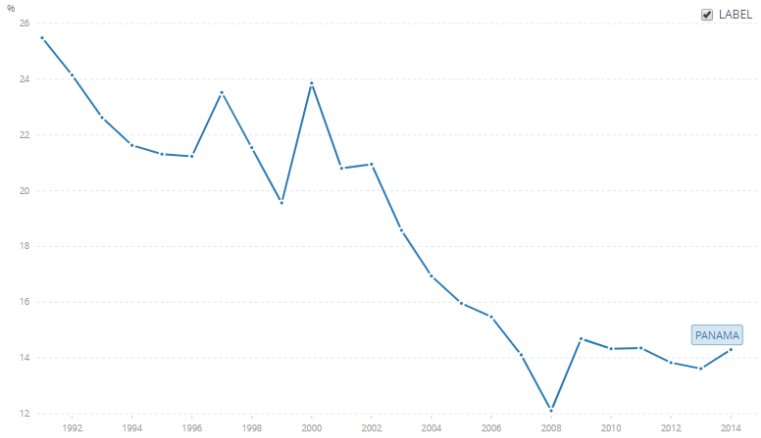
Ademais do reconhecimento das perdas, a regulação também prevê o reconhecimento regulatório dos custos de O&M, os quais incluem os investimentos em medidas de combate às perdas como troca de medidores, instalação de totalizadores, inspeções e todas as atividades relacionada ao tema. Em geral, o reconhecimento destes investimentos é realizado *ex-ante*, para o ciclo que se inicia, porém, uma inovação implementada neste último ciclo considera o reconhecimento *ex-post* imediato para investimentos específicos, considerados de relevância para o setor pelo regulador, como é o caso de sistemas de comunicação de *smartmeters* e medidores totalizadores.

Evidentemente, estes investimentos somente são reconhecidos, caso comprovados os resultados na redução das perdas com base no acompanhamento periódico realizado pelo regulador. A cada 6 meses, o regulador faz o acompanhamento dos custos das empresas, de maneira que, ao chegar ao ciclo tarifário, não há margem para a empresa incluir custos que não foram efetivamente realizados. Um dos investimentos que tem sido avaliado para esta modalidade de reconhecimento são os medidores pré-pagos, que recentemente estão sendo implementados na regulação, como uma opção de decisão do consumidor, apesar dos equipamentos de medição serem sempre propriedade da distribuidora.

6 PANAMÁ

Panamá é o país mais meridional da América Central, conectando este continente com a América do Sul. Segundo dados do Banco Mundial, o indicador de perdas totais de energia elétrica no Panamá chegou a 14,3% em 2014. Conforme ilustra a Figura 10, o valor deste indicador de perdas atingia valores próximos a 25,5% em 1991 e, posteriormente, seguiu uma trajetória de redução.

Figura 10: Evolução das perdas totais de T&D no setor elétrico do Panamá.



Fonte: Dados do Banco Mundial[23]

Esta redução está atrelada ao processo de reestruturação do setor, ocorrido na década de 1990 e caracterizado pela liberalização do mercado. Em função deste resultado positivo na redução das perdas, torna-se interessante investigar a atuação do órgão regulador do Panamá no estabelecimento de mecanismos que promovem o comportamento eficiente das empresas do setor.

6.1 ASPECTOS RELACIONADOS AO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO PANAMÁ

A distribuição de energia elétrica no Panamá está sob responsabilidade de três empresas concessionarias (ARAÚZ; PÉREZ, 2017):

- *Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET),* cuja zona de concessão contempla as províncias de *Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos, Panamá Oeste* e a parte ocidental da *Ciudad de Panamá,* incluindo o *Parque Natural Metropolitano*, o *Parque Nacional Camino de Cruces*, o *Parque Nacional Soberanía*, e a *Finca Agroforestal Río Cabuya*.

[23] Disponível em: <https://data.worldbank.org/>. Acessado em dezembro 2018

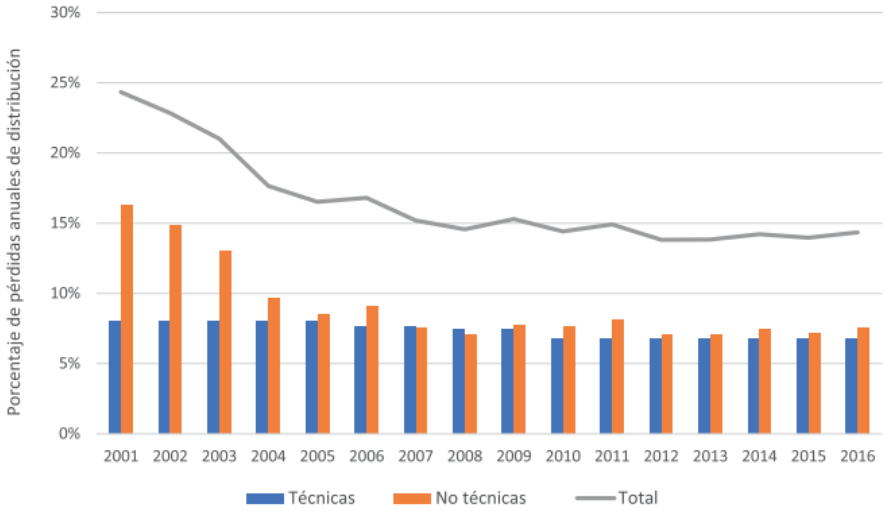
- *Empresa Elektra Noreste, S.A., (ENSA),* cuja zona de concessão compreende as províncias de *Darién, Colón*, a parte da província de *Panamá Leste*, a *Comarca de San Blas* e as *Islas del Golfo de Panamá*.
- Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI), cuja área de concessão está localizada nas províncias de *Chiriquí* e *Bocas del Toro*.

A partir das características de cada mercado, o regulador irá definir a remuneração adequada a cada empresa. Os ganhos das empresas são regulados em função de uma taxa sobre seus ativos líquidos e sua eficiência na prestação do serviço. Dentre os mecanismos de incentivo para obter maior retorno por eficiência, está a redução das perdas de energia, as quais totalizaram 627,66 GWh ou 13,26% de energia não contabilizada em relação a energia adquirida pelas empresas de distribuição.

6.2 TRATAMENTO REGULATÓRIO DAS PERDAS NO PANAMÁ

No início da reforma do setor, as perdas totais do setor de distribuição de energia elétrica atingiam 25% e foi fixada uma trajetória para que nos próximos períodos regulatórios, as empresas conseguissem atingir o valor de 8%, em média. Entretanto, em nenhum momento as empresas conseguiram obter índices inferiores a 11%. Dito isso, mesmo com a significativa melhora nos índices de perdas, as empresas responsáveis pela gestão das redes de fornecimento de energia seguem perdendo receitas em função deste problema. De acordo com a Figura 11, a evolução das perdas tem seguindo uma tendência de queda causada, principalmente, pela redução significativa das PNT.

Figura 11: Evolução das perdas no Panamá entre os anos de 2001 e 2016



Fonte: (IRENA, 2018)

No entanto, a partir de 2004, a redução das PNT parece ter se estabilizado, revelando uma certa saturação da efetividade do combate às perdas. Esta incapacidade de maior gestão das perdas pelas distribuidoras pode ser explicada pelo fato dos determinantes das perdas de energia elétrica no Panamá estarem bastante atrelados à questão da violência, ao crescimento de áreas de informais e à subnormalidade. Há exemplos de casos de furto de energia em regiões de maior poder aquisitivo, destacadamente realizados por consumidores de grande porte como estabelecimentos comerciais, entretanto os principais desafios, de fato, estão associados às áreas de restrição à operação das distribuidoras por conta da violência.

No intuito de estimular o pagamento das faturas de energia, políticas de subsídio à tarifa foram adotadas para usuários com consumo inferior a 300 kWh[24]. Além disso, mediante a comprovação da ocorrência de fraude no consumo de energia, a Distribuidora é autorizada a cobrar do usuário ilegal o montante de energia furtada pelo período estimado da ilegalidade. Caso não seja possível comprovar o período da ilegalidade permite-se a cobrança considerando um período de até 6 meses (ASEP, 2018b). Entretanto, estas medidas não demonstram efeito significativo na redução das perdas.

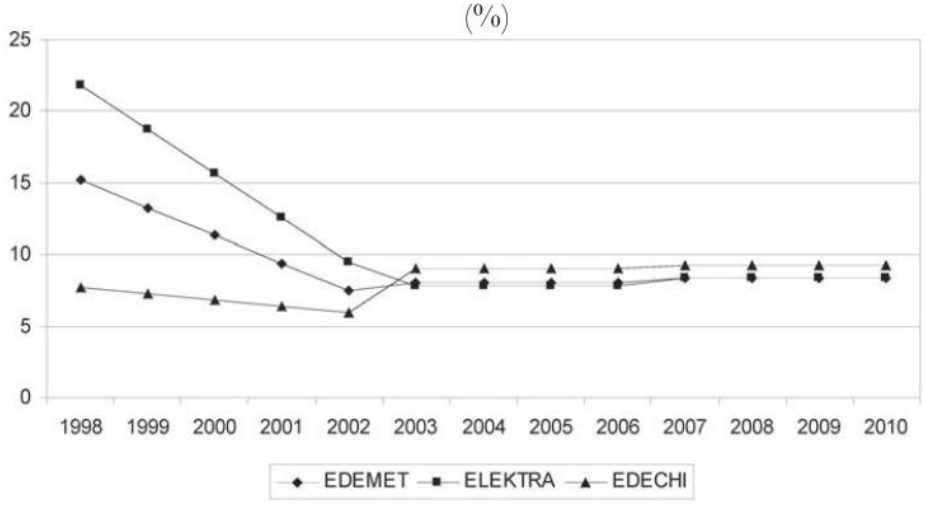
No âmbito regulatório, repassar o custo total destas perdas para a tarifa cobrada ao usuário final poderia gerar desincentivos à operação eficiente por parte das distribuidoras. Para lidar com esta problemática, a partir da reforma do setor em 1997, são definidos valores de perdas máximas permitidas para compor a tarifa de energia cobradas aos usuários finais. No primeiro momento, a regulação estabeleceu o reconhecimento das perdas reais das empresas e determinou uma redução gradual dos valores até alcançar um nível de perdas consideradas eficientes. As perdas eficientes correspondem as perdas estabelecidas por meio de equações de eficiência que considerem o comportamento estatísticos de um grupo de empresas comparáveis de prestígio internacional. Nesse sentido, a regulação das perdas no Panamá considera uma metodologia baseada em *benchmark*ing, a qual utiliza uma equação com dados de empresas da FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) dos Estados Unidos para comparação e definição dos valores eficientes (NAVARRO, [s.d.]).

A Figura 12 apresenta evolução das perdas reconhecidas nas tarifas para cada empresa. Por meio da figura, evidencia-se que as perdas reconhecidas são, recorrentemente, inferiores as perdas reais observadas na Figura 11, corroborando com a afirmação de que as empresas estão perdendo dinheiro em função deste problema. Por este motivo, desde o ciclo tarifário anterior,

24 Inicialmente, este subsídio atendia aos usuários com consumo inferior a 500kWh. Atualmente, este valor foi reduzido para 300 kWh, e há previsão de que seja reduzido para 200kWh nos próximos anos, pois verifica-se que a maior parte dos consumidores está entre 0 e 200 kWh. O recurso para pagamento deste subsídio é custeado parte pelo Estado e parte pela tarifa cobrada aos consumidores de maior porte

as empresas de distribuição panamenhas têm contestado fortemente a metodologia de *benchmark* usando empresas americanas.

Figura 12: Evolução do percentual de perdas de distribuição reconhecidas nas tarifas por empresa.



Fonte: (NAVARRO, [s.d.])

A regulação do setor elétrico panamenho estava sendo revista por meio da consulta pública nº 016 de 2018, no intuito de avaliar proposta de receita permitida máxima das empresas de distribuição para o próximo ciclo de regime tarifário que contempla o período entre 2018 e 2022. De acordo com a Lei nº6 de 1997, o regime tarifário é composto por períodos de 4 anos[25], nos quais são fixadas as regras relativas a procedimentos, metodologias, fórmulas, estruturas e todos os aspectos que determinam a composição da tarifa regulada de energia elétrica. A ASEP é responsável pela definição das metodologias de cálculo das receitas máximas permitidas e das regras cabíveis, além de aprovar as contas apresentadas pelas distribuidoras.

As receitas máximas permitidas, ou *Ingresos Máximos Permitidos (IMP)*, são calculados para cada empresa por meio de metodologia estabelecida no documento *Reglamento de Distribución y Comercialización*. Para o cálculo do IMP, o regulador considera os seguintes fatores: áreas representativas, empresas comparáveis, equações de eficiência, taxa de rentabilidade e base de capital. Estes fatores compõe as equações de eficiência que definem os valores agregado para definição do IMP (ASEP, 2007).

[25] O artigo 100 da Lei nº6 de 1997 estabelece que as fórmulas tarifárias serão válidas por quatro anos. Excepcionalmente, poderão ser modificados, ex officio ou a pedido de uma das partes, antes do período indicado, quando for evidente que foram cometidos erros graves no seu cálculo, que injustamente prejudicam os interesses dos clientes ou da empresa; ou que tenha havido motivos fortuitos ou de força maior, que comprometem seriamente a capacidade financeira da empresa de continuar a prestar o serviço sob as condições previstas de tarifa (ASAMBLEA NACIONAL DE PANAMÁ, 1997)

Parte inicial do processo de determinação das equações de eficiência consiste em classificar a área de serviço atendida por cada distribuidor em Áreas Representativas (AR). A respeito deste tema, o artigo 103 da Lei nº 6 de 1997 estabelece que:

> *"La Autoridad establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras"*(ASAMBLEA NACIONAL DE PANAMÁ, 1997).

Para o processo de determinação dos valores das variáveis por comparação, um requisito fundamental é que as amostras a serem comparadas sejam razoavelmente homogêneas. Em outras palavras, a partição da área de serviço da distribuidora em subáreas visa alcançar uma maior homogeneidade de escala entre cada unidade de análise.

Apesar deste respaldo regulatório para segregação em mais de uma AR, desde o regime tarifário de 2006 a 2010, o regulador tem adotado uma única AR por empresa. Além dos fundamentos teóricos baseado na garantia da homogeneidade de escala, as alegações para defender este posicionamento debatem sobre os desafios para definir a unidade de análise e as variáveis a serem consideradas para o seu agrupamento. No estudo realizado na época, foram desenvolvidos três casos possíveis para definição das ARs (ASEP, 2007):

i. Adotar uma única AR por empresa, ou seja, a área de mercado e de serviço de cada empresa coincidirá com sua AR,
ii. Adotar mais de uma ARs por empresa, utilizando como variável representativa a densidade de clientes por km de rede de MT, sob os critérios:
    a. Considerar os corregimentos como menor unidade de análise
    b. Considerar os distritos como uma unidade de análise.

As discussões da CP 016 de 2018, em 2019, concluem que, devido aos antecedentes e a considerações sobre economias de escopo e escala, propõe-se não dividir a área de serviço de cada empresa de distribuição em Áreas de Representação. Com isso, a *Resolución nº12688* de 2018 estabelece a continuação da adoção de uma única AR por empresa, coincidindo com sua área de serviço (ASEP, 2018a).

A partir da definição das AR, prossegue-se para o cálculo do valor agregado de distribuição associado a cada uma, baseado na premissa de eficiência de gestão das empresas em relação ao desempenho recente de empresas reais similares, nacionais ou estrangeiras. Para isso, é necessário estabelecer as empresas comparáveis, das quais serão obtidos os dados para determinar os parâmetros das equações de eficiência. As equações de eficiência são estimadas

mediante variáveis explicativas da evolução de variáveis de interesse, como ativos, custos e perdas.

As variáveis relativas a custo e perdas, e suas respectivas equações de eficiência, são a base para o cálculo do ingresso máximo permitido das empresas reguladas, tanto para as atividades de Distribuição como de Comercialização. O *Reglamento de Distribución y Comercialización* definiu para o próximo regime tarifário as seguintes variáveis (ASEP, 2018b):

i. Ativos de Distribuição (incluindo Sistema Principal e Conexões) – AD
ii. Ativos de Comercialização – AC
iii. Custos de Administração que incluem tanto de Distribuição como de Comercialização – ADM
iv. Custos de Operação e Manutenção da Distribuição -OM
v. Custos de Comercialização (incluindo, medição, faturamento e outros) – COM
vi. Perdas de Energia – PD%

Estas variáveis são utilizadas para a estimação das equações de eficiência. As equações são obtidas por meio de análises de regressão linear de variáveis explicativas obtidas de uma amostra representativa de empresas comparáveis. Para as perdas de energia eficientes, o cálculo considera a seguinte equação (ASEP, 2018b):

$$EP_{t,j} = e^{A} \times MWhD_{t,j}^{B}$$

Onde:

- $EP_{t,j}$ *: Perdas de energia no ano "t", correspondente à AR "j"*
- $MWhD_{t,j}^{B}$ *: Energia total (registrada no ponto de compra ou entrega) projetada para o ano "t", correspondente à AR "j".*[26]
- e *: base de logaritmos naturais*
- *A y B: parâmetros adimensionais da equação de eficiência*

[26] Valor determinado com base na Energia total prevista para o ano "t", de acordo com um estudo de demanda, que o distribuidor deve submeter à aprovação do regulador até 30 de outubro do ano anterior no início do novo período tarifário, e com um fator de participação para cada ARj, que o distribuidor enviará à ASEP em sua previsão de demanda para cada ano tarifário. Deve estar logicamente relacionado ao grau de participação resultante do faturamento de clientes finais com dados completos do período tarifário anterior. Se isto não resultar, a Autoridade fará a distribuição com este último critério. A Energia Total Prevista deve incluir clientes regulados e Grandes Clientes (não regulados) e deve estar relacionada e ser consistente com o Relatório Indicativo de Demanda aprovado pela Autoridade em vigor no momento do cálculo. O estudo de demanda aprovado pela Autoridade será aquele que o distribuidor deve usar para seu estudo tarifário (ASEP, 2018b)

A porcentagem das perdas de energia da empresa para o ano "t", com relação à energia total de entrada, resultará da seguinte equação (ASEP, 2018b):

$$PD\%_i = \frac{\sum_j EP_{t,j}}{\sum_j MWhD_{t,j}}$$

Onde:

- $PD\%_i$ *: Porcentagem de perdas de energia da empresa em relação a energia de entrada, correspondete ao ano "t".*

Os parâmetros das equações de eficiência de cada área representativa são estabelecidos por resolução da ASEP. Através da *Resolución* nº 12.688 de 2018, posteriormente modificada pela *Resolución* nº12.745 de 2018, os parâmetros A e B da equação de perdas eficientes foram estimados em 0,08 e 0,995822, respectivamente (ASEP, 2018c).

Para definição destes parâmetros, são utilizadas empresas comparáveis, selecionadas com base na disponibilidade de dados públicos. De acordo com a *Resolución* nº 12.688, o ciclo tarifário de 2018 a 2022 manterá o uso de empresas comparáveis da FERC. As justificativas para adoção desta metodologia baseiam-se nos seguintes argumentos (ASEP, 2007):

- Uso de dados públicos: os dados utilizados são de domínio público, o que traz grande transparência a qualquer processo de cálculo que ocorra
- Existência de inúmeras empresas: o elevado número de empresas que enviam dados para o FERC permite escolher entre uma grande variedade de empresas para compor a amostra final. Com isso, torna-se mais fácil encontrar aqueles que melhor se encaixam no perfil dos distribuidores panamenhos.
- Dados verificáveis: além de dados públicos, são dados oficiais, o que garante a veracidade das informações (sempre levando em conta que foram concluídas de acordo com os critérios estabelecidos pela FERC para esse fim).
- Continuidade e coerência regulatória: dado que no período regulatório anterior, não apenas uma série de empresas que fazem parte da FERC foram escolhidas, mas também o cálculo do IMP foi estruturado, com base na estrutura de dados da mesma base de dados, parece importante manter critérios similares aos utilizados até o momento.
- Estrutura de rede de distribuição semelhante à panamenha: as empresas dos EUA utilizam aos mesmos níveis de tensão de distribuição do Panamá, o que leva a uma estrutura de rede semelhante e, portanto, dos ativos e de custos associados.

O banco de dados da FERC contém informações sobre 323 empresas de distribuição de energia elétrica nos Estados Unidos. Desde total, o processo de seleção das empresas comparáveis no Panamá inicia descartando aquelas que não apresentam informação completa ou consistente das variáveis relevantes para o estudo. Posteriormente, a filtragem das empresas deve obedecer a critérios de eficiência na operação e similaridade com as empresas panamenhas. Neste sentido, é necessário definir um valor limite de eficiência abaixo do qual a empresa não pode integrar a lista de comparação. Para isso, foi realizada uma análise de eficiência das empresas, aplicando uma metodologia de Análise de Fronteiras de Eficiência, explicada em maiores detalhes no Anexo II do documento ASEP (2007).

Após a aplicação dos filtros de seleção, as empresas comparáveis são apresentadas pela ASEP em resolução própria. As distribuidoras panamenhas podem contestar a amostra final e apresentar justificativas para remoção ou inclusão de empresas comparáveis. Consequentemente, a ASEP aceita ou não as alegações das distribuidoras e modifica a resolução. A amostra final de empresas comparadoras para o ciclo tarifário 2018 a 2022 é apresentada na *Resolución* nº 12.745 de 2018, após modificação da *Resolución* nº 12.688, e contempla 68 empresas[27] (ASEP, 2018d):

Uma vez que o país possui poucas empresas distribuidoras, o uso de empresa internacionais consiste em uma alternativa válida para aplicar o modelo *benchmark*. A aplicação desta metodologia não é afetada pelas perdas reais das empresas com o objetivo de estabelecer uma meta que induza as empresas a alcançar um nível mais adequado de eficiência

[27] São elas: 1 Alabama Power Company 2 Appalachian Power Company 3 Duke Energy Progress, LLC 4 Cleco Power LLC 5 Duke Energy Ohio, Inc. 6 Cleveland Electric Illuminating Company, The 7 Commonwealth Edison Company 8 DTE Electric Company 9 Duke Energy Carolinas, LLC 10 El Paso Electric Company 11 Fitchburg Gas and Electric Light Company 12 Duke Energy Florida, LLC 13 Florida Power & Light Company 14 Georgia Power Company 15 Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp. 16 Gulf Power Company 17 Indiana Michigan Power Company 18 Indianapolis Power & Light Company 19 Kansas Gas and Electric Company 20 Kentucky Utilities Company 21 Kingsport Power Company 22 Louisville Gas and Electric Company 23 Madison Gas and Electric Company 24 Massachusetts Electric Company 25 Metropolitan Edison Company 26 ALLETE, Inc. 27 Mississippi Power Company 28 Mt. Carmel Public Utility Co 29 Nevada Power Company, d/b/a NV Energy 30 Entergy New Orleans, Inc. 31 Niagara Mohawk Power Corporation 32 Northern States Power Company (Minnesota) 33 Northwestern Wisconsin Electric Company 34 Ohio Edison Company 35 Ohio Power Company 36 Orange and Rockland Utilities, Inc 37 PacifiCorp 38 Pennsylvania Electric Company 39 The Potomac Edison Company 40 Duke Energy Indiana, LLC 41 Public Service Company of Colorado 42 Public Service Company of New Mexico 43 Public Service Company of Oklahoma 44 Public Service Electric and Gas Company 45 Puget Sound Energy, Inc. 46 Rockland Electric Company 47 Southern California Edison Company 48 San Diego Gas & Electric Company 49 South Carolina Electric & Gas Company 50 Southern Indiana Gas and Electric Company 51 Southwestern Electric Power Company 52 Southwestern Public Service Company 53 Superior Water, Light and Power Company 54 Tampa Electric Company 55 Toledo Edison Company, The 56 Tucson Electric Power Company 57 Union Electric Company 58 Duke Energy Kentucky, Inc 59 Upper Peninsula Power Company 60 West Penn Power Company 61 Western Massachusetts Electric Company 62 Wheeling Power Company 63 Wisconsin Power and Light Company 64 Wisconsin Public Service Corporation 65 MidAmerican Energy Company 66 Unitil Energy Systems, Inc. 67 Cheyenne Light, Fuel and Power Company 68 UGI Utilities, Inc.

em suas operações. Entretanto, ao utilizar empresas americanas, a realidade enfrentada por ditas empresa é bastante diferente da encontrada no Panamá. De fato, as empresas americanas atuam em áreas com melhores condições socioeconômica, maior desenvolvimento de renda e menores índices de violência, portanto, a regulação do setor estaria realizando um cálculo muito simplificado frente a complexidade de atuação das empresas.

A partir desta argumentação, o regulador passou a reconhecer um percentual adicional ao valor reconhecido pelo modelo, referente a existência de áreas de restrição à operação, denominadas "zonas rojas". Estas zonas são definidas segundo diversos critérios como tendência ao furto de energia e vandalismo, alta periculosidade, impedimento do acesso às equipes de campo, necessidade de apoio policial para realizar inspeções na rede, nível de delinquência, entre outros indicadores de segurança pública. Para obter o reconhecimento extraordinário do regulador, as distribuidoras precisam comprovar às restrições à operação nestas zonas por meio de mapeamento da rede, medições detalhadas das perdas, levantamento de georreferenciado de ocorrências criminais e comprovações de custos extras de combate às perdas em função da insegurança.

No ciclo tarifário anterior (2014 a 2018), por exemplo, a ENSA conseguiu um acréscimo de 1,17% em função das perdas na província de Colón, região de alta complexidade socioeconômica do país. Para o ciclo atual, a ENSA investiu fortemente na instalação de equipamento de medição totalizadores para poder mapear as zonas crítica e exigir ao regulador um maior reconhecimento. Sendo assim, a empresa conseguiu identificar todos bairros de elevada violência e demonstrou ao regulador que dos 11,4% de perdas reais da empresa, um total de 3,8% representaria o impacto das áreas de restrição. Com isso, a empresa estaria com valores de próximos ao valor de 7,66%, indicado pelo modelo regulatório.

Este estudo realizado pela ENSA foi apresentado como proposta para o regulador, que resolveu por reconhecer apenas 1,68% como valor adicional por conta das áreas de restrição informadas. Os argumentos da ASEP constam que o regulador estará reconhecendo como áreas de restrição apenas as zonas com mais de 20% de perdas. Além disso, do resultado final obtido após a aplicação deste filtro (2,8%), o regulador estaria disposto a reconhecer apenas 0,6 (1,68%) das perdas nestas áreas como forma de manter um incentivo a empresa melhorar os índices nestes locais.

A discussão do percentual adicional a ser reconhecido em função das áreas de restrição estava em curso no momento de estruturação do texto. A ENSA alega que, sendo as perdas reconhecidas pelo modelo *benchmarking* de 7,66% menos o percentual de 4,6% relativo as perdas técnicas de Alta e Média Tensões, restam 3,06% de perdas para englobar as componentes

técnica e não técnica das perdas na Baixa Tensão. Caso não fossem consideradas as perdas em áreas de restrição, a rede de baixa tensão da empresa estaria com 3,7%, enquanto que considerando apenas a rede de baixa tensão inserida em áreas de restrição, o índice seria de 20,3%. Portanto, a atuação da empresa fora das áreas de restrição tem sido bastante próxima aos níveis eficientes das empresas americanas (ENSA, 2018).

Nesse sentido, destaca-se que apenas o critério de índice elevado de perdas não permite descrever o reconhecimento adequado das áreas de restrição, pois os demais fatores fazem com que a operação nestas áreas não seja eficiente sob o ponto de vista de gestão administrativa. Afinal, a atuação nestas zonas exige acompanhamento policial, equipamentos especiais de bloqueio e abordagem social para execução de projetos. Em relação ao acompanhamento policial, dados da ENSA mostram que o sobrecusto chega a 500mil dólares ao ano, devido a necessidade de buscar e pagar aos agentes policiais que estão de folga para garantir a segurança da operação (ENSA, 2018).

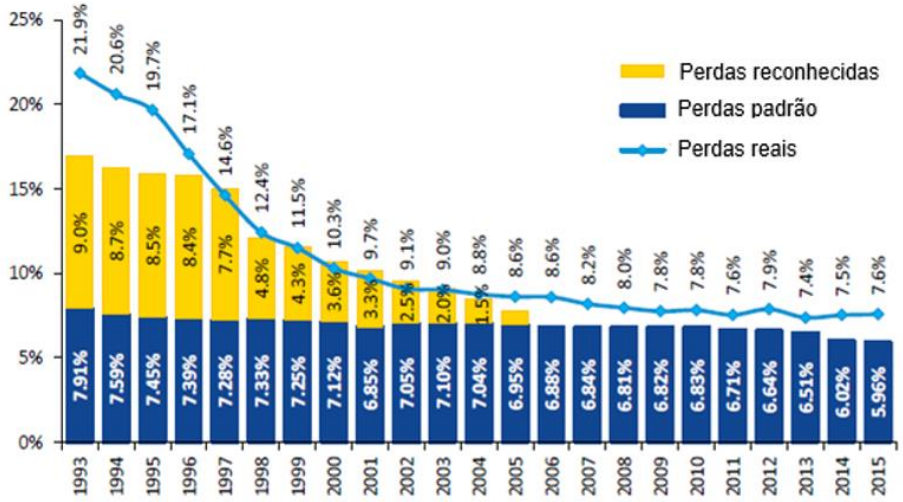
Além de divergir do reconhecimento das áreas pelo regulador, a ENSA diverge em relação ao fator de reconhecimento do percentual referente às áreas de restrição. A empresa alega que o recurso obtido pelo reconhecimento extraordinário é inteiramente deslocado para o combate às perdas. Dito isso, o reconhecimento de apenas 0,6 do valor identificado deveria, ao menos, ser aplicado inicialmente a uma taxa maior e ir reduzindo periodicamente até atingir os 60%. Desta forma, a redução do prejuízo no início iria permitir o maior investimento nas medidas de combate às perdas, acarretando em uma maior proximidade dos valores reais e reconhecidos nos períodos seguintes.

7 PERU

O Peru apresenta um território de 1.280 mil km² e uma população de cerca de 32 milhões (BANREP, 2018). Antes da reestruturação do setor elétrico do país, as empresas de distribuição se caracterizavam por apresentar elevados níveis de perda de energia, cerca de 20% (OSINERGMIN, 2011). Todavia, os níveis de perda indicaram forte redução nas últimas décadas e mantiveram uma média próxima a 8% nos últimas dez anos, embora com um aumento em 2016 (8,14%) (MINEM, 2018).

Na Figura 13, é possível observar a evolução das perdas de energia no Peru. Nota-se a forte queda das perdas reais desde o primeiro registro em 1993 (21,9%) até 2015 (7,6%). Esta redução pode ser explicada pelo esquema de regulação tarifária que gerou um importante impacto de bem-estar aos consumidores, ao reduzir as tarifas de energia elétrica (OSINERGMIN, 2017a). A figura demonstra também que, a partir do ano de 2005, as perdas reconhecidas deixam de existir, algo que era tido como objetivo da regulação, passando a incluir somente as perdas padrão nas tarifas de distribuição.

Figura 13: Evolução das perdas totais de T&D no setor elétrico do Peru, segundo tipo de perda



Fonte: Adaptado a partir de OSINERGMIN (2017)

7.1 ASPECTOS RELACIONADOS AO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO PERU

Para entender o caso peruano, deve-se saber que as empresas de distribuição são separadas em setores típicos de distribuição, que são definidos como instalações de distribuição com características técnicas semelhantes quanto à disposição geográfica de carga, assim como os custos de investimento, operação e manutenção. Para determinar os setores típicos, inicialmente são utilizados parâmetros técnicos, em função da demanda e da distância da rede,

e as fórmulas para determinar o número de setores típicos considera variáveis como o consumo médio, o consumo máximo, a distância da rede, entre outros. A partir da penúltima revisão tarifária (2009-2013), foram incluídos também critérios econômicos (por exemplo, o custo anual referencial) para a determinação do número de setores típicos (OSINERGMIN, 2011).

A última revisão tarifária finalizada (2013-2017) definiu seis setores típicos, conforme apresentado no Quadro 2, que indica também a empresa responsável por cada setor.

Quadro 2: Setores típicos de distribuição e empresas modelo para o período de 2013 a 2017

Setor Típico		**Empresa Responsável**	**Sistema Elétrico Modelo**
1	Urbano de alta densidade	Luz del Sur	Lima Sur
2	Urbano de média densidade	Seal	Arequipa
3	Urbano de baixa densidade	Electrocentro	Tarma- Chanchamayo
4	Urbano rural	Electro Sur Este	Valle Sagrado 1 (Calca, Pisac y Urubamba)
5	Rural de média densidade	Electrocentro	Cangallo-Llusita
6	Rural de baixa densidade	Electrocentro	Huancavelica Rural
Sistemas Elétricos Rurais (SER)	SER qualificados segundo a LCE	Electronoroeste	SER Sullana IV Etapa
Especial	-	Coelvisac	Villacurí

Fonte: Elaboração própria a partir de OSINERGMIN (2017a e 2017b)

A quantidade dos setores típicos de distribuição se origina da primeira revisão tarifária, ocorrida em 1993, quando foram estabelecidos três destes. A partir das revisões tarifárias seguintes, foram acrescidos novos setores: em 1997, passaram a ser quatro setores; em 2005, foi incluído um setor especial e, na revisão para o período 2009-2013, chegaram à soma de sete setores típicos, incluindo o setor de Sistemas Elétricos Rurais (SER) (OSINERGMIN, 2011).

O segmento peruano de distribuição está sujeito a um esquema de regulação variante da Empresa Modelo Eficiente, cujo conceito foi desenvolvido no Chile, no início dos anos 1980, visando evitar que as tarifas estivessem influenciadas por motivos de origem não econômica. Uma empresa modelo eficiente é uma empresa fictícia, construída com o objetivo de atender à demanda da forma mais eficiente possível, levando em consideração diversos fatores, como densidade, máxima demanda, morfologia da zona, dentre outros. A empresa modelo eficiente servirá de referência para a empresa real. É um esquema regulatório que incentiva a eficiência, visto que as empresas são serão remuneradas pelas parcelas dos custos que superem os da empresa eficiente fictícia (DAMMERT et al, 2013 e OSINERGMIN 2011).

No caso do setor de distribuição peruano, a aplicação desta forma de regulação se dá pela seleção de uma empresa *benchmark* de cada setor típico de distribuição a cada revisão

tarifária. Esta empresa deve providenciar, por meio de uma empresa consultora (previamente aprovada pelo órgão regulador), um estudo de custos que estime a empresa modelo eficiente - isso é, faça o cálculo do valor novo de reposição (VNR), os custos de exploração e das perdas padrão ou reconhecidas. Então, os custos da empresa modelo eficiente estimada serão utilizados para remunerar as empresas pertencentes ao respectivo setor típico de distribuição elétrica (OSINERGMIN, 2011). De acordo com Dammert et al 2013), esta é uma forma de absorver as diferenças nos custos distribuição oriundos de empresas regionais com características diversas.

A remuneração da atividade de distribuição é dada pelo valor agregado de distribuição (VAD), determinado a cada quatro anos. Para o seu cálculo, são considerados: i) custos associados ao usuário, independentemente do consumo de energia ou potência, que representam encargos fixos; ii) perdas padrão de energia e potência, que incorporam os fatores de expansão de perdas; e iii) custos padrão de investimento e exploração, que são separados por níveis de tensão (média e baixa tensão) (OSINERGMIN, 2011).

É importante mencionar que uma empresa de distribuição pode abranger em sua zona de concessão mais de um setor típico. Sendo assim, para cada setor típico, é calculado um determinado VAD e a empresa distribuidora fará uma média ponderada dos VADs. A tarifa é única para todos os consumidores, porém o encargo fixo se diferencia em cada setor típico. Como esta parcela é muito pequena, não resulta em grandes diferenças entre os consumidores (OSINERGMIN, 2011).

A determinação do VAD compreende a definição de cinco componentes: i) encargos fixos; ii) fatores de expansão de perdas padrão de potência e energia; iii) valor agregado de distribución a nível de média tensão (VADMT); iv) valor agregado de distribución a nível de subestações de distribuição (VADSED); e valor agregado de distribución a nível de baixa tensão (VADBT). Estas variáveis são obtidas por meio do estudo de custos que envolve o levantamento das informações técnicas, comerciais e econômicas da empresa, a criação da empresa modelo eficiente, a definição de encargos adicionais ao VAD e, por fim, o cálculo do mesmo (OSINERGMIN, 2017b).

O processo de validação dos VADs propostos é feito em duas etapas. Primeiro, as empresas são ordenadas em função de uma ordem decrescente do VAD médio ponderado. Então, são formados grupos iniciando pela empresa com menor VAD, sem que a última empresa do grupo se distancie em mais que 10% da primeira selecionada. Em seguida, é calculada a TIR para cada grupo e sua validação inclui um benchmark em que se comparam os resultados dos grupos. Uma vez que a TIR do grupo esteja no limite compreendido entre 8% e 16%, o VAD proposto se torna definitivo. Se for inferior ou superior a esta margem, o VAD é

ajustado proporcionalmente até chegar a um resultado satisfatório. Neste ajuste, também se enquadra um esquema de *yardstick competition*, visto que as empresas mais eficientes poderão desfrutar de maior rentabilidade (DAMMERT et al, 2013 e OSINERGMIN, 2011).

Os preços do serviço público de energia elétrica têm sua formação dependente do tipo de usuário a que são destinados. Os usuários têm a liberdade de transitar entre livres e regulados, desde que estejam nos limites da demanda exigidos. No caso do usuário regulado, o preço ao cliente final (PCF) é determinado de acordo com normas do OSINERGMIN, sendo que o usuário ainda pode ter direito a subsídio ou não (ESPINASA et al, 2017b).

O sistema de subsídios ao consumo residencial destinado aos usuários de baixa renda é chamado de *Fondo de Compensación Social Eléctrica* (FOSE). O subsídio funciona como um desconto proporcional para aqueles que consumirem até 30 kWh mensais e um desconto fixo para aqueles que consumirem entre 31 e 100 kWh mensais (ESPINASA et al, 2017b), vide o Quadro 3.

Quadro 3: Esquema de aplicação dos descontos para consumidores residenciais, segundo sistema e setor.

Usuários	**Setor**	**Desconto para consumos inferiores ou iguais a 30 kWh/mês**	**Desconto para consumos entre 31 e 100 kWh/mês**
Sistema interconectado	Urbano	25% do encargo de energia	7,5 kWh/mês por encargo de energia
	Urbano-rural e rural	62% do encargo de energia	18,6 kWh/mês por encargo de energia
Sistemas isolados	Urbano	50% do encargo de energia	15 kWh/mês por encargo de energia
	Urbano-rural e rural	77,5% do encargo de energia	23,25 kWh/mês por encargo de energia

Fonte: Elaboração própria a partir de BID (2017d) e Peru (2011)

O PCF é a soma dos custos de geração, de transmissão, de distribuição, de comercialização e outros de operação e administração do SEIN. Assim, é composto por três variáveis: a) preço no nível de geração (PNG), que é uma média ponderada dos preços de barra e dos preços firmes; b) pedágios de transmissão (PT), que são os custos de transmissão, oriundos da diferença entre os custos totais eficientes e as rendas tarifárias; e c) valor agregado de distribuição (VAD), que condensa custos eficientes de investimento, custos de operação e manutenção, as perdas padrão e os custos associados ao usuário (ESPINASA et al, 2017b).

7.2 TRATAMENTO REGULATÓRIO DE PERDAS

Depois do processo de reestruturação do setor elétrico, os níveis de perda iniciaram uma trajetória de queda em função da implementação da regulação por incentivos por meio do

esquema da Empresa Modelo Eficiente, que oferece incentivos econômicos para reduzir custos, incluindo os custos relacionados às perdas de energia. Neste esquema, é estabelecida uma porcentagem de perdas referenciais que são reconhecidas na tarifa. Se a distribuidora apresenta um nível de perdas inferior ao referencial, recebe rendas adicionais. Se as perdas forem superiores ao referencial, há prejuízo para a distribuidora (OSINERGMIN, 2017a).

Assim, os consumidores pagam apenas pelas perdas referenciais e não necessariamente pelas perdas reais totais da empresa. Isto faz com que as empresas sejam incentivadas a ampliar a eficiência. A porcentagem de perdas referenciais é atualizada a cada período tarifário (ou seja, a cada cinco anos). Ao passo que os valores referenciais diminuem, os consumidores se beneficiam das melhorias em eficiência, que refletem em tarifas reduzidas pelo serviço (OSINERGMIN, 2011).

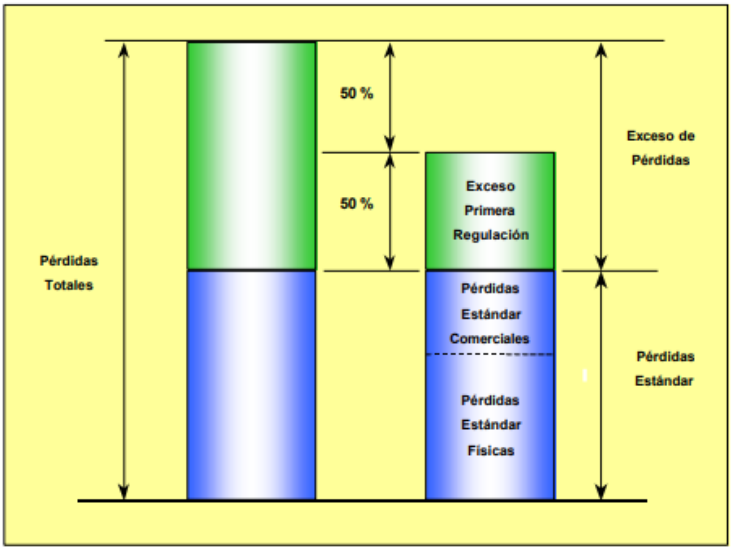
As perdas referenciais se dividem em perdas padrão e perdas reconhecidas. As perdas padrão incorporam as perdas técnicas (que devem seguir um nível de qualidade determinado por lei) e comerciais (que não podem ser superiores a 50% das perdas técnicas), representando as perdas eficientes que as distribuidoras devem apresentar. No Peru, as perdas reconhecidas são definidas como as perdas adicionais às perdas padrão[28] e que também estão embutidas na tarifa. As perdas reconhecidas foram criadas em função do alto índice de perdas comerciais nos anos iniciais de vigência da LCE, entretanto, o governo estipulou que a porcentagem das perdas reconhecidas teria que diminuir gradativamente, desaparecendo após três períodos tarifários (OSINERGMIN, 2017a).

De acordo com a segunda disposição transitória do Título XI do Regulamento da LCE, nos primeiros períodos regulatórios, o excesso reconhecido deveria reduzir em pelo menos 50% da diferença entre perda totais e as perdas padrão, conforme demonstra a Figura 14. Dito isso, no ciclo tarifário de 1993 a 1997, estabeleceu-se que seria reconhecido um percentual de 75% do excesso para que as empresas distribuidoras obtivessem condições para, ao final do ciclo, atingirem uma redução de 50% do excesso. No ciclo tarifário seguinte, de 1997 a 2001, foi estabelecida uma redução gradual em 4 etapas, referentes a cada ano. Com isso, foram reconhecidos os percentuais em relação ao excesso de 45% no primeiro ano, 40% no segundo ano, 35% no terceiro ano e 30% no último ano. Para o ciclo de 2001 a 2005, optou-se por manter a trajetória descente do ciclo anterior, impondo a cada ano um reconhecimento de 5 pontos percentuais inferior ao ano anterior. Com isso, ao final do período em 2005, o reconhecimento seria de 10% do excesso. A partir de 2005, o regulador definiu a extinção do reconhecimento

[28] Em outras palavras, as perdas reconhecidas são o excesso entre as perdas reais totais e as perdas padrão

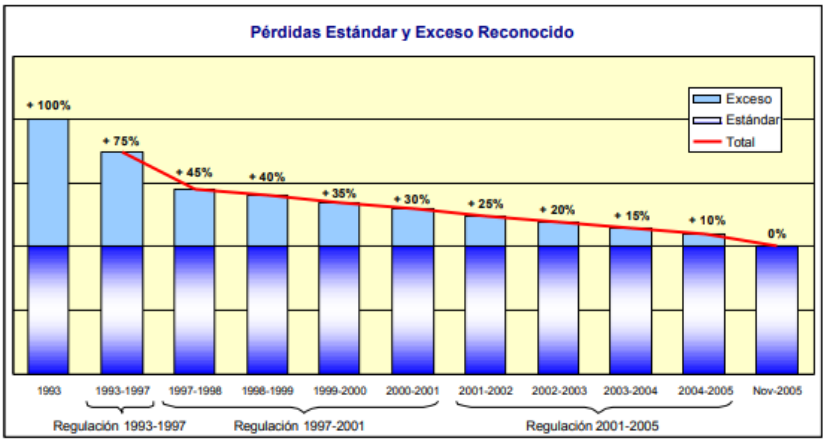
adicional. A Figura 15 ilustra esta trajetória de redução do reconhecimento regulatório (OSINERGMIN, 1993)

Figura 14: Descrição das perdas reconhecidas



Fonte: OSINERG (2001)

Figura 15:Evolução do reconhecimento regulatório de perdas



Fonte: OSINERG (2001)

Para a determinação das perdas padrão da empresa modelo eficiente, serão utilizados os circuitos economicamente adaptados, conforme estudo técnico-econômico das configurações básicas de cada zona ou área de densidade. O cálculo é feito por etapa, isto é, para cada etapa de cada zona ou área de densidade, serão determinadas as perdas percentuais de energia, referente aos valores de abastecimento correspondentes por etapa. As etapas são: i) perdas nos centros de transformação AT/MT (apenas indicativo); ii) perdas nas redes de MT; iii) perdas nas subestações de distribuição MT/BT e outras; iv) perdas nas redes de BT; v) perdas nas conexões; e vi) perdas nos medidores (OSINERGMIN, 2017b).

Assim, obtém-se as perdas técnicas padrão de energia e potência para os sistemas economicamente adaptados a nível de MT, SED, BT, conexões e medidores. Quanto às PNT, estas serão estimadas utilizando a diferença entre as perdas totais e perdas técnicas calculadas em relação à rede efetiva. A empresa irá propor a metodologia e os mecanismos de cálculo adequados para realizar a estimativa das PNT eficientes. Os valores obtidos serão incluídos no balanço de energia e potência do sistema elétrico (OSINERGMIN, 2017b).

O reconhecimento das perdas padrão no VAD e, consequentemente, na tarifa final, se dá pelos fatores de expansão de perdas. Estes valores são determinados ao final do processo de revisão tarifária e consistem em valores de ajustes do VAD para considerar o percentual perdas padrão e excesso de perdas reconhecidas estabelecidos pelo regulador. O cálculo dos fatores de expansão é expresso na equação a seguir (OSINERG, 2001):

$$Factor\ de\ Expansión\ de\ Pérdidas = {}^{1}\Big/\left(1 - \frac{\%Pérdidas}{100}\right)$$

Onde:

- $\%Pérdidas$*: percentual perdas padrão e excesso de perdas reconhecidas estabelecidos pelo regulador*

Os fatores de perdas aplicados são o PEMT (fator de expansão de perdas de energia na Média Tensão), o PPMT (fator de expansão de perdas de potência na Média Tensão), o PEBT (fator de expansão de perdas de energia na Baixa Tensão) e o PPBT (fator de expansão de perdas de potência na Baixa Tensão). A Tabela 1 apresenta os valores resultantes para o último período do ciclo tarifário de 2013 a 2017.

Tabela 1: Fatores de expansão de perdas do período de nov/2016 a out/2017

		Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	Sector 5	Sector 6	Sector SER	Sector Especial
Media Tensión									
PEMT	Energía	1,0131	1,0130	1,0174	1,0210	1,0380	1,0276	1,0203	1,0236
PPMT	Potencia	1,0166	1,0169	1,0276	1,0328	1,0601	1,0534	1,0083	1,0322
SED MT/BT									
PESED	Energía	1,0566	1,0635	1,0621	1,0508	1,0566	1,0561	1,0592	1,0782
PPSED	Potencia	1,0635	1,0654	1,0613	1,0512	1,0505	1,0527	1,0588	1,0677
Baja Tensión									
PEBT	Energía	1,0820	1,0841	1,0855	1,0728	1,0671	1,0654	1,0630	1,0804
PPBT	Potencia	1,1046	1,0936	1,1030	1,0896	1,0730	1,0741	1,0675	1,0707
Baja Tensión - Sistema de Medición Centralizada									
PEBTCO	Energía	1,0812	1,0834	1,0837	1,0723	1,0668	1,0651	1,0628	1,0803
PPBTCO	Potencia	1,1038	1,0925	1,0995	1,0885	1,0722	1,0733	1,0670	1,0704

Fonte: OSINERGMIN (2013)

8 CONCLUSÕES

O tema das perdas de energia elétrica assume forte relevância para os países da América Latina, em função deste ser o continente com a maior média de perdas em relação às demais regiões do planeta. Apesar das condições desfavoráveis, é possível identificar casos, relativamente, bem-sucedidos na manutenção de índices de perdas aceitáveis. Dada a similaridade socioeconômica e a proximidade cultural e geográfica, torna-se importante analisar os aprimoramentos regulatórios ocorridos nestes países em busca de inovações aplicáveis ao contexto brasileiro. A partir do levantamento de informações dos 6 países da América Latina selecionados, foi possível obter importantes ensinamentos para o tratamento regulatório das PNT, os quais são sintetizados nesta seção.

Na regulação do setor de elétrico de Chile, Guatemala e Peru, as empresas distribuidoras apresentam propostas de perdas na tarifa para serem aprovadas pelo órgão regulador, por meio de metodologias de cálculos desenvolvidas por uma empresa de consultoria contratada pela distribuidora. Por sua vez, o regulador também contrata uma empresa de consultoria independente para realizar os cálculos e, ao final, o valor reconhecido na tarifa é composto de uma ponderação entre os resultados de cada consultoria. Em geral, a ponderação considera um maior peso para o valor encontrado pelo regulador, podendo inclusive optar por aceitar apenas este valor.

Basicamente, as metodologias de cálculo baseiam-se em equações de fluxos de potência e balanços de energia na rede para determinação das perdas técnicas. Para as PNT, é considerado um acréscimo percentual sobre as perdas na rede de baixa tensão, referente a um valor residual de furto cuja a eliminação não seja economicamente viável. Os valores finais são fixados com base em uma empresa modelo fictícia cujo o valor eficiente de perdas é dado em função dos custos associados ao combate das mesmas. Em outras palavras, a metodologia regulatória realiza um cálculo para quantificar o custo das ações de combate às perdas e o ponto em que este custo é superior ao prejuízo das perdas é adotado com o limite regulatório que pode ser reconhecido.

Este modelo baseado na contratação de empresas de consultoria foi desenvolvido no Chile e passou a ser adotado por vários países na América Latina. As diferenças entre suas aplicações nos países consistem nos percentuais máximos permitidos para PNT. Além disso, o modelo chileno introduz também o conceito de “áreas típicas”, que é empregado diferenciadamente em cada país. Este conceito tem como propósito *clusterizar* as empresas de acordo com as dificuldades de combate às perdas de cada localidade. Assim, o regulador

reconhece que há diferenças de complexidade de atuação entre as regiões e propõe um cálculo especifico para cada grupo de empresas comparáveis.

O reconhecimento de que as concessões fornecem realidades diferentes para o combate às perdas, e, por isso, devem receber um tratamento diferenciado pela regulação, também é verificado na Colômbia. Recentemente, o país passou por um processo de reestruturação das normas do setor por meio da Resolução CREG 015 de 2018. O tratamento regulatório das perdas no país, inicialmente, havia estabelecido uma trajetória de redução das metas anuais de reconhecimento de perdas. Entretanto, com o tempo, verificou-se a incapacidade das empresas em atingir esta trajetória. Em consequência, o governo optou por fixar para todos os anos seguintes o valor referente a empresa com menor índice de perdas naquele momento. Esta medida incentivou que algumas empresas obtivessem índices menores do que este valor fixado e fossem remuneradas na proporção da diferença para meta. No entanto, a maior parte das empresas continuava com índices acima da meta.

A nova proposta do regulador colombiano, vigente a partir de 2018, consiste em determinar um valor de meta a nível nacional e classificar as empresas em duas categorias referentes à posição acima ou abaixo deste valor. As empresas abaixo da meta são ditas “em manutenção de perdas” e as empresas acima do valor fixado são denominadas “em redução de perdas”. Para as empresas “em redução de perdas”, o regulador passa a reconhecer na tarifa o percentual de perdas reais referentes a 2017, sendo este o ponto de partida para uma trajetória de redução para os próximos anos. Estas empresas são obrigadas a apresentar planos de redução das perdas, o qual deverá ser aprovado pelo órgão regulador para o reconhecimento na tarifa dos custos associados. Caso verifique-se que a empresa não está tendo êxito no atingimento das metas, a remuneração reconhecida do plano é suspensa, podendo ser cancelada.

Para a aprovação do valor proposto para o plano, o regulador realiza a análise de eficiência com base no desenvolvimento de modelos matemáticos que descrevem os custos eficientes. Basicamente, o modelo usa como input o histórico das empresas para rodar uma lógica em redes neurais e obter as trajetórias de perdas e os investimentos associados. Dentre as variáveis utilizadas menciona-se dados históricos relativos a consumo e elasticidade da demanda, investimento por kWh, energia recuperada, tamanho da rede, crescimento vegetativo, entre outros.

Portanto, observa-se que, com a chegada da resolução CREG 015/2018, o regulador cria uma forma de incentivo para as empresas de acordo com o nível de investimento que realizam na rede de distribuição. Além disso, a partir de uma linha de corte baseada uma meta no âmbito nacional, a regulação trata diferenciadamente empresas caso estejam acima ou abaixo deste

valor de referência. Esta é uma consideração importante na medida em o regulador reconhece que os desafios são bastantes distintos devendo ser encarados de acordo com a realidade de desempenho de cada grupo de empresas.

As empresas “em manutenção de perdas” não são cobradas de ter planos de redução de perdas e recebem o reconhecimento dos gastos de manutenção das perdas nos níveis verificados. Para algumas empresas, o reconhecimento foi reduzido em função de estarem bem abaixo da meta nacional. Em relação a definição de metas especificas para as PNT, a regulação colombiana prevê uma formulação baseada em parâmetros de cada empresa relacionados aos quilômetros de linhas rurais e ao atendimento de usuários em “áreas especiais”, definidas por critérios socioeconômicos. Apesar de fatores socioeconômicos estarem presentes, o tema da violência, questão preponderante para a atuação das distribuidoras na Colômbia, não recebe nenhum tratamento específico na regulação de perdas do país.

Para este tema do impacto da violência na prestação do serviço, é importante destacar a abordagem específica realizada pela regulação panamenha. A definição de metas regulatórias de perdas no Panamá utiliza uma formulação obtida por modelos de regressão baseado em uma metodologia de *benchmarking* internacional, com empresas dos EUA selecionadas mediante modelo de Análise de Fronteiras de Eficiência. Uma vez que o país possui poucas empresas distribuidoras, o uso de empresa internacionais consiste em uma alternativa válida para aplicar o modelo *benchmark*.

A aplicação desta metodologia não é afetada pelas perdas reais das empresas com o objetivo de estabelecer uma meta que induza as empresas a alcançar um nível mais adequado de eficiência em suas operações. Entretanto, ao utilizar empresas americanas, a realidade enfrentada por ditas empresa é bastante diferente da encontrada no Panamá. De fato, as empresas americanas atuam em áreas com melhores condições socioeconômica, maior desenvolvimento de renda e menores índices de violência, portanto, a regulação do setor estaria realizando um cálculo muito simplificado frente a complexidade de atuação das empresas.

A partir desta argumentação, o regulador passou a reconhecer um percentual adicional ao valor reconhecido pelo modelo, referente a existência de áreas de restrição à operação, denominadas “zonas rojas”. Estas zonas são definidas segundo diversos critérios como tendência ao furto de energia e vandalismo, alta periculosidade, impedimento do acesso às equipes de campo, necessidade de apoio policial para realizar inspeções na rede, nível de delinquência, entre outros indicadores de segurança pública. Para obter o reconhecimento extraordinário do regulador, as distribuidoras precisam comprovar às restrições à operação nestas zonas por meio de mapeamento da rede, medições detalhadas das perdas, levantamento

georreferenciado de ocorrências criminais e comprovações de custos extras de combate às perdas em função da insegurança.

O tema da violência também é bastante relevante em El Salvador, país frequentemente presente no topo dos países mais violentos do mundo. No entanto, mesmo com o crescimento das perdas nos últimos anos, os índices de furto de energia no país ainda são relativamente baixos, o que acarreta em uma regulação de PNT ainda incipiente. Apesar das condições socioeconômicas desfavoráveis, verificou-se um consenso no país quanto a cultura de não furtar energia. Alguns fatores podem justificar isto, sendo eles: as políticas de subsídios na tarifa dos consumidores, a reduzida dimensão do setor, a rígida fiscalização e a forte política de penalização aos fraudadores, aliada ao apoio do judiciário a favor da punição aos infratores e da celeridade dos processos.

Por fim, com base no levantamento de informações realizado para amostra de países, o Quadro 4 sintetiza os principais aspectos regulatórios associados às perdas na distribuição de energia elétrica nestes países. No intuito de aprofundar o estudo sobre as experiências internacionais no tratamento de perdas, os diversos ensinamentos aqui apresentados serão abordados na análise especifica de cada país desenvolvida na sequência.

Quadro 4:Síntese dos aspectos regulatórios associados às perdas nos países selecionados.

País	Síntese
Chile	• Possibilidade de zonas de concessão sobrepostas; • Modelo regulatório baseado em *Yardstick Competition* com aplicação de *Price-Cap;* • Mecanismos de incentivo fundamentados no conceito de Empresa Modelo Eficiente; • Fatores de expansão de perdas incorporados na tarifa através do VAD; • Cálculo VAD realizado por Áreas Típicas de Distribuição, considerando diversos aspectos no que concerne a gestão eficiente da empresa. A cada período tarifário, os critérios para enquadramento das empresas nos grupos de áreas típica são revistos e adequados ao novo contexto; • Regulador e regulado contratam empresa de consultoria independente para realizar o cálculo dos componentes do VAD, incluindo perdas. Ao final, é realizada uma ponderação entre os dois estudos apresentados; • PNTs são consideradas por meio de um acréscimo percentual sobre as perdas na rede de baixa tensão, referente a um valor residual de furto cuja a eliminação não seja economicamente viável; • Possibilidade de obter reconhecimento diferenciado mediante apresentação de plano de redução de perdas, cujos resultados e comprovem a necessidade de

	reconhecimento regulatório diferenciado em função dos custos de combate às perdas.
Colômbia	• Modelo da regulação tarifária baseado em *Revenue Cap;* • Divisão das áreas urbanas em seis estratos socioeconômicos para a definição das tarifas de energia; • Níveis de perdas para cada empresa com base na composição de seu mercado urbano e rural; • Uso de equação obtida de regressão do histórico das empresas para descrever as PNTs a partir de parâmetros relacionados aos quilômetros de linhas rurais e ao atendimento de usuários em áreas especiais; • Estava em curso a reestruturação da regulação do setor elétrico colombiano por meio da resolução CREG 015/2018 até a data de estruturação do texto; • Determinação de uma meta de perdas a nível nacional e classificação das empresas em duas categorias referentes à posição acima ou abaixo deste valor; • Empresas abaixo da meta não são cobradas de ter planos de redução de perdas e recebem o reconhecimento dos gastos de manutenção das perdas nos níveis verificados; • Empresas acima da meta podem a ter o reconhecimento do percentual de perdas reais referentes ao ano de 2017, sendo este o ponto de partida para uma trajetória de redução para os próximos anos. Para isso, estas empresas são obrigadas a apresentar planos de redução das perdas, o qual deverá ser aprovado pelo órgão regulador para o reconhecimento na tarifa dos custos associados. Caso verifique-se que a empresa não está tendo êxito no atingimento das metas, a remuneração reconhecida do plano é suspensa, podendo ser cancelada. • Aprovação dos planos baseada em análise de eficiência por modelos de rede neurais, nos quais são utilizados o histórico das empresas para obter as trajetórias de perdas e os investimentos eficientes associados;
El Salvador	• Perdas são reconhecidas na tarifa mediante aplicação de fatores de perdas que multiplicam o valor da energia adquirida; • Metodologia de reconhecimento das perdas baseada em modelo de rede eficiente; • Para PNT, o modelo utiliza o histórico dos custos envolvidos no combate a estas perdas, como detecção e normalização dos consumidores fraudulentos e clandestinos, além avaliar os níveis de eficácia das ações de combate e os custos da energia perdida; • Estabelecido o reconhecimento máximo de 50% das PNT reais de BT consideradas pelo balanço da empresa; • Baixos índices de perdas justificados por fatores como: políticas de subsídios na tarifa dos consumidores, reduzida dimensão do setor, rígida fiscalização e forte política de penalização aos fraudadores, aliada ao apoio do judiciário a favor da punição aos infratores e da celeridade dos processos;

	• Mais de 60% dos consumidores residenciais faz uso de tarifa social e, independentemente deste subsídio, a tarifa de energia aplicada aos consumidores residenciais possui desconto para consumos até 105kWh, de forma a beneficiar consumidores de baixa demanda de energia e fomentar a eficiência energética.
Guatemala	• Perdas são reconhecidas na tarifa mediante aplicação de fatores de perdas que multiplicam o valor da energia adquirida; • Perdas técnicas são definidas a partir de estudos de fluxos das linhas e balanços de energia; • PNT são consideradas por meio de um acréscimo percentual sobre as perdas na rede de baixa tensão, correspondente ao desempenho de uma empresa eficiente; • Os valores são fixados com base em uma empresa fictícia cujo o valor eficiente de perdas é dado em função dos custos associados ao combate as mesmas; • Aplicação de metodologia desenvolvida no Chile, na qual regulador e regulado contratam empresa de consultoria independente para realizar os cálculos; • Reconhecimento regulatório dos custos de O&M relativos às ações de combate a perdas.
Panamá	• Modelo regulatório baseado em Receita Máxima Permitida; • Para o cálculo da receita, o regulador considera os seguintes fatores: áreas representativas, empresas comparáveis, equações de eficiência, taxa de rentabilidade e base de capital. • Possibilidade de segregação da concessão em várias áreas representativas • Definição de metas regulatórias de perdas por meio de modelos de regressão baseado em uma metodologia de *benchmarking* internacional, com empresas dos EUA selecionadas mediante modelo de Análise de Fronteiras de Eficiência. • Adota abordagem específica para o tema da violência • Percentual adicional ao valor reconhecido pelo modelo, referente a existência de áreas de restrição à operação, denominadas “zonas rojas” • Para obter o reconhecimento extraordinário do regulador, as distribuidoras precisam comprovar às restrições à operação nestas zonas por meio de mapeamento da rede, medições detalhadas das perdas, levantamento georreferenciado de ocorrências criminais e comprovações de custos extras de combate às perdas em função da insegurança
Peru	• Metodologia regulatória baseada no modelo chileno; • Empresas de distribuição agrupadas em setores típicos, definidos por características técnicas semelhantes quanto à disposição geográfica de carga e aos custos de investimento, operação e manutenção; • Mecanismos de incentivo fundamentados no conceito de Empresa Modelo Eficiente;

	• Fatores de expansão de perdas incorporados na tarifa através do VAD; • Cálculo VAD realizado por Áreas Típicas de Distribuição, considerando diversos aspectos no que concerne a gestão eficiente da empresa. A cada período tarifário, os critérios para enquadramento das empresas nos grupos de áreas típica são revistos e adequados ao novo contexto; • Regulador e regulado contratam empresa de consultoria independente para realizar o cálculo dos componentes do VAD, incluindo perdas. Ao final, é realizada uma ponderação entre os dois estudos apresentados; • PNTs são consideradas por meio de um acréscimo percentual sobre as perdas na rede de baixa tensão, referente a um valor residual de furto cuja a eliminação não seja economicamente viável; • Estabeleceu-se que as perdas comerciais não podem ser superiores a 50% das perdas técnicas.

Fonte: Elaboração própria

REFERÊNCIAS

ARAÚZ, O.; PÉREZ, E. **Análisis del Mercado Eléctrico Panameño**Ministerio de Economí y Finanzas - Dirección de Análisis Económico y Social, , 2017.

ASAMBLEA NACIONAL DE PANAMÁ. **Ley nº 6 de 1997**, 1997.

ASEP. **Ingreso Máximo Permitido para las Empresas de Distribuición Eléctrica para el periodo 2006-2010 - Metodología de Cálculo**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, , 2007.

ASEP. **Resolución AN No. 12688-Elec Panamá, 30 de agosto de 2018**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, , 2018a.

ASEP. TITULO IV: RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN. **REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**, 2018b.

ASEP. **"PROPUESTA DE INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) Y A ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA) PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1 DE JULIO DE 2Documento de Consulta Pública**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, , 2018c.

ASEP. **Resolución AN No. 12745-Elec Panamá, 24 de setembro de 2018**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, , 2018d.

ASOCODIS. **ANÁLISIS DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica, , 2004.

BA ENERGY SOLUTIONS. "EEGSA: Estudio del Valor Agregado de Distribución - Etapa D: Balances de Energía y Potencia". Junio, 2018.

CNE – Comisión Nacional de Energía. **La Regulación del Segmento Distribución em Chile**. Documento de Trabajo. Santiago: junho de 2006.

CNE – Comisión Nacional de Energía. **Resolución Exenta nº 699**. Santiago, 29 de dezembro de 2015.

CNE – Comisión Nacional de Energía. **Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución**. Santiago: informe técnico, novembro, 2016.

CNEE. “Metodología para la Elaboración del Estudio del Valor Agregado (EVAD)”. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Junio, 2014.

CNEE. “Informe Estadístico 2016: Período 2012-2016”. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Mayo, 2017.

CNEE. Resolución nº146 de 2018. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Julio, 2018a.

CNEE. Resolución nº153 de 2018. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Julio, 2018b.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA. Decreto nº93 de 1996 - *Ley General de Electricidad* (LGE) de Guatemala.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA. Decreto nº96 de 2000 - *Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica.*

COSTA, C.; CEBALLOS, C. **Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador**Mercados Energéticos Consultores, S. A. / Superintendencia de Competencia, , 2016.

CPFL et al. Características Dos Sistemas Elétricos E Do Setor Elétrico De Países e/ou Estados Selecionados. **Projeto de P&D: Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia Elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em países Selecionados, considerando a influência do modelo Institucional vigente**, p. 1–412, 2014.

CPFL. **Aspectos conceituais da regulação econômica, modelo tarifário e mecanismo de formação das tarifas nos 25 países estudados**. CPFL: junho, 2015.

CREG. **Resolución nº 99 de 1997.** Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energia y Gas, , 1997.

CREG. **Resolucion nº 82 de 2002.** Ministerio de Energía y Minas - Comisión de Regulación de Energía y Gas, , 2002.

CREG. **Resolución nº 97 de 2008.** Ministerio de Energía y Minas - Comisión de Regulación de Energía y Gas, , 2008.

CREG. Apresentação: Planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica - Resolución CREG 184 de 2010. IbaguéComisión de Regulación de Energía y Gas, , 2011a.

CREG. **Propuesta para Remunerar Planes de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribuición Local**. 2011b . Disponível em: <http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/remuneracion_perdidas_no_tecnicas_energia.pdf>.

CREG. Apresentação: Metodología de Remuneración de los Planes de Reducción de Pérdidas de Energía EléctricaPereiraComision de Regulacion de Energia y Gas, , 2012.

CREG. Resolución nº 15 de 2018Ministerio de Minas y Energía - Comision de Regulacion de Energia y Gas, , 2018.

CREG; UTP. **Modelo de Estimación del Costo Total de Plan de Reducción de Pérdidas no Técnicas**Grupo de Investigación en Desarollo en Investigación Operativa y Grupo de Investigación SIRIUS, , 2017.

DAMMERT, A.; CARPIO, R. G.; MOLINELLI, F. **Regulación y supervisión del sector eléctrico**. PUCP: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2008.

DROGUETT, L. A. L. **Rentabilidad de las empresas de distribución y su relación com las fijaciones tarifarias**. Santiago de Chile: Pontifícia Universidad Catolica de Chile, 2004.

ENSA. Comentarios de ENSA a la Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a Elektra Noreste, S.A.(ENSA), para el periodo compren. **Consulta Pública nº 016 de 2018 - Resolución AN No. 12760-elec de 1ro de octubre de 2018**, 2018.

ESPINASA, R. et al. **Dossier Energético: Colombia. Nota Técnica nº IDB - TN - 1177.**División de Energía - Sector de Infraestructura y Energía, , 2017a.

ESPINASA, R.; SUCRE, C.; GUTIERREZ, M.; ANAYA, F. **Dossier energético**: Peru. BID: Banco Interamericano de Desarollo, nota técnica nº 1179, janeiro de 2017b.

IRENA. **Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables: Panamá.** Abu Dhabi International Renewable Energy Agency (IRENA), , 2018.

ISAZA, H. S. **Programa Computacional y Modelo de Estimación del Costo Total del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas**. Pereira: [s.n.]. Disponível em: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/f9d31d851f26e52d0525786f0075f81a/$FILE/CIRCULAR024-2011 ANEXO 1.pdf>.

KINOSIAN, S.; ALBALADEJO, A.; HAUGAARD, L. **La Violencia En El Salvador: No hay una solución sencilla**Center for Internacional Policy/ Latin America Working Group Education Fund, , 2016.

LLONA, J. S. B. **Regulación en el sector distribución eléctrica**. 167 f. Tese (Graduação em Engenharia Civil com menção em Eletricidade) – Escuela de Ingeniería, Pontifícia Universidad Católica de Chile, 1999.

MINEM. Ministerio de Energía y Minas. **Anuario Ejecutivo de Electricidad 2016**. Lima: MINEM, 2018;

MME. **Decreto 111 de 2012**Ministerio de Minas y Energía, , 2012.

NAVARRO, R. Capítulo 10: LA EFICIENCIA EN LAS REDES: NIVELES DE PÉRDIDAS Y REDUCCIÓN DE FRAUDE ENERGÉTICO. In: [s.l: s.n.].

OSINERG. Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribuición Eléctrica. **Informe OSINERG-GART-GDE-2001-045**. Organismo Supervisor de la Inversión em Energía/ Gerencia Adjunta de Regulación Tarifária/ Gerencia de Distribución Eléctrica. Lima, 2001.

OSINERGMIN. Decreto Supremo nº 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. 1993

OSINERGMIN. Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Mineria. **Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano**. OSINERGMIN: Lima, maio de 2011.

OSINERGMIN. Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Mineria. **Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN mº 203-2013-OS/CD**. OSINERGMIN: Lima, 14 de outubro de 2013.

OSINERGMIN. Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería. **Evaluación Ex Post del Impacto de la Regulación de las Pérdidas de Energía em el Perú**. OSINERGMIN: Documento de evaluación de políticas nº 002-2017, Lima, janeiro de 2017a.

OSINERGMIN. Organismo Superior de la Inversión de Energía y Minería. **Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD)**. Gerencia de Regulación de Tarifas División de Distribución Eléctrica. novembro de 2017b.

PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA. Acuerdo Gubernativo nº256 de 1997 - *Reglamento de la Ley General de Electricidad.*

PUC-CNE – Pontificia Universidad Católica de Chile y Comisión Nacional de Energía. **Diagnóstico de la regulación del sector de distribución eléctrica em Chile**. Informe Resumen de Diagnóstico. Dezembro de 2017.

RA CONSULTORES. **Pérdidas de Energía DistribuiciónJornada de Actualización Normativa**Bucaramanga, 2011. Disponível em: <http://www.vapormat-saacke.com/perdidas-de-energia-en-calderas>

REIS, P. F. DOS. **Políticas de Cultura a longo Prazo: Estudo Comparativo entre o Plano Nacional de Cultura do Brasil e da Colômbia**. [s.l.] Universidade Federal da Bahia, 2013.

ROMERO, D. J.; VARGAS, A. **Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en ColombiaRevista de la Maestría en Derecho Económico**, 2010. Disponível em: <http://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7172/5702>

SANCHEZ, J. M; CORIA, J. **Definición de la Empresa Modelo em Regulación de Monopolios em Chile**. Dezembro de 2003.

SIGET. **Acuerdo nº 587 de 2012**Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, , 2012.

SSPD. **La Crisis de la Electrificadora del Caribe S.A.**, 2017.

VALENZUELA, L. G.; MONTAÑA, C. S. **Chilectra**: uma experiencia exitosa em el control de pérdidas no-técnicas. In: Seminário Internacional Sobre Gestión de Pérdidas, Eficiencia Energética y Protección de Los Ingresos em el Sector, 2005, Maceió. Maceió: CIER, CL-83