

**Neusa Antunes
Jan Koole**

Alexsandre Ferreira

**Iara Sobrosa
Diego Boff**

APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

FUNDAMENTOS E DESENVOLVIMENTO METODOLÓGICO

Relatório Parcial

PROJETO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

P&D 00381-0009/2018

EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA - ELFSM

julho de 2020

AGRADECIMENTOS

Ao Dr. Arthur Coutinho, pessoa incrível e atuante no setor elétrico, que depositou sua confiança neste trabalho, acreditando na importância e tempestividade deste projeto, nossos sinceros agradecimentos. Permita-nos lhe dizer o quanto o senhor é querido e como nos apraz ouvir suas histórias sobre o setor elétrico e a Santa Maria em nossos encontros.

Agradecemos também ao Henrique Coutinho por todo apoio neste desafio, pela participação ativa nas discussões, e pelo interesse demonstrado no projeto.

Não poderíamos deixar de mencionar todos que participaram do *Workshop Internacional para Aperfeiçoamento do Modelo Tarifário Brasileiro*, realizado em parceria com o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento *Modelo Regulatório adequado para implantação da Mini e Micro Geração Distribuída*, da Cemig Distribuição. Nossos agradecimentos ao Rodrigo Limp, Paulo Mota Henriques, Fernando Maia, Ângela Gomes, Joisa Campanher Dutra, Giordano Bruno Matos, Anderson Cortez, Yuri Ribeiro Faria, Alexandre Lopez, Fabiano da Rosa Carvalho, Carlos Battle, Alexandre Ramos Peixoto e Fabiana Cepeda. Em especial, nosso agradecimento ao Jim Lazar pelo seu esforço e comprometimento com o evento e pelos seus artigos, que muito contribuíram em nossos estudos, e ao nosso amigo contemporâneo Francisco Aboud, que muito colaborou em um dos capítulos deste trabalho.

Aos parceiros Frederico Coelho, Maura Galuppo, Carlos Magno de Moura e Souza e João Alberto da Silva, e, também, aos nossos companheiros de início de jornada, Reginaldo Medeiros, Cesar Rissoli, Emílio Castelar e Mário Lúcio Caixeta, deixamos-lhes aqui nosso abraço e também nossos agradecimentos, sem vocês estaríamos escrevendo outra história.

Agradecemos, por fim, à ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica pela oportunidade de contribuir de forma mais efetiva e dedicada a este polêmico e atraente tema, que é o Custo de Uso da Rede de Distribuição e sua transformação em modalidades tarifárias.

os autores

PREFÁCIO

Foram muitos e longos anos estudando os custos marginais no sistema elétrico, particularmente na rede de distribuição, trabalhando e tentando melhorar a metodologia de construção de tarifas.

Iara e eu, que participamos da construção das tarifas *time of use* na década de oitenta, que vivemos toda uma vida nisto, começamos fazendo tipologia das redes e consumidores. Foram quase 100 tipologias de praticamente todas as empresas do Brasil, entendendo como os diversos usuários compõem a rede e observando como a rede opera e expande, como se revelam os seus custos médios e marginais, e como cada cliente é responsável por esses custos.

Diga-se que essa reponsabilidade em relação aos custos é facilmente compreendida ao se perguntar como uma demanda de potência marginal afeta o custo de operação (curto prazo) e de expansão (longo prazo), que é o mais adequado para definir tarifas de uso da rede de distribuição. O difícil é perceber que se deve fazer essa pergunta. Felizmente ela nos foi colocada ainda aos vinte e poucos anos e foram muitos os que nos ajudaram a respondê-la. Primeiramente foi Izaltino Camozzato, em nossas inúmeras e proveitosas reuniões, passando por toda equipe da Électricité de France - EDF e por muitos livros e artigos sobre o assunto.

Um dos primeiros, foi o livro de Yves Albouy. *Análisis de Costos Marginales Y Deseno de Tarifas de Electricidad y Agua* (Albouy, 1983) que, no Capítulo VI, já tratava da "*responsability for capacity cost*" (traduzida no Brasil para Responsabilidade de Potência) e sua correlação com fator de carga, dos efeitos da diversidade e dos tipos de tarifas. Esta parte era, em especial, importante, pois a maioria dos textos tratava de forma mais genérica a microeconomia e a tarifação ao custo marginal, além de focar mais a geração de energia elétrica.

São bem menos numerosos os artigos/livros que tratam do transporte, principalmente na distribuição, e existem significativas diferenças que podem levar incautos a grandes equívocos. Mas, para nossa sorte, Albouy, Munasinghe, Penz e todos os demais já nos orientavam para o caminho correto, e a base conceitual estava muito bem resolvida para nós – confesso que, à época, não fui buscar os conceitos da responsabilidade dos clientes nos custos das redes em sua gênese, como fui agora em Houthakker (1951), por exemplo, estavam muito claros e coerentes para mim, e mais inequívocos tornaram-se ao longo dos anos, conhecendo as redes e consumidores. E tínhamos uma missão urgente: implantar as novas tarifas no Brasil, que reduziriam os custos de energia para a sociedade.

Nossa primeira missão era, sob coordenação de Reginaldo Medeiros, construir, da melhor forma possível, as tipologias e entender como seriam utilizadas. Para isso, criamos a forma de extrapolar a amostra para o universo, considerando as diferenças entre os dias úteis, os

sábados e domingos, e estudamos amostragem e métodos de análise de grupamentos com apoio do Departamento de Estatística da Universidade de Brasília - UnB. As primeiras medições, acreditem se puderem, eram obtidas do "printômetro". Recebíamos umas fitas com anotação dos pulsos do medidor que transcrevíamos à mão para folha de papel, para depois irem para um centro de processamento. São muitas histórias pitorescas dessa fase nessa atividade.

Depois, por algum impedimento do excêntrico e agradável Ilcon Cabral, passamos a calcular os custos de expansão de nível de tensão de rede, usando o Plano de Investimento (Custo Incremental Médio de Longo Prazo) e o histórico de evolução física da rede (Leis de Quantidade de Obras). Foram muitas viagens buscando essas informações nas empresas. Em nosso aprendizado nessa atividade, não posso deixar de recordar do adorável Carlos Augusto Paraguassu, um de seus trabalhos na Light foi-me de grande valia. E, claro, todos os documentos produzidos por Mauro Rocha e Stênio Alvarenga.

Por fim, fui colocada para calcular os custos de capacidade com meu mestre José Otávio Alves, que denominamos hoje de Custos de Uso da Rede – penso que explica melhor assim. Nessa atividade, eu e Iara, criamos a forma de calcular a proporção de fluxo que transita em cada segmento de rede ao solicitar 1 kW em um determinado nível, e tínhamos uma grande tarefa: criar o modelo para calcular a participação de cada tipo de cliente em cada tipo de rede de cada nível de tensão (Beta). Era difícil com os recursos da época, só conseguimos alguns anos depois, já fora do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

Em 90, o presidente Fernando Collor iniciou um esvaziamento do DNAEE, então decidimos que era preciso procurar novos horizontes.

Nos 20 anos de consultoria que se sucederam, seguimos conhecendo as redes de distribuição do país afora e tentando melhorar a construção e aplicação das tarifas diferenciadas. Atuamos de forma ativa no RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Com a implantação do novo modelo, principalmente com a desverticalização, tivemos a grande oportunidade e o grande desafio de calcular as tarifas de cada segmento de sistema. Foram muitas reuniões na Secretaria de Energia, mostrando os altos subsídios dados aos clientes de alta tensão. Foram muitas reuniões com a ANEEL, discutindo o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, que culminaram com o denominado "Realinhamento Tarifário".

Não cabe entediá-los neste prefácio citando todas as inúmeras lutas, mas o fato é que seguimos mostrando ao regulador as necessidades de melhorias, e promovemos mais de 30 cursos sobre Estrutura Tarifária, tentando disseminar esse conhecimento. Erramos, porém, em não escrever um livro, por falta de tempo, por má definição de prioridade. Faremos isso ao final deste projeto de P&D, na consolidação de todos os estudos.

Sabemos que erramos pois, de repente, vimos que conceitos, para nós cristalinos e cristalizados, não eram entendidos, ou mais que isso, não eram conhecidos pelo setor elétrico.

Conceitos simples, na verdade, mas lastreados na compreensão da rede, estavam ignorados e sendo sobrepostos por postulados que contrariam a formação, operação e expansão da rede.

O setor elétrico estava caminhando para um grande retrocesso. Foi bem difícil ver o trabalho dedicado de tantas pessoas, inclusive que já nos deixaram, como o Camozzatto – idealizador da tarifação ao custo marginal – em vias de ser destruído. Até hoje não compreendemos plenamente o que levou a essa conjuntura que vinha sendo desenhada desde 2008, mas, com certeza, a grande falha foi nossa. Ao perceber isso, restava-nos deixar seguir o curso ou lutar. Venceu o lado guerreiro, não conseguimos abandonar o setor elétrico à sua própria sorte. Apesar do cansaço, buscamos forças para reverter o processo, para pesquisar mais, disseminar os conceitos e metodologias, buscar as verdadeiras soluções para a evolução da regulação tarifária do Brasil, e desenvolver uma nova metodologia que aliasse os conceitos de horários com os locacionais, para expandir o conhecimento dos custos de uso da rede. E, assim, surgiu este projeto de pesquisa, ora em desenvolvimento.

Dar passos à frente sim. Retroceder não.

É um caminho difícil, de muitas mais tipologias, regionalizadas, em vários momentos do ano. Que provavelmente caberá a vocês fazê-las.

Neusa de Paula Antunes

O PROJETO

Título: Aperfeiçoamento das Estrutura das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil

Relatório Parcial: Fundamentos e Desenvolvimento Metodológico

P&D 00381-0009/2018

Proponente: Empresa Luz e Força Santa Maria – ELFSM

Instituições Executoras: ESCHER Consultoria e Engenharia LTDA

Consultar Consultoria e Serviços de Engenharia SS

Coordenador: Diego Boff

Gerente do Projeto: Alexandre Leite Ferreira

Pesquisadores: Neusa de Paula Antunes

Iara Lenuzza de O. Sobrosa

Thais Lenuzza de O. Sobrosa

Ramiro Ruiz Cárdenas

Pollyanna Valadares Maciel

Leonardo Simões C. Neto

Jan Morse Teixeira Koole

SUMÁRIO

Os OBJETIVOS DO PROJETO.....	9
CAPÍTULO I – TEORIA ECONÔMICA DE OPERAÇÃO E EXPANSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	11
1. Eficiência Econômica e Alocação Ótima de Recursos.....	11
2. Teoria de Custos de Produção	13
1.1. Os Custos de Produção no Curto Prazo.....	14
1.1.1. Custo Total de Curto Prazo	14
1.1.2. Custos Unitários de Curto Prazo	15
1.2. Os Custos de Produção de Longo Prazo.....	20
1.2.1. Custo Médio de Longo Prazo	21
1.2.2. Custo Total de Longo Prazo	22
1.2.3. Custo Marginal de Longo Prazo	23
2. As Curvas de Custo de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.....	25
2.1. Curto Prazo	25
2.2. Longo Prazo	28
2.3. Consultas Públicas ANEEL – CP002/2018 e CP003/2019	33
3. Os Custos Marginais de Geração versus Transmissão e Distribuição	38
CAPÍTULO II – OS FUNDAMENTOS DOS CUSTOS DE USO DA REDE	44
1. Os Princípios Tarifários	44
2. Os Custos de Uso da Rede pelos Clientes	45
2.1. Contribuição da Demanda do cliente na carga máxima da rede.....	45
3. Os Tipos de Tarifas	77
3.1. Modalidades Tarifárias e Risco de Mercado	80
3.2. Os Custos de Uso da Rede ou Custo do Cliente.....	81
3.3. Novos usuários e os <i>prosumidores</i>	85
4. Faturamento do Uso da rede em cada Modalidade Tarifária	86
4.1. Faturamento do Uso da Rede por “contratação” de demanda via disjuntor	89
4.2. Faturamento do Uso da Rede por Preço Fixo	93
4.3. Faturamento com Contratação de Demanda por FC da Tipologia	94
5. Tarifas adequadas para a Baixa Tensão.....	98
CAPÍTULO III – METODOLOGIA ATUAL DE CÁLCULO DO CUSTO HORÁRIO DE USO DA REDE – PROBLEMAS E SOLUÇÕES	104
1. Base Conceitual	104
2. A metodologia de Cálculo dos Custos Horários de Uso da Rede de Distribuição.....	105
2.1. Fator de Contribuição à Demanda Máxima das Redes.....	112
2.2. Probabilidades de Associação.....	118
2.3. Índice de Perdas de Potência.....	121
2.4. Resumo.....	121
3. Construção das Modalidades Tarifárias <i>Time of Use</i>	122
4. Análise da metodologia atual e empregada pela ANEEL.....	127
5. Os Custos de Expansão da Rede	129
5.1. Ramais de ligação	131
5.2. Postes dedicados aos transformadores	131
5.3. Postes de uso compartilhado	132
6. Planilha da ANEEL de construção das Tarifas de Referência de Uso da Rede.....	132
6.1. Contextualização.....	132
6.2. Abertura dos custos e das tarifas de referência em Urbano e Rural	133
6.3. Mesmo sinal para TUSD Fio A e TUSD Fio B.....	133
6.4. Cálculo da Tarifa de Repasse das despesas da TUSD Fio A	134
6.5. Cálculo da Tarifa de Referência da TUSD Fio B	141
6.6. Fator k_z	142

6.7.	Outras Oportunidades de Melhorias.....	143
7.	Preret e o Pontos de Flexibilização	144
7.1.	Contextualização.....	144
7.1.1.	Pontos de Flexibilização	145
7.1.2.	Exemplos de ineficiência do regramento atual	150
7.1.3.	Mercado utilizado na Construção das Tarifas	157
CAPÍTULO IV – METODOLOGIA DE CÁLCULO DO CUSTO LOCACIONAL HORÁRIO DE USO DA REDE		159
1.	Introdução	159
2.	Custo Locacional de Uso da Rede.....	161
3.	Custo Horário de Uso da Rede	163
4.	Custo Locacional Horário de Uso da Rede.....	165
CAPÍTULO V – PRESERVAÇÃO DE RECEITA DA DISTRIBUIDORA		175
1.	Evolução e Preservação da Receita	175
2.	Efeito de modalidades tarifárias	178
2.1.	TUSD em R\$/kW na Baixa Tensão.....	179
2.2.	TUSD com Preço Fixo	180
3.	<i>Decoupling</i>	181
4.	Evolução da Receita ELFSM	184
5.	Proposta de Preservação da Receita Fio B	190
CAPÍTULO VI – TARIFAÇÃO DE MINI E MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....		194
1.	O Comportamento do <i>Prossumidor</i>	195
1.1.	Clientes Residenciais com microgeração local	195
1.2.	Clientes Comerciais/Industriais/outros com microgeração local	196
1.3.	Clientes Rurais com microgeração local	198
1.4.	Clientes com microgeração remota.....	199
1.5.	Simulação do comportamento da GD local.....	199
1.6.	Histórico de Inserção da MMGD na ELFSM.....	201
2.	Impactos da Inserção da Mini e Microgeração Distribuída	202
2.1.	Impacto da GD na rede da ELFSM.....	204
2.1.1.	Projeção da inserção da GD fotovoltaica	204
2.1.1.1.	Sensibilidade ao <i>Payback</i>	206
2.1.1.2.	Parâmetros do Modelo de Bass.....	207
2.1.1.3.	Campanha de Medidas.....	208
2.1.1.4.	A Curva de Geração Solar no Cliente de Baixa Tensão.....	209
2.1.1.5.	Custo da Instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica	210
2.1.1.6.	Determinação do Mercado Potencial da ELFSM	211
2.1.1.7.	Previsão da inserção de Microgeração local	214
2.1.2.	Impacto na receita da distribuidora	215
2.1.3.	Impacto nas redes de Baixa Tensão da ELFSM	216
2.1.3.1.	Impacto nas redes de Baixa Tensão da ELFSM em 2020	217
2.1.3.2.	Impacto nas redes de Baixa Tensão da ELFSM em 2030	220
3.	Os Custos devidos pelos <i>Prossumidores</i>	222
3.1.	Uso da Rede	223
3.2.	Encargos da TUSD	225
3.3.	Perdas Técnicas e Não Técnicas.....	225
3.4.	Encargos da TE.....	226
4.	Alternativas para a tarifação da microgeração local	226
5.	Viabilização da Mini e Microgeração Distribuída.....	231
Bibliografia		237

FUNDAMENTOS E DESENVOLVIMENTO METODOLÓGICO

Relatório Parcial

OS OBJETIVOS DO PROJETO

O objetivo principal deste projeto é reduzir para toda a sociedade os custos de expansão da rede de distribuição, alocando corretamente os recursos escassos, maximizando a eficiência alocativa, sem esforços inúteis e gastos desnecessários e, ainda, sem prejuízo às distribuidoras.

Apesar de a metodologia atual de cálculo dos custos de uso da rede de distribuição estar bem-conceituada do ponto de vista horário e por nível de tensão, os objetivos básicos da tarifação do Uso da Rede não estão sendo completamente alcançados no Brasil.

A rigidez da estrutura tarifária atual e a impossibilidade de aplicação de sinal horário regional têm impedido a efetiva otimização do uso da rede e, pior que isso, em vários casos, têm induzido o consumidor a reduzir a demanda em horários e períodos do ano que não são de carga máxima da rede de distribuição, o que acarreta desperdício de esforços e recursos por parte do consumidor, sem a contrapartida de economia de investimento em expansão, ou seja, gerando prejuízo para a sociedade.

O cálculo dos Custos de Uso da Rede sem diferenciação em Rede Urbana, Rural e Subterrânea tem levado sobrepreços aos clientes de Média Tensão, e impedido a necessária transparência dos custos e dos subsídios cruzados.

Um novo passo rumo ao cálculo do custo locacional precisava ser dado e, para isso, este projeto de P&D desenvolveu uma nova metodologia que leva em consideração não só a participação do cliente na demanda máxima das redes, como também o ponto de sua conexão.

A crescente adoção da geração distribuída exige que a metodologia de construção de tarifas evolua para cobrar adequadamente o uso da rede por esse novo e complexo usuário, atendendo os princípios de eficiência econômica e neutralidade, sem inviabilizar a inserção dessas fontes renováveis, mas também sem prejuízo às distribuidoras e aos demais consumidores.

A forma atual de construção da TUSD, com o mercado realizado sem ajustes, com aplicação de novas modalidades de forma opcional, ou com correção das modalidades existentes, via de regra, impõe prejuízo às distribuidoras, impedindo, assim, a evolução das tarifas de uso da rede.

As distribuidoras no Brasil não têm incentivos para investir em eficiência energética e impulsionar o uso otimizado da rede, pois isso significa perda de mercado e receita entre

Revisões, de forma que é preciso eliminar o antagonismo entre eficiência energética e otimização da rede versus recuperação dos custos das distribuidoras.

Além disso, as distribuidoras estão sofrendo perdas de receita em situações de queda de mercado, incentivando-as a optar por preços fixos, desprezando o sinal econômico para o uso racional da rede.

Por fim, as consultas e audiências públicas que trataram de tarifas para baixa tensão exigiram um aprofundamento dos custos de uso da rede e da passagem desses custos às tarifas.

Assim este trabalho vem sendo desenvolvido em várias frentes de estudo compiladas, até o momento, em seis capítulos:

CAPÍTULO I – A Metodologia Atual de Cálculo do Custo Horário – problemas e soluções

CAPÍTULO II – Os Fundamentos dos Custos de Uso da Rede e a Construção das Modalidades Tarifárias

CAPÍTULO III – Tarifa de Uso da Rede para Mini e Microgeração Distribuída

CAPÍTULO IV – Metodologia de Cálculo do Custo Locacional Horário de Uso da Rede

CAPÍTULO V – Preservação de Receita das Distribuidoras

CAPÍTULO VI – Proposta de Aperfeiçoamento do Modelo Tarifário Brasileiro

Deixa-se claro que em todo o documento sempre se estará tratando dos custos e tarifas do uso da rede. Não se discutirão aqui as tarifas de energia, a não ser quando explicitamente especificado.

CAPÍTULO I – TEORIA ECONÔMICA DE OPERAÇÃO E EXPANSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A seguir, será apresentado um apanhado da teoria de Custos de Produção, buscando apenas os pontos fundamentais de interesse do presente estudo e os conceitos básicos que envolvem esses custos aplicados ao sistema de distribuição.

1. Eficiência Econômica e Alocação Ótima de Recursos

A tarifação no Brasil, em especial o serviço de transporte, foi desenvolvida com base nos Custos Marginais de Longo Prazo, sendo que a análise marginal trata dos problemas relativos à tomada de decisão econômica.

A essência da decisão econômica resume-se no seguinte: qualquer ação merece ser realizada se, e somente se, o resultado esperado colocar o agente dessa ação em uma situação melhor que a anterior.

Isso pode ser explicado na economia pelo Critério de Pareto ou do Ótimo Social:

Situação na qual qualquer mudança relativa do bem-estar de um membro da sociedade só se realiza às custas dos demais membros. Isto é, torna-se impossível no Ótimo Social melhorar a situação de alguém sem prejudicar os demais.

A característica básica do Critério de Pareto é procurar a eficiência econômica ao alocar os recursos escassos da melhor forma possível.

Isso se consegue com o preço dos diversos produtos igual ao custo marginal que conseqüentemente leva à minimização do Custo Total – CT. Essa minimização do CT indica que a sociedade obtém a maximização dos recursos disponíveis.

A teoria econômica ensina que, na condição de concorrência perfeita, a alocação ótima de recurso, ou seja, a eficiência máxima (Ótimo de Pareto) é conseguida pela igualdade de preços ao custo marginal.

O Ótimo de Pareto pressupõe concorrência perfeita, porém existem monopólios, custos marginais decrescentes, subsídios e outras externalidades. Além disso, o Critério de Pareto seria fundamentado em uma análise estática, enquanto a economia é dinâmica, principalmente em países em desenvolvimento.

Em economia, “externalidades” são os efeitos colaterais de uma decisão sobre aqueles que não participaram dela. Existe uma “externalidade” quando há conseqüências para terceiros que não são consideradas por quem toma a decisão.

Considerando, então, que as condições de Pareto não são atendidas, surgiram várias controvérsias.

A teoria do *Second Best* afirma que, mesmo havendo alguma restrição, a situação de ótimo ainda pode ser alcançada a partir de modificações em outras condições. Isso ocorre porque as condições necessárias, previamente determinadas por Pareto, estão interligadas entre si e a alteração de uma afeta as demais.

Sendo assim, no estabelecimento de tarifas pode-se depreender que qualquer divergência de um setor econômico em relação às condições de Pareto implica necessidade de alteração dos preços dos demais setores, para se chegar à alocação ótima dos recursos. Embora não se pretenda neste documento revisar a extensa literatura sobre a controvérsia entre as teorias desenvolvidas do *Second Best*, pode-se citar Coase (1946) que sugere a tarifa em duas partes, composta de uma parte fixa, que independe da quantidade produzida, e a outra variável com a quantidade produzida, que associa outros princípios tarifários, não somente a questão da eficiência econômica, mas também a questão do equilíbrio econômico da firma, retornando a receita total correspondente aos custos regulatórios para a prestação do serviço.

Lipsey e Lancaster (1956) afirmam que qualquer política de preços resultará em algumas situações piores e outras melhores e que a política correta a ser seguida é alternativa em relação ao ótimo parentiano. Por um lado, se o preço deva ser definido acima do custo marginal, por outro lado não seria eficiente definir esse preço tão distante do custo marginal, no que se refere aos custos variáveis.

Portanto a alocação eficiente dos recursos sempre deve estar aderente aos custos de cada produto, mas de forma a retornar a receita necessária à cobertura dos custos regulados.

Assim as tarifas de referência devem ser construídas iguais aos custos, sem subsídios cruzados, mantendo sempre a discussão de incentivos para um determinado mercado ou para apoiar uma tecnologia específica, separada do cálculo do custo e da sua concepção.

Além de não ser transparente e estar sujeito à dinâmica de mercado dos demais consumidores, o subsídio não permite que se viabilizem alternativas energéticas eventualmente de menor custo que o fornecimento de energia elétrica. Efeito contrário verifica-se com os sobrepreços.

A apuração do custo de cada acessante é fundamental para conhecer o real subsídio, sem mascará-lo com subsídios cruzados implícitos. Há dois tipos de subsídios: o explícito compensado atualmente pela CDE e o subsídio implícito que está sendo compensado por meio das tarifas dos demais consumidores da própria concessão. Atualmente há uma relação percentual entre as tarifas dos subgrupos B2 e B1 considerada como "subsídio" e compensada via CDE. Mas o real subsídio é a diferença entre as tarifas e custo do rural B2 (atualmente não apurado pelo regulador), que é bem superior ao custo do residencial urbano. Para se ter uma ideia, os custos dos clientes rurais de baixa tensão da ELFSM são 6 vezes maiores que os custos dos clientes urbanos. O percentual de 45% de desconto nas tarifas de Iluminação

Pública também é um subsídio arcado pelos consumidores da própria área de concessão. Os clientes com mini e microgeração distribuída também são exemplos de subsídios implícitos, uma vez que não pagam o uso da rede – subsídio concedido pela aplicação da atual REN 482.

Quando essa análise é locacional, percebe-se que há um subsídio implícito cruzado, dos que estão mais perto dos centros de geração para o que estão mais distante (muita correlação com a questão do rural e da geração distribuída).

2. Teoria de Custos de Produção

O custo total de produção é o gasto, considerando a combinação dos diferentes fatores de produção e seus preços na produção de um bem ou serviço.

Os custos de produção do bem ou serviço são classificados como Custos Fixos Totais (CFT) e Custos Variáveis Totais (CVT). Os primeiros formados pelos custos fixos, que independem do nível de produção, os segundos, pelos custos variáveis com a quantidade produzida.

A função de produção é a combinação dos fatores de produção para o desenvolvimento produtivo do bem ou serviço, relacionando quantidade produzida e quantidade de fatores de produção. Na teoria econômica são analisados dois tipos de função de produção: quando alguns fatores são fixos e alguns variáveis, denominados de Curto Prazo, e quando todos os fatores são variáveis, chamados de Longo Prazo.

Em uma análise de curto prazo, a quantidade produzida irá variar de acordo com o fator variável associado à contribuição constante do fator fixo, considerando a combinação dos fatores utilizados na produção do bem ou serviço. Quando se varia a quantidade produzida, apenas os custos variáveis ou custos de operação mudam.

No longo prazo, quando se varia a quantidade produzida, todos os fatores de produção variam. A empresa pode construir qualquer tamanho ou escala de planta.

A partir dos custos totais de produção, podem-se calcular os custos relacionados à quantidade produzida. Em economia, as relações entre uma quantidade e outra podem ser descritas por meio do conceito de custo médio e de custo marginal.

O custo médio é definido como a relação entre o custo total e a quantidade total produzida.

Os custos médios relacionados ao comportamento da produção do bem ou serviços podem ser: Custo total Médio de curto prazo (CMe), Custo Variável Médio (CVMe) e o Custo Fixo Médio (CFMe).

Outro custo derivado da função de produção é o Custo Marginal (CMg). O conceito de custo marginal é a variação infinitesimal da quantidade do produto ou serviço que resulta em uma variação no custo. A função de custo marginal é definida como a razão entre a variação do custo total e a variação da quantidade produzida de um bem ou serviço. O custo marginal

representa o custo unitário da expansão da produção, pois é o custo adicional dividido pelo mercado adicional, portanto, é um custo sempre variável com a produção do bem ou serviço.

1.1. Os Custos de Produção no Curto Prazo

1.1.1. Custo Total de Curto Prazo

O custo total de curto prazo será, portanto, a soma do Custo Fixo Total (CFT) e do Custo Variável Total (CVT).

A tabela 1 apresenta um exemplo de funções de custos com valores hipotéticos. Observa-se que CFT é fixo, independentemente da quantidade produzida, mesmo quando Q é zero. Já CVT varia com a quantidade produzida e é zero quando Q é zero. A variação de CVT depende da existência de rendimentos marginais crescentes ou decrescentes.

Neste exemplo, pode-se dizer que no início do processo produtivo os insumos variáveis têm produtividade crescente já que se dispõem de recursos de capital ainda subutilizados. A crescente produtividade faz com que os custos variáveis subam menos rapidamente à medida que a produção aumenta. No entanto, como o capital é fixo no curto prazo, a partir de determinado ponto a produtividade desses insumos variáveis começa a declinar e a partir do ponto de inflexão os custos variáveis crescem mais rapidamente.

Q	CFT (\$)	CVT (\$)	CT (\$)
0	50,83	-	50,83
1	50,83	21,28	72,11
2	50,83	32,40	83,23
3	50,83	37,71	88,54
4	50,83	41,57	92,40
5	50,83	48,34	99,16
6	50,83	62,36	113,18
7	50,83	88,00	138,83
8	50,83	129,61	180,44

Tabela 1

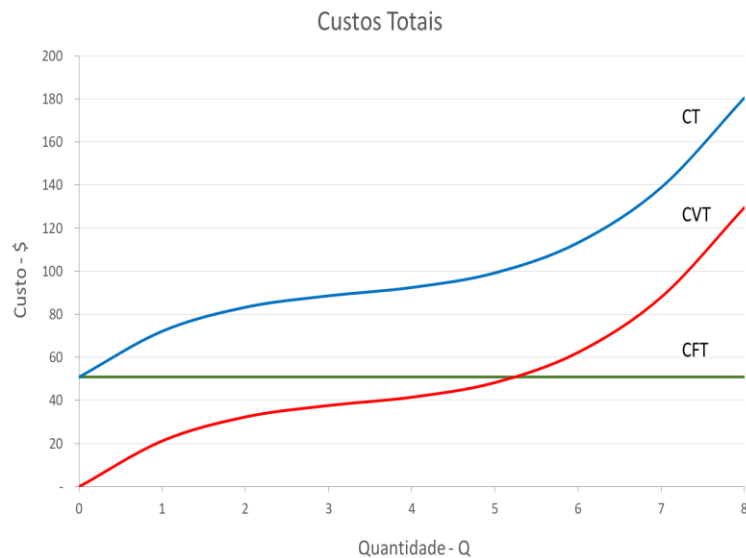


Gráfico 1

Rendimentos crescentes de escala ocorrem quando a variação na quantidade do serviço ou produto é mais do que proporcional à variação da quantidade utilizada dos fatores de produção. A influência das relações e a indivisibilidade entre os fatores de produção são exemplos de causas de rendimentos crescentes de escala, embora não cresçam indefinidamente.

Rendimentos decrescentes de escala ocorrem quando a variação na quantidade do serviço ou produto é menos do que o proporcional à variação dos fatores utilizados.

Observa-se que a inclinação da curva de custo total (CT) e da curva de custo variável total (CVT) coincidem para qualquer nível de produção.

1.1.2. Custos Unitários de Curto Prazo

Retomando as definições de custos médios, são adotadas na literatura:

Custo Fixo Médio (CFMe) – é o Custo Fixo Total dividido pela quantidade produzida.

$$CFMe = \frac{CFT}{Q}$$

Custo Variável Médio (CVMe) – é o Custo Variável Total dividido pela quantidade produzida.

$$CVMe = \frac{CVT}{Q}$$

Custo Médio (CMe) – é o Custo Total dividido pela quantidade produzida.

$$CMe = \frac{CT}{Q} = CFMe + CVMe$$

Custo Marginal (CMg) – é a variação do Custo Total dividida pela variação da quantidade produzida.

$$CMg = \frac{\Delta CT}{\Delta Q} = \frac{\Delta CVT}{\Delta Q}$$

O custo marginal é a relação entre a variação do custo total em relação à variação infinitesimal na quantidade produzida, ou seja, é a derivada da função de custo total.

Ilustrando o conceito:

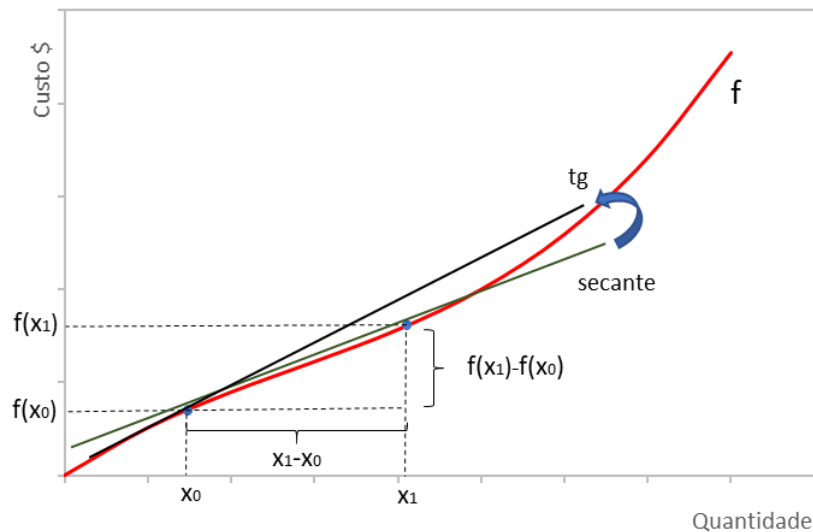


Gráfico 2

No Gráfico 2 observa-se:

- a reta secante passando pelos dois pontos x_0 e x_1 ;
- a diferença nas abcissas representada por $\Delta x = x_1 - x_0$.

Logo a inclinação da reta secante ou a variação de um ponto em relação ao outro é representada por:

$$a = \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0}$$

A taxa de variação infinitesimal ou a derivada considera:

$$x_1 \rightarrow x_0, \text{ tão próximo que } x_1 - x_0 \rightarrow 0$$

Considerando que Δx tende a zero, a reta secante gira sobre o ponto fixo x_0 , e, se a reta secante tem uma posição-limite, há uma reta tangente nesse ponto cuja inclinação é o limite

em "a" quanto Δx tende a zero, o que representa a variação instantânea, chamada derivada da função de custo:

$$f'(x) = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{f(x + \Delta x) - f(x)}{\Delta x}$$

No exemplo a seguir apresenta-se uma função de custo de produção definida pela composição dos custos fixos e variáveis:

Q	CFT (\$)	CVT (\$)	CT (\$)	CFMe	CVMe	CMe	CMg
0	50,83	-	50,83				
1	50,83	21,28	72,11	50,83	21,28	72,11	15,23
2	50,83	32,40	83,23	25,41	16,20	41,61	7,25
3	50,83	37,71	88,54	16,94	12,57	29,51	3,62
4	50,83	41,57	92,40	12,71	10,39	23,10	4,34
5	50,83	48,34	99,16	10,17	9,67	19,83	9,43
6	50,83	62,36	113,18	8,47	10,39	18,86	18,86
7	50,83	88,00	138,83	7,26	12,57	19,83	32,66
8	50,83	129,61	180,44	6,35	16,20	22,55	50,81

Tabela 2

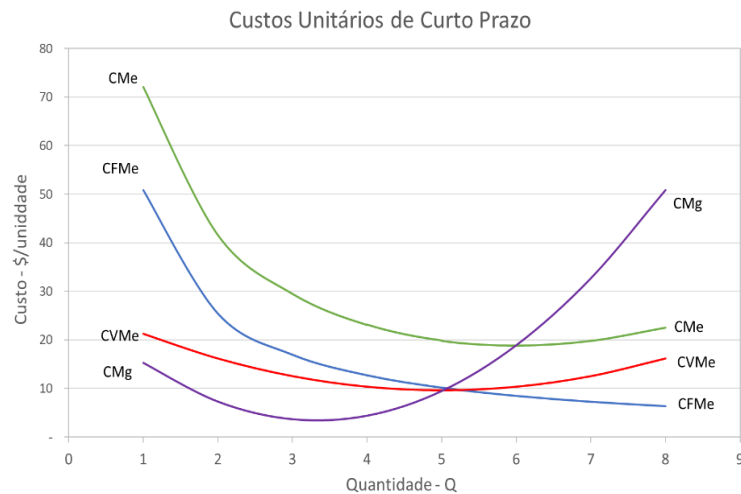


Gráfico 3

Algumas observações sobre os custos de curto prazo:

- O custo marginal de curto prazo independe do valor de CFT.
- O CFMe – custo fixo médio cai continuamente com o aumento da produção.
- O CVMe, o CMe e o CMg tomam a forma de U com o aumento da produção.

- A curva do custo marginal intercepta as curvas de custo variável médio e custo total médio em seus respectivos pontos mínimos.
- Enquanto o custo marginal for inferior ao custo médio, o custo médio estará reduzindo e, quando o custo marginal superar o médio, o custo médio estará crescendo.

Assim, no curto prazo, com pelo menos um insumo fixo, aplica-se a Lei dos Rendimentos Decrescentes, de modo que o custo variável médio da firma cresce eventualmente com o crescimento da produção, sendo que, em um primeiro momento, o custo médio total sofre a influência do custo fixo médio decrescente, mas com o aumento da produção o custo variável poderá mais que compensar a redução do CFMe e elevar o custo total médio a partir de uma determinada quantidade produzida.

GEOMETRIA DAS CURVAS DE CUSTO UNITÁRIO DE CURTO PRAZO

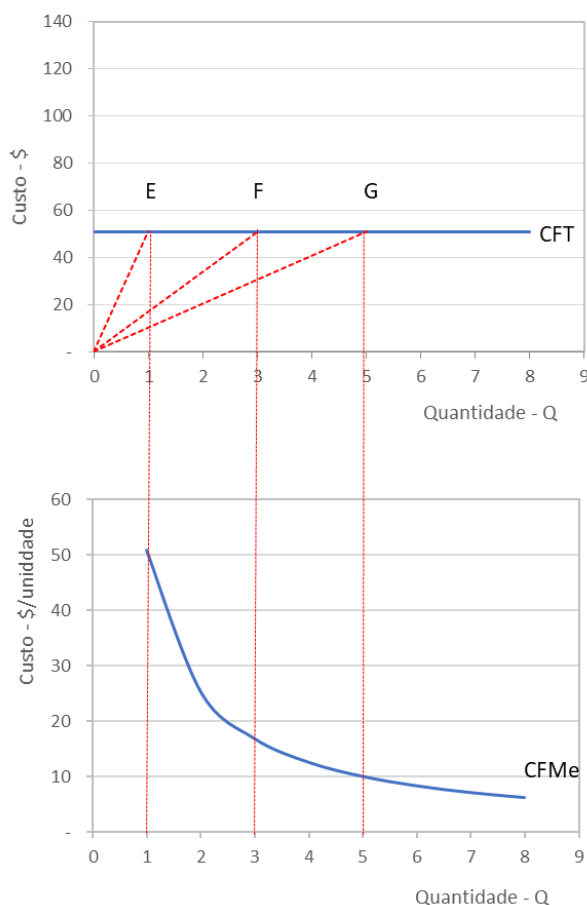


Gráfico 4

O custo fixo médio (CFMe), em cada nível de produção, é dado pela inclinação da reta que vai da origem ao ponto respectivo na curva de custo fixo total. Claro, pois a inclinação dessas retas é igual ao custo fixo total dividido pela quantidade total produzida. Quanto mais inclinada a reta, maior o custo fixo médio.

A inclinação da reta 0F, por exemplo, é igual $\$50,83/3 = \$16,94/\text{unidades de produto}$, a inclinação da reta diminui com o aumento da quantidade do produto tendendo a zero.

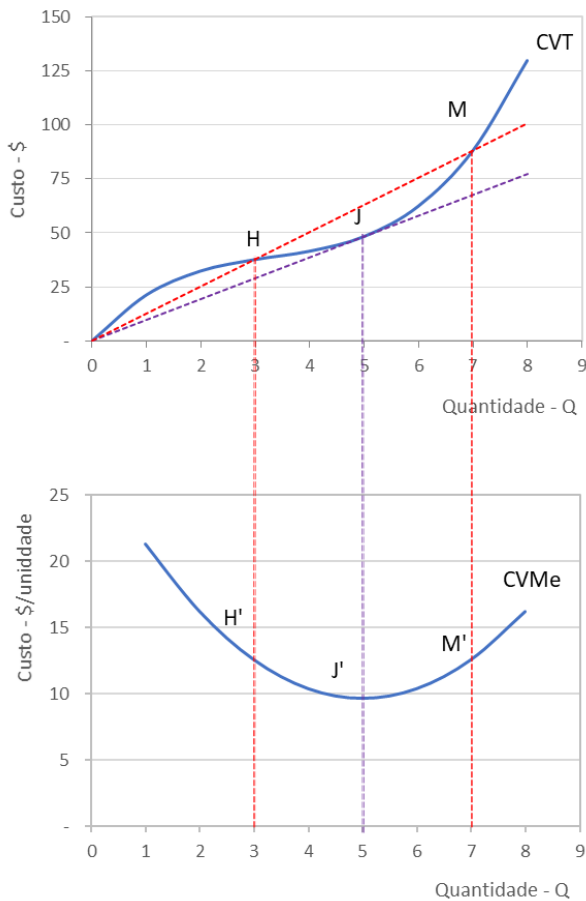


Gráfico 5

Mostra ainda que o custo variável médio é igual em H e M, em 3 e 7 unidades.

O Gráfico 6 mostra que o custo médio mínimo está em 6 unidades, no ponto W.

Esse é o ponto onde a inclinação da reta tangente, passando pela origem, é mínima.

Mostra ainda que o CMe é igual em N e S, ou seja, em 5 e 7 unidades

Da mesma forma, o custo variável médio (CVMc) é dado pela inclinação da reta que vai da origem até cada ponto da curva de custo variável total. A inclinação dessa reta diminui até que ela tangencia a curva quando, a partir daí, aumenta, o que lhe confere o formato em U.

O Gráfico 5 mostra o custo variável médio mínimo em 5 unidades, no ponto J. Esse é o ponto onde a inclinação da reta tangente, passando pela origem, é mínima.

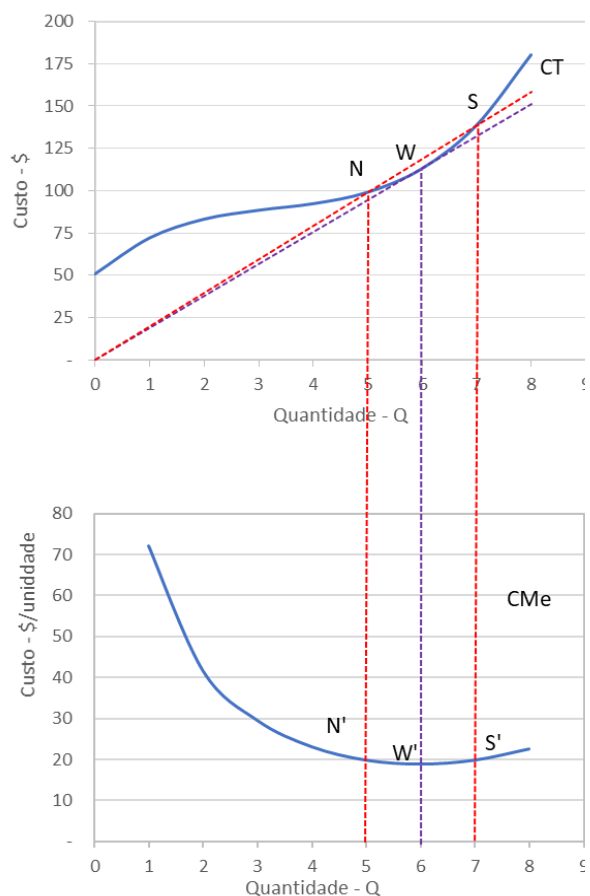


Gráfico 6

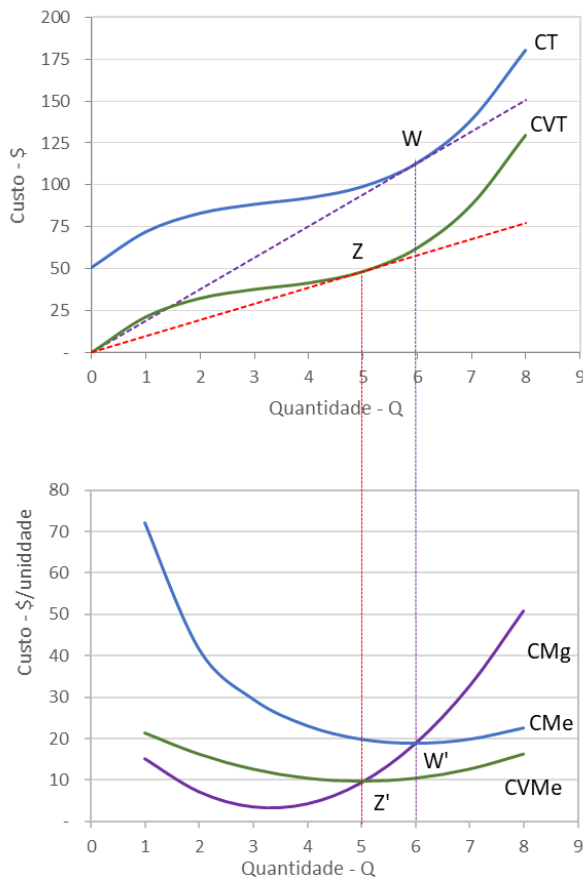


Gráfico 7

O custo marginal de curto prazo, em cada nível de produção, é dado pela inclinação da reta tangente à curva de custo total.

A inclinação da tangente é a derivada primeira da função do custo total em relação à quantidade produzida.

No ponto Z do Gráfico 7, para 5 unidades de produção, a tangente à curva de custo variável total passa pela origem. Nesse ponto, o custo marginal é igual ao custo variável médio, que se encontra no seu ponto de mínimo.

Para 6 unidades de produção, no ponto W, onde ocorre a intersecção das curvas do custo marginal e do custo médio, que se encontra o seu ponto de mínimo, é o ponto em que a unidade de bem ou serviço é produzida pelo menor custo unitário.

Observa-se que a curva de custo marginal intercepta ambas as curvas de custo variável médio e custo médio nos seus pontos mínimos (5 e 6 unidades).

Em 3 unidades, o custo marginal é mínimo.

1.2. Os Custos de Produção de Longo Prazo

A característica dos custos de longo prazo é que todos os fatores de produção são variáveis e estão associados às decisões de expansão da firma.

A decisão de expansão irá considerar a minimização dos custos por meio da melhor combinação de custos de ativos e de operação e manutenção com a variação nos níveis de produção.

É um horizonte de planejamento – consiste de todas as situações possíveis de curto prazo entre as quais a firma pode escolher.

As firmas operam no curto prazo (toda produção ocorre no curto prazo) e planejam no longo prazo.

O Custo Total de Longo Prazo – CTLP, portanto, é a soma das despesas de todos os fatores de produção.

1.2.1. Custo Médio de Longo Prazo

A curva do Custo Médio de Longo Prazo – CMeLP mostra o custo unitário para produzir cada nível de produção, quando qualquer escala pode ser construída.

Em Gremaud et al (Gremaud, Pinho, Vasconcellos, & Toneto Junior, 2017):

"É muito importante saber que o comportamento do custo total e do custo médio de longo prazo está intimamente correlacionado com o tamanho ou dimensão da planta escolhida para operar em longo prazo. Para cada dimensão de planta escolhida, existirá sempre um custo total de curto prazo e um custo total de longo prazo, que otimizarão a quantidade produzida."

A curva de CMeLP é dada por uma curva tangente a todas as curvas de Custo Médio de Curto Prazo – CMeCP, ou seja, a curva de CMeLP é a envoltória das curvas CMeCP.

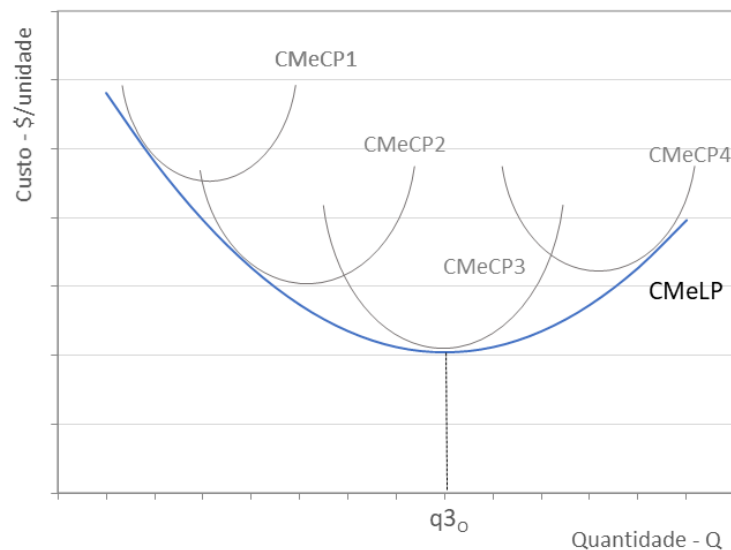


Figura 1

O ponto mínimo ($q3_o$) da curva de Custo Médio mínima (CMeCP3), onde se igualam o custo médio de curto prazo e o custo médio de longo prazo, é o ponto ótimo de produção.

1.2.2. Custo Total de Longo Prazo

A curva de Custo Total de Longo Prazo - CTLP mostra o custo total para se produzir em cada nível de produção, quando qualquer escala de planta pode ser construída.

A curva de CTLP pode ser dada pela curva tangente a todas as curvas de custo total de curto prazo (CTCP) ou, ainda, a curva CTLP é a envoltória das curvas de CTCP.

Mas também, a curva de Custo Total de Longo Prazo – CTLP pode ser obtida multiplicando-se a produção pelo respectivo CMeLP.

A Tabela 3 apresenta um caso hipotético de produção com os Custos Médio de Longo Prazo – CMeLP e os Custos Totais de Longo Prazo – CTLP obtidos multiplicando-se esses custos médios pelas respectivas quantidade de cada nível de produção.

Q	CMeL	CTL	CMgL
1	17,75	17,75	
2	15,80	31,60	12,20
3	14,15	42,46	9,66
4	12,80	51,21	8,01
5	11,75	58,77	7,26
6	11,00	66,03	7,41
7	10,56	73,89	8,46
8	10,41	83,24	10,41
9	10,55	94,99	13,25
10	11,00	110,05	17,00
11	11,75	129,29	21,64
12	12,80	153,63	27,19
13	14,15	183,97	33,63

Tabela 3

O Gráfico 8 apresenta a curva de Custos Totais de Longo Prazo – CTLP.

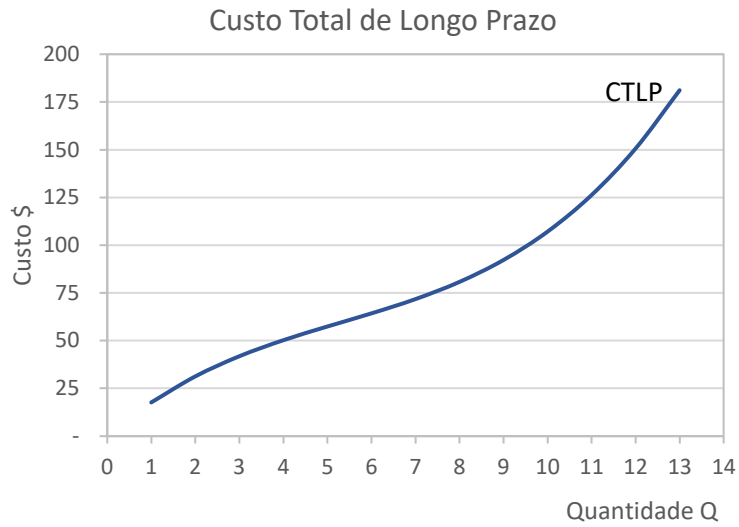


Gráfico 8

1.2.3. Custo Marginal de Longo Prazo

No longo prazo todos os custos são variáveis com a produção, portanto, o Custo Marginal de Longo Prazo – CMgLP mede a variação no Custo Total de Longo Prazo – CTLP por variação unitária de produção.

Em 8 unidades, a curva de custo marginal intercepta a curva de custo médio de longo prazo, onde o custo médio de longo prazo é mínimo.

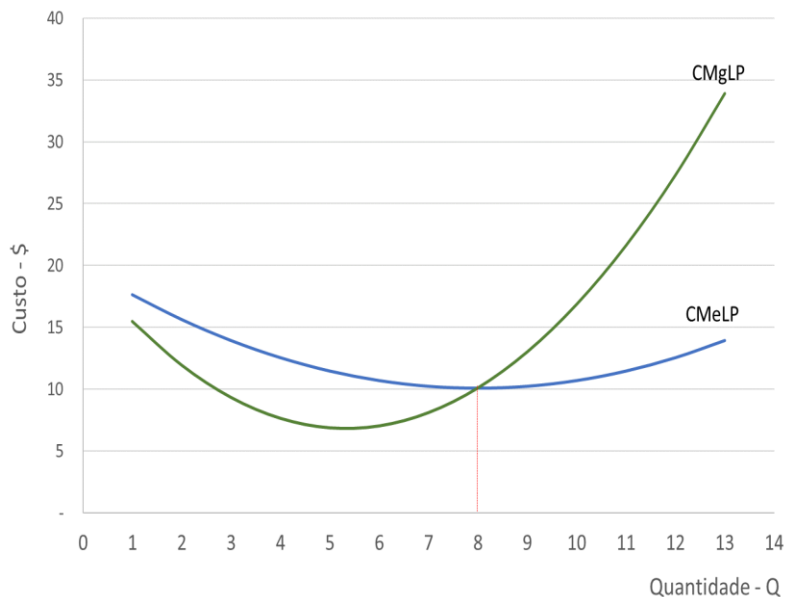


Gráfico 9

A curva de custo marginal é formada pelos pontos das curvas de custo marginal de curto prazo correspondente à produção ótima relativa a cada planta escolhida.

O custo marginal de longo prazo define a evolução do custo médio de longo prazo:

- Se o CMgLP for menor que CMeLP, o CMeLP está diminuindo.
- Se o CMgLP for maior que CMeLP, o CMeLP está aumentando.
- Logo o CMgLP é igual a CMeLP no ponto mínimo do CMeLP, no ponto Q do Figura 8, em 8 unidades produzidas.

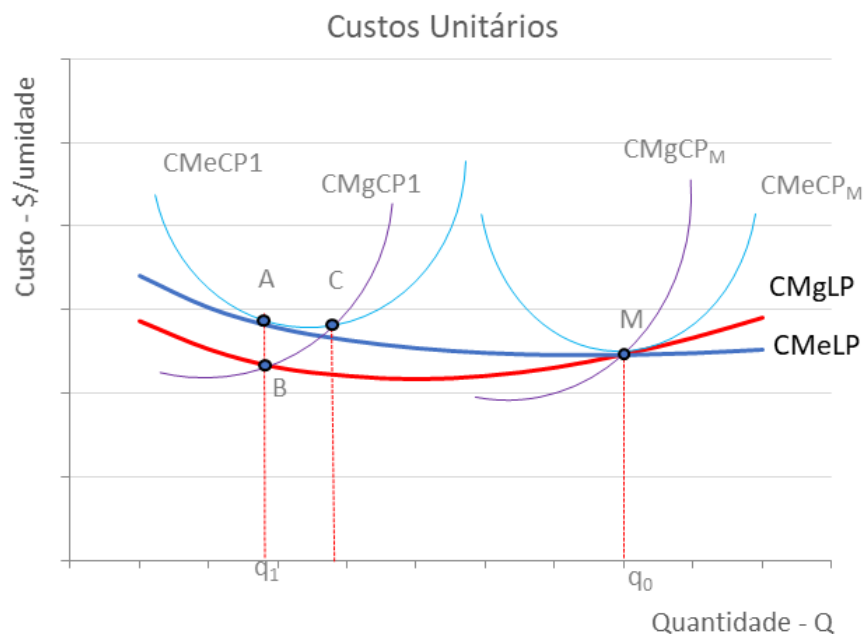


Figura 2

Considerando agora a Figura 2: no ponto A, o CMeCP₁ e o CMeLP são iguais. Em consequência, os custos totais de curto e longo prazo são iguais.

- Quando $q > q_1$, o $CMeCP_1 > CMeLP$, logo, o custo total de curto prazo é maior do que o custo total de longo prazo. Desta forma, quando se sai de A e se direciona para a direita de q_1 , a variação do custo total de curto prazo é maior do que a variação do custo total de longo prazo. Conclui-se que, à direita de A, o $CMgCP_1$ é maior do que o $CMgLP$.
- Quando $q < q_1$, tem-se novamente que $CMeCP_1 > CMeLP$ e, portanto, o CTCP é maior do que o CTLP. Assim, quando se desloca de um ponto (à esquerda de A), onde o CTCP é maior que o CTLP, e se caminha para A, onde eles são iguais, a variação do

CTC é menor do que a variação do CTLP, logo, o $CMgCP_1$ é menor que o $CMgLP$, à esquerda de A.

Conclui-se, então, que em q_1 o $CMgCP_1$ é igual ao $CMgLP$ – ponto B sobre a curva $CMgLP$. O $CMgLP$ deve ser igual ao $CMgCP$ para a produção à qual a curva de $CMeCP$ é tangente à curva de $CMeLP$. Repetindo este procedimento para todos os tamanhos de instalação, gera-se a curva de $CMgLP$.

Existe ainda um ponto importante a observar: a curva $CMgLP$ intercepta a curva de $CMeLP$ quando esta última está em seu mínimo. Existe um, e somente um, tamanho de instalação no curto prazo cujo custo mínimo médio de curto prazo coincide com o custo mínimo médio de longo prazo.

No ponto M, o $CMgCP_M$ é igual a $CMeLP$ no ponto de mínimo dessa última curva. Nesse ponto, as curvas de $CMeCP_M$ e de $CMeLP$ tangenciam-se em seus pontos mínimos. Como mostrado anteriormente, o $CMgLP$ é igual ao $CMgCP$ no ponto onde $CMeCP$ e $CMeLP$ são tangentes. Logo o $CMgLP$ deve passar pelo ponto mínimo da curva de $CMeLP$.

Conclusão: em M, $CMeCP = CMeLP = CMgCP = CMgLP$

2. As Curvas de Custo de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

2.1. Curto Prazo

O curto prazo na distribuição verifica-se em cada elemento da rede, à medida que se eleva o seu carregamento (quantidade "P" de potência transitada), mas não se verifica no conjunto, ou seja, o sistema de distribuição está, no conjunto, no longo prazo, pois este está em permanente expansão.

Apesar de a rede de distribuição estar continuamente em expansão, nesta seção será analisada a natureza dos seus custos na situação conceitual de curto prazo.

O custo fixo do serviço de transmissão e distribuição é extremamente alto. Os custos variáveis, por sua vez, tendem a crescer com o aumento da potência, sempre com rendimentos decrescentes¹.

Analisando a situação de curto prazo dos elementos de rede, percebe-se que, de fato, praticamente não existe custo variável no transporte de energia, ou seja, não existem custos visíveis caracterizados como custos de distribuição, que compõem o "Valor da Parcela B" (VPB) e que variem com o carregamento da rede. Praticamente todos esses custos são fixos

¹ Rendimentos decrescentes de escala ou economias de escala ocorrem quando a variação na quantidade do produto total é menos do que proporcional à variação da quantidade utilizada dos fatores de produção, ou quando a variação dos custos é mais que proporcional à variação da quantidade produzida.

no curto prazo. Por exemplo, não se reduz pessoal, equipes de manutenção da rede, quando o consumo/demanda cai², o aumento desses custos está intimamente ligado ao aumento dos investimentos, da extensão da rede, do número de transformadores. Em empresas com condições crônicas de rede sobrecarregada como um todo talvez se possa afirmar que os custos de operação são maiores, mas, a rigor, em condições normais não se contrata mais pessoal, material e serviços, à medida que o carregamento aumenta. Além disso, cada elemento da rede está em um nível diferente de carregamento conforme o tempo que entrou em operação, pois as redes são construídas com capacidade acima do mercado – a capacidade cresce de forma discreta e o mercado de forma contínua.

Tampouco os custos comerciais³ variam com a potência transitada nas redes. Esses sempre crescem, pois estão associados ao número de consumidores.

Os custos de operar a rede (PMSO ou CAOM) não variam com o carregamento da rede, **eles variam fundamentalmente com a expansão da rede**⁴.

Os custos marginais de curto prazo no transporte de energia crescem apenas ao se considerar um custo associado a um acréscimo nas perdas de energia, custo este que compõe o Valor da Parcela A (VPA), e ao admitir um custo de risco de déficit.

Aceitando que os custos marginais de curto prazo variam apenas com o incremento de perdas e risco de déficit, percebe-se que ambos são de difícil mensuração. Assim a determinação dos custos variáveis, ou custos de operação, para cada nível de potência transitado é extremamente complexo. O setor elétrico brasileiro apenas recentemente começou a conhecer um pouco acerca das perdas na rede de distribuição, e muito mais difícil é avaliar o custo imposto pela variação das perdas com a variação da potência transitada. Mais complicado ainda é quantificar o custo do déficit.

A mensuração desses custos variáveis é ainda mais complexa pelo fato de que o custo marginal de curto prazo é diferente para cada elemento da rede, pois cada um se encontra em um nível diferente de carregamento.

De qualquer modo, como as perdas variam com o quadrado da corrente e os custos do déficit aumentam também de forma progressiva, imagina-se que as curvas de custo total para as redes de transmissão e distribuição tenham a forma apresentada na Figura 3.

² Recentemente as distribuidoras sofreram graves reduções de mercado e não reduziram o CAOM por conta disto.

³ Custos de medição, leitura, faturamento, arrecadação, cobrança, atendimento (agências, *call center*), dentre outros.

⁴ O PMSO de operação e manutenção da rede de fato não cresce com o carregamento do transformador, mas com o crescimento do número de transformadores, ou seja, é um custo que acompanha o investimento. Já o PMSO de custos comerciais cresce com o número de consumidores, também e obviamente não cresce com o carregamento do sistema.

Uma instalação de transporte de energia elétrica é, em princípio, construída para transitar uma certa potência P_0 em regime normal, onde P_0 é o valor ótimo definido técnica e economicamente.

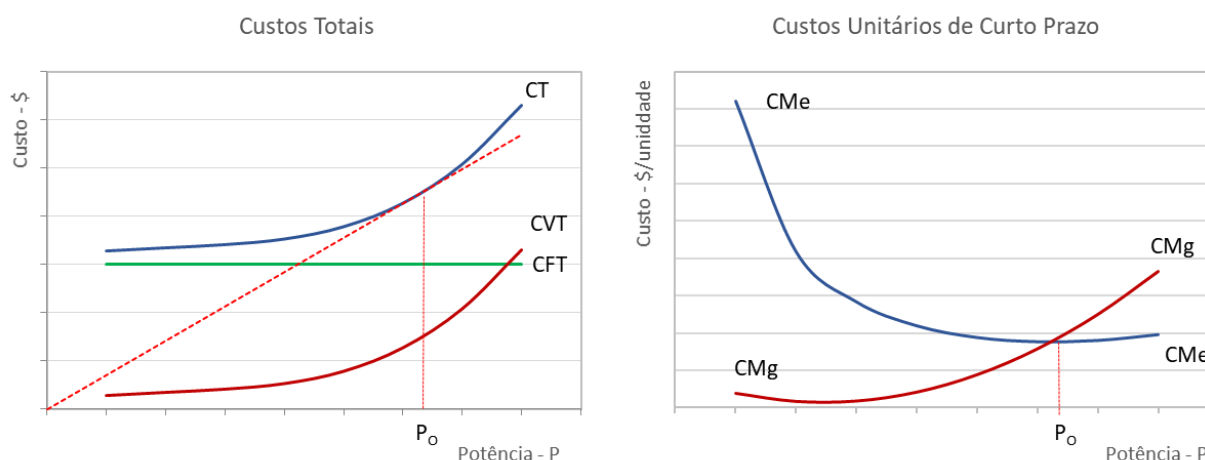


Figura 3

A curva de custo médio de curto prazo tem a forma de U devido à existência dos custos fixos. O custo fixo médio sempre diminui, enquanto o custo variável médio aumenta progressivamente com o aumento da produção, de forma que, a partir de um dado ponto, a diminuição do custo fixo médio passa a ser menor que o aumento do custo variável médio, fazendo o custo médio tornar-se crescente. No nível ótimo de produção (P_0), o custo médio é igual ao custo marginal.

- ✓ Em sistemas ociosos, o custo médio é bem superior ao custo marginal. Tarifar pelo custo marginal de curto prazo não cobre os custos totais nessa situação, já que a potência transitada é menor que a potência ótima de operação:

$$P < P_0 \rightarrow CMe > CMg$$

- ✓ Em sistemas sobrecarregados, o custo médio é inferior ao custo marginal. Tarifar pelo custo marginal, nesse caso, gera um superávit de receita, dado que a potência transitada é maior que a potência ótima de operação

$$P > P_0 \rightarrow CMe < CMg$$

No curto prazo, o custo médio é maior quando a potência é menor. Ou seja, tarifar pelo custo médio de curto prazo é o contrário do desejável e racional. O preço, apesar de cobrir os custos totais, seria alto para os sistemas ociosos e baixo para os sistemas sobrecarregados, dando um sinal errado ao mercado.

A metodologia do ICRP – *Investment Cost Related Price* – tarifação locacional, apresentada no Capítulo IV, quando considera como custo unitário do elemento de rede o seu custo total

dividido pela sua capacidade, fazendo posteriormente um ajuste global ao nível médio de carregamento do sistema de transmissão,⁵ foge do equívoco da tarifação pelo custo médio de curto prazo.

2.2. Longo Prazo

Admitindo-se que as curvas de custo total de curto prazo do serviço de distribuição têm a forma apresentada anteriormente, imagina-se a seguinte curva de Custo Total de longo Prazo:

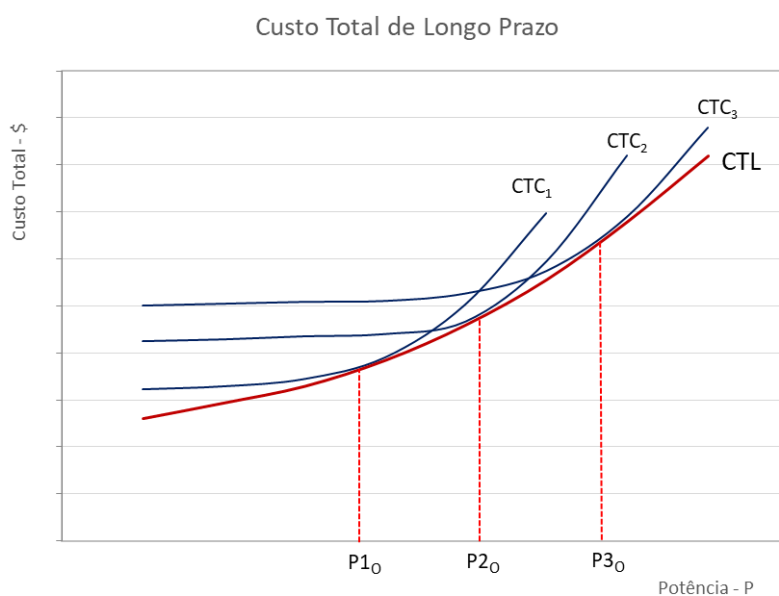


Figura 4

No longo prazo, as instalações, consideradas fixas na análise de curto prazo, também estarão em desenvolvimento. No longo prazo, a expansão é feita de maneira ótima, ou seja, a curva de custos de longo prazo é formada pelos valores ótimos dos custos de curto prazo, tangentes às curvas de custo de curto prazo (pontos P_o , $C(P_o)$).

Na prática, as instalações de transmissão e distribuição não são sempre suficientemente divisíveis para se adequar aos acréscimos contínuos da demanda. Como não é possível se fazer adições fracionárias aos equipamentos, as expansões dão-se em blocos tal como na Figura 5.

⁵ Para se chegar às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão também é feito ajuste para igualar o faturamento à Receita Requerida da Rede Básica.

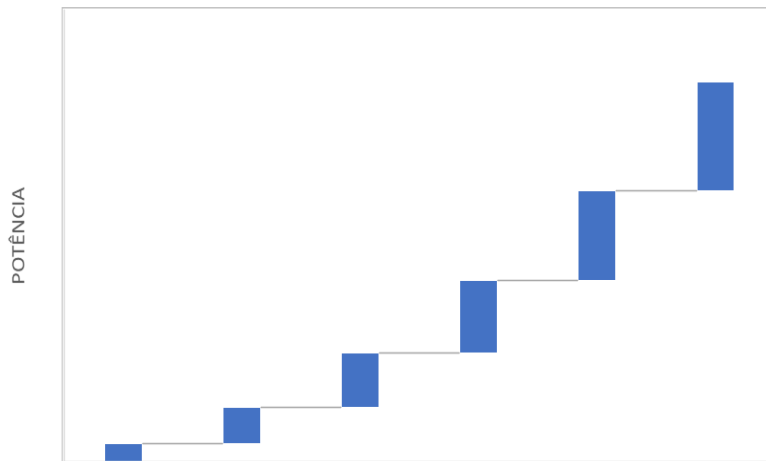


Figura 5

Por simplificação, pode-se admitir que a curva de custo total de longo prazo é a envoltória das curvas de curto prazo.

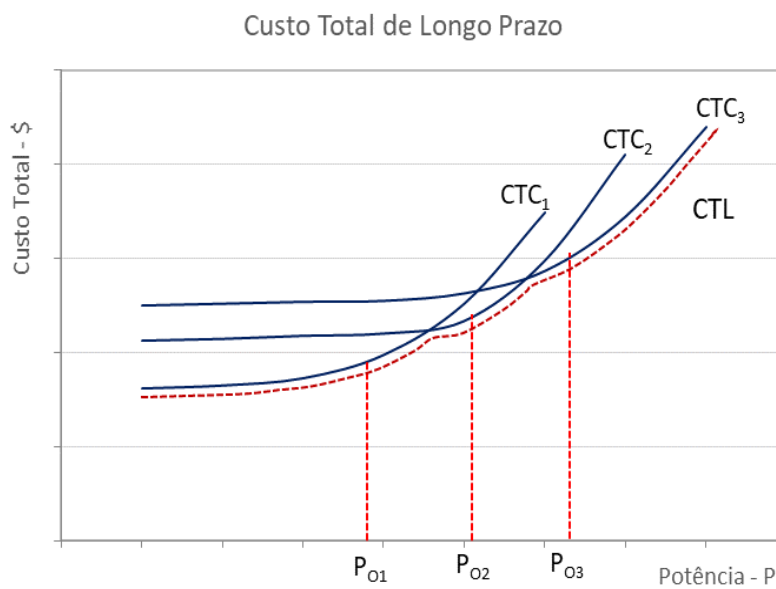


Figura 6

Em consequência, a curva de custo de longo prazo não mais será definida a partir dos níveis ótimos de produção, mas pelos trechos mais baixos das curvas de curto prazo – Figura 6.

Se a curva de custo total de longo prazo tem a forma descrita na Figura 3, a curva de custo médio de longo prazo deverá, então, assumir o seguinte comportamento:

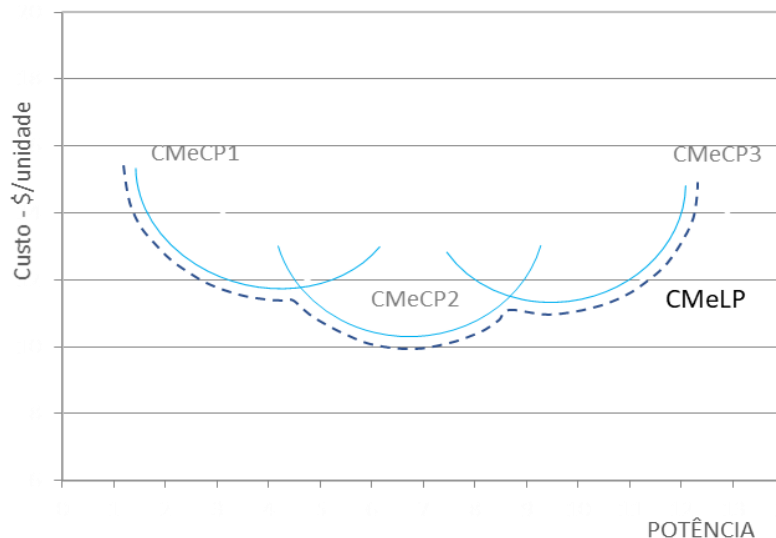


Figura 7

O formato, postulado acima, para a curva de custo médio significa que, na distribuição, existem economias de escala e deseconomias de escala, e que o custo médio depende do estágio de desenvolvimento do sistema, do nível de adensamento da rede.

Por exemplo, redes novas têm altos custos iniciais, sendo que os acréscimos possuem custos decrescentes com o adensamento da carga (mais mercado com menos km/kWh). Ainda, o crescimento do mercado possibilita o transporte com transformadores e linhas de maior capacidade, conseguindo-se assim um ganho de escala.

Um último ponto de interesse é ilustrado na Figura 8. Nos períodos em que a demanda está abaixo da capacidade instalada, o custo marginal de curto prazo será inferior ao custo marginal de longo prazo e irá crescer até alcançar o ponto equivalente à utilização ótima, situação em que os dois custos se igualam. Por outro lado, se o sistema está subequipado, o custo marginal de curto prazo será mais elevado do que o custo marginal de longo prazo, situação que só será corrigida quando mais capacidade for adicionada ao sistema.

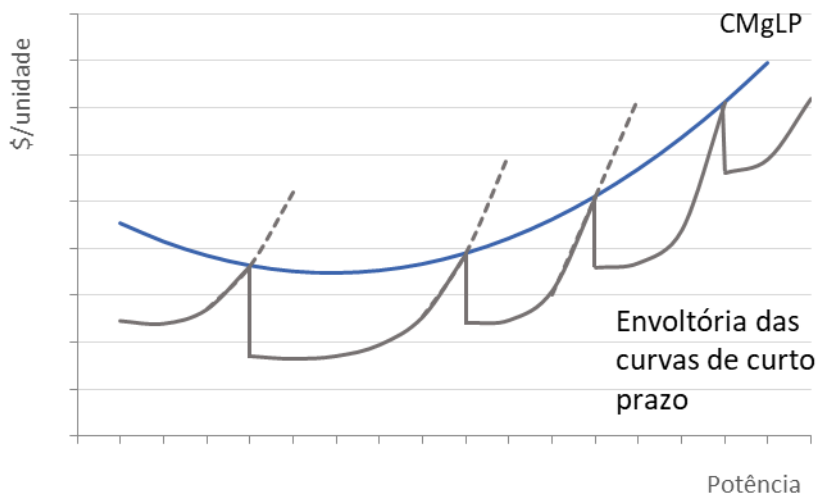


Figura 8

Outras considerações sobre os custos na rede de distribuição no curto e longo prazo são apresentadas a seguir.

No curto prazo:

- ✓ Se um usuário da rede adiciona uma demanda temporária a uma rede em folga, mesmo no período de carga máxima dessa rede, e no curto prazo volta a sua demanda normal, sem que se necessite fazer qualquer investimento (os investimentos estão fixos, situação que caracteriza o curto prazo), o custo desse cliente será definido apenas pelos custos adicionais de operação (acréscimo de perdas, de risco de déficit) que esse atendimento ocasiona, ou seja, um valor pequeno e de difícil mensuração⁶. Essa é a situação de venda de energia interruptível (feita de forma correta, ou seja, sem exigir investimentos adicionais para seu fornecimento).
- ✓ Se o cliente adiciona uma demanda temporária à rede, nessas mesmas condições, mas no período fora da carga máxima da rede, o seu custo será praticamente zero (aumento mínimo de perdas de energia).

No longo prazo:

- ✓ Se um cliente solicita uma carga adicional em uma rede operando no ponto ótimo, no período de carga máxima, essa rede terá de ser ampliada, o plano de expansão será

⁶Se ele estivesse entrando em uma rede carregada, o valor já seria bem alto.

alterado para atendê-lo, portanto ele impõe um custo igual ao CMgLP, custo da expansão do sistema.

- ✓ Se um cliente solicita uma carga adicional em uma rede em folga, no seu período de carga máxima e se mantém usuário do sistema, será, nesse caso, necessário alterar o plano de expansão pois, mesmo entrando na folga da rede – folga esta que seria ocupada pelo crescimento vegetativo do mercado de distribuição –, o sistema terá de ser ampliado antes do previsto por esse motivo, ou seja, o cliente impõe um custo igual ao CMgLP.
- ✓ Se um cliente se conecta nas mesmas condições descritas no parágrafo anterior, porém fora do horário de carga máxima da rede, mesmo que seu contrato seja de longo prazo, não imporá custos ao sistema, já que este não precisará ser ampliado.

No setor elétrico, na prática, trabalha-se com custos anuais, sejam médios ou marginais, e com incrementos não unitários de carga, como no exemplo a seguir:

Neste exemplo, em 2020, tem-se um sistema existente que custa \$10.000.000 e que atende uma carga de 2.500 MW, o que resulta em um custo médio de \$4,00 por kW (colunas 4 e 5). De 2020 a 2028, são feitos investimentos adicionais, com seus respectivos custos adicionais (coluna 2), para atender aos mercados adicionais anuais (coluna 3), que definem custos unitários incrementais para cada ano (coluna 4).

ANO	Custo \$ mil (2)	Mercado kW	Custo Unitário Anual \$/kW (4)	Custo Médio Acumulado \$/kW (5)
2020	10.000	2.500	4,00	4,00
2021	1.000	200	5,00	4,07
2022	1.080	180	6,00	4,19
2023	1.190	170	7,00	4,35
2024	1.280	160	8,00	4,53
2025	1.350	150	9,00	4,73
2026	1.500	150	10,00	4,96
2027	1.540	140	11,00	5,19
2028	1.680	140	12,00	5,44

Tabela 4

Quando se acumulam os custos e os mercados, pode-se calcular o novo custo unitário médio. É isso que se faz no custo de serviço. O conceito importante é que os custos médios são calculados a partir dos custos incrementais, dados pelos custos de cada mercado adicional.

Os custos da expansão a cada ano são definidos pelo quociente entre os custos adicionais e a carga adicional daquele ano e o Custo Incremental Médio de Longo Prazo – CIMLP é um valor médio desses custos marginais anuais de um determinado período futuro, trazidos a valor presente.

2.3. Consultas Públicas ANEEL – CP002/2018 e CP003/2019

O Curto Prazo é, portanto, a situação em que pelo menos um insumo da produção é fixo, normalmente o investimento, alterando-se apenas os custos variáveis com o aumento da quantidade Q produzida. Já no longo prazo, base da tarifação atual do sistema de distribuição no Brasil e no mundo, não existe custo fixo, todos os custos são variáveis.

A tarifação atual é baseada no Custo Marginal de Longo Prazo – CMgLP, mais especificamente, na análise marginal de longo prazo⁷, ou seja, pretende-se um sistema tarifário que dê sinais de preços, a partir dos quais as decisões dos consumidores em gerenciar sua carga posterguem os investimentos em rede de distribuição. Isso vem de uma análise marginal e de longo prazo.

Assim as tarifas devem estar aderentes aos custos marginais de longo prazo para que uma redução de receita da distribuidora, devido a uma redução de demanda dos consumidores, seja compatível com a redução de custos, devido à postergação de investimentos, de forma a manter o equilíbrio econômico e financeiro da concessão entre revisões.

Os preços finais também devem estar aderentes ao CMgLP para que a escolha do tipo de energético se dê pelo de menor custo, mesmo que não seja a energia elétrica, em benefício da sociedade⁸.

Por fim, após toda explanação feita no item 2, não há como considerar curto prazo no transporte em distribuição e no longo prazo não há custos fixos. Todos os custos são variáveis com o crescimento do mercado, o que se deve discutir é quais as variáveis são explicativas da expansão do consumo, da demanda ou do número de unidades consumidoras. E, após isso, avaliar a melhor forma de cobrança, ou seja, qual a melhor modalidade tarifária.

⁷ A tarifação é baseada no custo marginal e não igual ao custo marginal, pois este pode ser menor (normalmente) ou maior que o custo médio (considerado na Receita Requerida). Assim a análise que é de fato marginal e de longo prazo, pois a receita recupera o Custo Total (custo médio depreciado dos ativos reconhecidos mais o custo operacional) e a distribuição dessa receita para os diversos subgrupos tarifários, bem como os sinais de preços, é feita pelo custo marginal, ainda que, no cálculo do Custo do Cliente, esteja se utilizando o Custo Médio de Longo Prazo (calculado por um VNR – Valor Novo de Reposição simplificado) das redes como uma aproximação ao Custo Marginal de Longo Prazo, devido à enorme dificuldade de apuração deste último.

⁸ Se o uso de combustível no posto tarifário de Ponta fosse mais barato que o fornecimento de energia nesse horário, e esta fosse a escolha do consumidor, estaria sendo alcançada a alocação eficiente dos recursos disponíveis. O problema é quando o sinal dado aos consumidores está em conflito com os custos e o cliente opta por uma alternativa de maior custo para a sociedade.

Na Consulta Pública feita pela ANEEL – CP002/2018, o regulador fez a seguinte colocação na Nota Técnica nº 46/2018-SGT/ANEEL: “o custo marginal não recupera os custos totais da empresa, apenas os custos variáveis, cabendo a uma tarifa de acesso recuperar o restante da receita necessária. O custo marginal é prospectivo e não recupera a receita total”.

Sobre esta afirmação há que se ponderar o seguinte:

- i. Primeiro: as tarifas de transporte de energia devem ser aderentes aos custos marginais de longo prazo e não de curto prazo, e nessa análise todos os custos são variáveis.
- ii. Segundo: o custo marginal de curto prazo realmente poderia não recuperar a totalidade dos custos da empresa, no entanto as tarifas no Brasil são definidas tendo como condição básica a recuperação do custo regulatório total (Receita Requerida – calculada com custo médio depreciado dos ativos) da empresa no momento da Revisão.
- iii. Além disso, no curto prazo em rede de distribuição, se admitido um custo de déficit, o custo marginal de curto prazo poderia ultrapassar o custo marginal de longo prazo e, inclusive, o custo médio⁹, obtendo-se uma receita acima do custo total. Pela microeconomia, o custo marginal de curto prazo pode ultrapassar o custo marginal de longo prazo: é justamente o momento em que se deve decidir pela expansão. E tanto o custo marginal de curto como de longo prazo podem ser maiores ou menores que o custo médio, de forma que tarifar pelo custo marginal pode, em tese, redundar em um déficit de receita ou sobre lucro.

Nesse ponto também é necessário dizer que a economia tenta explicar as relações de produção e consumo, os movimentos do mercado, os custos na utilização dos bens e serviços necessários à sobrevivência e ao bem-estar. Não é a realidade que deve explicar a economia. Isso pode parecer fora de contexto, mas o que se quer dizer é que as distribuidoras devem procurar entender o funcionamento da sua rede, no curto e longo prazo, levando em conta como se dá a operação e expansão da rede, com o apoio da microeconomia, como ciência que é, com o propósito que tem.

Sobre Custos Fixos e Variáveis versus tarifação volumétrica e por valor fixo, há que se fazer contraposições sobre a colocação abaixo, feita na Nota Técnica nº 27/2019, da CP 003/2019:

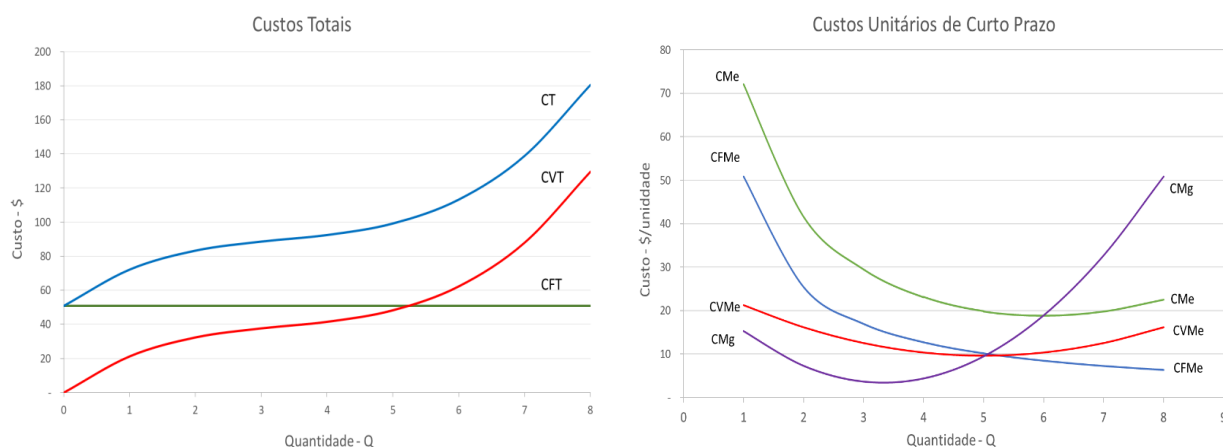
203. Espera-se que, em setores de infraestrutura, com elevada participação de custos fixos, tanto de capital quanto de O&M, o faturamento dos clientes seja realizado não somente por tarifas volumétricas, relacionadas ao custo do bem fornecido (gás, água, energia elétrica), mas também por meio de uma componente fixa ou franquia mínima para que se remunere o custo do transporte do próprio bem (rede de gás, de água e de energia elétrica). Quando não há essa separação, a concessionária de distribuição

⁹ Na produção de energia isto é mais evidente - o custo marginal de curto prazo pode ser muito maior que o custo marginal ou custo médio de longo prazo, devido exatamente ao risco de déficit.

tem todo incentivo de promover o crescimento de suas vendas (throughput incentive), pois seus custos, em grande parte, são fixos e não se alteram no curto prazo com seu mercado. Esse incentivo é exatamente o oposto ao que se busca com ações de redução de consumo.

Reiterando, a rede de distribuição está em constante expansão, principalmente redes maduras de grandes concessões são ampliadas diariamente. Até em situações de queda de mercado (redução do consumo per capita do mercado existente), a rede está expandindo para atender novas edificações, novos usuários. Assim não cabe raciocinar com custo fixo, pois todos os custos são variáveis.

Mas, para efeito de uma reflexão sobre os custos, permite-se conceitualmente supor que a rede de distribuição está no curto prazo, situação na qual todos os custos de rede, inclusive operacionais, praticamente são fixos (exceto crescimento de perdas e risco de déficit). Para isso deve-se voltar aos gráficos já apresentados das curvas de Custos Unitários de Curto Prazo – custos por unidade produzida.



Gráficos 1 e 3

Como já colocado, essa unidade produzida no caso do serviço de distribuição é a potência, que é a variável que explica a expansão da rede, é o produto, aquilo que se procura atender. No entanto, o fato de o custo de expansão da rede estar associado ao fluxo máximo passante, não significa que as tarifas aos consumidores finais de baixa tensão devam ser em R\$/kW, como será exaustivamente explicado ao longo deste documento.

Se a tarifa for definida em R\$/MWh, ou R\$/kW, com uma dada quantidade de consumo faturado ou demanda, por exemplo, com a quantidade ótima de produção, e se o consumo/demanda realizar abaixo dessa quantidade obviamente não haverá a recuperação do custo fixo total, ou do custo total.

Se realizar acima da quantidade ótima, haverá um adicional de receita, mas se incorrerá em custos adicionais de perdas e se aumentará o risco de déficit, mas essa é a situação em que o custo marginal de curto prazo fica maior que o custo marginal de longo prazo, ou seja, é o momento de expandir a rede, pois se está fora do ponto ótimo de produção.

Se a tarifa for construída com um valor de consumo ou demanda abaixo da quantidade ótima (rede em folga), as tarifas ficarão maiores. E, da mesma forma, se o consumo/demanda realizar abaixo dessa quantidade, não haverá a recuperação do custo total. Se realizar acima da quantidade ótima, haverá um adicional de receita, com aumento dos custos adicionais de perdas e risco de déficit.

Ainda se tratando exclusivamente do uso da rede, se a tarifa for definida em R\$/consumidor, por exemplo, com a quantidade de unidades equivalente ao nível ótimo de operação, se o consumo/demanda cair, mesmo assim não haverá redução do número de consumidores.

Essa é a questão no caso particular do serviço de distribuição, que faz da tarifação por preço fixo uma proteção da receita da distribuidora. No entanto, há maneiras, apresentadas no Capítulo V, de contornar o problema de perda de receita com a queda de mercado, sem que se cobre um preço fixo pelo uso da rede, que tem inúmeras desvantagens para a sociedade.

Se se estiver tratando agora dos custos de leitura, faturamento, medição, atendimento cobrança, ou seja, os ditos custos comerciais, a situação é bem diferente. Se a tarifa for definida em R\$/MWh, ou R\$/kW, e o consumo/demanda realizar abaixo dessa quantidade, da mesma forma não haverá a recuperação do custo comercial total. Se realizar acima, sem crescimento do número de consumidores (aumento do consumo per capita), haverá uma receita adicional, sem custo adicional. Porém, se o número de consumidores crescer, haverá um aumento de custos, pois ao contrário do que se pensa **esses custos não são fixos**, eles crecem, sempre, com o número de consumidores, ou seja, a variável que explica a evolução desses custos é o número de consumidores, enquanto que na rede a variável explicativa de sua expansão é a demanda máxima. O que é fixo nesse caso, ou melhor, quase constante, *ceteris paribus*, é o custo unitário, o custo médio em R\$/consumidor. Mesmo considerando que o faturamento tem uma parte fixa (software, instalações do call center), a medição, leitura, emissão de fatura, arrecadação, cobrança e demais custos do call center são variáveis com o número de consumidores.

Assim, enquanto o Custo Total da Rede no Curto Prazo é praticamente Fixo, e o seu Custo Fixo Médio reduz continuamente com o aumento da produção, o Custo Total "Comercial" é variável com o número de consumidores, e o seu Custo Médio é um valor constante por consumidor.

Os gráficos da Figura 9 a seguir elucidam isso.

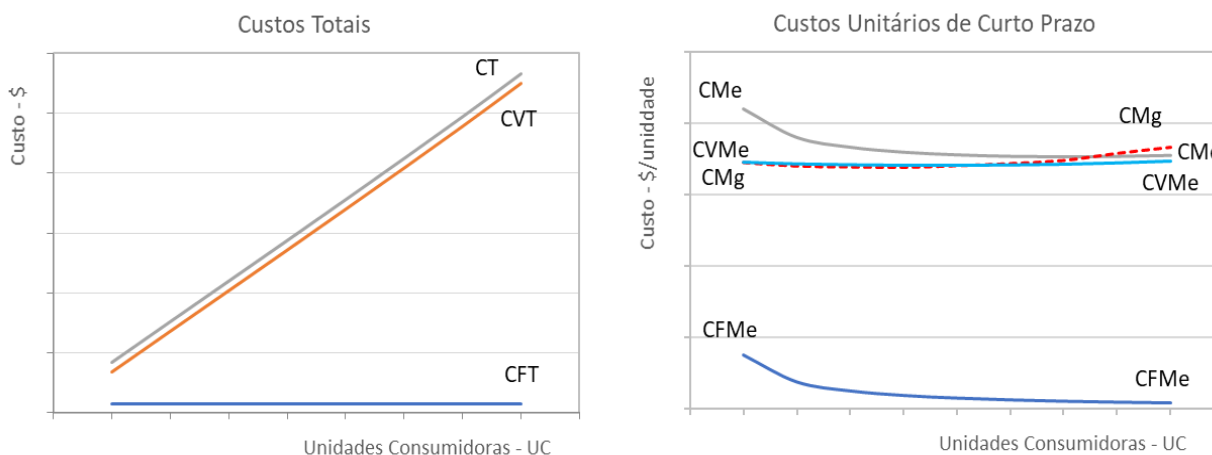


Figura 9

O fato de o custo total ser eminentemente fixo não significa que a tarifa deva ser em R\$/consumidor, ou seja, um preço fixo por consumidor. Muito menos que o custo total sendo variável, a tarifa seja volumétrica. Observa-se que o fato de os custos comerciais serem variáveis com o número de consumidores é que impõe praticar preço fixo - R\$/consumidor, e não o fato dele ser fixo, pois não é. O custo comercial é praticamente todo variável com a produção. O que é praticamente fixo é o custo unitário, o custo médio em R\$/consumidor. Assim o preço fixo deve ser usado para cobrir os custos de comercialização, pois cada cliente a mais, independente do seu porte de demanda ou consumo, implica aumento de medição, leitura, emissão de fatura, arrecadação e outros.

Enfim, se a cobrança for um valor fixo mensal por consumidor, entre revisões, a receita marginal cobrirá os custos marginais de comercialização, assim esta é a melhor forma de cobrança desses custos, tanto em benefício da distribuidora quanto do consumidor. Cobrar os custos comerciais em R\$/MWh, por exemplo, redundará em receita acima do necessário para cobrir esses custos quando houver aumento do consumo per capita. Deve-se observar, no entanto, que existe diferenciação nos custos da medição, conforme o tipo de ligação (número de fases), conforme o tipo de modalidade tarifária e, também, se é um *prosumidor* (maiores custos de medição e principalmente de contabilização), o que exigirá uma diferenciação.

Infelizmente percebe-se assim uma grande confusão no entendimento dos custos: o que é Custo Total e Custos Unitários, Médio e Marginal, e, principalmente, o que é o produto.

3. Os Custos Marginais de Geração versus Transmissão e Distribuição

Conforme mencionado em Lesourne, após a II Guerra Mundial os discípulos de Maurice Allais – "*À la recherche d'une discipline économique (1943)*" espalharam-se pelas empresas de serviço público francesas, recém-criadas e nacionalizadas.

Entre eles destacou-se Marcel Boiteux que, na recém-instituída Électricité de France – EDF, recebeu a incumbência de modelar o custo da geração.

A preocupação inicial com o custo de geração deve-se ao fato de este custo ser mais significativo, comparável de per si à soma dos custos das redes de distribuição e transmissão.

Num trabalho seminal *La Tarification des demandes en pointe* (Boiteux, *La Tarification des demandes en pointe: application de la théorie de la vente au coût marginal, 1949*), Boiteux expôs como o custo marginal de atendimento das usinas a uma carga adicional restringia-se ao custo marginal de curto prazo no período Fora de Ponta do sistema como um todo. No período de Ponta¹⁰, por sua vez, o custo marginal da geração devia-se ao custo marginal de longo prazo.

Para entender melhor o referido trabalho, cabem as seguintes considerações:

O mercado está adaptado – curva de custo de Longo Prazo. Diz-se que o mercado está adaptado quando não há ociosidade (sobra) ou falta (déficit) no atendimento corrente. Disso decorre que, mesmo quando há um aumento mínimo na demanda, este deve ser suprido por um aumento correspondente na oferta, identicamente mínimo. Esse aumento mínimo, quer na demanda, quer no suprimento, é chamado de marginal. Tal aumento no suprimento, marginal que seja, ocasiona um custo também marginal.

Deve-se observar que o custo marginal originado não é o custo total. É a diferença entre dois níveis diferentes de custo total para um acréscimo marginal de demanda. O custo marginal de longo prazo cobre o custo total de atender o mercado marginal. Não cobre necessariamente o custo da rede existente, pois pode ser maior ou menor que o custo médio.

Mais tarde, na década de 1950, Boiteux fez trabalhos com o objetivo de recuperar financeiramente o custo total de toda rede em condições de segundo ótimo (tarifas de Ramsey-Boiteux em "*Sur la gestion des Monopoles Publics astreints a l'équilibre budgétaire*", (Boiteux, *Sur la gestion des Monopoles Publics astreints a l'équilibre budgétaire, 1959*).

Suponha-se agora que ocorra um acréscimo marginal na demanda nesse mercado adaptado.

Esse acréscimo ocasiona um custo marginal, que poderá ser de dois tipos:

¹⁰ Entende-se como Ponta o período de carga máxima, independentemente do horário de sua ocorrência.

- i. custo marginal de curto prazo: quando o acréscimo de custo se faz exclusivamente por aumento nos custos de operação (custo da água, custo de combustível);
- ii. custo marginal de longo prazo: quando, além dos custos de operação e manutenção, necessita-se de um acréscimo nos custos de capital.

Boiteux modelou matematicamente a alocação dos custos da geração nos períodos de Ponta e Fora de Ponta da seguinte forma, considerando a Figura 10.

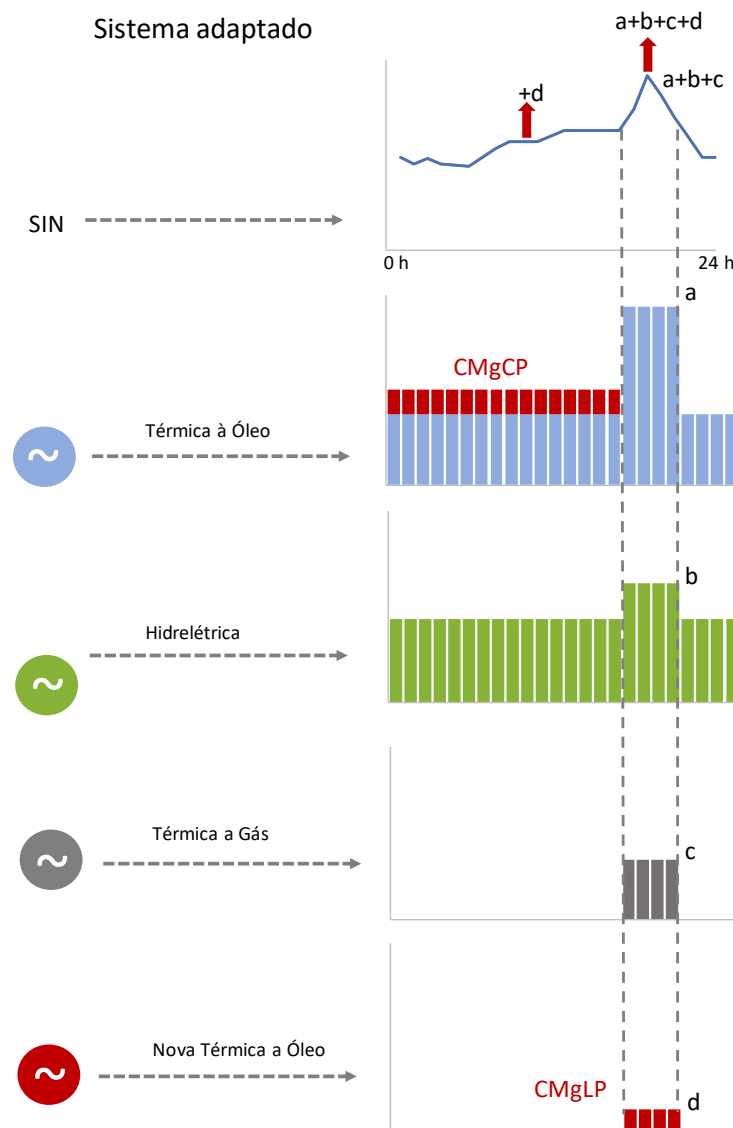


Figura 10

Inicialmente esse mercado é atendido apenas por três usinas (A, B e C), de forma adaptada. Nessa situação, a demanda do sistema, igual à $(a + b + c)$, é suprida pela geração "a" da

usina a óleo, complementada pela geração "b" da usina hidrelétrica e pela geração "c" da usina a gás.

Ao surgir uma demanda adicional "d" no período de ponta (delimitado pelas retas verticais tracejadas), esta é suprida por uma usina a óleo D, que acrescenta um custo adicional. Pelo fato de ser uma nova usina, tal custo abrange o custo de aquisição do capital. Tem-se assim o custo marginal de longo prazo nesse caso. Entende-se como período de Ponta o intervalo de carga máxima, período em que uma demanda adicional implica ultrapassar a capacidade ótima de geração, independente do horário.

Agora suponha-se que tal demanda adicional ocorra no período Fora de Ponta. Como mostrado na Figura 10, tal demanda adicional pode ser suprida pela usina A, parcialmente ociosa nos horários fora da ponta do sistema, sem necessidade de construção de uma nova. Basta acionar geradores ociosos nesse período e isso não demandará custos de aquisição de novos equipamentos. Tem-se assim o custo marginal de curto prazo para essa situação.

Boiteux tratou desse assunto, ou seja, dos custos de geração, que é bem diferente do transporte.

Mais tarde, a partir da década de 1960, diversos autores na EDF, tais como Juricic, Penz, Francony, Balasko, e inúmeros outros, trataram do caso do transporte da energia e defrontaram-se com o problema: como alocar os custos de distribuição nos períodos de Ponta e Fora de Ponta?

A rigor, o problema é o mesmo, com diferenças apenas inerentes ao processo de expansão e operação de cada segmento do sistema.

Na geração existe basicamente um horário de carga máxima (Ponta) e, como explicado anteriormente, nos períodos fora desse horário, uma carga adicional enseja apenas custo de combustível, de operação.

No transporte dessa energia, existem três questões distintas da geração:

- i. As redes de distribuição têm diferentes horários de demanda máxima.
- ii. As redes de distribuição estão em contínua expansão. Todos os dias se instala mais um transformador, se amplia mais alguns km de rede.
- iii. Os custos marginais de curto prazo (variação dos custos variáveis) na rede de distribuição estão associados exclusivamente aos custos adicionais de perdas e risco de déficit. Fora disso, não existem custos de operação que variam com o nível de carregamento da rede. Como exaustivamente colocado, os custos de pessoal, material, serviços (CAOM – Custo Anual de Operação e Manutenção), estão associados ao investimento, crescem com o investimento, são também custos fixos e não variáveis.

Explicado isso, parte-se para analisar os custos marginais na rede de distribuição.

Com essas redes operando em condições ótimas, um aumento na demanda máxima das redes implica aumento de capacidade, de investimento, ou seja, custos marginais de longo prazo.

Já um aumento na carga da rede nos demais horários, que não de carga máxima praticamente não impõe custos, se forem ignorados os custos adicionais de perda e o risco, dificilmente mensurável, de déficit. Não suscita custos de investimentos nem custos de PMSO. Mais uma vez, não se aumenta ou reduz o quadro de pessoal ou equipes de manutenção por conta da variação no carregamento da rede. Muito diferente da geração em que existe um custo variável muito significativo, que é o combustível, que nos períodos fora de carga máxima geram mais energia sem necessidade de investimento. Isso não acontece na distribuição. Assim, defender a alocação do CAOM ao custo Fora de Ponta nas redes de distribuição é um grande equívoco.

Fora isso, como colocado no item 2 deste capítulo, as redes de distribuição estão em contínua expansão, não cabendo a aplicação de tarifas com base no custo marginal de curto prazo.

Assim a questão se concentra em alocar os custos marginais **de longo prazo** nos diversos horários. Denominou-se Ponta o período com maior preponderância de redes com demanda máxima e o período com menor concentração de redes com demanda máxima foi denominado Fora de Ponta. Observa-se que é diferente da geração: nesse sistema realmente existem custos (de curto prazo) fora do período de carga máxima, já na distribuição, os custos (longo prazo) estão associados, sempre, aos horários de demanda máxima das redes, **mesmo no período denominado Fora de Ponta.**

A análise, a partir da Figura 11, ajuda a esclarecer o problema e entender a solução.

Suponha-se que no mercado total da distribuidora encontram-se três áreas de atendimento por alimentadores (na MT) ou transformadores (na BT).

Dois desses transformadores (A e B) atendem locais onde as demandas máximas estão dentro do período denominado de Ponta, delimitado pelas retas verticais tracejadas. Denominou-se Ponta o período em que a maioria das redes está com demanda máxima.

Supondo-se o mercado adaptado, como deve ser, ao ocorrer um aumento de demanda na rede A no instante de sua carga máxima, a rede A necessitará de um acréscimo marginal de equipamentos (trafos e linhas), como também de pessoal, material, serviços, para operação desses equipamentos adicionais. O mesmo acontece, se ocorrer um aumento de demanda no local B no instante da sua demanda máxima.

Como o suprimento da demanda adicional se faz às custas de aquisição de novos ativos, tem-se que o custo adicional é de longo prazo.

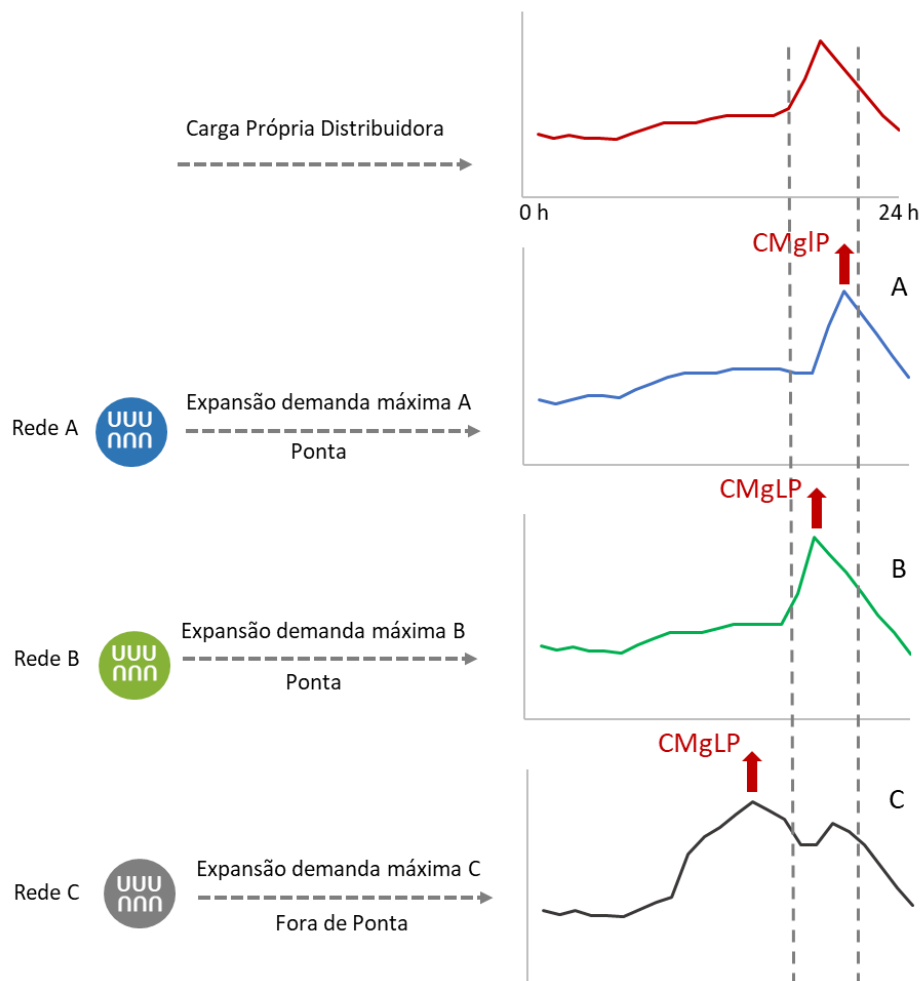


Figura 11

Suponha-se agora que no local C cuja demanda máxima ocorre no período denominado Fora de Ponta, apareça uma demanda adicional justo no instante da demanda máxima da rede C, que supre tal região. Tal como nos locais A e B, não há outra opção que não seja incrementar o número de trafos (ou trocar o existente por outro de maior capacidade) e linhas. Isso ocasiona também um custo marginal de longo prazo para o local C, como aconteceu nos locais A e B.

Portanto, independentemente da expansão da distribuição se dar no período de Ponta ou Fora de Ponta do sistema, qualquer acréscimo nela, num sistema adaptado, deve ser classificado como custo marginal de longo prazo.

Existe uma diferença crucial nesse ponto com a geração: na distribuição, o período denominado Fora de Ponta não é o período em que as redes estão com demanda média ou

leve, é o período em que poucas redes estão com demanda máxima. Na geração, sim, é o período de carga mais leve.

Pode-se resumir a comparação da alocação de custos entre geração e transporte assim:

Posto tarifário	Acréscimo de demanda		Situação do sistema	
	Geração	Distribuição	Geração	Distribuição
PONTA	CMgLP	CMgLP	Carga Máxima	Carga Máxima
FORA DE PONTA	CMgCP	CMgLP	Carga Média ou Leve	Carga Máxima

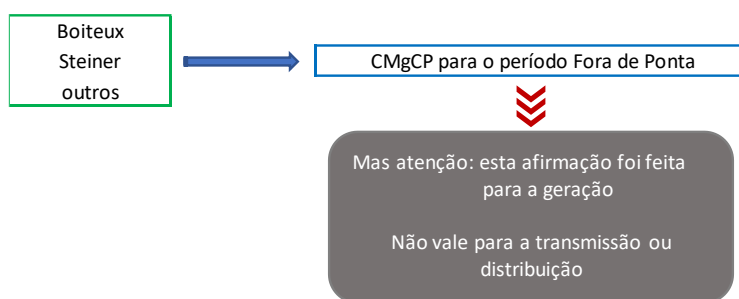


Figura 12

CAPÍTULO II – OS FUNDAMENTOS DOS CUSTOS DE USO DA REDE

1. Os Princípios Tarifários

Bonbright, em os “Princípios de utilidade das tarifas públicas”, afirma o seguinte:

- *tarifas devem ser práticas: simples, compreensíveis, aceitáveis para o público, de aplicação viável, ter alguma estabilidade e livre de controvérsia quanto à sua interpretação;*
- *tarifas devem manter o equilíbrio financeiro das distribuidoras, retornando a receita total correspondente aos custos regulatórios e resultando em Fluxo de Caixa relativamente estável;*
- *tarifas não devem discriminar qualquer cliente ou grupo de clientes;*
- *tarifas devem promover a eficiência econômica no uso de energia, bem como entre produtos concorrentes e serviços, garantindo o nível de confiabilidade desejado pelos clientes.*

Colocação tão importante quanto às de Bonbright foi feita pela ANEEL na NT 046/2018 da CP002 –Aperfeiçoamentos na estrutura tarifária dos consumidores do Grupo B:

*"Refletir os custos do sistema é um objetivo do modelo tarifário, e qualquer **alteração que aumente a complexidade deve vir acompanhada de benefícios**. Os sinais econômicos eficientes enviados aos usuários devem refletir a responsabilidade de cada um nos investimentos futuros no sistema, uma vez que o sistema é desenvolvido para atender a utilização máxima (demanda) futura. É importante que a tarifa traga clareza dos custos reais do sistema, pois os consumidores fazem escolhas baseadas em preços, e, caso esta não reflita corretamente os custos do sistema, as decisões dos consumidores não serão feitas com a eficiência esperada, o que traz prejuízos ao sistema e aos próprios consumidores. Dito de outra forma, ineficiência representa maior necessidade de capacidade no sistema, e os próprios consumidores assumirão esses custos majorados em momento posterior."*

A rigor, o principal objetivo de um modelo tarifário, tanto para os clientes de baixa tensão como para a alta e média tensão seguramente é alocar de forma eficiente os recursos da sociedade. Assim as tarifas devem estar aderentes, em primeira instância, aos Custos de Uso da Rede, para que o consumidor escolha a opção de menor custo e, ainda, ter sinalização suficiente para estimular o melhor uso compartilhado da rede e, com isso, reduzir os custos

do fornecimento de energia elétrica, competindo na sua melhor *performance* com outras alternativas energéticas.

2. Os Custos de Uso da Rede pelos Clientes

Os Custos de Uso da Rede estão relacionados a dois fatores fundamentais:

- a) *a contribuição da demanda do cliente na formação da carga máxima anual da rede, responsável pela sua expansão;*
- b) *o ponto de conexão do cliente na rede.*

Além disso, os custos variam com o nível de tensão, com a capacidade, tipo de condutor, número de fases, tipo e quantidade de postes etc. e também com o tipo de rede: aérea convencional, aérea compacta protegida ou isolada ou subterrânea.

A metodologia atual busca avaliar o custo horário de uso da rede por agrupamentos de níveis de tensão¹¹, ou seja, leva em consideração a contribuição da demanda do cliente na carga máxima anual da rede, separando em horas de maior ou maior preponderância de redes com demanda máxima. Leva ainda em consideração o tipo de rede¹².

Já a tarifa locacional aborda o segundo aspecto, que avalia o custo de uso da rede conforme a distância elétrica da carga ao centro de geração, como também o custo da geração conforme a distância ao centro de carga (uso da rede calculado a partir de simulação fluxo de potência).

A associação dessas duas vertentes de custo é uma tarefa atualmente factível, totalmente inovadora, e pode ser a solução para vários dos problemas atuais. No Capítulo IV será apresentada a metodologia desenvolvida por este P&D para o cálculo do Custo Horário Locacional nas redes de distribuição, mas que também pode e deve ser aplicada nas redes de transmissão.

2.1. Contribuição da Demanda do cliente na carga máxima da rede

Os custos do Fio estão associados à potência máxima das redes, que é a variável explicativa do seu desenvolvimento. Ou seja, o planejamento da expansão tem como dado de entrada a projeção da demanda máxima das redes e subestações. Logo os custos de expansão da rede são calculados em R\$/kW, como também são calculados em R\$/kW os Custos de Uso da Rede ou Custo de Capacidade, que é o custo atribuído a cada cliente.

¹¹ O conceito do uso dos segmentos de rede envolvidos no atendimento dos clientes de cada subgrupo tarifário é parecido com a metodologia locacional, porém com uma configuração de rede bastante simplificada, ou seja, com apenas uma barra por agrupamento de níveis de tensão.

¹² Feito através de um custo médio ponderado, como *proxima* CMGLP, aberto em rede urbana e rural, por cada agrupamento de níveis de tensão e por número de fases. O regulador ainda não diferencia os custos da rede subterrânea.

Todo o raciocínio do uso da rede deve partir do fato que a rede de distribuição não é disponibilizada para apenas 1 (um) consumidor, mas para milhões de consumidores, e uma análise correta de Custo de Uso da Rede passa necessariamente pela consideração da participação de cada cliente na composição da demanda máxima das redes, variável responsável pela expansão do sistema de distribuição. Logo é essa participação na demanda máxima das redes que deve ser atribuída a cada cliente, denominada por vários autores internacionais de *Coincident Peak*, como também de *Peak Contribution*, ou, mais precisamente, *contribution to system coincidente peak demand*.

Porém os Custos de Uso da Rede são calculados com a demanda máxima do cliente, que não necessariamente coincide com a hora de carga máxima das redes, sendo este o fator principal a ser considerado no seu cálculo, que é a relação entre a demanda máxima do cliente e a demanda que ele efetivamente contribui na formação da demanda máxima das redes, denominada na metodologia atual de Fator de Coincidência.

Um transformador atende, em média, 40 consumidores, e um alimentador, 5 mil consumidores. Esse uso compartilhado, com grande diversidade das demandas, é um fator fundamental nos custos de desenvolvimento do sistema, sendo que a participação de cada cliente na demanda máxima da rede é diferente conforme sua classe e porte de consumo.

Em média, quanto maior o Fator de Carga – FC do cliente, menor é a diferença entre sua demanda máxima e a sua demanda na hora de carga máxima das redes e vice-versa. Isso pode ser comprovado em qualquer amostra de medições de curva de carga de clientes.

Essa propriedade leva à seguinte situação: em média, os custos dos clientes de maior FC, em R\$/kW, atendidos em um mesmo nível de rede, são maiores que os custos dos clientes de menor FC. E, em segunda instância, em média, clientes de maior porte, atendidos em um mesmo nível de rede, custam mais que os clientes de menor porte, pois existe uma correlação estreita entre porte do consumidor e FC, e entre FC e Fator de Coincidência. Deve-se esclarecer que, em qualquer faixa de consumo da BT, existem clientes com maior e menor fator de carga, porém quanto menor o consumo, maior a presença de clientes com fatores de carga mais baixos.

Esta explicação também é dada por Perez Arriaga em *Regulation of the Power Sector, 8 – Electricity Tariffs, 8.5.3 Utilisation Factors, p. 434*:

*"If the network charges are accurately computed for many real consumers individually over the entire range of values of utilisation factors, it should be possible to fit a curve to these experimental data. Of course, this curve should be verified and adjusted for each situation, but typically it should have the shape that is shown in Fig. 8.4. [...] The explanation should be clear: Even though low UF network users concentrate their consumption at peak times, their **coincidence factor** with peak demand necessarily*

has to be inferior to that of consumers with UF close to 1.0, since they consume at almost all times."

"Se as tarifas de rede forem calculadas com precisão para muitos consumidores reais individuais de toda a faixa de valores de fatores de carga, é possível ajustar uma curva a esses dados experimentais. Obviamente essa curva deve ser verificada e ajustada para cada situação, mas normalmente deve ter a forma mostrada na Figura 8.4. {...} A explicação deve ser clara: mesmo que os usuários de redes de baixo FC concentrem seu consumo nos horários de pico, seu fator de coincidência¹³ com a demanda de pico deve necessariamente ser inferior ao dos consumidores com FC perto de 1,0, que consomem quase o tempo todo."

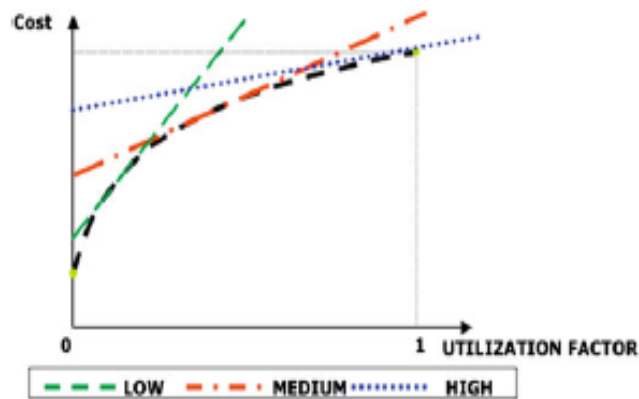


Fig. 8.4 Network cost functions in terms of the value of the utilisation factor

Figura 1

A metodologia atual de cálculo do Custo de Uso da Rede foi desenvolvida há décadas, a partir desses conceitos básicos: os efeitos da diversidade e o fator de contribuição à demanda máxima das redes, porém associando a este último outros parâmetros para se chegar à participação de cada cliente no fluxo máximo da rede: perdas acumuladas de potência e a configuração da rede.

Além disso, a metodologia observa a carga máxima dos vários elementos da rede e não apenas da carga total de cada nível, identificando a hora de sua ocorrência, o que leva à consideração

¹³ Perez Arriaga utiliza também o termo Fator de Coincidência para denominar a relação entre a demanda máxima do cliente e a demanda que ele efetivamente contribui na formação da demanda máxima das redes, tal como na metodologia atual de cálculo dos Custos de Uso da Rede, porém isso tem criado algumas controvérsias pelo fato de a definição rigorosa do Fator de Coincidência ser o inverso do Fator de Diversidade. Fator de Diversidade é a relação entre o somatório das demandas máximas e a demanda coincidente de um conjunto de clientes. Apesar disso, resolveu-se neste documento manter o termo, por estar sendo usado em vários outros documentos que tratam do assunto.

de mais um parâmetro: probabilidade de associação de cada cliente a cada tipo de rede com carga máxima em horas distintas.

Foram os pesquisadores da Electricité de France – EDF, na década de 70, que evoluíram a metodologia para considerar probabilisticamente a participação de cada tipo de cliente em cada tipo de rede conforme o horário de ocorrência de sua demanda máxima.

Mas a constatação de que o custo do cliente depende de sua contribuição à demanda máxima das redes, e que esta ocorre em horários distintos, já tinha sido apresentada por Houthakker (1951):

"In order to see how these circumstances affect tariff policy it is useful first divide the costs of electricity supply into four categories according their relation to output or more precisely according to their behaviour under a small change in an aspect of output.

- A. Energy costs which change if the number of kw hours generated changes other things remaining equal, These are mainly fuel expenses and current lost in transmission.*
- B. Capacity costs which depend on the anticipated maximum demand on the whole equipment [...]. It is important to notice that time of maximum demand is not the same everywhere. Because of grid all interconnected power stations in Britain have simultaneous peak, but a transformer supplying a residential area may well have a quite different peak time same applies to transmission lines.*
- C. Consumer costs, which are a function of number and type of consumers. They include the cost of meters, accounts, etc.; connections used by one consumer only (an important item in rural areas).[...]*
- D. Residual Costs, which do not belong to any of the above categories. [...] they should not be assumed to be proportional to the determining quantity {...] in practice comprising some expenses of management, etc.*

"Para ver como essas circunstâncias afetam a política tarifária, é útil separar os custos de eletricidade em quatro categorias de acordo com sua relação com a produção, ou mais precisamente, de acordo com seu comportamento em relação a uma pequena mudança em algum aspecto da produção¹⁴.

- A. Custos de Energia, que se alteram com a quantidade de kWh gerada, todo o mais permanecendo igual. São principalmente despesas com combustível e perda [...].*
- B. Custos de Capacidade, que dependem da demanda máxima antecipada (em kW) no equipamento [...]. **É importante notar que o momento de demanda máxima não é o mesmo em todos os lugares.** Por causa da rede de*

¹⁴ É muito importante anotar que em 1951 Hothakker ensinava a importância da análise marginal.

interconexão, todas as plantas de geração na Grã-Bretanha têm uma ponta simultânea, mas um **transformador que atende uma área residencial, por exemplo, pode muito bem ter um horário de ponta diferente, o mesmo se aplica às linhas de transmissão.**

- C. *Custos de Consumidor, que são função do número e tipo de consumidores. Estes incluem os custos de medidores, faturamento etc; conexões utilizadas por um único consumidor (um item importante nas áreas rurais);*
- D. *Custos Residuais, que não se enquadram em nenhuma das categorias anteriores. [...] não devem ser assumidos como proporcionais a uma determinada quantidade, compreendem despesas de administração etc.*

Houthakker, nesse mesmo documento, também aborda, já em 1951, os conceitos sobre o custo de uso da rede:

*"The **maximum demand tariff is the customary system for large and médium sized industrial consumers.** Each of the three main classes of costs is taken into account separately. The running charge¹⁵ is based entirely on energy costs [...]. Consumer cost are included in a standing charge, wich in addition varies with the maximum demand registered during na agreed period, thus reflecting capacity costs.*

*The are evidente advantages in the clear-cut relation between costs and charges thus achivied. The right cost of reliable maximum demand meters, however, makes this type of tariff unsuitable for small consumers. **Even where aplicable it is not an ideal solution, for the capacity required by an individual consumer does not depend on his maximum demand but on his share in the collective maximum demand on generating and transmission equipment.** "*

*"A tarifa de **demanda máxima é o sistema usual para grandes e médios clientes** industriais. Cada uma das três principais classes de custos é considerada separadamente. A tarifa volumétrica é baseada inteiramente nos custos de energia; [...]. Os custos por consumidor são incluídos numa tarifa fixa, que varia com a demanda máxima registrada durante um período acordado, refletindo assim os custos de capacidade.*

*Há vantagens evidentes nas relações claras entre os custos e o faturamento alcançadas dessa forma. O alto custo de medidores confiáveis de demanda máxima, no entanto, torna essa tarifa inadequada para pequenos consumidores. **Mesmo quando aplicável, não é uma solução ideal, já que a capacidade requerida por um consumidor individual não depende de sua demanda máxima, mas da sua***

¹⁵ "Running charge" e "standing charge" são os nomes dados para as componentes volumétrica e fixa das tarifas duas-partes aplicadas à época na Inglaterra.

contribuição à demanda coletiva nos equipamentos de geração e transmissão.

Sobre a tarifação do uso da rede pela demanda máxima (não coincidente), Garfield & Lovejoy, em *Public Utility Economics* (1964), afirmam:

"The method does not recognize diversity differences between classes. A 100 per cent load-factor class would share in the benefits of diversity on an equal basis with the other classes while contributing nothing to diversity. In fact, any class whose load-factor exceeded the average would receive unearned benefits from diversity, while a class with lower-than-average load-factor would not receive all the benefits it merited."

"O método não reconhece as diferenças de diversidade entre as classes. Uma classe com fator de carga de 100% participaria dos benefícios da diversidade no mesmo grau que as demais, mesmo não contribuindo nada para a diversidade. Na verdade, qualquer classe com fator de carga maior que a média receberia benefícios não merecidos da diversidade, enquanto uma classe com fator de carga abaixo da média não receberia todos os benefícios que merece."

O mesmo entendimento sobre os custos de capacidade pode ser visto em Passey, Haghdadi, MacGill, & Bruce (2017):

*"The long run marginal cost of providing the network service to a specific customer **is a function of their contribution to the network peaks that drive augmentation investment.** This demand at the time of network peak is also known as their coincident demand, and is what determines the network peak"*

O custo marginal de longo prazo de fornecimento do serviço de rede para um consumidor específico é uma função de sua contribuição às demandas máximas da rede que implicam aumentos de investimento. Essa demanda na hora da ponta da rede é também chamada de demanda coincidente e é o que determina a ponta da rede.

Jim Lazar, em *Use Great Caution in Design of Residential Demand Charges* (2016), coloca o seguinte:

*"Today, with data from smart meters, utility regulators can be more targeted in how costs are recovered, focusing on well-defined peak and off peak periods of the month, not just a single hour of usage. This more precise usage data makes demand charges a **largely antiquated approach** for all customer classes — and particularly inappropriate for residential consumers.*

Hoje, com dados de medidores inteligentes, os reguladores de serviços públicos podem dedicar-se à forma como os custos são recuperados, concentrando-se na boa definição dos períodos de pico e fora de pico do mês, e não apenas uma única hora de uso. Esses dados de uso mais precisos fazem com que a tarifação de demanda seja uma

abordagem bastante antiquada para todas as classes de clientes – e particularmente inadequada para consumidores residenciais.”

E ainda:

"Modern rate design needs to distinguish between different characteristics in the usage of capacity and ensure all customers make an appropriate contribution to system capacity costs.

*More recently, some utilities (Califórnia) have imposed demand charges on smaller customers based on summer on-peak hour demands only. All of these reflect gradual movement toward equitable recovery of system capacity costs, but **full time-of-use (TOU) energy pricing is more effective**, more cost-based, more equitable, and more understandable.*

*O desenho de **tarifas modernas** precisa distinguir as diferentes características no uso da capacidade e garantir que todos os consumidores façam uma contribuição adequada nos custos de capacidade do sistema.*

*Tudo isso reflete o movimento gradual em direção à recuperação equitativa dos custos de capacidade do sistema, **mas a tarifação por tempo de uso em energia é mais eficaz, mais aderente aos custos, mais equitativa e mais compreensível.***

Na matéria de Hledik, R., & Lazar, J. *Distribution system pricing with distributed energy resources*, (2016), consta o seguinte trecho, com título "DEMAND CHARGES: AN OBSOLETE CONCEPT":

"Citing NARUC standards adopted in the 1950s, Garfield and Lovejoy told us a half-century ago that some part of capacity costs should be assigned to every hour of the year, so that all customers using capacity make some contribution toward capacity cost, with a concentration of these charges during high-load periods..

Hourly pricing — incorporating capacity costs at some level in the energy price for each hour — is much more granular and precise in recovering these costs than monthly demand charges.

Citando os padrões NARUC adotados na década de 1950, Garfield e Lovejoy disseram, há meio século, que os custos de capacidade devem ser atribuídos a cada hora do ano, de modo que todos os clientes contribuam para o custo de capacidade, concentrando essas cobranças nos períodos de alta carga.

O preço horário, incorporando os custos de capacidade em algum nível no preço da energia em cada hora, é muito mais granular e preciso na recuperação desses custos do que os preços por demanda mensal.”

Da mesma forma, Jim LAZAR (2016) refere-se à Garfield, P. J. & Lovejoy, W. F. (1964), e apresenta no quadro a seguir uma análise de três modalidades tarifárias, Contribuição à Ponta – CP, Não Contribuição à Ponta – NCP e *Time Of Use* – TOU.

Exhibit 3. Garfield and Lovejoy Criteria and Alternative Rate Forms

Garfield and Lovejoy Criteria	CP Demand Charge	NCP Demand Charge	TOU Energy Charge
All customers should contribute to the recovery of capacity costs.	N	Y	Y
The longer the period of time that customers pre-empt the use of capacity, the more they should pay for the use of that capacity.	N	N	Y
Any service making exclusive use of capacity should be assigned 100% of the relevant cost.	Y	N	Y
The allocation of capacity costs should change gradually with changes in the pattern of usage.	N	N	Y
Allocation of costs to one class should not be affected by how remaining costs are allocated to other classes.	N	N	Y
More demand costs should be allocated to usage on-peak than off-peak.	Y	N	Y
Interruptible service should be allocated less capacity costs, but still contribute something.	Y	N	Y

Quadro 1

A análise mostra uma clara preferência pelas tarifas *Time of Use*, que são as empregadas no Brasil.

Ainda sobre o impacto que cada tipo de cliente provoca nos custos de expansão da rede, acrescenta-se as seguintes considerações:

- ✓ Um cliente de 138 kV de 100 MW de demanda faturada praticamente exige 100 MW de capacidade na rede de 138 kV, pois é um cliente de longa utilização, e sua demanda máxima é próxima da sua contribuição à demanda máxima do sistema: $D_{max} \cong CP$.
- ✓ Para ocupar essa mesma capacidade de 100 MW na rede, são necessários 80 mil clientes residenciais com consumo inferior a 220 kWh com demanda de 5 kW. Porém a soma das demandas máximas desses clientes é 400 MW, ou seja, 4 (quatro) vezes maior que a demanda máxima da rede, o que significa dizer que a demanda máxima faturável é bem superior à demanda coincidente na rede. Assim cada kW adicional de demanda máxima do cliente BT de baixo consumo custa $\frac{1}{4}$ do custo da demanda máxima dos clientes de 138 kV (pelo uso da rede de 138 kV).

Este documento irá demonstrar de forma simples e indubitável que custa menos, em R\$/kW, transportar energia para clientes de menor Fator de Carga.

Para isso a primeira medida é conhecer o comportamento real dos clientes da maioria das distribuidoras do Brasil¹⁶ e raciocinar com o comportamento real dos consumidores e não com tipos fictícios e irrealistas de uso da rede. As informações a seguir são da CEMIG D, ELETROPAULO e ELFSM.

O primeiro passo é conhecer a estrutura de mercado das empresas. O mercado apresentado é da CEMIG D. Observa-se que 90% dos consumidores residenciais, que representam 72% do consumo de energia da classe, têm Fator de Carga – FC mensal inferior a 9%. Por outro lado, o FC dos clientes com consumo superior a 1.000 kWh é de quase 33%, quase 4 vezes superior ao FC médio dos dois menores estratos. O FC médio da classe residencial de BT da CEMIG D é 10%.

Na classe Comercial vê-se que 81% dos consumidores, de consumo inferior a 500 kWh, têm FC mensal de 22%, enquanto 1% dos clientes, com consumo superior a 5.000 kWh, tem FC de 43%. Ambos os estratos consomem praticamente o mesmo: 23% e 24% da energia vendida.

Na classe Industrial percebe-se comportamento similar: 1% dos clientes, com consumo superior a 7.000 kWh, tem FC de 41%, enquanto os clientes com consumo até 1.000 kWh, que representam 85% dessas unidades consumidoras, têm FC de 16%.

A faixa de consumo acima de 5.000 kWh da classe Rural detém menos de 1% dos consumidores, mas consome 16% da energia da classe e tem FC de 46%. Já os consumidores com consumo abaixo de 300 kWh, que totalizam 81% da classe, consomem 28% da energia com FC inferior a 8%.

Em todas outras classes verifica-se a alta concentração de clientes nas menores faixas de consumo e alta concentração de energia consumida nas maiores faixas de consumo e, ainda, o grande crescimento do Fator de Carga com o porte do consumidor, principalmente nas classes Residencial e Rural.

¹⁶ As curvas apresentadas são típicas da maioria das empresas do SE/CO, NE e alguns municípios do Sul, e diferem do comportamento das regiões mais quentes, com muito uso de ar condicionado, pouco uso do chuveiro, ou utilização de chuveiro a gás (Rio de Janeiro, Espírito Santo, boa parte municípios do Sul e todo Norte). No entanto, a lógica apresentada aplica-se da mesma maneira para todas as regiões.

Mercado CEMIG - 2017						
Classe	Faixa	Mercado (MWh)	% Mercado	Unidades Consumidoras	% UC	Fator de Carga
RESIDENCIAL	< 100 kWh	2.196.791	23%	3.433.598	50%	6,4%
RESIDENCIAL	101 a 220 kWh	4.711.456	49%	2.751.936	40%	8,8%
RESIDENCIAL	221 a 350 kWh	1.647.195	17%	527.950	8%	11,3%
RESIDENCIAL	351 a 500 kWh	543.096	6%	116.047	2%	14,6%
RESIDENCIAL	501 a 1000 kWh	338.776	4%	45.683	1%	23,9%
RESIDENCIAL	> 1000 kWh	203.124	2%	10.258	0%	32,6%
RESIDENCIAL	TOTAL	9.640.439	100%	6.885.472	100%	10,1%
COMERCIAL	< 500 kWh	994.757	23%	669.062	81%	22,2%
COMERCIAL	501 a 2000 kWh	1.312.913	31%	119.537	14%	31,5%
COMERCIAL	2001 a 5000 kW	936.081	22%	27.041	3%	41,2%
COMERCIAL	> 5000 kWh	998.477	24%	9.457	1%	42,9%
COMERCIAL	TOTAL	4.242.228	100%	825.097	100%	34,1%
INDUSTRIAL	< 1000 kWh	168.713	30%	62.299	85%	15,8%
INDUSTRIAL	1001 a 3000 kWh	150.901	27%	7.603	10%	28,4%
INDUSTRIAL	3001 a 7000 kW	130.304	23%	2.548	3%	31,3%
INDUSTRIAL	> 7000 kWh	106.890	19%	853	1%	41,3%
INDUSTRIAL	TOTAL	556.808	100%	73.303	100%	27,8%
SERVIÇO PÚBLICO	< 2000 kWh	49.886	18%	8.939	73%	30,6%
SERVIÇO PÚBLICO	2001 a 5000 kWh	70.955	25%	1.957	16%	54,2%
SERVIÇO PÚBLICO	5001 a 10000 kW	66.107	23%	815	7%	60,0%
SERVIÇO PÚBLICO	> 10000 kWh	98.015	34%	513	4%	75,9%
SERVIÇO PÚBLICO	TOTAL	284.962	100%	12.224	100%	58,9%
RURAL	< 300 kWh	647.362	28%	565.995	81%	7,8%
RURAL	501 a 1000 kWh	621.810	27%	102.844	15%	17,7%
RURAL	1001 a 5000 kW	655.305	29%	29.636	4%	29,2%
RURAL	> 5000 kWh	356.782	16%	3.486	0%	46,4%
RURAL	TOTAL	2.281.258	100%	701.961	100%	22,7%
TOTAL GERAL		17.005.696		8.498.057		19,2%

Tabela 1 – Mercado CEMIG 2017

A Tabela 2 apresenta o mercado da ELETROPAULO, no qual 62% dos consumidores residenciais com consumo inferior a 220 kWh consomem 33% energia da classe e têm FC mensal médio de 11%, enquanto os clientes dessa classe com consumo superior a 1000 kWh (1%) têm FC maior que 44%. Observa-se que o fator de carga por faixa de consumo é semelhante, o que altera é o peso de cada faixa, levando a um FC médio do Residencial de 10% na CEMIG e 16% na Eletropaulo.

Na classe Comercial, 57% dos consumidores da faixa inferior a 500 kWh consomem 7% da energia, com FC médio mensal de 20%, enquanto os 7% de clientes com consumo superior a 5.000 kWh consomem 53% energia com FC de 40%. Observa-se novamente que os fatores de carga por faixa de consumo dessas empresas são semelhantes também na classe Comercial.

Mercado - ELETROPAULO						
Classe	Faixa	Mercado (MWh)	% Mercado	Unidades Consumidoras	% UC	Fator de Carga
RESIDENCIAL	< 100 kWh	959.712	6%	1.409.235	23%	9,2%
RESIDENCIAL	101 a 220 kWh	4.691.201	27%	2.429.709	39%	10,5%
RESIDENCIAL	221 a 500 kWh	7.676.159	44%	2.053.000	33%	13,8%
RESIDENCIAL	501 a 1000 kWh	2.109.270	12%	271.902	4%	17,3%
RESIDENCIAL	> 1000 kWh	1.940.766	11%	71.373	1%	44,3%
RESIDENCIAL	TOTAL	17.377.108	1%	6.235.219	1%	16,5%
COMERCIAL	< 500 kWh	470.627	7%	211.119	57%	19,5%
COMERCIAL	501 a 1000 kWh	433.090	6%	50.611	14%	22,0%
COMERCIAL	1001 a 5000 kWh	2.251.875	34%	81.509	22%	22,0%
COMERCIAL	5001 a 10000 kW	1.475.521	22%	17.785	5%	33,9%
COMERCIAL	> 10000 kWh	2.085.829	31%	9.035	2%	44,3%
COMERCIAL	TOTAL	6.716.942	100%	370.059	100%	32,0%
INDUSTRIAL	0 a 500 kWh	22.625	3%	9.073	40%	14,3%
INDUSTRIAL	501 a 1000 kWh	30.915	4%	3.568	16%	19,0%
INDUSTRIAL	1001 a 5000 kWh	186.706	27%	6.549	29%	23,0%
INDUSTRIAL	5001 a 10000 kWh	159.482	23%	1.888	8%	29,9%
INDUSTRIAL	> 10000 kWh	288.339	42%	1.370	6%	25,0%
INDUSTRIAL	TOTAL	688.067	100%	22.448	100%	25,0%
RURAL	0 a 200 kWh	205	1%	154	20%	13,0%
RURAL	201 a 500 kWh	757	5%	183	24%	11,7%
RURAL	501 a 1000 kW	1.549	11%	180	24%	11,0%
RURAL	1001 a 5000 kWh	5.027	36%	203	27%	29,6%
RURAL	> 5000 kWh	6.313	46%	44	6%	23,5%
RURAL	TOTAL	13.851	100%	764	100%	23,5%
TOTAL GERAL		24.795.968		6.628.490		20,9%

Tabela 2 – Mercado ELETROPAULO 2014. Fonte: Aneel com base na Lei de Acesso à Informação

A tabela a seguir apresenta o mercado da ELFSM, no qual 78% dos consumidores residenciais com consumo inferior a 220 kWh consomem 51% energia da classe e têm FC mensal médio de 18%, bem superior aos clientes da CEMIG D e ELETROPAULO. Já os clientes residenciais com consumo superior a 1000 kWh têm FC maior que 43% e são responsáveis por 4% do consumo. Apesar de as diferenças entre o mercado da ELFSM e da CEMIG D e ELETROPAULO, da mesma forma, observa-se um crescimento significativo do fator de carga com o porte do consumo.

Na classe Comercial, 68% dos consumidores da faixa inferior a 500 kWh consomem 16% energia, com FC médio mensal de 22%, enquanto os 2% de clientes com consumo superior a 5.000 kWh consomem 23% energia, com FC de 47%.

Mercado ELFSM - 2015						
Classe	Faixa	Mercado (MWh)	% Mercado	Unidades Consumidoras	% UC	Fator de Carga
RESIDENCIAL	< 100 kWh	14.701	11%	21.556	34%	16,7%
RESIDENCIAL	101 a 220 kWh	50.572	40%	28.010	44%	18,7%
RESIDENCIAL	221 a 500 kWh	45.680	36%	12.547	20%	26,2%
RESIDENCIAL	501 a 1000 kWh	12.332	10%	1.587	2%	34,0%
RESIDENCIAL	> 1000 kWh	4.649	4%	243	0%	42,6%
RESIDENCIAL	TOTAL	127.935	100%	63.943	100%	23,5%
COMERCIAL	< 500 kWh	12.217	16%	6.278	68%	21,5%
COMERCIAL	501 a 2000 kWh	26.161	35%	2.245	24%	31,1%
COMERCIAL	2001 a 5000 kW	18.552	25%	511	6%	41,3%
COMERCIAL	> 5000 kWh	17.423	23%	169	2%	46,8%
COMERCIAL	TOTAL	74.353	100%	9.203	100%	35,8%
INDUSTRIAL	< 1000 kWh	3.932	26%	1.557	85%	23,0%
INDUSTRIAL	1001 a 3000 kWh	3.359	22%	168	9%	25,1%
INDUSTRIAL	3001 a 7000 kW	3.855	26%	72	4%	28,8%
INDUSTRIAL	> 7000 kWh	3.965	26%	31	2%	29,0%
INDUSTRIAL	TOTAL	15.112	100%	1.828	100%	26,5%
SERVIÇO PÚBLICO	< 2000 kWh	500	19%	78	68%	26,7%
SERVIÇO PÚBLICO	2001 a 5000 kWh	915	35%	26	23%	46,1%
SERVIÇO PÚBLICO	5001 a 10000 kW	553	21%	7	6%	62,0%
SERVIÇO PÚBLICO	> 10000 kWh	643	25%	4	3%	90,5%
SERVIÇO PÚBLICO	TOTAL	2.611	100%	115	100%	56,7%
RURAL	< 300 kWh	28.843	16%	17.625	62%	17,6%
RURAL	501 a 1000 kWh	46.822	26%	7.454	26%	16,3%
RURAL	1001 a 5000 kW	77.380	42%	3.247	11%	30,0%
RURAL	> 5000 kWh	30.033	16%	300	1%	43,3%
RURAL	TOTAL	183.078	100%	28.626	100%	26,7%
TOTAL GERAL		403.089		103.715		27,6%

Tabela 3 – Mercado ELFSM 2015

Na classe Rural, 12% dos usuários com consumo superior a 1.000 kWh são responsáveis por 58% energia e têm FC de 35%.

Para completar o entendimento do mercado de baixa tensão, é preciso ainda conhecer o comportamento individual da carga dos vários clientes.

Os gráficos a seguir mostram curvas diárias dos clientes residenciais da CEMIG D com consumo entre 100 e 220 kWh com demanda máxima no entorno de 3 e 4 kW. Vejam que o fator de carga desses clientes é muito baixo – média de 8% apenas.

É necessário fazer algumas considerações sobre os usos e hábitos de consumo dos clientes residenciais para desenhar modalidades tarifárias que tenham eficácia na baixa tensão, que não exijam mudanças radicais no seu comportamento, na maioria das vezes inalcançáveis, que não eliminem o incentivo ao uso eficiente da rede.

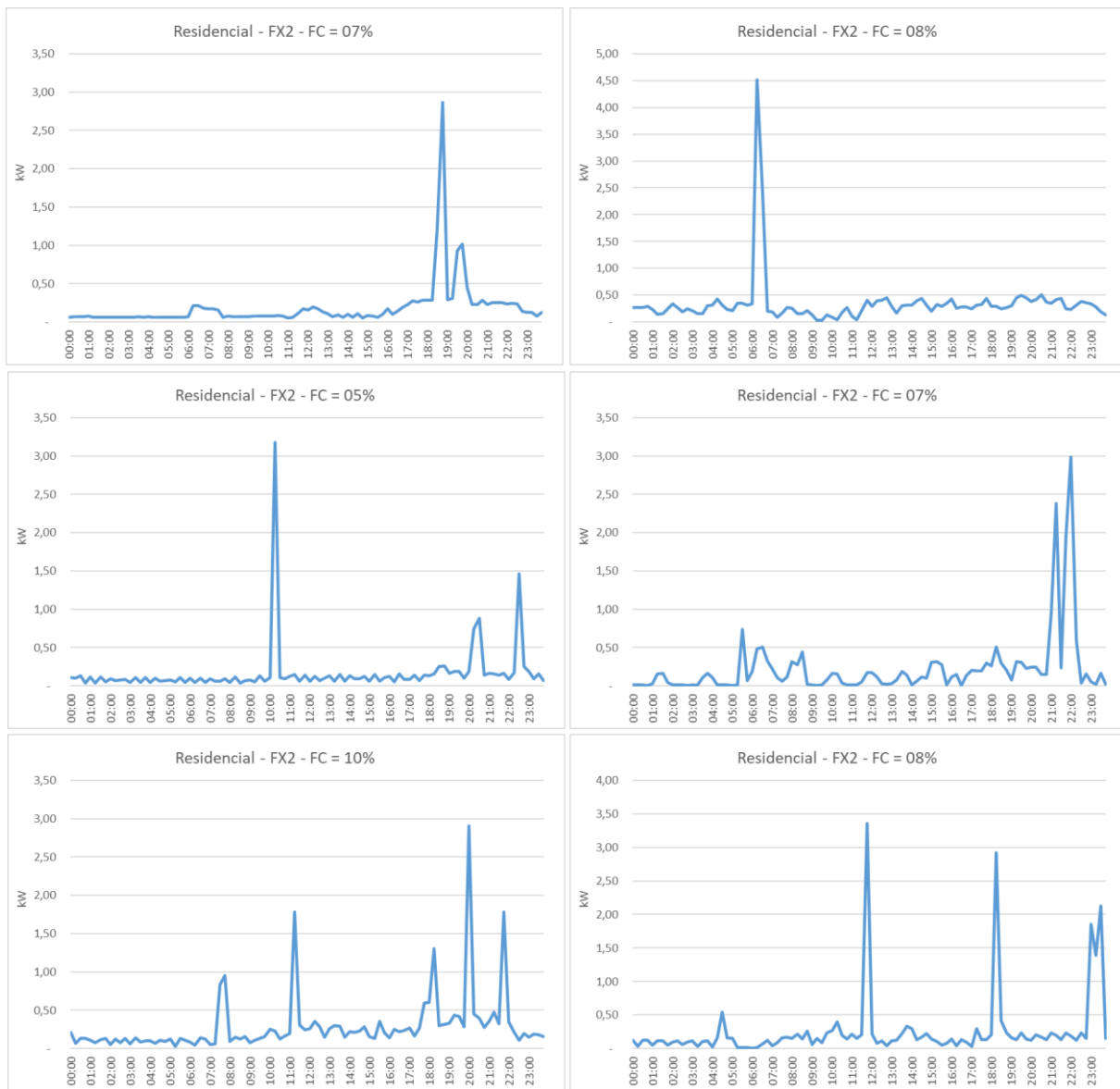


Gráfico 1 – Curvas de clientes Residenciais da CEMIG D – 100 a 220 kWh

A maioria dos clientes usa o chuveiro pela manhã, ou à noite, ou a qualquer hora do dia; famílias maiores utilizam-no várias vezes ao dia, com horários também variados. Por conta disso, é importante saber, pelo que será argumentado à frente, que a demanda máxima individual no posto tarifário de Ponta dos clientes residenciais é igual à demanda máxima do posto Fora de Ponta. O que interessa em relação aos custos e tarifas é que a maior coincidência se dá ao final do dia no horário tradicional de Ponta formando circuitos e transformadores mais carregados nesse posto.

Além disso, um banho de 5min impacta menos a rede que um banho de 15min, que impacta menos que um banho de 1h, de forma que, mesmo que o cliente use o chuveiro no horário

de Ponta, porém reduzindo o tempo do banho, haverá um aumento da diversidade da carga entre os clientes e uma redução da demanda coincidente na rede, de forma que a tarifa em R\$/MWh é mais eficaz nesse sentido, pois a redução do consumo acarreta redução de demanda máxima da rede sem, no entanto, alterar radicalmente o hábito de uso dos clientes.

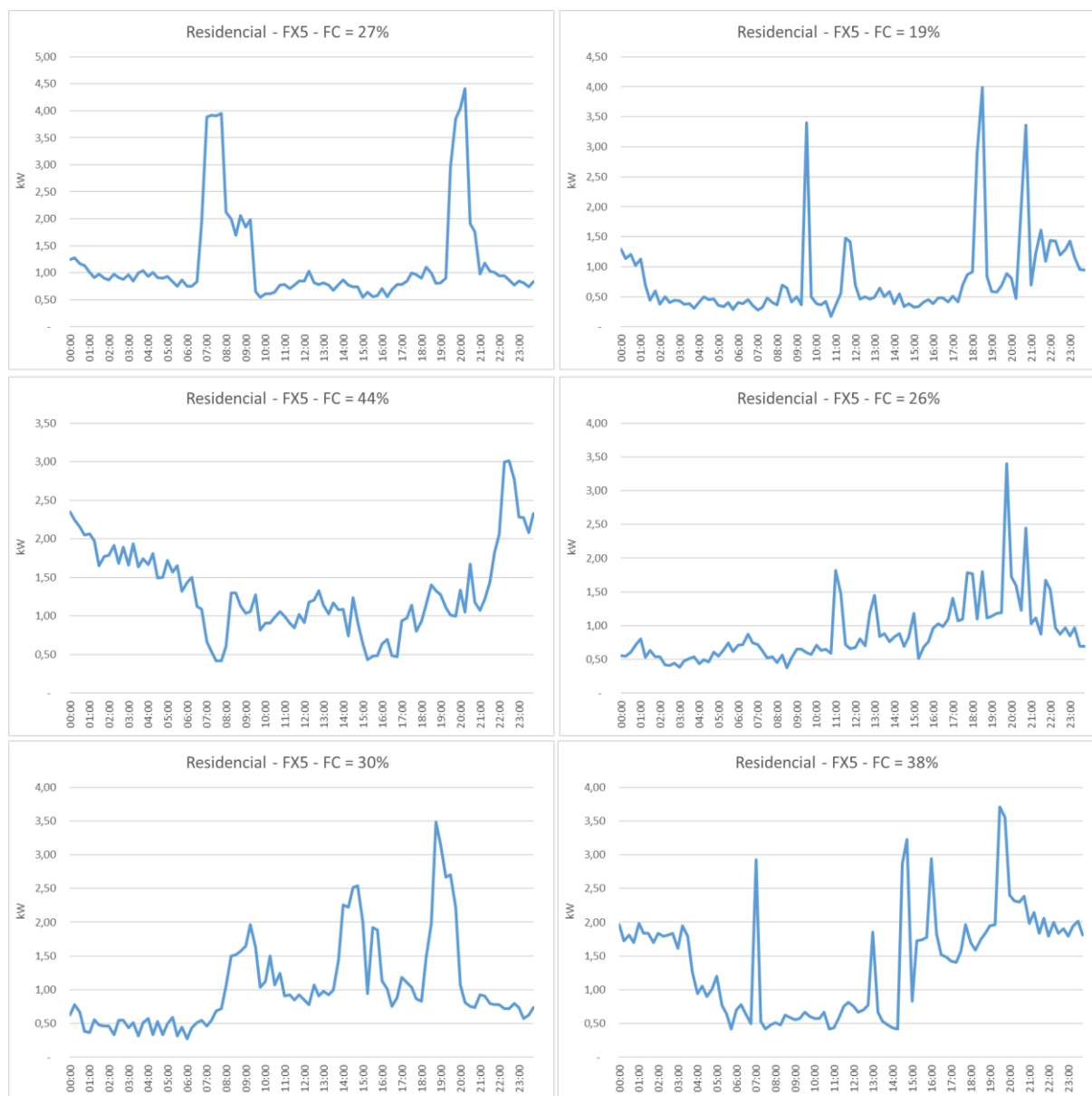


Gráfico 2– Curvas de clientes Residenciais da CEMIG D – 500 a 1000 kWh

No gráfico 2 apresentam-se curvas de carga de clientes residenciais de consumo entre 500 e 1.000 kWh, também com demanda no entorno de 3 e 4 kW.

Observa-se que o Fator de Carga dos clientes residenciais com consumo acima de 1.000 kWh é bem superior ao dos clientes com consumo entre 100 e 220 kWh.

Para tentar explicar como a diversidade influencia no custo da rede, serão analisados dois transformadores distintos. O que se demonstrará a seguir é que um transformador composto por 20 clientes com consumo entre 500 e 1.000 kWh necessariamente deverá ter uma maior capacidade que um outro transformador formado por 20 clientes com consumo entre 100 e 220 kWh, mesmo que todos eles tenham demandas individuais por volta de 3 ou 4 kW.

Os gráficos a seguir mostram esses dois transformadores. Vejam que:

- i. O somatório das demandas máximas individuais dos clientes dos dois transformadores é o mesmo valor, ou seja, 70 kW;
 - ii. No entanto, o Trafo A – formado por clientes com consumo entre 100 e 220 kWh – ficou com carga máxima de 15 kW, enquanto o Trafo B, formado por clientes entre 500 e 1.000 kWh, atingiu uma carga máxima de 35 kW, ou seja, mais que o dobro da carga do Trafo A.
- i. Assim, sem entrar no mérito do ganho de escala do transformador, pois não vem ao caso¹⁷, *ceteris paribus*, custa, neste exemplo, em média, duas vezes mais transportar a demanda dos clientes de maior consumo;
 - ii. Da mesma forma que o conjunto de clientes de 500 a 1000 kWh exige mais capacidade em transformação MT/BT, também exigirá mais capacidade no circuito BT, principalmente à medida que se aproxima do trafo, como também mais capacidade dos alimentadores, e assim sucessivamente em toda a rede à montante, ou seja, os maiores clientes custam mais, em R\$/kW de demanda máxima

¹⁷ Não se deve considerar, no exemplo, o ganho de escala no preço do trafo, pois trata-se aqui apenas de mostrar o efeito da diversidade da carga no Custo de Uso da Rede. Na prática, tanto os clientes da faixa de consumo de 100 a 220 kWh quanto da faixa de consumo de 500 a 1000 kWh podem estar em transformadores de menor ou maior capacidade, dependendo do adensamento da região atendida.

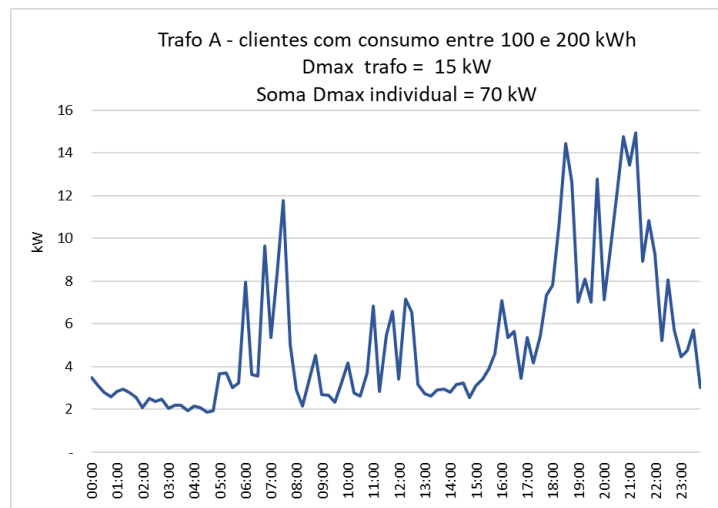


Gráfico 3 – Trafo 1 – Clientes com consumo de 100 a 220 kWh

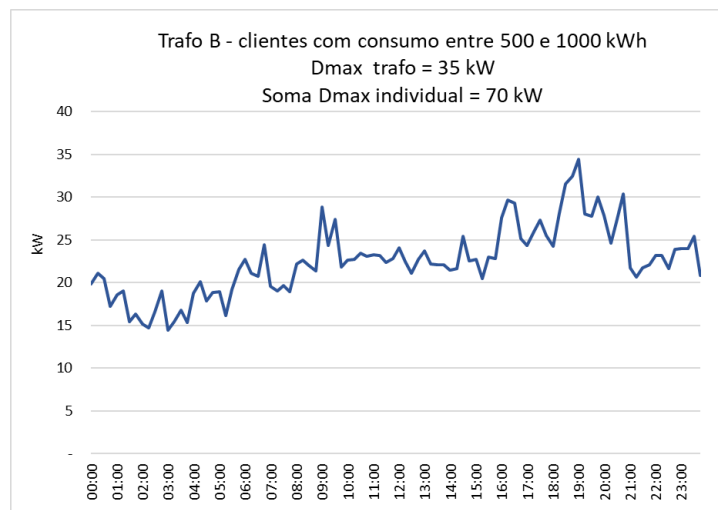


Gráfico 4 – Trafo 2 – Clientes com consumo de 500 a 1000 kWh

A seguir calcularam-se os custos dos Trafo A e B a serem pagos pelos clientes de cada faixa de consumo.

Trafo	Dmax	kVA	Faixa de Consumo dos Clientes do trafo kWh	Custo Instalado R\$	Custo Anual R\$	Dmax faturada kW	Custo Médio Cliente R\$/kW	Consumo anual MWh	Custo Médio Cliente R\$/MWh	Subsídio/Sobrepço R\$/kW	Subsídio/Sobrepço R\$/MWh	Fatura R\$ com tarifa R\$/kW	Fatura R\$ com tarifa R\$/MWh
Trafo A	14,95	15	100 a 220	5.000	1.000	70,46	1,18	45	22,38	67%	-38%	1.667	623
Trafo B	34,43	35	500 a 1000	11.667	2.333	70,44	2,76	195	12,00	-29%	16%	1.666	2.711
Média	49,38	50		16.667	3.333	140,91	1,97	239	13,94	0%	0%	3.333	3.333

Tabela 4 – Modalidades Tarifárias *versus* Custos de Uso da Rede

Neste exemplo, os custos em R\$/kW ficaram maiores para os clientes de maior consumo, pois o transformador para atendê-los é maior e, portanto, mais caro. No entanto, os custos em R\$/MWh aproximam-se bastante, de forma que a tarifa em R\$/MWh cobra de cada cliente uma fatura mais próxima do custo de responsabilidade de cada um.

Observa-se na Tabela 4 que, se fosse aplicada uma TUSD em R\$/kW, os clientes de menor porte pagariam 67% acima do custo, enquanto os clientes de maior consumo seriam subsidiados em 29%. É um subsídio cruzado antissocial e mais um estímulo ao aumento da inadimplência, dado que o aumento se dará principalmente nas camadas de menor poder aquisitivo.

Já a tarifa em R\$/MWh cobraria 16% a mais dos grandes clientes residenciais, que têm pouca elasticidade de demanda/preço.

De fato, os trafos não são necessariamente exclusivos de clientes residenciais de determinada faixa de consumo e com demanda máxima semelhante, como foi apresentado na simulação deste trabalho, o que poderia ser usado contra a demonstração feita.

É claro que existem os transformadores semelhantes aos da demonstração anterior, pois é de se esperar que em determinados bairros haja a predominância de algumas classes e até de determinadas faixas de consumo. São eles os trafos de condomínios residenciais de luxo (Tipo 2), nos quais se tem a predominância de consumo superiores a 500 kWh, e trafos de comunidades (Tipo 1) formados por clientes de consumos abaixo de 200 kWh. Mas a maioria dos trafos é composta por clientes residenciais de portes mais variados, incluindo também, muitas vezes, clientes comerciais, industriais e outros.

No entanto, o exemplo apresentado tem a vantagem de ser mais intuitivo. Na prática, os custos dos diversos tipos de clientes são calculados pela ANEEL a cada revisão tarifária e estão, portanto, disponíveis para conhecimento de toda sociedade¹⁸.

Há que se observar que, mesmo entre os clientes de uma mesma faixa de consumo, existem aqueles que contribuem mais e os que contribuem menos na formação da demanda máxima

¹⁸As planilhas com os resultados do CTR são divulgadas no site da ANEEL. A planilha que contém o custo de cada tipo é a relatórioCustoDeCapacidade.xls.

das redes, de forma que, ao se calcular os custos para cada cliente, se encontra uma clara tendência de os custos dos clientes BT crescerem com o fator de carga e porte de consumo, como se mostrará mais adiante.

Evidentemente não há como aplicar tarifas exatamente iguais ao custo de cada consumidor, de onde se parte para construir as modalidades tarifárias a partir dos custos dos diversos clientes.

A ANEEL abordou corretamente a questão dos Custos de Uso da Rede na Nota Técnica nº 219/2010-SRE-SRD/ANEEL da CP011 – Temas II e II – Sinais de Preços e Tarifação de Baixa tensão.

A.4. TARIFA DE USO DE CURTA UTILIZAÇÃO

117. O cálculo dos custos marginais de expansão, base do cálculo tarifário, é efetuado para cada consumidor tipo. Observa-se que, dependendo das características da carga - medido pelo fator de carga – os custos podem variar significativamente, no sentido de aumentá-los para os consumidores que utilizam a rede intensamente na ponta, apresentando alto fator de carga.

*118. A aproximação que melhor se ajusta aos custos reais é aquela que aproxima os custos por uma **reta passando pela origem até determinado fator de carga** e por um valor constante a partir deste ponto, conforme figura abaixo.*

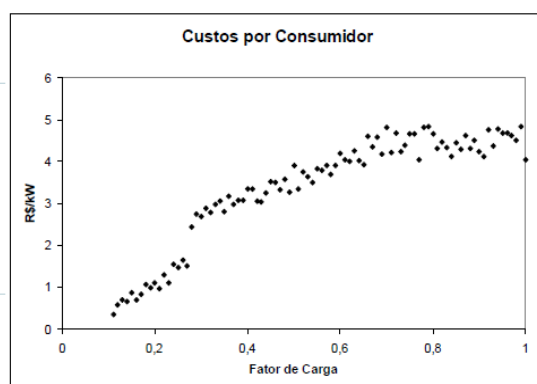


Figura 13 – FC versus Custo de Uso da Rede

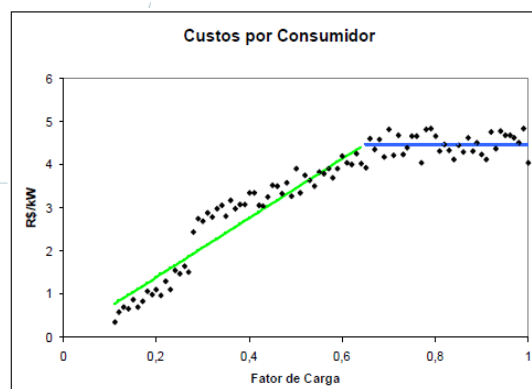


Figura 14 – Aproximação aos Custos Reais

Figura 2

Os gráficos, apresentados pela ANEEL, mostram como os custos variam com o Fator de Carga do consumidor.

E isso não é uma particularidade das tarifas *Time of Use*. O custo de responsabilidade de cada cliente ou Custo de Uso da Rede independe da modalidade que se decide construir. Depende, sim, da participação na formação da demanda máxima das redes e da distância elétrica aos

centros de geração. O Custo de Uso da Rede é função da diversidade da carga, do fator de coincidência na hora de demanda máxima das redes, mesmo que se decida por construir tarifas em R\$/MWh ou em várias componentes.

O que se quer deixar muito claro é que os custos de uso da rede, em média, crescem com o Fator de Carga e porte de consumo, independente de as tarifas construídas serem diferenciadas por postos tarifários ou sem diferenciação, de serem monômias ou binômias.

Conclusão: a tarifação do Uso da Rede na baixa tensão em R\$/kW implica subsídios cruzados, e não a tarifa em R\$/MWh, sendo as mais eficientes e próximas aos custos, as tarifas horárias ou diferenciadas por postos tarifários, ou seja, a Tarifa Branca.

Além disso, as tarifas em R\$/kW **sem diferenciação horária** não estimulam a mudança do horário de uso, **de forma a aumentar a diversidade da demanda e aliviar a carga da rede**, estimulam apenas a redução da demanda, independente do horário em que ela ocorre. Isso significa estimular a eliminação do uso do chuveiro, o que não é uma opção economicamente interessante para a maioria da população e para a sociedade. As alternativas de aquecimento de água para banho, como energia solar, aquecedor a gás e boiler, são muito mais caras para o país que o custo atual de fornecimento de demanda e energia para o uso do chuveiro elétrico, cujo custo próprio de investimento é ínfimo.

A TUSD Fio R\$/MWh, mesmo com único valor, é mais aderente aos custos de uso da rede pelos diversos clientes, e com isso minimiza o risco das distribuidoras entre revisões e, em média, cobra menos das classes menos favorecidas.

Além disso, a eficácia da tarifa em R\$/MWh é maior que a da tarifa em R\$/kW, já que induz o cliente a ter uma utilização menor dos diversos equipamentos (por exemplo, usar menos tempo o chuveiro). No caso da tarifa em R\$/kW, não há esse incentivo.

Deve-se insistir que as tarifas mais convergentes com os custos de uso da rede pelos clientes de baixa tensão não são em R\$/kW, mas em R\$/MWh. A TUSD em R\$/kW na BT não trará mais equidade, nem redução de risco à distribuidora, como se tem apregoado no setor, pelo contrário, aumentaria enormemente os riscos e os subsídios cruzados, com impactos profundos.

A TUSD Convencional – monômica em R\$/MWh realmente tem pouca eficiência econômica, porém deve-se ao fato de não dar nenhuma sinalização horária quanto ao uso da rede, não incentivar os clientes a alterarem os seus hábitos de uso de forma a reduzir sua demanda nas horas de maior carregamento da rede. A despeito disso, se o custo da medição de uma tarifa diferenciada for maior que a economia de investimento esperada, essa modalidade ainda é a melhor opção.

Já uma tarifa em R\$/MWh com sinalização horária, conforme comportamento das redes de cada área geolétrica, alcançará de forma muito mais eficaz o objetivo de otimização das redes que uma tarifa em R\$/kW. Ou seja, a Tarifa Branca pode ser muito eficaz, se forem resolvidos os vários problemas existentes na sua construção e implantação.

Os gráficos a seguir mostram as curvas totais coincidentes, ou seja, a soma das curvas de todos os clientes dos seguintes estratos: residenciais da faixa de consumo de 100 a 220 kWh (Faixa 1) e da faixa de consumo de 500 a 1.000 kWh (Faixa 5) da amostra da Campanha de Medidas da baixa tensão da CEMIG D do 4 CRTP. O fator de carga é do dia útil, diferente das tabelas 2 e 3 que é o fator de carga considerando o dia útil, sábado e domingo, que seria uma aproximação ao FC mensal.

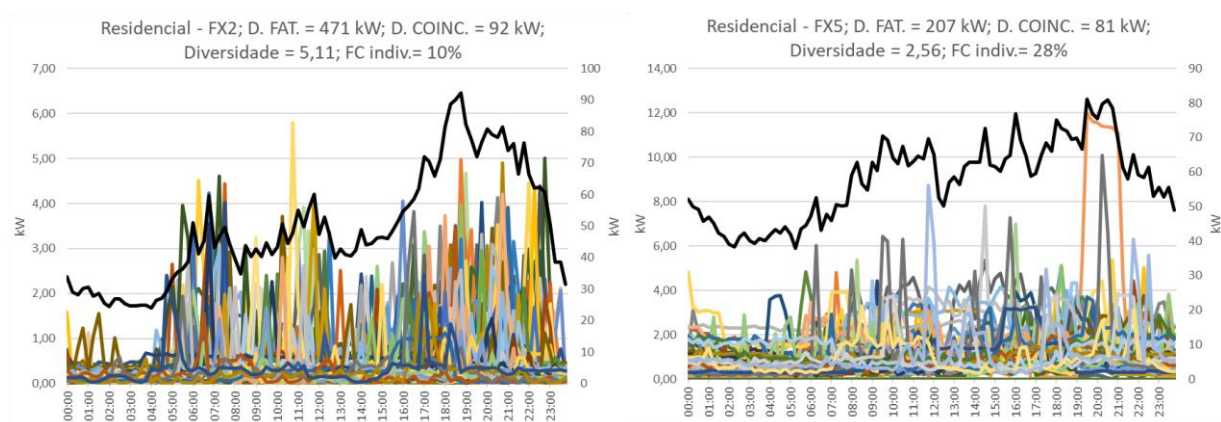


Gráfico 5 – Curvas Clientes Individuais e Agregada Clientes Residenciais

Observa-se que, se um transformador fosse composto por clientes de 100 a 220 kWh, em uma tarifa R\$/kW se faturaria 5 vezes mais demanda que a carga máxima coincidente na rede. Ou seja, se compraria um trafo de 100 kVA para atender a demanda coincidente desses clientes e se faturaria quase 500 kW. Cada cliente tem um Custo de Uso da Rede distinto, conforme sua participação na demanda máxima coincidente do trafo, sendo que a média desses custos deve ser o seu custo anual (como de toda rede) dividido por 471 kW.

No grupo de cliente da faixa de 500 a 1.000 kWh se compraria um trafo de 100 kVA para atender os clientes de 501 a 1.000 kWh e se faturaria 207 kW, bem menos que as demandas máximas dos clientes com consumo inferior a 220 kWh. O mesmo custo anual do trafo haveria de ser dividido por 189 kW, resultando em valor bem maior.

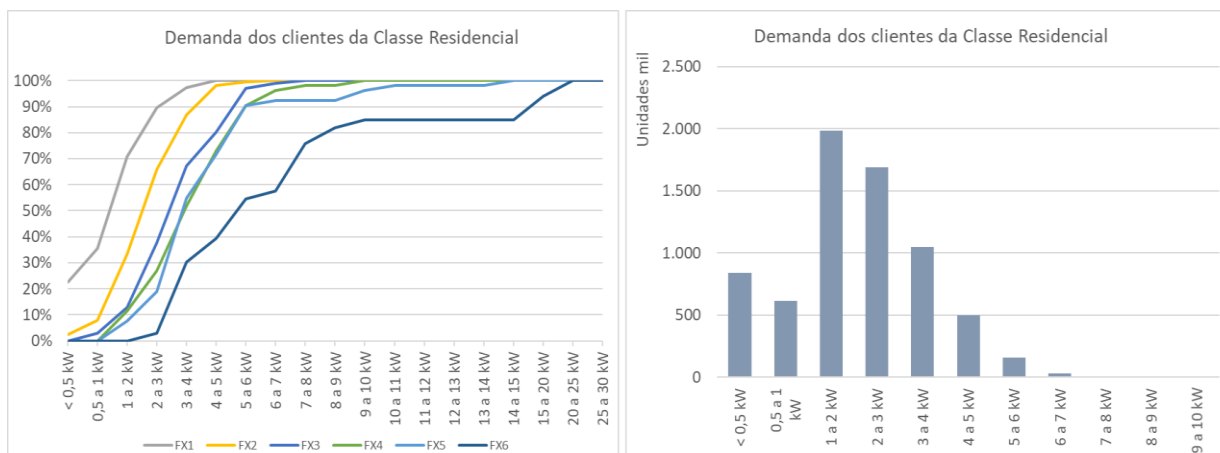


Gráfico 6 – Comportamento da demanda na classe Residencial

O Gráfico 6 mostra características interessantes da demanda (intervalo de integralização de 15min) dos clientes Residenciais.

Observa-se que 100% dos clientes com consumo inferior a 350 kWh (Faixas 1, 2 e 3) têm demanda máxima até 5 kW, como também 75% dos clientes com consumo entre 350 e 500 kWh e 65% dos clientes com consumo entre 500 e 1.000 kWh. Acrescente-se que 80% dos clientes com consumo superior a 1.000 kWh têm demanda até 10 kW. Ou seja, a demanda dos clientes Residenciais é baixa, em média 70% está abaixo de 3 kW.

O que efetivamente varia no cliente é o consumo, muito mais que a demanda e, portanto, o Fator de Carga.

Os gráficos a seguir mostram as curvas de carga dos clientes Industriais da CEMIG D da faixa de consumo inferior a 1.000 kWh e da faixa de consumo superior a 7.000 kWh.

A Faixa 1 concentra clientes com fator de carga no entorno de 16% (média), enquanto na Faixa 4 os clientes têm FC de até 90%. Em média, os clientes com consumo superior a 7.000 kWh têm FC de 41%.

No subgrupo B3 a diversidade é menor que no Residencial, mas ainda assim é alta e irá resultar em custos distintos conforme a faixa de consumo.

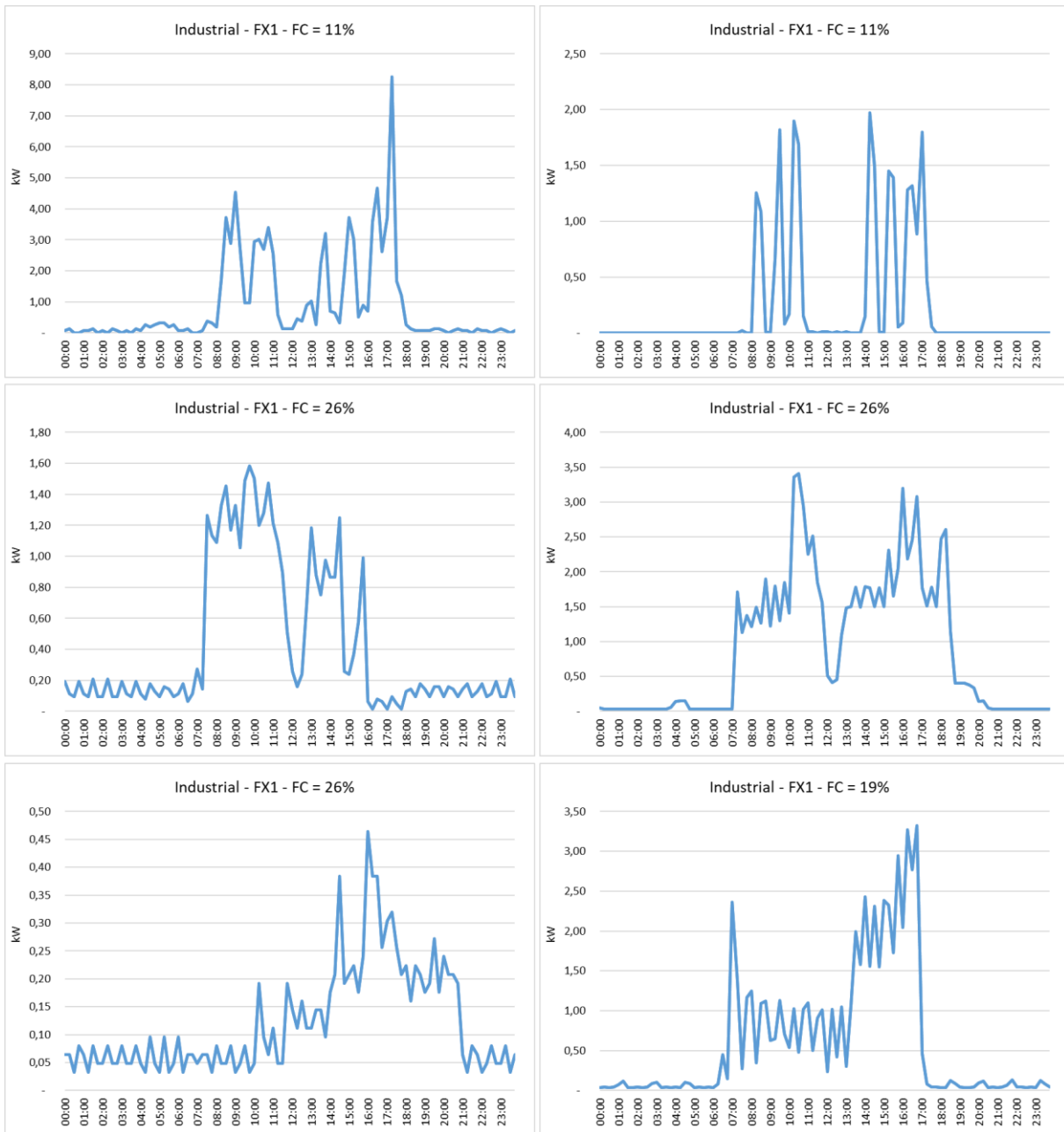


Gráfico 7 – Curvas de Carga Individuais clientes Industriais – CEMIG D – menor ou igual a 1.000 kWh

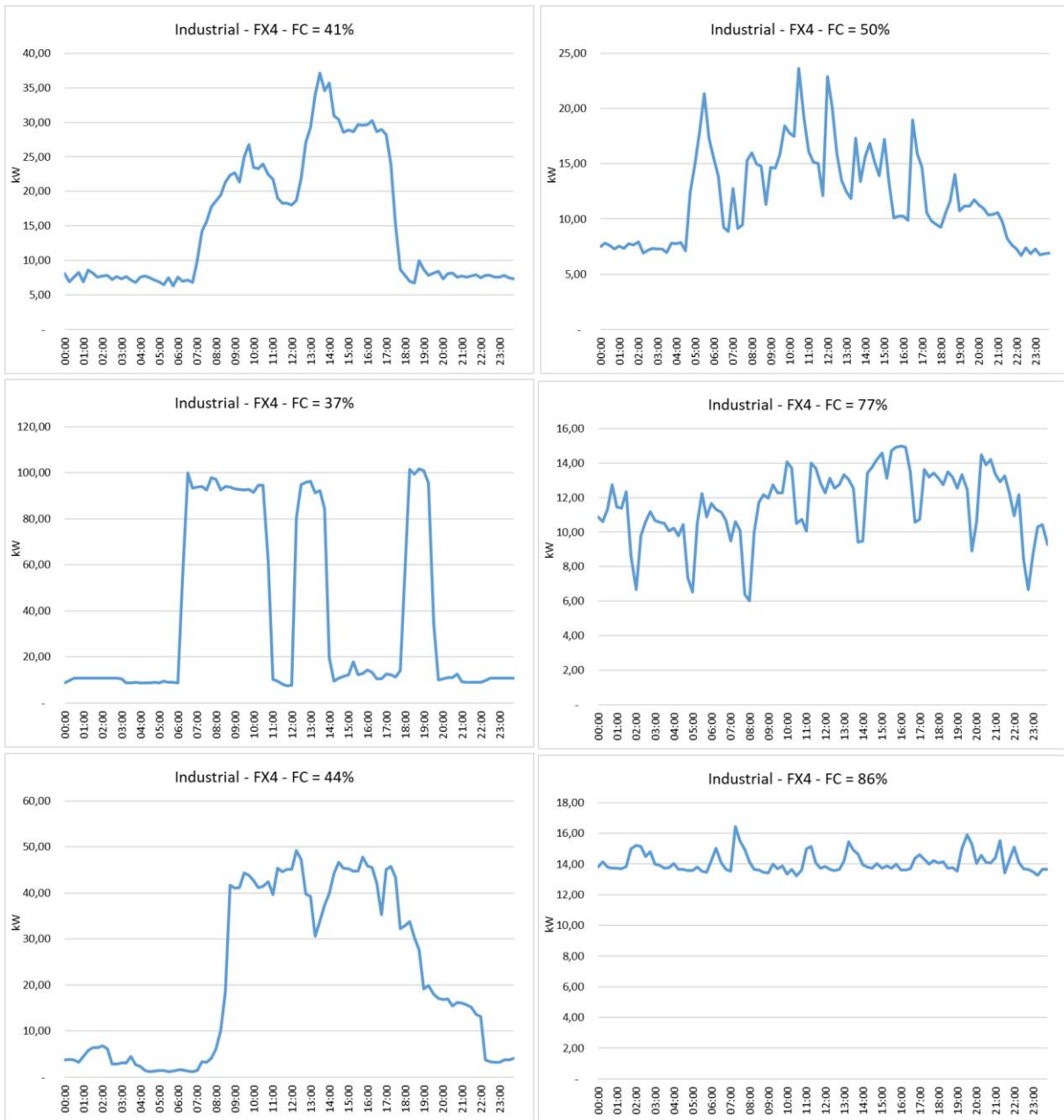


Gráfico 8 – Curvas de Carga Individuais dos clientes Industriais – CEMIG D – maior que 7.000 kWh

Os gráficos a seguir mostram as curvas totais coincidentes, ou seja, a soma das curvas de carga de todos os clientes dos seguintes estratos: industriais da faixa de consumo até 1.000 kWh e da faixa de consumo superior a 7.000 kWh.

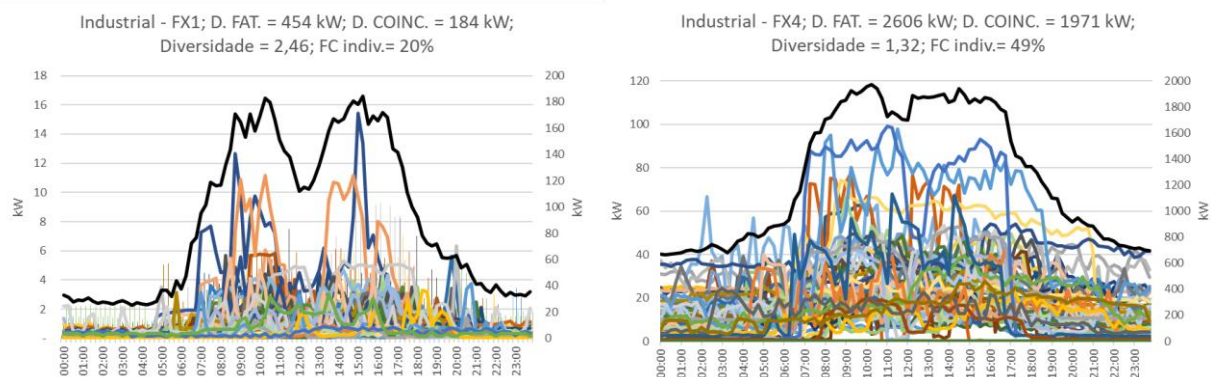


Gráfico 9 – Curvas de Carga Individuais e Agregada clientes Industriais

Observa-se que, se um transformador fosse composto por clientes industriais com consumo até 1.000 kWh, em uma tarifa R\$/kW se faturaria 2,9 vezes mais demanda que a carga máxima coincidente na rede.

Já no grupo de cliente da faixa de consumo superior a 7.000 kWh, em uma tarifa R\$/kW se faturaria 1,4 vezes mais demanda que a carga máxima coincidente na rede.

A seguir apresentam-se as mesmas simulações para a ELFSM. Observa-se na Faixa 2 da classe residencial de consumo entre 100 e 220 kWh, uma diversidade da carga de 2,56, enquanto na Faixa 4, de consumo entre 500 e 1000 kWh, a diversidade cai para 1,84.

Na ELFSM a diversidade da carga em todas as faixas de consumo é bem menor. Nota-se, como era de se esperar, o pouco uso do chuveiro, evidenciando-se raramente demandas maiores que 2 kW na faixa de consumo de 100 a 220 kWh. Além disso, o consumo na madrugada é bem maior, mostrando a maior presença do ar condicionado, e o horário de Ponta desloca-se para o entorno de 22h.

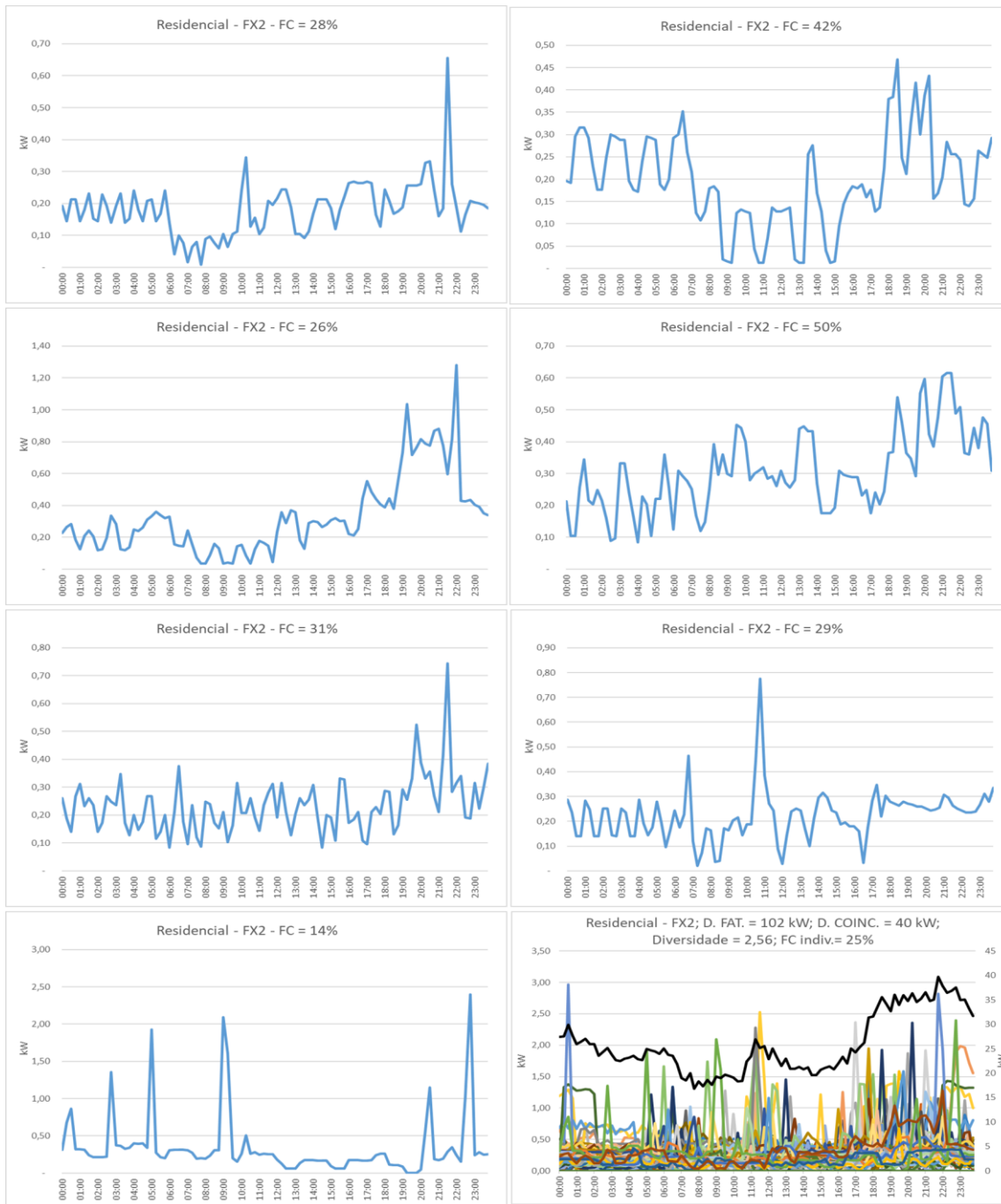


Gráfico 10 – Curvas de Carga Individuais e Curva Agregada dos clientes Residenciais – ELFSM – 100 kWh a 220 kWh

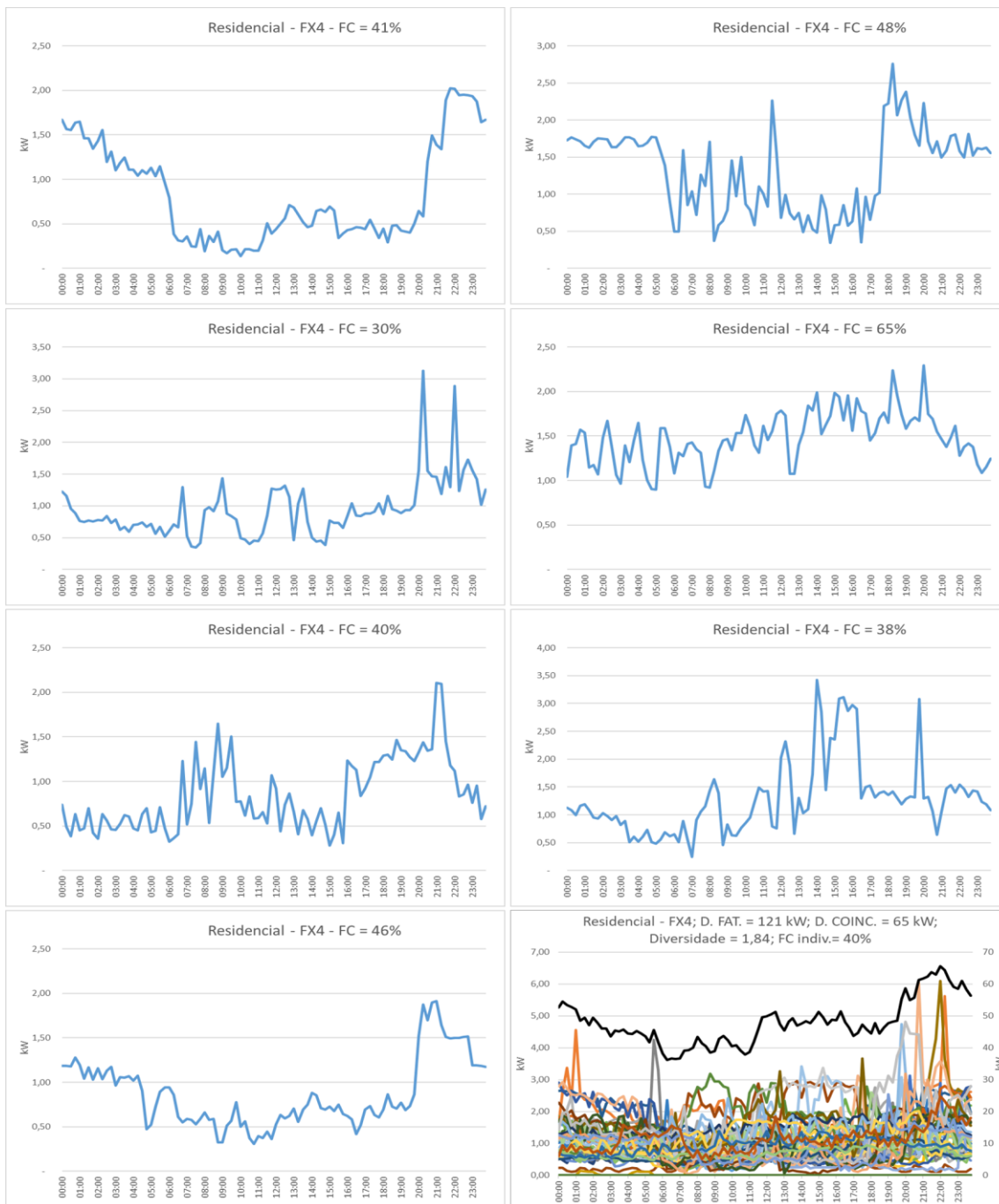


Gráfico 11 – Curvas de Carga Individuais e Curva Agregada dos clientes Residenciais – ELFSM – 500 kWh a 1000 kWh

Na ELETROPAULO verifica-se na Faixa 2 – consumo entre 100 e 220 kWh – uma diversidade da carga de 4,28, menor e mais próxima à dos clientes da CEMIG D, e a presença do uso do chuveiro.

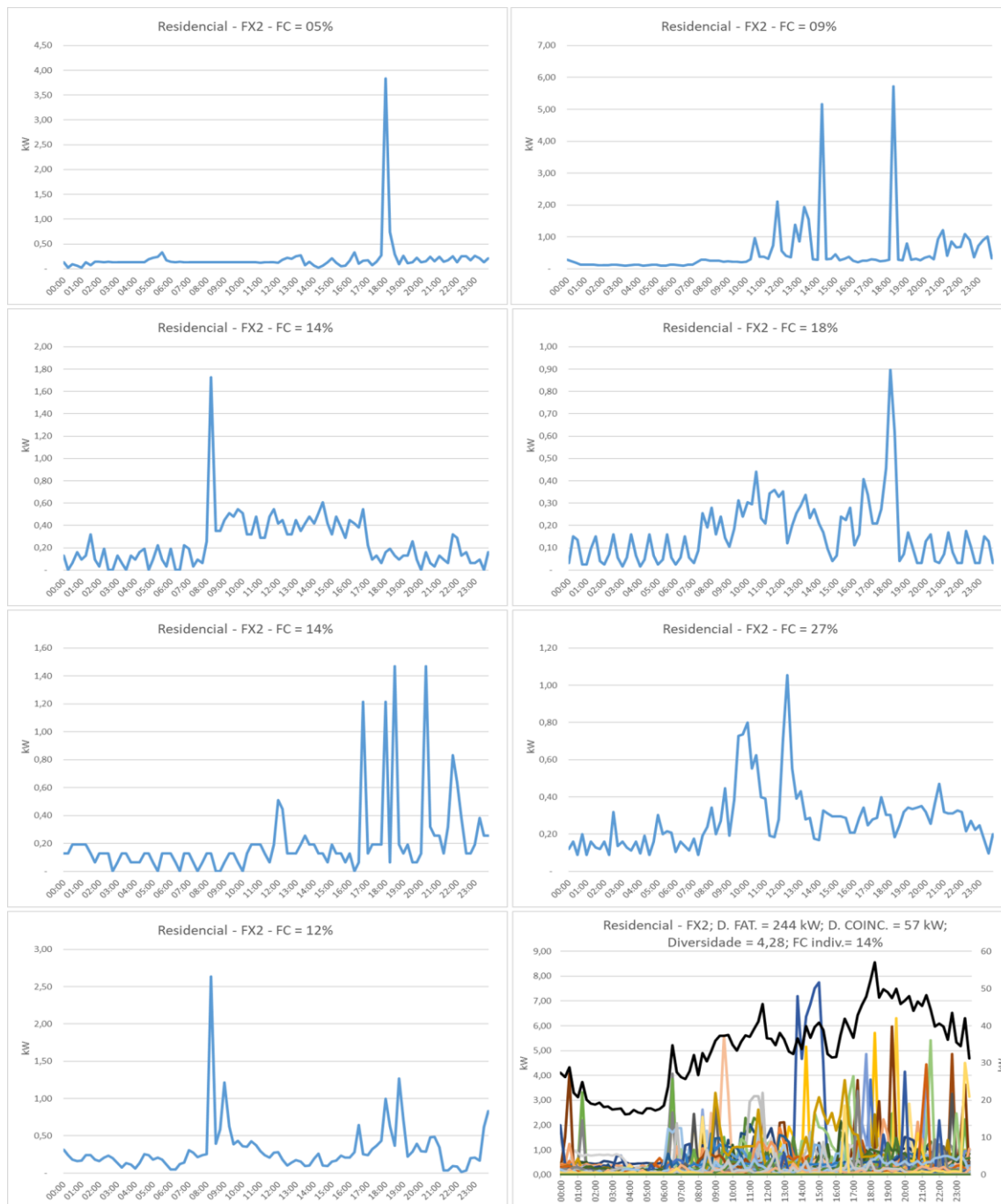


Gráfico 12 – Curvas de Carga Individuais e Curva Agregada dos clientes Residenciais – Eletropaulo – 100 kWh a 220 kWh. Fonte: Anel com base na Lei de Acesso à Informação - LAI.

Na Faixa 4 – consumo entre 500 e 1000 kWh – a diversidade entre esses clientes é igual à da CEMIG D. Interessante notar a mudança dos hábitos de consumo no mercado da

ELETROPAULO: a Ponta e o uso do chuveiro, que na Faixa 2 ocorre por volta de 18h, enquanto na Faixa 4, se estende até bem mais tarde.

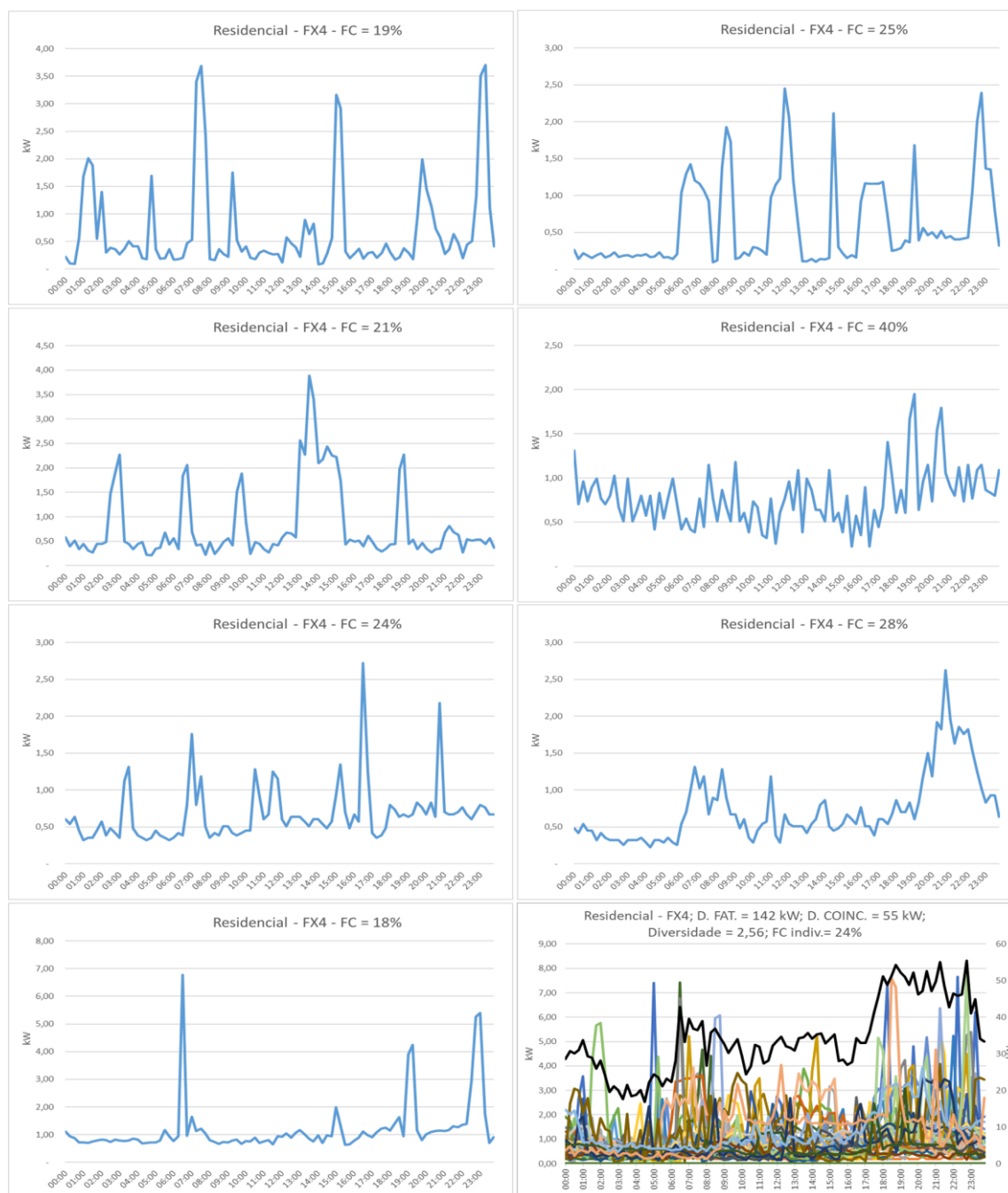


Gráfico 13 – Curvas de Carga Individuais e Curva Agregada dos clientes Residenciais – ELETROPAULO – 500 kWh a 1000 kWh. Fonte: Anel com base na Lei de Acesso à Informação - LAI.

Gráfico 14 mostra curvas de carga dos clientes residenciais de consumo entre 100 e 220 kWh – Faixa 2 – da ENEL GO. Observa-se na Faixa 2 uma diversidade da carga de 2,51, enquanto na Faixa 4, de consumo entre 500 e 1000 kWh, a diversidade cai para 1,57. Já o fator de carga cresce de 16% para 35%.

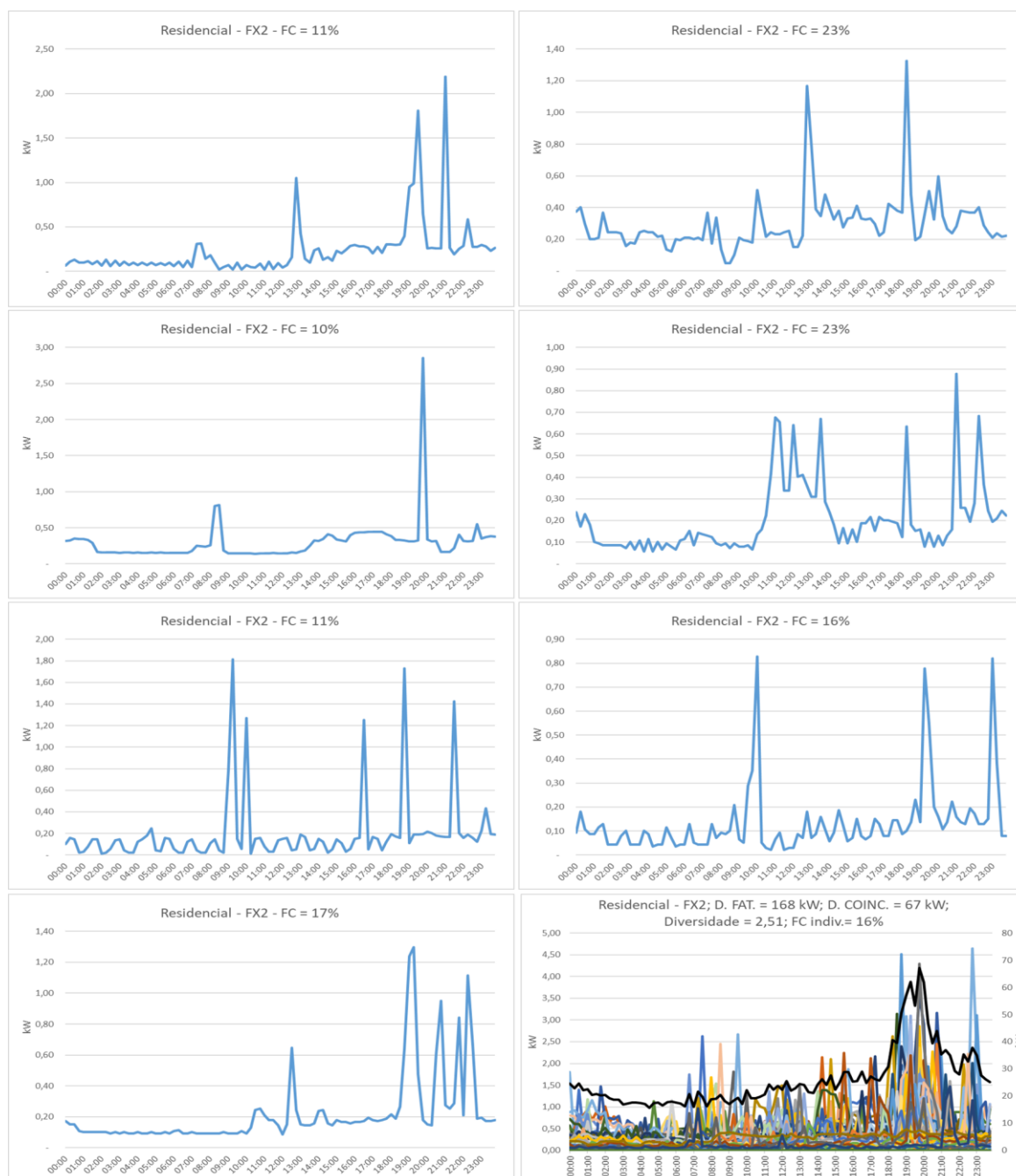


Gráfico 14 – Curvas de Carga Individuais e Curva Agregada dos clientes Residenciais – ENEL GO – 100 kWh a 220 kWh. Fonte: Aneel com base na Lei de Acesso à Informação - LAI.

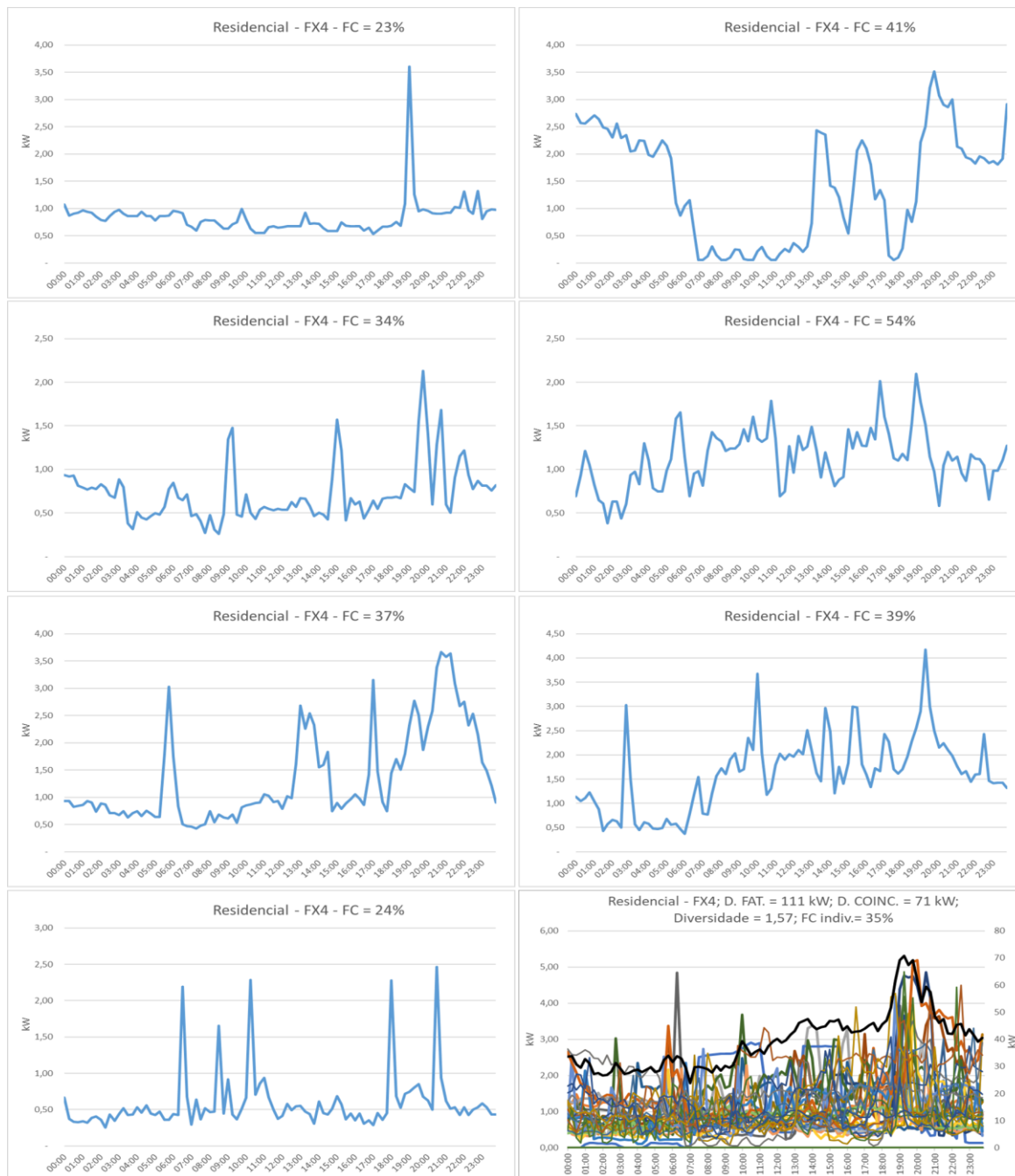


Gráfico 15 – Curvas de Carga Individuais e Curva Agregada dos clientes Residenciais – ENEL GO – 500 kWh a 1.000 kWh. Fonte: Anel com base na Lei de Acesso à Informação - LAI.

O gráfico a seguir apresenta curvas dos clientes residenciais com consumo entre 100 e 220 kWh da Roraima Energia.

Observa-se na Faixa 1, de consumo entre 100 e 220 kWh, uma diversidade da carga de 1,48, muito semelhante ao da Faixa 4, de consumo entre 500 e 1000 kWh, que é de 1,53.

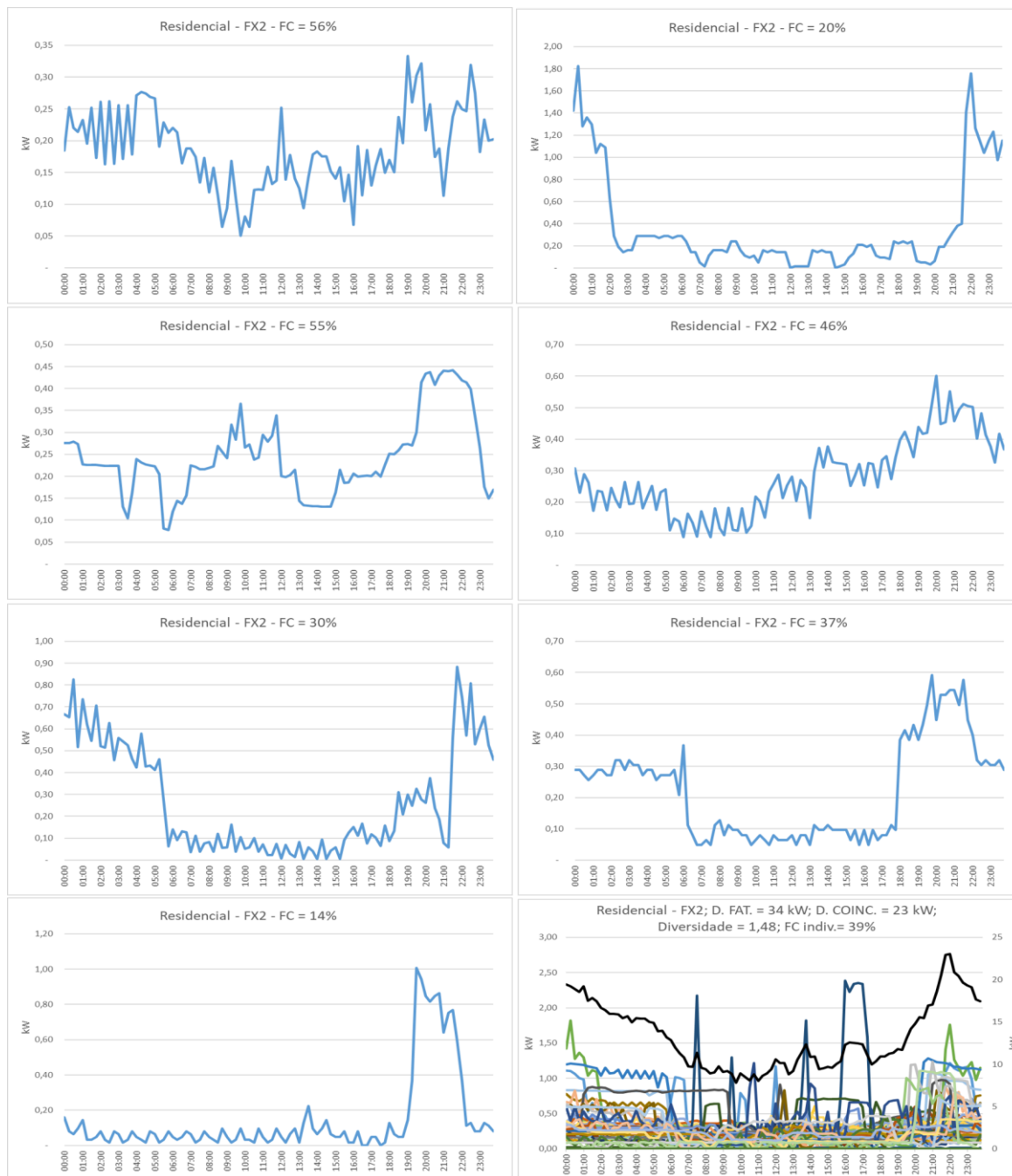


Gráfico 16 – Curvas de Carga Individuais e Curva Agregada dos clientes Residenciais – Roraima
Energia – 100 kWh a 220 kWh

É um comportamento totalmente diferente do SE/CO, no qual não se observa uso do chuveiro elétrico, claro, mas, sim, a presença significativa do ar condicionado.

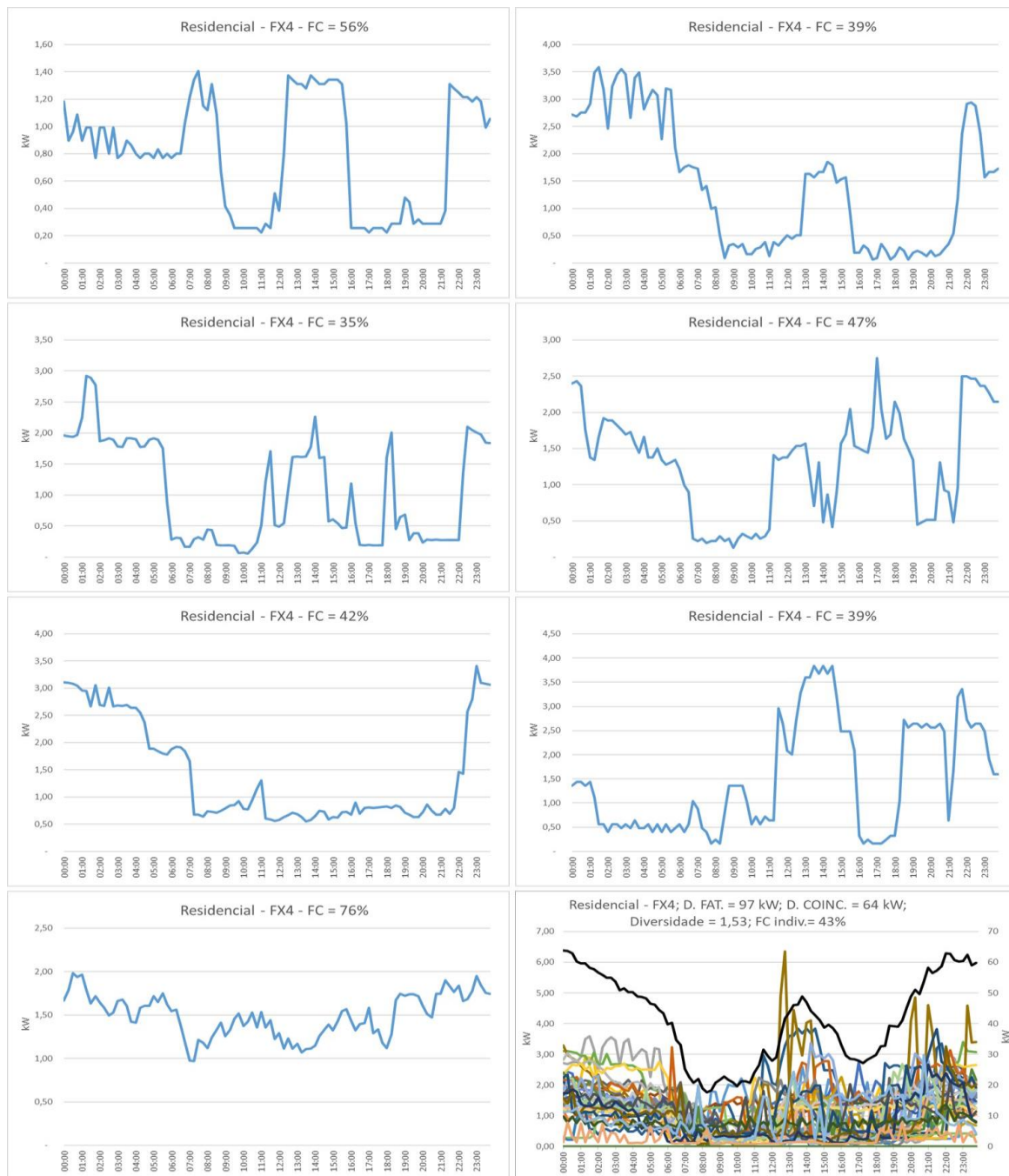


Gráfico 17 – Curvas de Carga Individuais e Curva Agregada dos clientes Residenciais – Roraima
Energia – 500 kWh a 1.000 kWh

3. Os Tipos de Tarifas

A despeito dos diversos nomes adotados no Brasil e em outros países por diversos estudiosos do assunto, não existe nenhuma complexidade nas formas de tarifação ou modalidades tarifárias do uso da rede, que se resume no seguinte:

- i. preço fixo por consumidor
- ii. preço em R\$/MWh, com ou sem diferenciação horária, sazonal e locacional, ou combinação destas
- iii. preço em R\$/kW, com ou sem diferenciação horária, sazonal e locacional, ou combinação destas

A coexistência das três componentes dependerá da natureza dos custos e da sua significância, que definirá, ou não, a necessidade de evidenciá-la.

Fórmula genérica do faturamento:

$$FURD = a + TUSD \text{ R}\$/kW_{z,i}^u \times D^u + TUSD \text{ R}\$/MWh_{z,i}^u \times E^u$$

FURD = Fatura do Uso da Rede de Distribuição – R\$

a = preço por consumidor – R\$

TUSD R\$ / kW_{z,i}^u = diferenciada ou não por cada posto tarifário *u*, podendo ser sazonal (estação *z*) e locacional (barra *l*)

TUSD R\$ / MWh_{z,i}^u = diferenciada ou não por cada posto tarifário *u*, podendo ser sazonal (estação *z*) e locacional (barra *l*)

D^u = Demanda máxima faturada em cada posto tarifário *u*

E^u = Energia faturada em cada posto tarifário *u*

Além da questão das componentes tarifárias definidas acima, deve-se abordar a forma de definição dessas componentes, nem sempre estrita aos custos calculados em R\$/kW e R\$/MWh. As modalidades tarifárias mais eficazes e aderentes aos custos são as denominadas tarifas *Time of Use*, associadas ao tempo de utilização. Essas modalidades são criadas para os clientes de longa, média e curta utilização, ou seja, para os clientes de alto, médio e baixo fator de carga, de forma a minimizar para o conjunto dos consumidores a diferença entre suas faturas e seus custos. A construção das tarifas *Time of Use* será apresentada no item 10.

Alguns citam ainda as tarifas em blocos, contudo, entende-se que isto não é exatamente uma forma diferente de modalidade, mas apenas preços crescentes ou decrescentes por faixa de

demanda ou consumo, normalmente acompanhados de subsídios. Assim não se tratará disso neste documento como uma modalidade tarifária.

O Preço Fixo

Como abordado no Capítulo I, o preço fixo deve ser usado para cobrir os custos comerciais que estão associados e crescem em função do número de consumidores. Ou seja, cada cliente a mais, independente do seu porte de demanda ou consumo, exige aumento de medição, leitura, emissão de fatura, arrecadação, cobrança, atendimento (agências e call center) etc. Assim, se a cobrança for um valor fixo mensal por consumidor, a receita marginal entre revisões cobrirá esses custos marginais, logo esta é a melhor forma de cobrança desses custos.

Porém o preço fixo não precisa ser aplicado aos clientes de alta tensão, pois os custos comerciais devido por estes é irrelevante frente ao custo total de uso da rede. O preço fixo deve compor necessariamente as tarifas dos clientes de baixa tensão.

Existem países que cobram um custo fixo pela disponibilidade da rede, entretanto, definitivamente, isso não é aderente aos custos, pois não custa o mesmo valor atender clientes com porte e comportamento de carga diferentes.

Como já colocado, o custo de cada cliente é função de sua participação na demanda máxima da rede, e isso varia bastante no Brasil de um cliente para outro. O preço fixo como forma de faturamento do uso da rede somente seria aplicável se os consumidores e as redes fossem muito semelhantes.

Deve-se neste ponto esclarecer que a tarifação do consumo mínimo, implantada pela Portaria MME nº 378/1975, não foi definida para cobrir os custos de uso da rede, foi para cobrir os custos elencados acima. Há alguns anos resolveu-se inadvertidamente denominar o consumo mínimo de "Custo de Disponibilidade", mas definitivamente esse pagamento nunca cobriu os custos de uso da rede, inclusive na década de 70 nem havia o conhecimento e a distinção dos custos do fio separados dos demais custos.

As Tarifas em R\$/MWh

A tarifa 3º em R\$/MWh aplica-se primeiramente não somente, ao custo de energia (Tarifa de Energia – TE e TUSD Perdas), podendo ter variações horárias de custo no curto prazo, conforme despacho das usinas. Há também diferenciação locacional devido à distância ao centro de geração, por causa das Perdas Técnicas¹⁹, afetando, de fato, a TUSD Perdas. No Brasil, a TUSD Perdas não tem ainda uma diferenciação locacional dos custos das perdas de energia, mas por cada agrupamento de níveis de

¹⁹ Perdas acumuladas desde a fronteira com a Rede Básica até cada ponto da rede.

tensão ou subgrupo tarifário. Destaca-se que, apesar de a TUSD Perdas do rural ser igual à do urbano, os seus custos são bem maiores.

As tarifas de energia no Brasil aproximam-se dos custos marginais de longo prazo²⁰ devido aos leilões de energia (exceção das Cotas originadas da Lei nº 12.783/2013, energia de Angra I e Angra II, de Itaipu e do PROINFA), mas com uma sinalização adicional de curto prazo – Bandeiras Tarifárias, que desde 2015 estão dando sinalização econômica ao mercado de forma *ex-ante*. Resta melhorar essa sinalização: os valores das bandeiras precisam ser aprimorados de forma a minimizar a CVA e reduzir os riscos financeiros das distribuidoras.

Na produção de energia hidráulica pode-se ainda considerar que uma parcela do custo da usina é dependente da sua capacidade. Ou seja, uma motorização adicional, além da necessária à produção de energia, ou uma usina exclusivamente de Ponta, não é um custo associado à energia, mas à potência máxima demandada. Assim a Tarifa Azul, construída na década de 80, considerava, além das componentes em R\$/MWh, em Ponta Seca e Úmida e Fora de Ponta Seca e Úmida, uma componente de geração em R\$/kW, que era parcialmente transformada em R\$/MWh de Ponta, dando origem a um preço final de energia de Ponta 72% superior ao preço de energia Fora de Ponta. Atualmente os contratos de compra de energia das distribuidoras são todos em R\$/MWh, sem diferenciação de preços, ou seja, as distribuidoras compram sem diferenciação e repassam mais caro na Ponta e mais barato Fora de Ponta. Para eliminar esse sinal, que inclusive aumenta o risco das distribuidoras que não têm mecanismo completo de Neutralidade, é necessário fazer um estudo para verificar se atualmente uma “desmodulação” na Ponta provocaria necessidade de mais capacidade nas usinas.

TUSD em R\$/kW

As tarifas de uso da rede em R\$/kW aplicam-se somente aos clientes de alto e muito alto fator de carga (Longa e Longuíssima Utilização), nos quais a diferença entre a sua demanda máxima e sua contribuição à demanda máxima das redes é pequena.

Não se aplicam à maioria dos clientes de baixa tensão do país, que é de curta e curtíssima utilização e com grandes diferenças de comportamento da carga e de contribuição à demanda máxima das redes, portanto, com custos distintos e crescentes com o fator de carga e porte de consumo. Tarifar o cliente de baixa tensão pelo uso da rede de distribuição em R\$/kW de demanda máxima significa cobrar acima dos custos dos clientes de menor fator de carga, que, em média, são de menor porte.

²⁰ A rigor, é o custo médio de longo prazo, pois é a média dos contratos leiloados de preço constante (sem variação devido à amortização constante usada no custo do serviço), ou seja, não é igual ao custo marginal de longo prazo, mas se aproxima deste. Observa-se que os preços cobrem os custos totais de cada contrato – fixo mais variáveis.

TUSD em R\$/MWh

Em média, os custos dos clientes BT de maior consumo, em R\$/kW, são maiores que os custos dos clientes de menor consumo. **E os custos em R\$/MWh são mais próximos**, como demonstrado no item 3.

Ou seja, apesar de os custos serem calculados em R\$/kW de demanda máxima do cliente, isso não implica que se deva necessariamente faturar o cliente em R\$/kW.

Conhecendo melhor os custos de uso da rede, que serão tratados mais à frente, inexoravelmente, conclui-se que a melhor forma de tarifação do fio para os clientes de curta utilização, como os clientes de média tensão com FC de Ponta abaixo de 66% (Tarifa Verde), é em R\$/MWh. O mesmo se aplica aos clientes de baixa tensão da maioria das distribuidoras brasileiras, pois os clientes são de **curtíssima** utilização – FC médio residencial de 10% – muitíssimo abaixo de países desenvolvidos, de forma que há diferença muito grande entre a demanda máxima do cliente e sua demanda nas horas de carga máxima das redes.

A estrutura tarifária mais eficaz é aquela que induz o cliente a demandar nos horários (visão anual) e nas regiões de menor custo, de forma a reduzir a necessidade de expansão e, além disso, estimular o consumo da alternativa energética mais barata para a sociedade.

Assim, em princípio, as tarifas devem ser diferenciadas pelo período de uso – diferenciação horária e sazonal - de acordo com os horários de carregamento das redes no longo prazo, dando incentivo aos consumidores para adotarem comportamentos eficientes de uso do sistema durante o dia e ao longo do ano e, além disso, ter diferenciação por áreas ou regiões geolétricas de comportamento de carga distinto, tendo em conta sua localização na rede.

3.1. Modalidades Tarifárias e Risco de Mercado

No momento da Revisão, para construir as primeiras tarifas em R\$/kW, seria necessário calcular, a partir de amostras, qual a demanda que seria faturada de todo mercado de baixa tensão. Definido o mercado pagante, em kW, as tarifas calculadas, mesmo cobrando bem mais dos clientes de menor porte e menos dos de maior porte, a Receita Requerida do Fio estaria sendo recuperada.

Porém, como acontece com qualquer tarifa volumétrica²¹, seja em R\$/kW ou R\$/MWh, uma redução de mercado entre revisões redundando sempre em perda de receita, de forma que, se acontecer de os clientes de menor consumo substituírem o chuveiro, haverá uma grande perda de receita para as distribuidoras entre revisões, maior que a economia de investimento. Serão

²¹ Embora o termo “volumétrico” esteja no setor elétrico brasileiro sendo associado apenas às tarifas em R\$/MWh, ele remete ao volume de venda, ou mercado de distribuição, que pode ser medido tanto em MWh, quanto em kW. É usado neste sentido nas discussões sobre *decoupling*, que tratam da dissociação da receita das distribuidoras do *volume de venda*, medido em MWh ou kW.

mais estimulados a substituir o chuveiro os clientes de menor porte, pois teriam um grande aumento na TUSD Fio em R\$/kW, e são eles que têm maior sensibilidade ao preço.

Para entender a relevância disso, deve-se observar novamente as curvas de carga dos clientes com consumo até 220 kWh. O Fator de Carga é menor que 10%. Isso significa que a demanda média é menos de um décimo da demanda máxima. Significa também que, se o cliente eliminar o chuveiro, haverá uma redução de mais de 90% na fatura do Fio.

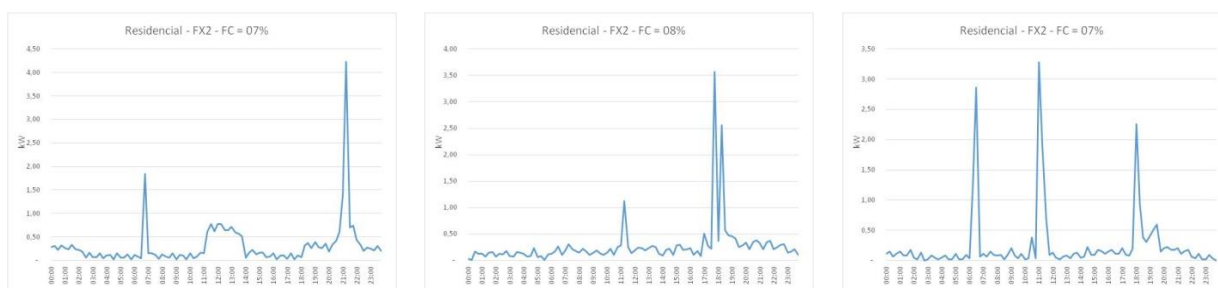


Gráfico 18 – Clientes com consumo entre 100 kWh e 220 kWh

Mas não é somente isso. É necessário entender que tarifas mais aderentes aos custos resultam em menor risco de mercado entre revisões. Se no exemplo anterior fosse construída uma TUSD Fio igual a 1,97 R\$/kW.mês no momento da revisão (supondo um ativo de trafos composto por 50% de 15 kVA e 50% de 35 kVA), e nos 5 anos seguintes o número de grandes clientes crescesse mais que o número dos clientes de menor porte, não haveria cobertura dos custos. A empresa teria de colocar mais transformadores de maior capacidade, que custam 2,76 R\$/kW.mês, não cobertos pela tarifa média. Isso não aconteceria com a tarifa em R\$/MWh principalmente se for com diferenciação horária²². Esse assunto será aprofundado no Capítulo V.

3.2. Os Custos de Uso da Rede ou Custo do Cliente

O Custo de Uso da Rede pelos clientes de baixa tensão não é, evidentemente, apenas o custo do investimento em trafos, mas o custo do investimento e operação de toda cadeia do transporte na rede de distribuição, desde o medidor, ramal, passando pelos circuitos de BT, trafos, alimentadores e redes de alta tensão (69 a 138 kV).

Como já colocado, a metodologia atual de cálculo do Custo de Uso da Rede foi desenvolvida a partir do conceito básico da contribuição do cliente à demanda máxima das redes. Para isso leva-se em consideração a relação entre a demanda do cliente na hora de demanda máxima da rede e sua demanda máxima – Fator de Coincidência – e mais os seguintes parâmetros

²² A TUSD Branca cobra menos dos maiores consumidores, pois estes têm um percentual de energia de Ponta inferior ao dos clientes de menor porte, aproximando mais dos Custos de Uso da Rede. Ou seja, a tarifa equivalente em R\$/MWh dos grandes clientes é ligeiramente menor que dos consumidores de menor porte.

para se chegar à participação de cada cliente no fluxo máximo da rede: perdas acumuladas de potência (desde o nível de conexão do cliente até cada nível à montante), a parcela da demanda máxima do cliente que transita em cada segmento de sistema, que depende da configuração da rede, e a probabilidade de associação de cada cliente a cada tipo de rede, com carga máxima em horas distintas.

Os gráficos a seguir apresentam exemplos dos Custos de Uso da Rede pelos clientes de baixa tensão de várias empresas com comportamento da carga diferentes que levam à mesma conclusão: os custos dos clientes de curta utilização são menores que dos clientes de longa utilização. Por consequência, em média, os custos dos clientes de maior porte são superiores aos custos dos clientes de menor porte.

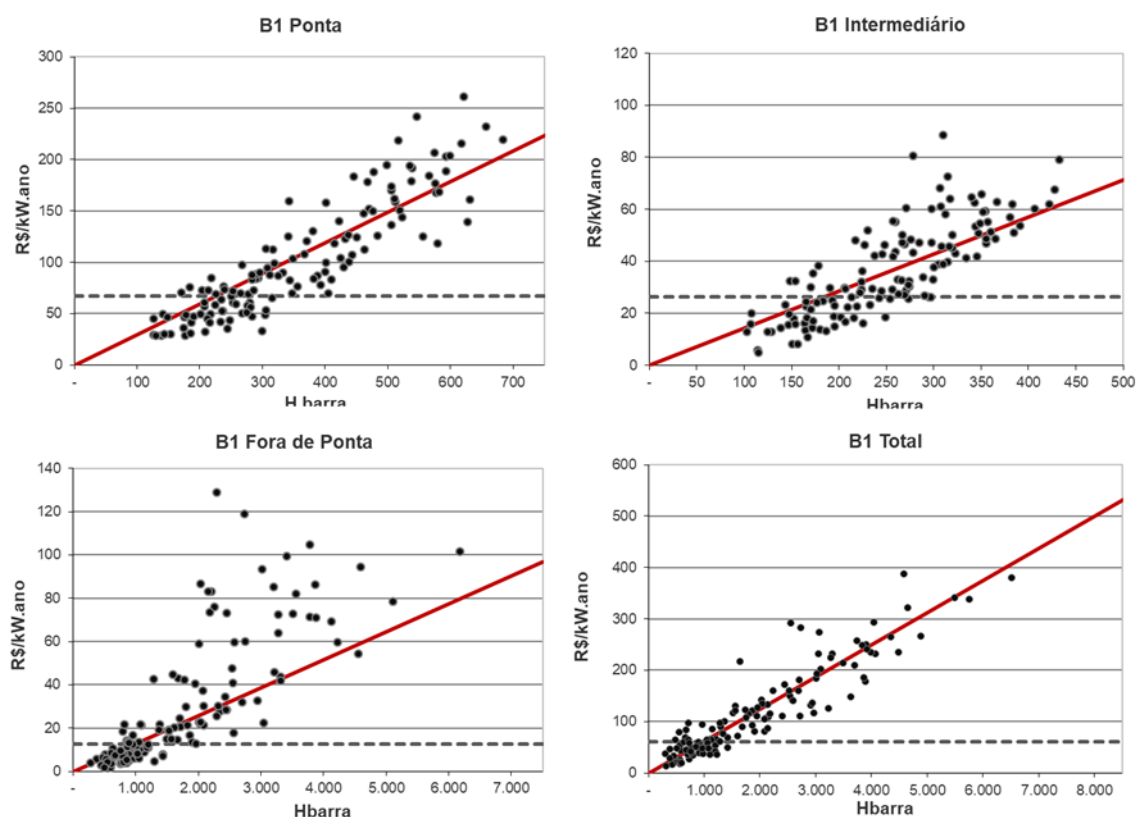


Gráfico 19 – Custo de Uso da Rede pelos clientes Residenciais BT – CEMIG D

Nesses gráficos, cada ponto representa o custo de um tipo de cliente. No eixo X têm-se as Horas de Utilização – \bar{H} , que é o fator de carga em cada posto multiplicado pelo número de horas anuais em cada posto²³. E no eixo Y os custos em R\$/kW. Cada ponto é o custo de um cliente tipo²⁴. Há um gráfico para o custo de cada posto tarifário (Ponta, Intermediário, Fora

²³ 720 na Ponta, 480 no Intermediário e 7560 Fora de Ponta – 8760 horas no total.

²⁴ Um tipo é um grupo de clientes da amostra com comportamento de carga semelhante.

de Ponta e custo total). As linhas em vermelho representam as tarifas em R\$/MWh. Os pontos que estão acima dessas retas são custos maiores que a tarifa em R\$/MWh e vice-versa. Uma tarifa em R\$/kW seria representada por uma reta horizontal tracejada passando pela média dos custos em R\$/kW. É fácil perceber que qualquer reta horizontal se ajustaria muito mal aos custos dos clientes.

Os custos de uso da rede dos clientes residenciais da CEMIG D variam de 13 a 400 R\$/kW.ano (base de preços julho/2017). A média dos custos em R\$/kW é 61 R\$/kW.ano. O ponto de cruzamento está no FC de 11%, que é o FC médio dos clientes. Acima desse fator de carga os clientes pagariam menos em uma tarifa em R\$/kW.

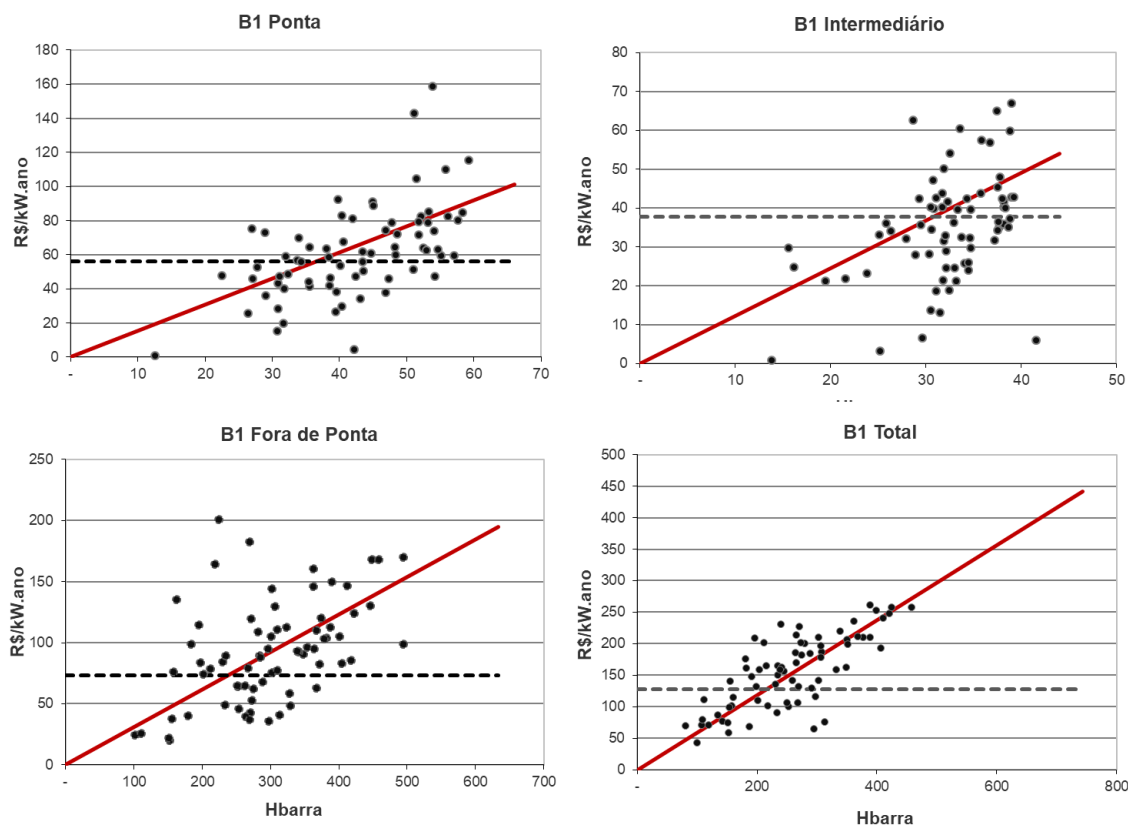


Gráfico 20 – Custo de Uso da Rede pelos clientes Residenciais BT – ELFSM

Os custos de uso da rede pelos clientes residenciais da ENEL GO variam de 39 a 328 R\$/kW.ano (base de preços de dez/2012). A média dos custos em R\$/kW é 116 R\$/kW.ano. O ponto de cruzamento está no FC de 16%, que é o FC médio dos clientes.

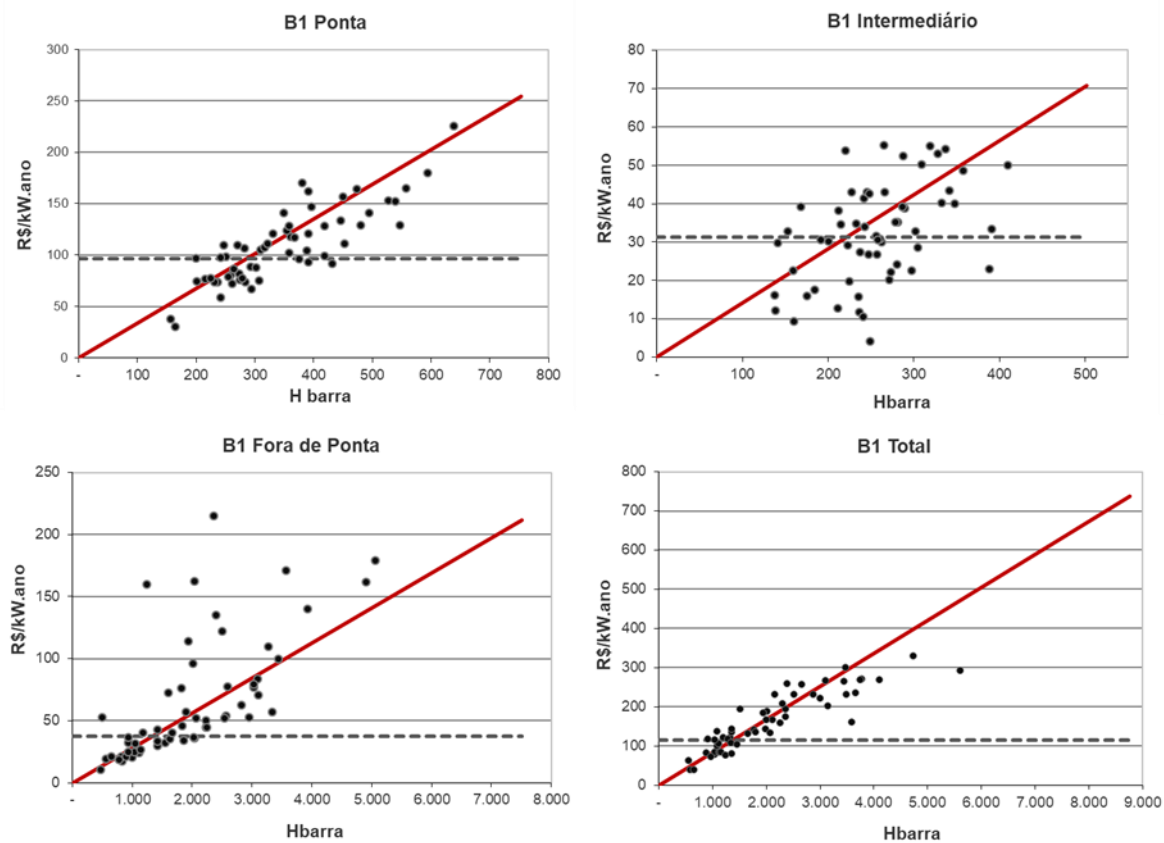


Gráfico 21 – Custo de Uso da Rede pelos clientes Residenciais BT – ENEL GO

Os custos de uso da rede pelos clientes residenciais da ELFSM variam de 42 a 261 R\$/kW.ano. A média dos custos, em R\$/kW, é 127 R\$/kW.ano (base de preços dez/2015). O ponto de cruzamento está no FC de 29%, que é o FC médio dos clientes tipo. Acima desse fator de carga, os clientes pagariam menos em uma tarifa em R\$/kW e vice-versa. Observa-se comportamento semelhante dos custos de uso da rede dos clientes das duas empresas.

Os custos dos clientes da ELFSM em cada posto tarifário são mais dispersos porque os postos tarifários não estão bem associados aos horários de carregamento máximo da rede. Isso se deve ao fato de que a alteração dos postos tarifários acarreta perda de receita às distribuidoras, assunto a ser tratado Capítulo V.

3.3. Novos usuários e os *prosumidores*

O aumento da geração distribuída é um problema bem particular, pois trata-se de um gerador e um consumidor ao mesmo tempo. O carregamento de veículos elétricos não precisa ser tratado de forma diferente que os demais usuários. Os veículos diferenciam-se somente se forem utilizados como bateria, ou seja, se for possível também descarregar a sua bateria na rede no horário de ponta, por exemplo. Já o uso do ar condicionado, que há muito tempo é intenso em várias regiões do país (Rio de Janeiro, São Paulo, toda região Norte, como também na região Sul), não deve ser tratado como um usuário individual. Não interessa o que se passa atrás do medidor, mas a carga total do usuário impactando a rede.

Qualquer equipamento elétrico que venha a ser ligado a mais na rede distribuição irá, ou não, provocar um aumento no seu fluxo máximo de potência. A questão que se coloca é se essa carga adicional se dará na hora de carga máxima da rede ou não.

Se o ar condicionado alterar a demanda máxima do cliente e se este estiver demandando nas horas de maior carga, deve pagar os custos imputados ao sistema através de uma tarifa com sinalização econômica adequada que reflita os custos. A partir daí, se o cliente estiver disposto a pagar o custo, e insistir na demanda no período de tarifas maiores, significa que não existe para ele alternativa melhor, já que o sinal foi dado, ou seja, está tudo certo do ponto de vista econômico. A decisão do cliente nessas condições será a melhor para a sociedade. Ao contrário, se o cliente for estimulado pela tarifa alta, irá reduzir o uso nesse período, sendo que essa redução pode se dar somente no ar condicionado, mas também nos demais equipamentos, ou ainda, somente nos demais equipamentos, mantendo o ar condicionado, se der mais importância ao seu uso.

Se as tarifas possuírem sinalização adequada quanto ao período de uso, os clientes, inclusive os veículos elétricos (que têm bastante capacidade de administração do horário de uso da rede), serão estimulados a demandar nas horas em que a maioria das redes está com carga mais leve. A tarifa ideal para os carros elétricos é a *Time of Use* com preço na madrugada (nas empresas onde a carga da madrugada é menor), momento em que a TUSD Fio B seria muito baixa ou nula²⁵.

O que está faltando, de fato, é a regulação evoluir para permitir a aplicação de tarifas para cada região com comportamento de carga distinto, por exemplo, sinais e postos tarifários específicos para uma região com carga máxima durante o dia e outros postos para regiões com carga máxima entre 17h e 21h. Tem até regiões com carga máxima entre 22h e 1h. Esse assunto será abordado no Capítulo III.

²⁵ Em empresas com características semelhantes à CEMIG D, ENEL GO e ELETROPAULO.

4. Faturamento do Uso da rede em cada Modalidade Tarifária

Os gráficos a seguir mostram a distribuição de frequência dos impactos na fatura do Fio dos clientes residenciais da CEMIG D com a aplicação de uma tarifa em R\$/kW, que recupere a mesma Receita Fio atual, bem como as faturas individuais em R\$/kW e em R\$/MWh de cada cliente.

No segundo gráfico cada ponto representa um cliente da amostra e cada cliente aparece duas vezes: uma vez por um ponto vermelho, faturado pela tarifa de hoje (R\$/MWh), e por um ponto azul, caso fossem faturados em R\$/kW.

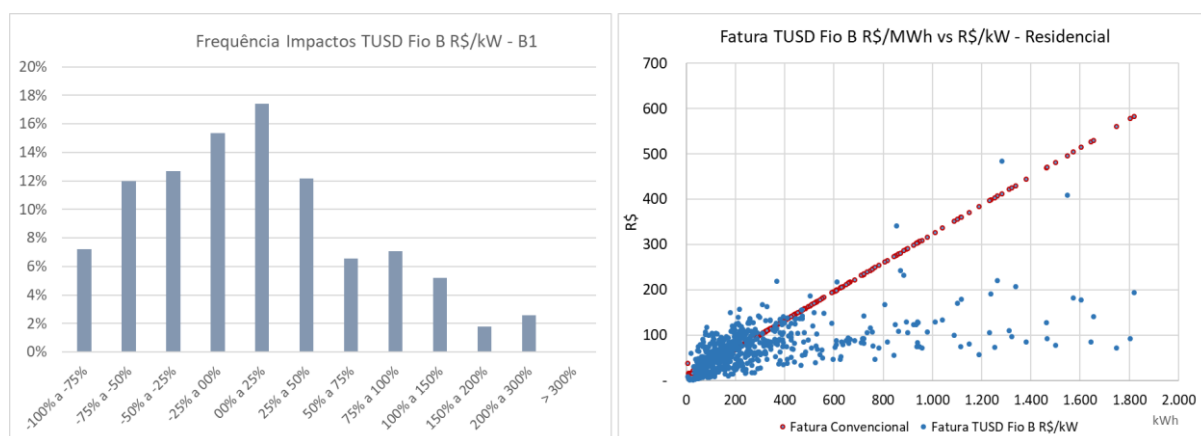


Gráfico 22 – Fatura e Distribuição de Frequência dos Impactos com TUSD Fio B em R\$/kW – B1

Observam-se aumentos de fatura fio de mais de 200% e reduções de até 75% no subgrupo B1. A seguir apresentam-se os mesmos gráficos para o subgrupo B3 – Comercial, Industrial, Serviços e Outros.

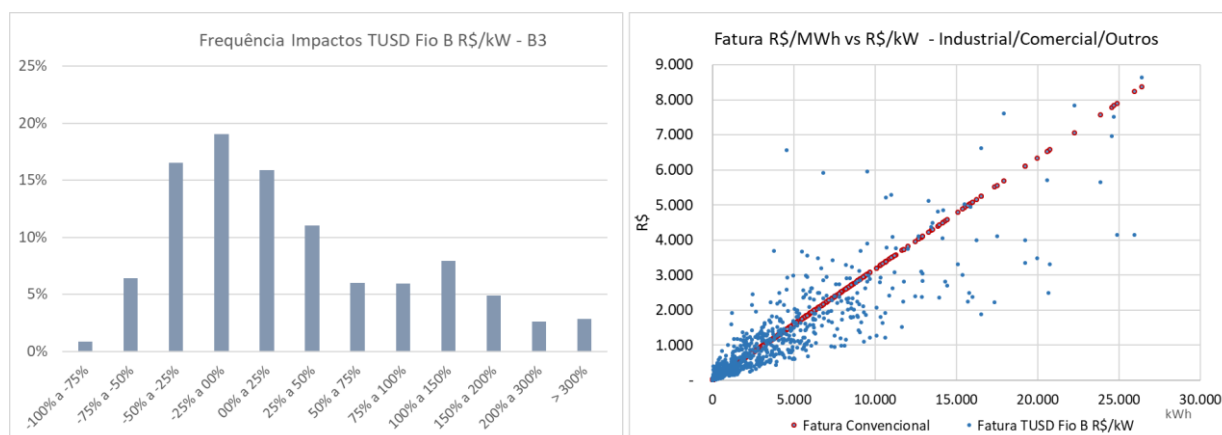


Gráfico 23 – Fatura e Distribuição de Frequência dos Impactos com TUSD Fio B em R\$/kW – B3

A TUSD R\$/kW só seria mais aderente aos custos, se fosse possível aplicar uma tarifa para cada cliente igual ao seu custo específico, mas não há como fazer isso, pois não se conhece, *a priori*, o custo de cada cliente especificamente, além de ele poder mudar o seu comportamento.

Classe	Faixa	Faixa	Impacto Geral %	Clientes com REDUÇÃO		Clientes com AUMENTO	
				% Clientes	Impacto %	% Clientes	Impacto %
RESIDENCIAL	FX1	< 100 kWh	19%	44%	-47%	56%	66%
RESIDENCIAL	FX2	101 a 220 kWh	4%	45%	-36%	55%	38%
RESIDENCIAL	FX3	221 a 350 kWh	-15%	69%	-32%	31%	30%
RESIDENCIAL	FX4	351 a 500 kWh	-32%	85%	-40%	15%	17%
RESIDENCIAL	FX5	501 a 1000 kWh	-58%	96%	-61%	4%	17%
RESIDENCIAL	FX6	> 1000 kWh	-69%	97%	-71%	3%	17%
RESIDENCIAL			0%	47%	-40%	53%	46%
COMERCIAL	FX1	< 500 kWh	29%	41%	-30%	59%	70%
COMERCIAL	FX2	501 a 1000 kWh	2%	55%	-32%	45%	46%
COMERCIAL	FX3	1001 a 5000 kW	-20%	79%	-33%	21%	29%
COMERCIAL	FX4	> 5000 kWh	-23%	77%	-38%	23%	35%
COMERCIAL			-1%	44%	-34%	56%	52%
INDUSTRIAL	FX1	< 500 kWh	91%	18%	-28%	82%	113%
INDUSTRIAL	FX2	501 a 1000 kWh	15%	41%	-29%	59%	44%
INDUSTRIAL	FX3	1001 a 5000 kW	5%	54%	-25%	46%	38%
INDUSTRIAL	FX4	> 5000 kWh	-20%	78%	-32%	22%	24%
INDUSTRIAL			31%	22%	-29%	78%	73%
SERVIÇO PÚBLICO	FX1	< 500 kWh	3%	50%	-36%	50%	79%
SERVIÇO PÚBLICO	FX2	501 a 1000 kWh	-39%	90%	-46%	10%	32%
SERVIÇO PÚBLICO	FX3	1001 a 5000 kW	-45%	100%	-45%	0%	
SERVIÇO PÚBLICO	FX4	> 5000 kWh	-56%	100%	-56%	0%	
SERVIÇO PÚBLICO			-39%	62%	-48%	38%	66%
RURAL	FX1	< 500 kWh	54%	29%	-39%	71%	88%
RURAL	FX2	501 a 1000 kWh	2%	46%	-28%	54%	36%
RURAL	FX3	1001 a 5000 kW	-37%	89%	-41%	11%	35%
RURAL	FX4	> 5000 kWh	-60%	100%	-60%	0%	
RURAL			0%	34%	-42%	66%	69%
BT TOTAL			0%	46%	-39%	54%	51%

Tabela 5 – Impacto nas faturas Fio B com TUSD R\$/kW

A Tabela 5 também apresenta esses impactos, na qual destaca-se o seguinte:

- aumento médio de 46% nos clientes residenciais de consumo inferior a 100 kWh;
- 66% dos consumidores residenciais com consumo inferior a 100 kWh teriam aumento médio de 66%;
- 82% dos consumidores industriais com consumo inferior a 1.000 kWh teriam um aumento médio de 113%;

- 100% dos consumidores rurais com consumo superior a 5.000 kWh teriam redução média de 60%.

Enfim, a TUSD Fio R\$/kW não é aderente aos custos dos clientes e ainda cobra acima dos custos exatamente dos clientes de menor poder aquisitivo, promovendo um subsídio antissocial. Essa tarifa não induz os clientes a alterarem os seus hábitos de forma a reduzir sua demanda nas horas de maior carregamento da rede, incentiva apenas a reduzir a demanda, ou seja, na prática a substituir o chuveiro. Além disso, é uma tarifação de maior dificuldade de entendimento por parte dos clientes e, no caso dos residenciais, quando entenderem, se conseguirem substituir ou eliminar o uso do chuveiro, terá forte impacto negativo na receita Fio entre revisões.

A TUSD Fio em R\$/kW com diferenciação horária dá sinalização para os clientes alterarem os seus hábitos de uso, de forma a reduzir sua demanda nas horas de maior carregamento da rede, porém é menos aderente aos Custos de Uso da Rede, cobrando acima dos custos dos clientes de menor Fator de Carga e abaixo dos custos dos clientes de maior Fator de Carga. Ou seja, em média, cobra mais dos consumidores de menor porte.

Essa modalidade tarifária foi aplicada no projeto-piloto da CEMIG de tarifação diferenciada na BT, realizado em Juiz de Fora, e a conclusão do projeto é que essa modalidade não era a mais adequada ao mercado da empresa, recomendando a aplicação da tarifa monômnia diferenciada.

Nesse piloto verificou-se que, ao construir tarifas em R\$/kW para recuperar a mesma receita, incorrer-se-ia em choques tarifários, sem aderência aos custos dos diversos clientes conforme seu fator de carga em cada posto tarifário, e ainda dificultaria enormemente a resposta do consumidor ao sinal tarifário. Assim foram construídas tarifas em R\$/kW crescentes com a faixa de consumo para reduzir os choques e viabilizar o projeto-piloto. Procedimento igual foi adotado em relação à componente fixa inicialmente criada para cobertura dos custos comerciais. Mesmo assim, permanecia um degrau na fatura na fronteira de uma faixa para outra. Enfim, tomaram-se todas as medidas para justificar a modalidade escolhida para o piloto, porém, ao final do projeto, foi necessário reconhecer que aquela não era a melhor modalidade para a baixa tensão. Interessante relatar que foi colocado equipamento que media a demanda máxima de cada posto tarifário, sendo que, ao analisar a medição, observou-se que, de um modo geral, as demandas dos clientes são iguais nos diversos postos.

Além de essa modalidade cobrar de forma pouco aderente aos custos dos diversos clientes, ela restringe demais os hábitos de consumo ao cobrar pela demanda máxima mensal, exigindo do cliente um controle rígido da demanda, que é mais complexo que o controle do consumo, durante todos os dias do período de faturamento. Para resolver isso, o faturamento incidiu sobre a média das demandas máximas diárias do mês, pois, devido à alta diversidade da carga dos consumidores de baixa tensão, não é adequado faturar a demanda máxima do mês. Se os consumidores controlarem sua carga de ponta durante 25 dias do mês, por exemplo, e não

conseguirem controlar a carga em 5 dias, haverá redução da carga máxima da rede e dos transformadores, pois esses 5 dias seguramente não serão coincidentes, de forma que haverá para a empresa uma economia de investimento. Assim concluiu-se que não se deveria penalizar os clientes que, porventura, não conseguissem controlar sua carga em apenas alguns dias do mês. Mas, mesmo assim, depois de todos os esforços, os pesquisadores foram levados a admitir que a tarifa testada não era a melhor para os clientes de baixa tensão da CEMIG D.

4.1. Faturamento do Uso da Rede por “contratação” de demanda via disjuntor

Os gráficos a seguir apresentam os impactos na fatura dos clientes B1 e B3 com uma TUSD Fio em R\$/kW “contratada”²⁶ via disjuntor. Na prática traduz-se em um preço fixo para cada capacidade de disjuntor. Em um levantamento preliminar feito na Cemig D, verificou-se que os tipos de disjuntores no Residencial variam pouco, englobando praticamente três tipos: disjuntor de 40 A (potência 5 kW), disjuntor monofásico de 70 A e bifásico de 40 A (potência de 10 kVA), e disjuntor trifásico 40 A (15 kVA). No entanto, na simulação a seguir com o mercado da ELFSM, assumiu-se que o cliente adotaria novo disjuntor com capacidade menor, apenas suficiente para atender sua demanda máxima²⁷. Observa-se que mesmo assim a variação de potências “contratadas” via disjuntor é pequena no residencial e com maior variação no subgrupo B3.

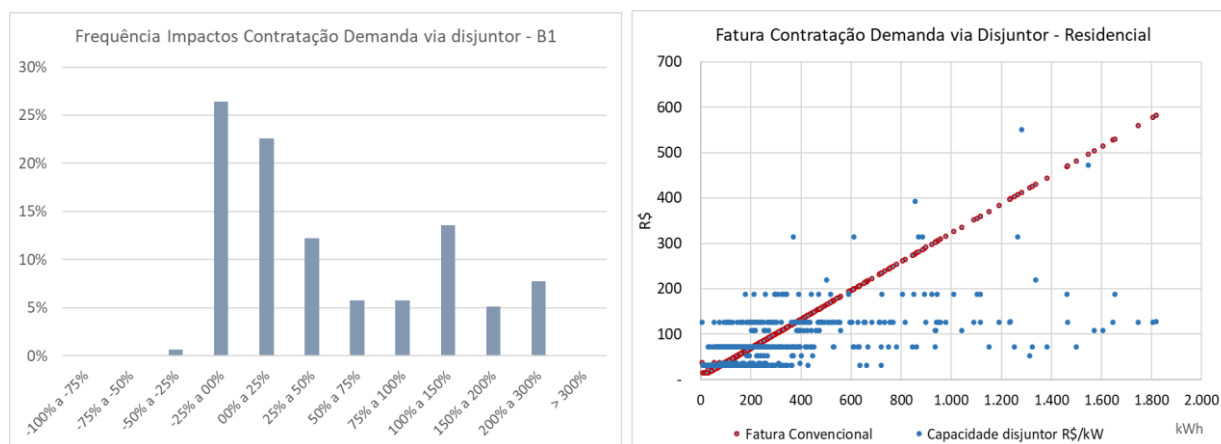


Gráfico 24 – Impactos na fatura Fio B do residencial B1 com Disjuntor - ELFSM

²⁶ Na prática é uma restrição da demanda, pois não é possível ultrapassá-la, como na contratação normal de demanda das tarifas do grupo A.

²⁷ Demanda máxima das três curvas (dia útil, sábado e domingo) de cada cliente utilizadas no estudo. Mas, a rigor, a demanda máxima mensal ou anual do cliente é maior e, por consequência, o disjuntor precisaria ter maior capacidade justificando o Monofásico 40 A (5 kW) para a grande maioria dos clientes.

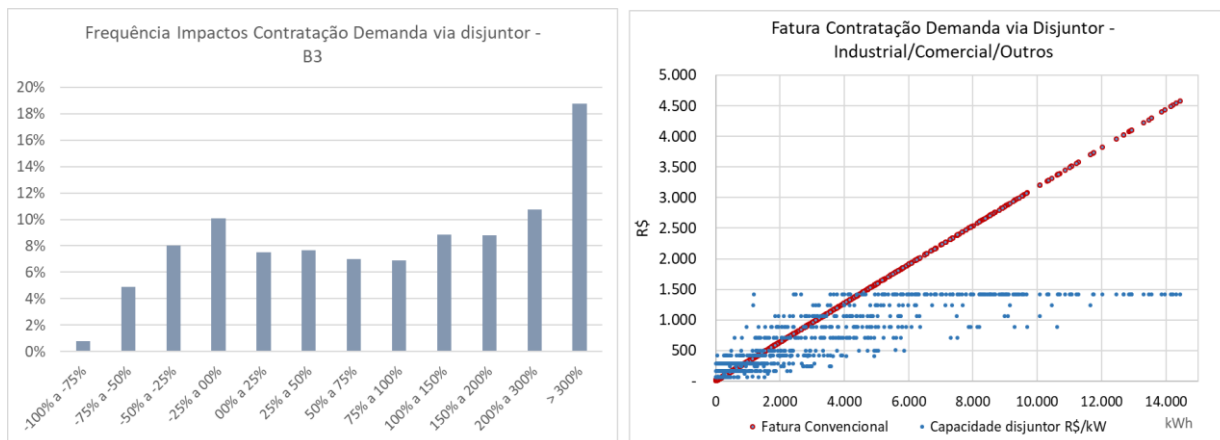


Gráfico 25 – Impactos na fatura Fio B do cliente B3 com Disjuntor - ELFSM

Observa-se no subgrupo B3 que quase 20% dos clientes teriam impactos acima de 300%, se o faturamento fosse por “contratação” de demanda via disjuntor. O aumento médio das faturas dos clientes residenciais de menor fator de carga seria 60% e a redução média da fatura dos clientes de maior Fator de Carga seria 38%.

Tanto a TUSD Fio em R\$/kW como a “contratação” de demanda via disjuntor aumentariam, em média, a fatura dos consumidores de menor porte, sendo que os impactos nas faturas Fio com os disjuntores seriam maiores, afastando-as mais ainda dos custos dos diversos clientes.

A tarifação indireta da demanda máxima do consumidor a partir do disjuntor de entrada do consumidor iria, de fato, restringir a sua demanda. A “contratação” de demanda via disjuntor é pior que a tarifa volumétrica em R\$/kW no que se refere à falta de aderência aos custos e eficácia no uso otimizado da rede. A tarifa R\$/kW ainda cobra de cada cliente o que ele efetivamente demandou, já o restritor cobra indiretamente uma “demanda contratada” variável com capacidade de disjuntor, ou seja, um preço fixo para grupo de disjuntores de mesma potência permitida. Como a demanda dos clientes varia pouco – o que varia mais é o consumo e o fator de carga, nas distribuidoras analisadas, estima-se que cerca de 60% dos clientes que hoje pagam faturas diferentes conforme seu consumo, e mais aderentes ao custo de uso da Rede, passariam a pagar o mesmo valor pelo uso da rede – disjuntor de 40 A (potência 5 kW) monofásico. Outros 15% pagariam um segundo valor pelo uso da rede – disjuntor monofásico de 70 A e bifásico de 40 A (potência de 10 kVA). Outros 15% pagariam um terceiro valor – disjuntor bifásico 60 A e trifásico 40 A (15 kVA). **Ou seja, as faturas do Fio seriam basicamente reduzidas a três valores fixos.**

Classe	Faixa	Faixa	Impacto Geral %	Clientes com REDUÇÃO		Clientes com AUMENTO	
				% Clientes	Impacto %	% Clientes	Impacto %
RESIDENCIAL	FX1	< 100 kWh	44%	27%	-17%	73%	75%
RESIDENCIAL	FX2	101 a 220 kWh	-12%	69%	-40%	31%	51%
RESIDENCIAL	FX3	221 a 350 kWh	-15%	66%	-40%	34%	38%
RESIDENCIAL	FX4	351 a 500 kWh	-20%	85%	-32%	15%	45%
RESIDENCIAL	FX5	501 a 1000 kWh	-47%	92%	-54%	8%	27%
RESIDENCIAL	FX6	> 1000 kWh	-67%	97%	-69%	3%	33%
RESIDENCIAL			0%	48%	-38%	52%	60%
COMERCIAL	FX1	< 500 kWh	109%	13%	-25%	88%	143%
COMERCIAL	FX2	501 a 1000 kWh	-16%	66%	-41%	34%	41%
COMERCIAL	FX3	1001 a 5000 kW	-39%	89%	-45%	11%	14%
COMERCIAL	FX4	> 5000 kWh	-61%	100%	-61%	0%	
COMERCIAL			1%	24%	-47%	76%	105%
INDUSTRIAL	FX1	< 500 kWh	126%	8%	-32%	92%	153%
INDUSTRIAL	FX2	501 a 1000 kWh	-7%	58%	-30%	42%	28%
INDUSTRIAL	FX3	1001 a 5000 kW	-33%	91%	-36%	9%	12%
INDUSTRIAL	FX4	> 5000 kWh	-65%	98%	-66%	2%	25%
INDUSTRIAL			19%	18%	-43%	82%	114%
SERVIÇO PÚBLICO	FX1	< 500 kWh	-24%	57%	-51%	43%	99%
SERVIÇO PÚBLICO	FX2	501 a 1000 kWh	-54%	95%	-57%	5%	9%
SERVIÇO PÚBLICO	FX3	1001 a 5000 kW	-58%	100%	-58%	0%	
SERVIÇO PÚBLICO	FX4	> 5000 kWh	-75%	100%	-75%	0%	
SERVIÇO PÚBLICO			-57%	67%	-63%	33%	77%
RURAL	FX1	< 500 kWh	68%	18%	-24%	82%	103%
RURAL	FX2	501 a 1000 kWh	1%	50%	-39%	50%	51%
RURAL	FX3	1001 a 5000 kW	-44%	86%	-50%	14%	28%
RURAL	FX4	> 5000 kWh	-76%	100%	-76%	0%	
RURAL			0%	26%	-50%	74%	83%
BT TOTAL			0%	44%	-42%	56%	74%

Tabela 6 – Impacto nas faturas Fio B com Contratação de Demanda via Disjuntor

O problema é maior no subgrupo B3, pois nessas classes há grande quantidade de pequenos clientes com disjuntores relativamente grandes e não se sabe ao certo até onde existe a possibilidade de esses clientes substituírem seus disjuntores atuais por outros menores. Nas classes comercial e industrial há uma rotatividade alta de clientes e o uso de eletricidade, que cada estabelecimento faz, pode variar bastante. Assim as instalações elétricas muitas vezes são dimensionadas com base no tamanho de estabelecimento padrão de maior carga, sem saber qual será efetivamente a carga que irá se instalar naquele ponto. Por exemplo, fecha-se um frigorífico (com câmara fria, refrigeradores etc.) e instala-se uma loja de roupas no lugar (quase exclusivamente iluminação), o novo cliente não vai solicitar à distribuidora a troca do ramal de ligação por outro de menor capacidade. Ao contrário, se é uma loja de roupas que fecha e no lugar se instala um frigorífico, o novo usuário irá solicitar aumento de carga e, eventualmente, alteração da ligação monofásica para bifásica ou trifásica. Prevalece, portanto, a conexão dos clientes de maior carga que se instalarem no ponto. Assim há uma tendência

de os comércios e indústrias terem ligações com mais capacidade do que a necessária. Enfim, grande parte de clientes dessas classes têm ligação trifásica, sendo que é praxe usar, no mínimo, um disjuntor de 40 A por fase, disponibilizando uma demanda de cerca de 15 kVA. Há clientes que usam esta demanda, mas há muitos que não usam

A prática de disjuntores com capacidade proporcionalmente maior que na classe Residencial é a razão dos maiores impactos obtidos no subgrupo B3 com a tarifação via disjuntor.

Outra questão é que a tarifação pelo disjuntor elimina a sinalização horária e sazonal do uso da rede. Nos lugares onde se implantou este tipo de tarifação, a sinalização ocorre na componente tarifária de energia, com a ajuda de equipamentos de medição avançados. No entanto, os sinais de uso da rede e energia não necessariamente coincidem, e não têm a mesma diferenciação ou sinal relativo de preços principalmente em países com matriz energética fortemente dependente de hidrelétricas. Aqui no Brasil, por exemplo, há cada vez mais distribuidoras com demanda máxima ocorrendo no verão, quando o custo da energia é menor²⁸.

Enfim, o disjuntor não possibilita de forma alguma estimar o uso do sistema por parte dos consumidores. Ele possibilita limitar a demanda do cliente a uma gama pequena de potências, ou seja, mal serve para faturar a demanda máxima dos clientes.

Além disso, não estimula o cliente a mudar o hábito de uso dos equipamentos de forma a reduzir a carga máxima da rede, pois não tem como dar sinalização horária, a menos que se colocasse um restritor para cada posto tarifário, com timer acoplado. A CEMIG também já fez um projeto com este tipo de aplicação, e denominava o uso do disjuntor de "restritor de demanda". O resultado é que, ao invés de diminuir a carga máxima do trafo, ela aumentou. Motivo: redução da diversidade da carga. Os clientes residenciais passaram a concentrar o uso dos equipamentos, principalmente o chuveiro, imediatamente antes ou após o horário de Ponta. Tanto o piloto do restritor de demanda quanto o piloto de tarifa binômica diferenciada de Juiz de Fora, ao contrário de ser um fracasso, como parecia àquela época, serviram, e muito, para dar conhecimento ao corpo técnico sobre o que não funciona. E isso também é muito importante. Foi a partir da experiência piloto do restritor de demanda que surgiu a ideia da necessidade do posto Intermediário da Tarifa Branca, mas para a classe residencial somente.

Importante destacar que a aplicação do restritor de demanda era vista como uma alternativa de segunda linha, a ser aplicada aos clientes de menor porte, nos quais o equipamento para medição de demanda era caro, frente às expectativas de economia de investimento com uma redução esperada de 20% na demanda de Ponta.

²⁸ O exemplo é o da Costa Rica. Ver [2], p. 407.

4.2. Faturamento do Uso da Rede por Preço Fixo

Os gráficos a seguir apresentam os impactos na fatura dos clientes B1 com faturamento do uso da rede por um Preço fixo.

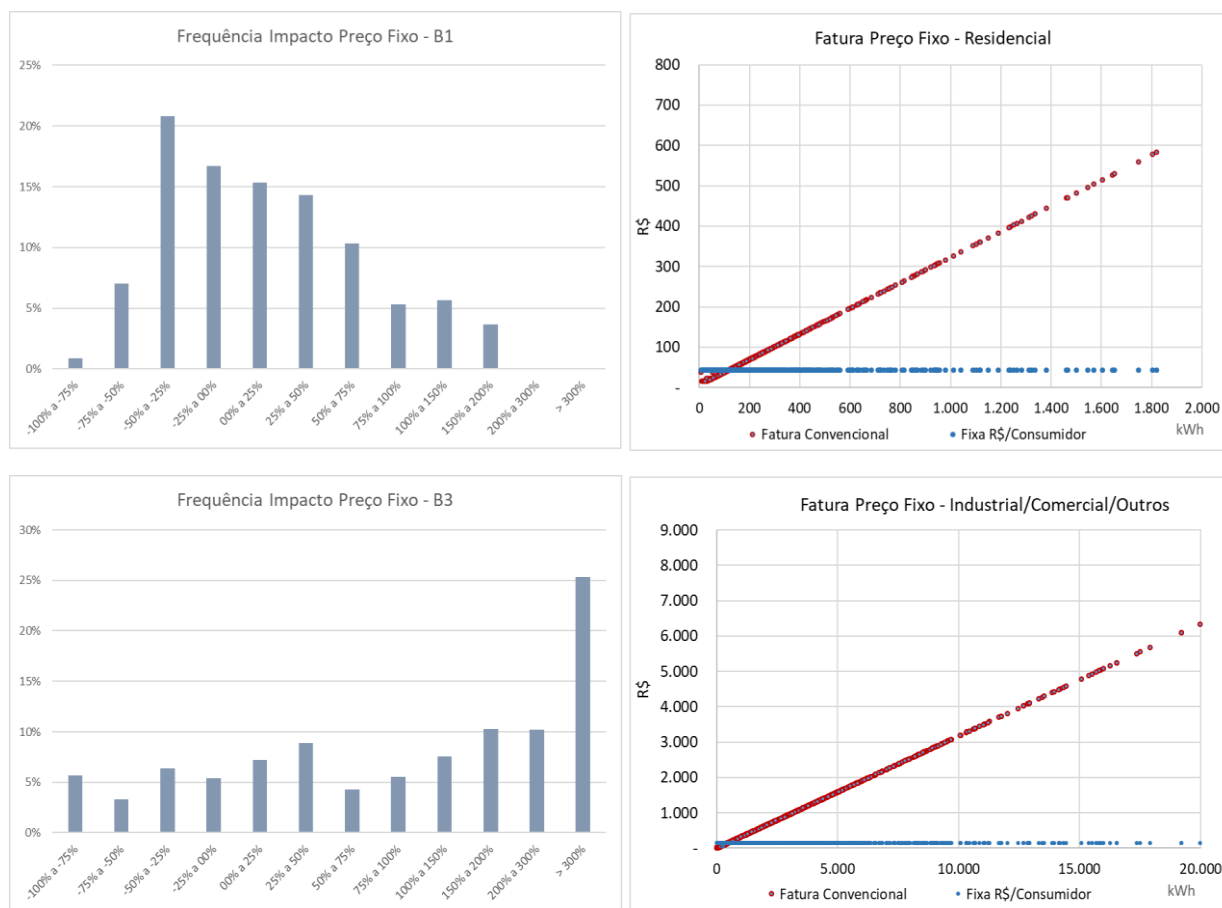


Gráfico 26 – Impactos na fatura Fio B com Preço Fixo

Basicamente os clientes de pequeno porte passam a arcar com os custos da rede.

Observa-se que o impacto do Preço Fixo é extremamente alto e maior que o impacto obtido com a aplicação de uma TUSD em R\$/kW.

O preço fixo cobra mais distante ainda dos custos dos diversos consumidores, onerando ainda mais os de pequeno porte e subsidiando os clientes de maior porte.

Classe	Faixa	Faixa	Impacto Geral %	Clientes com REDUÇÃO		Clientes com AUMENTO	
				% Clientes	Impacto %	% Clientes	Impacto %
RESIDENCIAL	FX1	< 100 kWh	87%	1%	-7%	99%	88%
RESIDENCIAL	FX2	101 a 220 kWh	-16%	89%	-19%	11%	24%
RESIDENCIAL	FX3	221 a 350 kWh	-51%	100%	-51%	0%	
RESIDENCIAL	FX4	351 a 500 kWh	-67%	100%	-67%	0%	
RESIDENCIAL	FX5	501 a 1000 kWh	-79%	100%	-79%	0%	
RESIDENCIAL	FX6	> 1000 kWh	-92%	100%	-92%	0%	
RESIDENCIAL			0%	46%	-34%	54%	80%
COMERCIAL	FX1	< 500 kWh	239%	8%	-13%	92%	282%
COMERCIAL	FX2	501 a 1000 kWh	-48%	100%	-48%	0%	
COMERCIAL	FX3	1001 a 5000 kW	-83%	100%	-83%	0%	
COMERCIAL	FX4	> 5000 kWh	-95%	100%	-95%	0%	
COMERCIAL			8%	25%	-67%	75%	282%
INDUSTRIAL	FX1	< 500 kWh	98%	23%	-4%	77%	190%
INDUSTRIAL	FX2	501 a 1000 kWh	-71%	100%	-71%	0%	
INDUSTRIAL	FX3	1001 a 5000 kW	-89%	100%	-89%	0%	
INDUSTRIAL	FX4	> 5000 kWh	-95%	100%	-95%	0%	
INDUSTRIAL			-26%	34%	-69%	66%	190%
SERVIÇO PÚBLICO	FX1	< 500 kWh	0%	59%	-33%	41%	236%
SERVIÇO PÚBLICO	FX2	501 a 1000 kWh	-84%	100%	-84%	0%	
SERVIÇO PÚBLICO	FX3	1001 a 5000 kW	-93%	100%	-93%	0%	
SERVIÇO PÚBLICO	FX4	> 5000 kWh	-97%	100%	-97%	0%	
SERVIÇO PÚBLICO			-75%	70%	-82%	30%	236%
RURAL	FX1	< 500 kWh	146%	7%	18%	93%	169%
RURAL	FX2	501 a 1000 kWh	-44%	98%	-45%	2%	56%
RURAL	FX3	1001 a 5000 kW	-84%	100%	-84%	0%	
RURAL	FX4	> 5000 kWh	-97%	100%	-97%	0%	
RURAL			0%	25%	-65%	75%	169%
BT TOTAL			0%	42%	-48%	58%	130%

Tabela 7 – Impactos na fatura Fio B com Preço Fixo

4.3. Faturamento com Contratação de Demanda por FC da Tipologia

Na prática é um preço fixo para os clientes com consumo próprio menor que o consumo médio de cada faixa e TUSD Convencional – R\$/MWh para os clientes acima desse consumo médio. De outra forma, é um consumo mínimo por faixa de consumo, sendo este consumo mínimo igual ao consumo médio da faixa.

Essa proposta traria menores impactos para os clientes com consumo maior que o consumo médio da faixa, pois seria a aplicação da tarifa atual ajustada por um fator redutor, para compensar a receita adicional advinda dos clientes com consumo abaixo do consumo médio de cada faixa, que pagariam o consumo médio da faixa.

Essa modalidade não resolve o problema da perda de receita com a inserção da mini e Micro GD de consumo local, pois esse cliente altera seu consumo, mudando de uma faixa de consumo maior para uma faixa menor, o que acarreta perda de receita.

A seguir apresenta-se o cálculo e aplicação dessa modalidade. Partindo-se da igualdade de receitas com tarifas em R\$/kW e R\$/MWh, tem-se:

$$E \times TUSD_{R\$/kWh} = D_{m\acute{a}x} \times TUSD_{R\$/kW}$$

$$FC = \frac{D_{m\acute{e}dia}}{D_{m\acute{a}x}} = \frac{E}{D_{m\acute{a}x} \times h} \rightarrow D_{m\acute{a}x} = \frac{E}{FC \times h}$$

$$E \times TUSD_{R\$/kWh} = \frac{E}{FC \times h} \times TUSD_{R\$/kW}$$

$$TUSD_{R\$/kW} = TUSD_{R\$/kWh} \times FC \times h$$

Forma de aplicação:

1º passo:

- estabelecer uma demanda contratada para todos os clientes de cada faixa de consumo a partir do consumo total, do número de consumidores e do FC médio da tipologia dos clientes de cada faixa.
- a partir do consumo medido de cada cliente e do FC da tipologia da faixa de consumo a que ele pertence, define-se uma demanda máxima para o cliente.

A partir dessas duas demandas assim estabelecidas, define-se a Demanda Faturada com o seguinte critério:

- se $D_{m\acute{a}x} > D_{contratada} \rightarrow D_{fat} = D_{m\acute{a}x}$
- se $D_{m\acute{a}x} < D_{contratada} \rightarrow D_{fat} = D_{contratada}$

Como a $D_{m\acute{a}x}$ é calculada com o mesmo fator de carga, mas com o consumo do cliente, a única diferença está entre o consumo médio da faixa e o consumo do cliente específico. Ou seja, pode-se usar qualquer fator de carga que o faturamento de cada cliente será absolutamente o mesmo.

Deve-se ainda esclarecer nesse ponto que utilizar o FC da tipologia não chega à demanda máxima individual do cliente, ou seja, à demanda que seria medida, pois o FC individual é muito menor que o da tipologia. Mas não importa. Tanto a tarifa quanto a demanda nessa proposta são calculadas com o mesmo fator de carga, o que redundará na mesma fatura, independente do FC adotado.

Observa-se assim uma tautologia:

$$EUSD = D_{fat} \times TUSD_{R\$/kW}$$

$$D_{fat} = \frac{E}{FC \times h}$$

$$TUSD_{R\$/kW} = TUSD_{R\$/kWh} \times FC \times h$$

$$EUSD = \frac{E}{FC \times h} \times TUSD_{R\$/kWh} \times FC \times h$$

$$EUSD = E \times TUSD_{R\$/kWh}$$

Ou seja, é o mesmo faturamento exceto que, se o consumo do cliente for maior que o consumo médio da faixa, fatura-se o consumo do cliente, se for menor, fatura-se o consumo médio da faixa de consumo a que ele pertence.

Repetindo: na prática é um consumo mínimo por faixa de consumo, onde o consumo mínimo = consumo médio da faixa.

Os gráficos a seguir mostram a distribuição de frequência dos impactos e as faturas nessa proposta.

Os pontos em azul são as faturas dos clientes nessa proposta sem o ajuste redutor para compensar o aumento das faturas dos clientes com consumo abaixo do valor médio da faixa. Manteve-se esse faturamento para mostrar que é a mesma tarifa monômnia com o consumo mínimo por faixa de consumo. Os pontos verdes já contemplam as faturas com a tarifa ajustada.

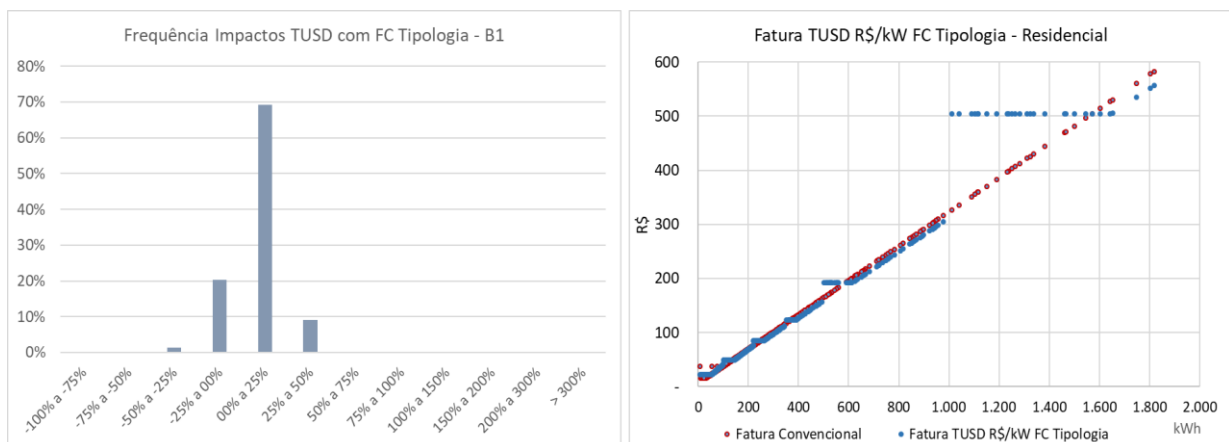


Gráfico 27 – Distribuição Frequência dos Impactos fatura cliente B1 com TUSD Fio B com FC Tipologia

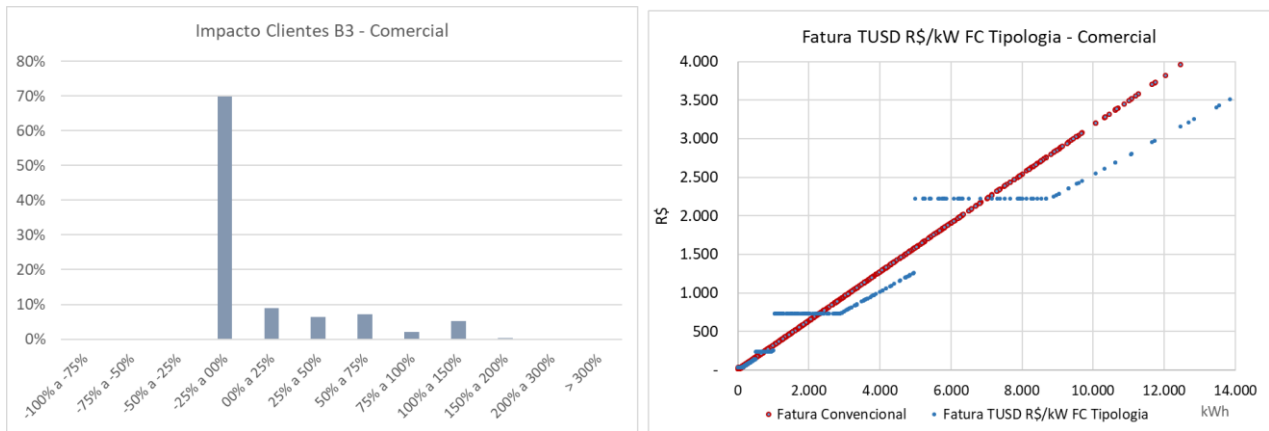


Gráfico 28 – Distribuição Frequência dos Impactos fatura de TUSD Fio B dos clientes B3 Comerciais com FC da Tipologia

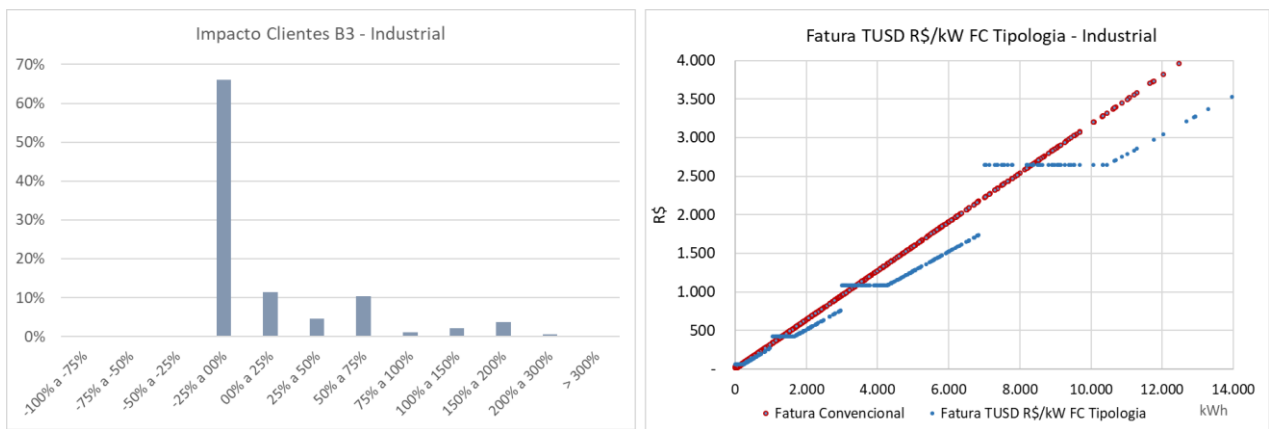


Gráfico 29 – Distribuição Frequência dos Impactos na fatura de TUSD Fio B dos clientes B3 Industriais com FC da Tipologia

Pode-se seguir o procedimento dessa proposta ou faturar diretamente os clientes em R\$/MWh, com pagamento do consumo mínimo por faixa, que se obterá o mesmo resultado. Mas não é adequado, não há nenhuma razão técnica para cobrar 309 kWh (consumo médio da faixa 220 a 500 kWh) de um cliente residencial da EFLSM com consumo de 221 kWh, e 310 kWh de um cliente que consome 310 kWh.

Essa proposta tem um seríssimo inconveniente que é dar um salto na fatura Fio do cliente ao mudar de faixa, 1 kWh a mais implica, em alguns casos, mais de 100% de aumento.

5. Tarifas adequadas para a Baixa Tensão

A melhor tarifa Fio para os clientes de baixa tensão da maioria das distribuidoras do setor elétrico brasileiro deve ser composta de uma parte fixa, para cobrir os custos com leitura, faturamento, arrecadação, cobrança, medição etc., ou seja, os custos comerciais, e várias partes em R\$/MWh, diferenciadas em postos tarifários, conforme o comportamento da rede de cada regional da distribuidora, e com sinal sazonal. É a Tarifa Branca ajustada. Essa é a melhor tarifa para os clientes BT do país, é muito mais moderna que a TUSD Fio em R\$/kW e demais modalidades propostas, mais eficaz no uso eficiente da rede e mais aderente ao custo dos clientes.

Qualidades:

- aderente aos custos de cada cliente, concorrendo de forma correta com as alternativas energéticas;
- dá sinalização adequada para o uso eficiente da rede;
- de entendimento mais fácil, mais estável – sem choques abruptos nas faturas dos consumidores.

Porém para a TUSD Branca ser eficaz, para os benefícios serem maiores que os custos, além de resolver os problemas de perda de receita das distribuidoras, essa tarifa deve ter **sinal regional** e maior liberdade de definição dos postos tarifários e aplicadas inicialmente aos mercados onde a economia de investimento esperada seja maior que o custo do equipamento, ampliando-se à medida que o preço do equipamento for reduzindo. **Exceção deve ser feita para áreas que tenham ou venham a ter medição inteligente**, pois não há razão para excluir clientes, mesmo de menor porte, se ele já estiver com medição avançada/remota.

Problemas e soluções:

- deve-se eliminar perdas de receita das distribuidoras.
- deve-se dar sinal horário adequado – aderente aos custos.
- se o custo da medição de uma tarifa diferenciada for maior que a economia de investimento esperada, a tarifa Convencional continua sendo a melhor opção. Essa análise deve ser feita por classe e faixa de consumo para definir sua forma de implantação.
- para isso deve-se aperfeiçoar a legislação, alterando a forma de considerar o mercado realizado no processo de construção da TUSD e dando maior liberdade para definição das modalidades tarifárias.

Essa maior liberdade significa poder:

- i. Definir um número de postos diferente de dois (AT) ou três (BT).

- ii. Estabelecer o número de horas²⁹ para cada posto tarifário mais adequado às características da rede de cada distribuidora.
- iii. Definir pela necessidade de considerar, ou não, em cada posto tarifário, os sábados e domingos/feriados.
- iv. Aplicar sinal diferente conforme o mês ou período sazonal³⁰ e nenhum sinal³¹ nos meses de carga baixa, ou seja, preços iguais nesses meses, dentre outros.

O sinal regional é fundamental na otimização da rede, pois todas as empresas têm regiões com horários de carregamento e comportamento de carga totalmente distintos, regiões inclusive sem necessidade de modulação da demanda. Veja que se está falando no momento apenas do "sinal horizontal", que depende somente de estudo mais detalhado do comportamento da rede, facilmente mapeado atualmente com apoio do BDGD, e, não, de nível tarifário.

Este é o caminho da modernização das tarifas do país. Realmente é um caminho árduo, de muito trabalho e estudo, não tem solução fácil nem simples. Vai exigir que as empresas aprofundem o conhecimento da sua rede. Vai exigir que o regulador tenha uma estrutura de pessoal bem maior, com tempo para analisar as diversas e distintas propostas tarifárias e conhecer também de forma profunda o extenso sistema elétrico brasileiro. Vai exigir do regulador uma nova regulação, menos engessada, e que calcule de forma mais precisa os custos dos clientes, substituindo o CTR por outro software que pelo menos calcule os custos separados em Urbano e Rural e em futuro próximo parta para o cálculo do custo locacional.

A implementação da Tarifa Branca aliviaria o carregamento das redes de baixa tensão, como também das redes de alta e média tensão que têm demanda máxima no posto tarifário de Ponta, pois estão compostas predominantemente por clientes BT.

Porém, além de resolver os problemas relativos ao mercado utilizado no processo de construção dessas tarifas, tratados mais à frente, deve-se "desengessar" a regulação para permitir corrigir distorções exemplificadas a seguir:

- O sinal econômico dado para os postos Ponta e Intermediário em geral precisa ser estendido aos sábados, domingos e feriados, pois, caso contrário, com a modulação dos clientes apenas nos dias úteis não haverá alívio nas redes de Baixa Tensão. A

²⁹Existem empresas com carga máxima durante o dia e com intervalo bem maior que 3 horas.

³⁰Em algumas empresas o período de demanda máxima é diferente conforme o mês e no mesmo patamar. Por exemplo, a demanda máxima no verão ocorre à tarde e no inverno no período tradicional de Ponta e com nível de demanda parecido exigindo redução de carga em horários distintos conforme a estação.

³¹Tem empresas, nas quais a carga de vários meses é muito inferior aos meses de carga máxima, não sendo necessário que o consumidor reduza sua demanda em posto algum nesse período.

maioria dos transformadores tem demanda máxima no sábado e domingo no mesmo patamar do dia útil, e isso se deve ao comportamento da classe residencial.

- Estabelecer o posto tarifário de Ponta da BT Urbana no intervalo horário mais adequado a esse nível de rede, podendo ser diferente em relação à MT e à AT, cujo horário de demanda máxima se desloca para mais cedo em relação à BT.
- Estabelecer o posto de Ponta da BT Rural no intervalo horário mais adequado a essa rede. O horário de demanda máxima da rede Rural ocorre mais cedo que o da rede Urbana.
- Calcular os custos, diferenciando os clientes atendidos por rede aérea e subterrânea, sendo que a rede aérea deve ser segregada em Rural e Urbana. Os custos do Rural (B2) são extremamente mais altos que o urbano e os custos da Iluminação Pública (B4) são muito parecidos com o residencial (B1). De forma que, construir tarifas para o subgrupo B2 iguais ao do B1 e B3 e, construir as tarifas do B4 iguais ao B1 com 55% de desconto, introduz-se grandes subsídios implícitos que vêm sendo arcados pelos demais clientes da própria área de concessão. E mais grave, ao calcular os Custos de Uso da Rede com a média dos custos unitários das redes Urbanas e Rurais aumentam-se os custos dos clientes MT, principalmente em distribuidoras com mercado rural de baixa tensão significativo, tornando tarifas do subgrupo A4 incoerentes entre empresas.

As Tarifas Fio em R\$/MWh, construídas nas condições elencadas, terão eficácia muito maior que a Tarifa Binômica, ou seja, que a TUSD Fio em R\$/kW, que a contratação de demanda via disjuntor e, principalmente, que o Preço Fixo.

A TUSD Fio R\$/MWh com diferenciação horária é mais aderente aos custos de uso da rede e incentiva os clientes a alterarem os seus hábitos de uso, de forma a reduzir a demanda máxima das redes. É importante frisar que a TUSD R\$/MWh indiretamente reduz a demanda de Ponta das redes, sem limitar por demais o uso de equipamentos e hábitos dos consumidores, permitindo o uso do chuveiro. Por exemplo, devido ao efeito da diversidade da carga, o cliente pode apenas reduzir o tempo do banho, sem deslocar da Ponta, que a demanda máxima da rede vai reduzir enormemente. Como também pode deslocar o chuveiro, como outros equipamentos, para o posto Fora de Ponta na maioria dos dias e falhar alguns dias que, mesmo assim, haverá redução significativa da demanda de Ponta da rede, pois os clientes, que ficaram impossibilitados ou que inadvertidamente não deslocaram o uso, não o farão todos no mesmo dia. Esse é um benefício do uso compartilhado e da diversidade da carga³².

³²Todas essas constatações vieram do projeto-piloto de tarifa diferenciada de Juiz de Fora da CEMIG, que aplicou tarifa Binômica.

Quanto à forma de implantação da Tarifa Branca, opcional, sem considerar nenhum mercado alocado a essa modalidade no momento da construção das tarifas (mercado do Ano Teste na Revisão) inevitavelmente trará perda de receita das distribuidoras. Assim a primeira questão a ser resolvida é essa.

Como se sabe, implantar uma modalidade diferenciada, no caso, com preços maiores na Ponta e Intermediário e preço menor Fora da Ponta, significa que pagarão menos os clientes que proporcionalmente têm maior consumo Fora da Ponta (clientes de maior porte) e pagarão mais os clientes que proporcionalmente têm maior consumo nos postos Ponta e Intermediário (clientes de menor porte).

Se a aplicação é opcional, se enquadrarão nessa modalidade os clientes com menor percentual de consumo na Ponta/Intermediário. Esses clientes devem enquadrar-se na nova modalidade, mas não devem alterar seu comportamento de forma a reduzir a carga máxima da rede, pois, conforme várias pesquisas de posse de equipamentos e hábitos de consumo, eles não estão dispostos a alterar seus hábitos por uma redução de fatura. Assim a aplicação a esse mercado deverá trazer poucos benefícios, mas apenas perda de receita para as distribuidoras.

Já a maioria absoluta dos clientes – de maior percentual de consumo na Ponta – não optará pela Tarifa Branca, porque pagará mais nessa modalidade, mas são esses os clientes que precisam ser incentivados a administrar melhor sua carga, são esses clientes de classe média que são mais sensíveis às variações de preço. Da forma como está, a tarifa opcional não vai atingir os clientes que precisa atingir e não vai alcançar seus objetivos.

O regulador argumenta que a Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, estabeleceu, em seu art. 6º, inciso II, que a liberdade de escolha é um direito básico do consumidor, dado que no CAPÍTULO III dos Direitos Básicos do Consumidor tem-se:

[...] II - a educação e divulgação sobre o consumo adequado dos produtos e serviços, asseguradas a liberdade de escolha e a igualdade nas contratações;

Entende-se que a interpretação dessa forma não se coaduna com a realidade, pois até recentemente os consumidores só tinham uma única opção, a TUSD Convencional com único preço em R\$/MWh, o que pressupõe que também poderia haver uma única opção em R\$/MWh com preços diferenciados por posto tarifário. Na alta tensão o cliente também só pode optar pela tarifa Azul. Além disso, na Média tensão, os clientes com determinada demanda não podiam optar pela tarifa Convencional, apenas a Azul e Verde, ou seja, restringia-se uma opção a determinados consumidores.

Assim, se for dada essa interpretação, a regulação estaria contra a lei ao dar apenas uma opção para os clientes de alta tensão.

Além disso, a Tarifa Branca não pode ser aplicada aos mercados em que a economia de investimento, advinda da expectativa de redução de demanda máxima da rede, for menor que o custo do equipamento. Pelos estudos e premissas deste projeto de P&D, ainda não é viável a implantação dessa modalidade para os clientes com consumo inferior a 300 kWh, pois o custo do equipamento é maior que a postergação de investimentos com a redução de demanda esperada na rede.

A implantação da Tarifa Branca precisa ser gradual, por faixas de consumo, de forma obrigatória, ampliando-se as faixas à medida que o custo do equipamento for reduzindo, fazendo exceção aos clientes atendidos por medição inteligente, que seriam todos enquadrados nas tarifas diferenciadas.

A seguir apresentam-se os impactos nas faturas dos clientes com a aplicação da TUSD Branca.

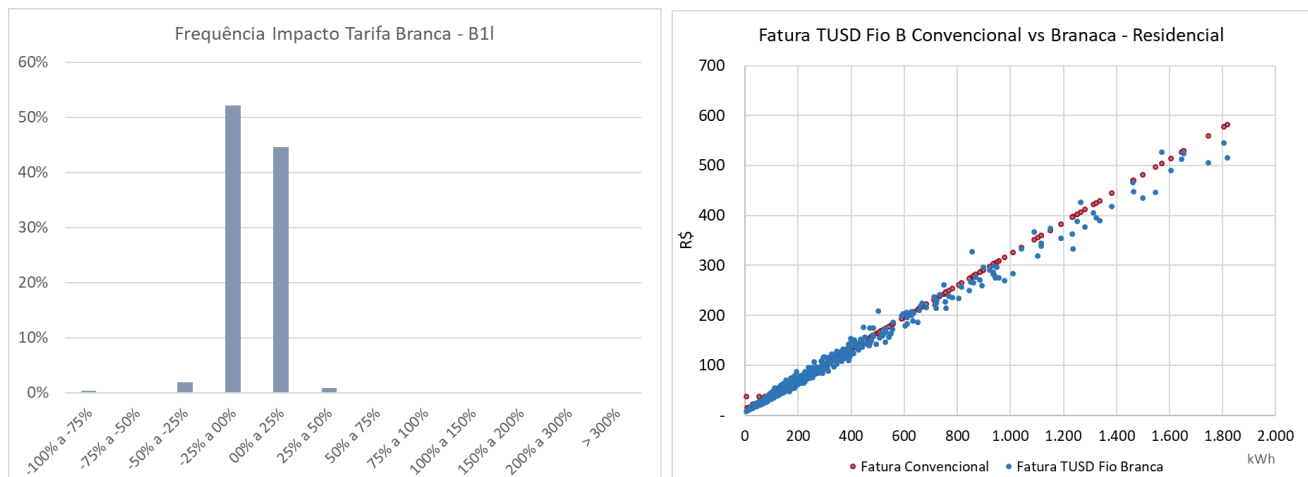


Gráfico 30 – Impactos na fatura do cliente B1 com TUSD Fio Branca

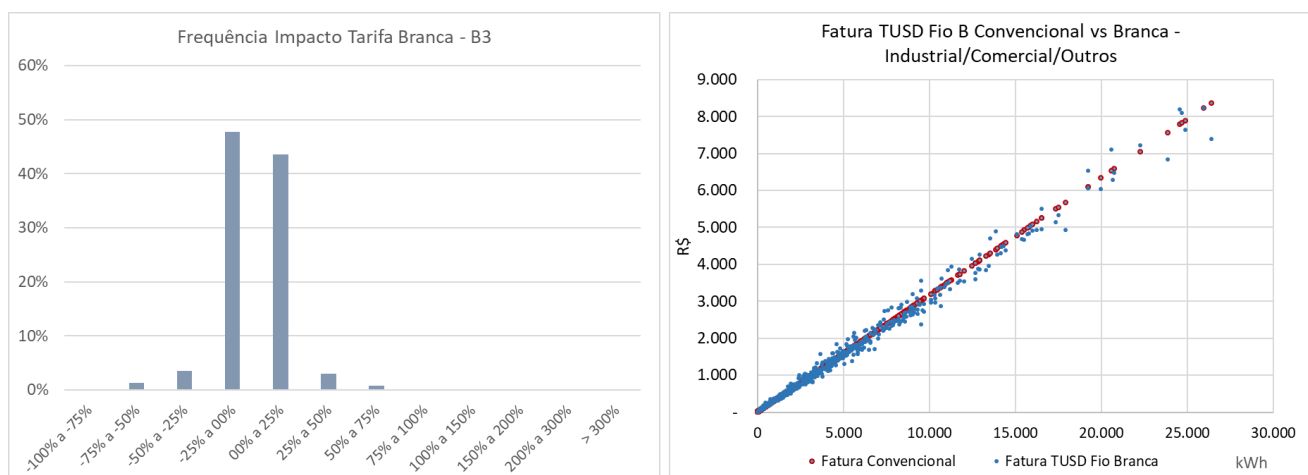


Gráfico 31 – Impactos na fatura do cliente B3 com TUSD Fio na Tarifa Branca

Os gráficos à esquerda mostram a distribuição de frequência dos impactos com a implantação da Tarifa Branca, que são bem menores que na TUSD R\$/kW e na aplicação de Preço Fixo pelo uso da rede, e com uma grande diferença: as alterações aproximam as faturas dos custos.

Os gráficos à direita mostram as faturas na tarifa Convencional atual – pontos vermelhos e na Tarifa Branca – pontos azuis. Observa-se que, à medida que se aumenta o consumo, as faturas com a tarifa Branca vão gradativamente se colocando abaixo das faturas com a tarifa Convencional.

Classe	Faixa	Faixa	Impacto Geral %	Clientes com REDUÇÃO		Clientes com AUMENTO	
				% Clientes	Impacto %	% Clientes	Impacto %
RESIDENCIAL	FX1	< 100 kWh	1%	53%	-5%	47%	8%
RESIDENCIAL	FX2	101 a 220 kWh	0%	54%	-6%	46%	8%
RESIDENCIAL	FX3	221 a 350 kWh	-1%	60%	-6%	40%	6%
RESIDENCIAL	FX4	351 a 500 kWh	-1%	60%	-7%	40%	6%
RESIDENCIAL	FX5	501 a 1000 kWh	-4%	77%	-6%	23%	4%
RESIDENCIAL	FX6	> 1000 kWh	-5%	91%	-6%	9%	4%
RESIDENCIAL			0%	54%	-6%	46%	7%
COMERCIAL	FX1	< 500 kWh	4%	49%	-5%	51%	11%
COMERCIAL	FX2	501 a 1000 kWh	0%	57%	-5%	43%	7%
COMERCIAL	FX3	1001 a 5000 kW	-1%	66%	-4%	34%	6%
COMERCIAL	FX4	> 5000 kWh	-1%	72%	-5%	28%	8%
COMERCIAL			1%	51%	-5%	49%	9%
INDUSTRIAL	FX1	< 500 kWh	-2%	62%	-8%	38%	8%
INDUSTRIAL	FX2	501 a 1000 kWh	-2%	73%	-7%	27%	8%
INDUSTRIAL	FX3	1001 a 5000 kW	-2%	73%	-7%	27%	8%
INDUSTRIAL	FX4	> 5000 kWh	-3%	77%	-6%	23%	5%
INDUSTRIAL			-2%	64%	-7%	36%	7%
SERVIÇO PÚBLICO	FX1	< 500 kWh	-4%	72%	-9%	28%	8%
SERVIÇO PÚBLICO	FX2	501 a 1000 kWh	-3%	63%	-6%	37%	4%
SERVIÇO PÚBLICO	FX3	1001 a 5000 kW	-2%	67%	-4%	33%	2%
SERVIÇO PÚBLICO	FX4	> 5000 kWh	-4%	85%	-5%	15%	2%
SERVIÇO PÚBLICO			-3%	71%	-6%	29%	4%
RURAL	FX1	< 500 kWh	4%	39%	-6%	61%	11%
RURAL	FX2	501 a 1000 kWh	1%	43%	-7%	57%	7%
RURAL	FX3	1001 a 5000 kW	-3%	59%	-8%	41%	7%
RURAL	FX4	> 5000 kWh	-5%	73%	-9%	27%	7%
RURAL			0%	41%	-7%	59%	9%
BT TOTAL			0%	53%	-6%	47%	8%

Tabela 8 – Impacto nas faturas com TUSD Fio B Branca

CAPÍTULO III – METODOLOGIA ATUAL DE CÁLCULO DO CUSTO HORÁRIO DE USO DA REDE – PROBLEMAS E SOLUÇÕES

1. Base Conceitual

Os Custos de Uso da Rede estão relacionados a dois fatores fundamentais:

- a) A contribuição de demanda do cliente na carga máxima da rede, responsável pela sua expansão, também denominada de demanda coincidente ou *Coincident Peak*.
- b) O ponto de conexão do cliente na rede.

Além disso, os custos variam com o tipo de rede – aérea, subterrânea, rede nua ou protegida, monofásico ou polifásico, tipo de poste, dentre outros.

Como já colocado no Capítulo II, o planejamento da expansão da rede de distribuição é feito a partir da projeção da demanda máxima das redes e subestações. É o aumento da demanda máxima que determina a sua expansão. Logo os custos de expansão da rede são calculados em R\$/kW. Da mesma forma, os Custos de Uso da Rede são calculados em R\$/kW.

As tarifas Fio poderiam ser em R\$/kW, mas aplicadas sobre a contribuição do cliente na formação da demanda máxima das redes, porém as tarifas são aplicadas sobre a demanda máxima mensal do cliente, pois não é possível determinar para cada cliente especificamente a demanda que este agregou mensalmente à carga máxima das redes envolvidas no seu atendimento.

Assim a metodologia de cálculo do Custo de Uso da Rede pelos diversos usuários deve buscar incorporar as diferenças entre a sua demanda máxima mensal, registrada no medidor do cliente, e a sua efetiva contribuição na formação da demanda máxima das redes, desde o seu ponto de conexão e em todos os segmentos do sistema comprometidos como o seu fornecimento, normalmente redes à montante.

Como exaustivamente demonstrado no Capítulo II, a metodologia atual de cálculo do Custo de Uso da Rede foi desenvolvida há décadas a partir desse conceito: contribuição do cliente na formação da demanda máxima das redes.

Para se chegar à contribuição de cada cliente na formação da demanda máxima das redes, deve-se considerar o Fator de Coincidência, ou fator de contribuição à ponta, as perdas acumuladas de potência (desde o nível de conexão do cliente até cada nível à montante) e a proporção de fluxo que transita em cada segmento de rede envolvido no seu atendimento.

Além disso, observam-se os diferentes comportamentos dos vários elementos da rede e não apenas da carga total de cada nível de tensão, identificando a hora de sua ocorrência, o que

leva à necessidade de considerar mais um parâmetro: probabilidade de associação de cada tipo de cliente a cada tipo de rede com carga máxima em horas distintas.

Além de Houthakker que, já em 1951, abordava o fato de as redes terem demandas máximas em diferentes horários, LAZAR, J., em *Use Great Caution in Design of Residential Demand Charges. Natural Gas & Electricity*, de 2016, coloca:

"The customer's individual peak was used as a proxy for that customer's contribution to system capacity costs. Demand charges were implemented in this way even though customers' individual demands did not coincide with the peak system demand, or more accurately, with the coincident peak for the individual components of the system involved, each of which may have peaks different from the system peak."

"A demanda máxima do consumidor é uma aproximação para sua contribuição aos custos de capacidade do sistema. As cobranças pela demanda foram implementadas dessa forma, embora as demandas individuais dos clientes não coincidam com a carga máxima do sistema, mais precisamente com a carga máxima dos elementos de rede envolvidos, cada qual com horários de carga máxima distintos da hora de carga máxima do sistema."

Apesar de se encontrar na literatura a base conceitual dos custos devidos pelos clientes, qual seja, a sua contribuição na demanda máxima dos elementos de redes envolvidos no seu atendimento, não se encontra o detalhamento de uma metodologia, da formulação e aplicação desse entendimento.

O produto final deste projeto de P&D, um livro e seus anexos, tratará de cumprir essa missão, detalhando a metodologia empregada no Brasil, com suas necessárias correções e implementações, além de apresentar uma nova metodologia que alia os dois vetores do custo: a contribuição à demanda máxima das redes e o ponto de localização do usuário.

2. A metodologia de Cálculo dos Custos Horários de Uso da Rede de Distribuição

Os custos das redes estão vinculados à capacidade para atender a sua demanda máxima. É o aumento da demanda máxima transitada pelas redes que impõe necessidade de investimentos em expansão – Custo Marginal de Longo Prazo.

Existem redes com demanda máxima em horas distintas, às 18h e às 20h, por exemplo, e redes com demanda máxima fora desse horário. Ou seja, a distribuidora investe para expandir redes com demanda máxima às 18h, às 20h, às 23h, como também para expandir redes com demanda máxima às 10h, às 14h, às 16h etc.

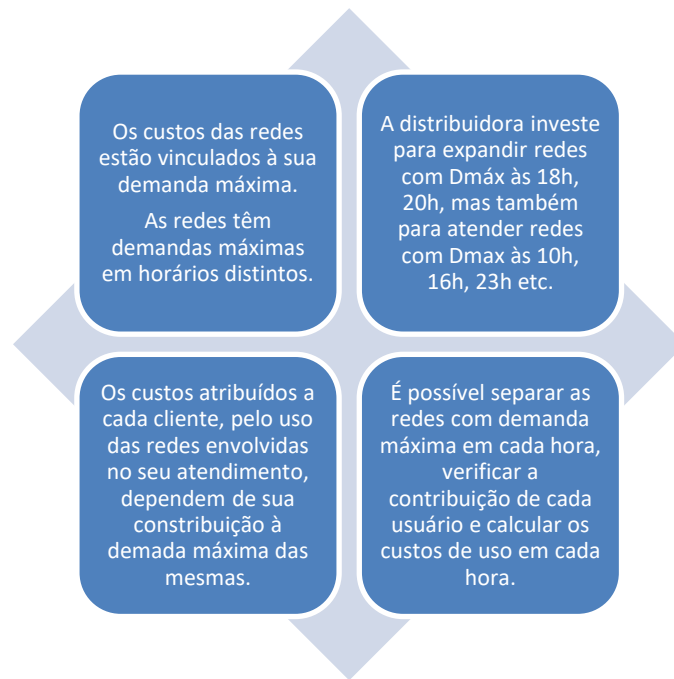


Figura 1 – Custos de Uso da Rede

É possível levantar o comportamento da carga das redes, verificar os horários de demanda máxima e, a partir da contribuição dos diversos tipos de clientes na demanda máxima dessas distintas redes, calcular o custo de uso em cada hora e em cada posto tarifário.

O cálculo dos Custos de Uso da Rede de Distribuição consiste em determinar quais os acréscimos no fluxo máximo de todas as redes envolvidas no atendimento de um determinado tipo de cliente, quando este se conectar ou aumentar sua carga.

$$\text{Custo de Uso da Rede na hora } h \text{ por determinado cliente} = \sum \text{Acréscimo de fluxo nos elementos de rede com } D_{máx} \text{ na hora } h \times \text{Custo de expansão do elemento de rede com } D_{máx} \text{ na hora } h$$

Figura 2– Custos de Uso da Rede na hora h

O somatório do produto desses acréscimos de fluxo em cada elemento de rede pelo seu respectivo custo será **o custo atribuível a cada cliente** pelo uso das redes com demanda máxima em determinada hora h .

Após calcular os Custos de Uso da Rede em cada hora h , faz-se, então, a avaliação dos períodos com custos distintos de forma a estabelecer os postos tarifários. Com alguma experiência, os postos tarifários podem também ser estabelecidos *a priori*, a partir de uma análise minuciosa do comportamento de carga anual das redes.

Por simplificação, a metodologia vigente agrupa os elementos de rede nos seguintes "segmentos de sistema":

- i. Rede A2 (88 a 138 kV) – Alta Tensão
- ii. Rede A3 (69 kV) – Alta Tensão
- iii. Redes MT (>2,3 kV até 44 kV) – Média Tensão
- iv. Redes BT Urbana – Baixa Tensão

A demanda máxima mensal individual do cliente é bem diferente da sua demanda que participa do fluxo máximo que transita nas redes, ou seja, da sua contribuição à demanda máxima da rede, ou sua demanda coincidente.

Assim a metodologia deve contemplar a relação entre essa demanda máxima mensal (faturável) e o acréscimo de fluxo anual nas redes, sendo que os custos de expansão das redes são calculados com este último:

- i. Deve-se levar em consideração que a demanda máxima mensal do cliente não ocorre necessariamente no mesmo horário da demanda máxima das redes (responsável pelo acréscimo de custo). Ou seja, ao faturar 1 kW de demanda máxima mensal do cliente pode-se não estar incorrendo em um acréscimo de 1 kW na demanda máxima anual das redes. Deve-se, então, considerar o Fator de Coincidência, o que requer o conhecimento da forma das curvas de carga dos clientes e das horas de carga máxima anual das redes. Existem várias formas de curvas de carga de redes, cada qual com um horário de demanda máxima. Um cliente, conforme sua curva de carga, tem uma maior ou menor contribuição na demanda máxima de cada tipo de rede.
- ii. É necessário considerar a probabilidade de cada cliente estar associado a cada tipo de rede, com demanda máxima em hora específica. Cada cliente, conforme sua curva de carga e a curva de carga de cada rede envolvida no seu atendimento, tem maior ou menor chance de associação. Quanto mais a curva de carga do cliente for parecida com a curva de carga de um tipo de rede, maior a sua probabilidade de estar associado a esta, e vice-versa.
- iii. Deve-se também levar em consideração as perdas acumuladas de potência no sistema de distribuição, pois existe uma diferença entre a demanda máxima medida no cliente e a potência que está transitando nas redes à montante de seu ponto de conexão, que é maior devido à existência de perdas técnicas de potência, desde seu ponto de conexão até cada rede envolvida no seu atendimento.
- iv. Outra consideração importante é a configuração ou topologia da rede: quando 1 kW é solicitado em um determinado nível de tensão não necessariamente transitará 1 kW em todos níveis de tensão à montante, pois o sistema não é totalmente radial. Nesse caso deve-se agregar os custos desde o 138 kV até o seu nível de atendimento, levando-se em consideração a distribuição de fluxo no sistema quando se solicita uma

carga nesse nível. Assim deve-se considerar uma proporção de fluxo, calculada com base em um diagrama unifilar simplificado do sistema de distribuição.

Existe mais de um tipo de curva de carga de cliente, havendo, portanto, Custos de Uso da Rede de Distribuição diferentes. Conhecendo os custos dos vários clientes tipo é que se torna possível construir as diversas modalidades tarifárias.

Para se conhecer o custo de cada cliente em cada posto tarifário, é preciso saber quais redes ele utiliza. Cada cliente, em especial um cliente novo, pode estar ligado a qualquer rede, com maior ou menor chance. Em tensões de distribuição o número de clientes é grande, bem como o número de redes, de forma que nessa metodologia o cálculo é feito de forma probabilística para um número reduzido (agrupado) de clientes e de redes, da seguinte forma:

- a) Definem-se os tipos característicos de redes.
- b) Definem-se os tipos característicos de consumidores.
- c) Calcula-se a probabilidade de cada cliente tipo estar associado a cada uma dessas redes tipo.

Assim o Custo de Uso da Rede de Distribuição – CURD atribuído a cada cliente j , em cada hora h de demanda máxima de cada segmento ou agrupamento de sistema k envolvido no seu atendimento, é dado por:

$$CURD_{j,h}^k = CME_x^k \times \phi^{(k0,k)} \times (1 + fpp_h^{(k0 \rightarrow k)}) \times \pi_{j,h}^k \times P_{j,h}$$

$\phi^{(k0,k)}$ = índice de fluxo que transita em cada segmento de sistema k , quando 1 kW é solicitado na rede $k0$, na qual o cliente está conectado

$P_{j,h}$ = Fator de Coincidência - demanda do cliente tipo j na hora h dividida pela sua demanda máxima

$\pi_{j,h}^k$ = Probabilidade de o cliente marginal de um dado tipo j associar-se a uma rede tipo do segmento de sistema k , cuja demanda máxima ocorre no horário h

$fpp_h^{(k0 \rightarrow k)}$ = Perdas acumuladas de potência desde a rede de conexão do cliente, $k0$, até cada segmento de sistema k , na hora h

CME_x^k = Custo Marginal de Expansão ou Custo Marginal de Longo Prazo – CMgLP

Cada cliente utiliza a rede à qual está conectado e todas as redes a montante (normalmente tensões superiores) do seu ponto de conexão. Assim o custo total de capacidade de um determinado cliente em cada hora será a soma dos custos de sua responsabilidade em cada segmento de sistema envolvido no seu atendimento.

- i. Cliente do subgrupo A2: custo de uso das redes 88 kV a 138 kV

- ii. Clientes do Subgrupo A3: custo de uso das redes de 69 kV até as redes de 88 kV a 138 kV
- iii. Clientes dos Subgrupos A3a e A4: custo de uso das redes MT (>2,3 kV até 44 kV) até as redes de 88 kV a 138 kV
- iv. Clientes do Grupo B: custo de uso das redes BT até a rede de 88 kV a 138 kV

Para calcular os Custos de Uso da Rede de Distribuição de responsabilidade de cada tipo de cliente primeiramente é necessário calcular os custos da expansão de cada segmento de sistema. Isso pode ser feito pelas metodologias das Leis de Quantidades de Obras – LQO ou pelo CIMLP – Custo Incremental Médio de Longo prazo, como se fazia anteriormente, ou ainda, usando o Custo Médio de Longo Prazo – CMeLP como uma *proxy* para o Custo Marginal de Expansão – CMEx, que é o que se está fazendo atualmente, devido às inúmeras dificuldades no cálculo das LQO e do CIMLP.

Ao se definir, *a priori*, os postos tarifários, a formulação é adaptada, ficando da seguinte forma:

$$CURD_{j,u} = \sum_{k=k_0}^{A2} CURD_{j,u}^k$$

$CURD_{j,u}$ = Custo total de Uso da Rede de Distribuição, no posto tarifário u , devido por cada tipo de cliente j

$CURD_{j,u}^k$ = Custo de Uso da Rede de cada segmento de sistema k , no posto tarifário u , devido por cada cliente j

Sendo que:

$$CURD_{j,u}^k = CMEx^k \times \phi^{(k_0,k)} \times RP_{j,u}^k$$

$CMEx^k$ = Custo Marginal de Expansão da rede de cada segmento de sistema k

$RP_{j,u}^k$ = Responsabilidade de Potência de cada tipo de cliente j , em cada posto tarifário u , de cada segmento de sistema k

$\phi^{(k_0,k)}$ = índice de fluxo que transita em cada segmento de sistema k quando 1 kW é solicitado na rede à qual o cliente está conectado, k_0

A Responsabilidade de Potência leva em consideração os Fatores de Coincidência do cliente em cada hora h de demanda máxima das redes, bem como as probabilidades de o cliente tipo associar-se a cada rede tipo com demanda máxima na hora h . É o somatório dos produtos desses Fatores de Coincidência pelas respectivas Probabilidades de Associação às redes com demanda máxima em cada hora do posto tarifário, acrescido de perdas.

$$RP_{j,u}^k = (1 + fpp_u^{(k0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in u} \pi_{j,h}^k \times P_{j,h}^u$$

$P_{j,h}^u$ = Fator de Coincidência – demanda do cliente tipo j na hora h dividida pela sua demanda máxima do posto tarifário u

$\pi_{j,h}^k$ = Probabilidade de o cliente marginal de um dado tipo j associar-se a uma rede tipo do agrupamento de rede k , cuja demanda máxima ocorre no horário h

$fpp_u^{(k0 \rightarrow k)}$ = Perdas acumuladas de potência desde a rede de conexão do cliente, $k0$, até cada segmento de sistema k no posto tarifário u

A soma das Probabilidade de Associação de um cliente a todas as redes tipo de um segmento de sistema, independentemente do seu horário de demanda máxima, é igual à unidade. Essa variável tem o papel de dividir os custos nos postos tarifários.

Observa-se que, definidos os postos tarifários, os custos do cliente devem estar relacionados à demanda máxima de cada posto. O custo total da rede passa a ser recuperado pela soma do faturamento de cada posto tarifário, feito com a demanda máxima do cliente em cada posto. Assim, ao calcular os custos por postos tarifários, o Fator de Coincidência passa a ser a relação entre a demanda do cliente na hora h de demanda máxima da rede dividida pela demanda máxima do cliente no posto tarifário u .

Sendo, por exemplo, dois os postos tarifários definidos como Ponta e Fora de Ponta, tem-se:

$$CURD_{j,P} = \sum_{k=k0}^{A2} CURD_{j,P}^k$$

$$CURD_{j,FP} = \sum_{k=k0}^{A2} CURD_{j,FP}^k$$

$CURD_{j,P}$ = Custo total de Uso da Rede de Distribuição no posto Ponta devido por cada cliente j

$CURD_{j,FP}$ = Custo total de Uso da Rede de Distribuição no posto Fora de Ponta devido por cada cliente j

$CURD_{i,P}^k$ = Custo de Uso da Rede no posto Ponta, no segmento de sistema k , devido por cada cliente j

$CURD_{i,FP}^k$ = Custo de Uso da Rede no posto Fora de Ponta, no segmento de sistema k , devido por cada cliente j

Onde o Custo de Uso da Rede de cada segmento de sistema k , de cada posto tarifário, será:

$$CURD_{j,P}^k = CME x^k \times \phi^{(k0,k)} \times RP_{j,P}^k$$

$$CURD_{j,FP}^k = CME x^k \times \phi^{(k0,k)} \times RP_{j,FP}^k$$

$CME x^k$ = Custo de expansão da rede de cada segmento de sistema k

$RP_{j,u}^k$ = Responsabilidade de Potência de cada tipo de cliente j , no posto tarifário u , em cada segmento de sistema k

$\phi^{(k0,k)}$ = Índice de fluxo que transita em cada segmento de sistema k , quando 1 kW é solicitado na rede $k0$ à qual o cliente está conectado

E a responsabilidade de potência de cada posto tarifário poderá ser assim escrita:

$$RP_{j,P}^k = (1 + fpp_P^{(k0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in P} \pi_{j,h}^k \times P_{j,h}^P$$

$$RP_{j,FP}^k = (1 + fpp_{FP}^{(k0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in FP} \pi_{j,h}^k \times P_{j,h}^{FP}$$

$P_{j,h}^P$ = Fator de Coincidência – demanda do cliente tipo j , na hora h , pertencente ao posto tarifário Ponta, dividida pela sua demanda máxima do posto Ponta

$P_{j,h}^{FP}$ = Fator de Coincidência – demanda do cliente tipo j , na hora h , pertencente ao posto Fora de Ponta, dividida pela sua demanda máxima do posto Fora de Ponta

$\pi_{j,h}^k$ = Probabilidade de o cliente marginal de um dado tipo j associar-se a uma rede tipo do agrupamento de rede k , cuja demanda máxima ocorre no horário h

$fpp_P^{(k0 \rightarrow k)}$ = Perdas acumuladas de potência desde a rede de conexão do cliente, $k0$, até cada segmento de sistema k , no posto Ponta

$fpp_{FP}^{(k0 \rightarrow k)}$ = Perdas acumuladas de potência desde a rede de conexão do cliente, $k0$, até cada segmento de sistema k , no posto Fora de Ponta

2.1. Fator de Contribuição à Demanda Máxima das Redes

A contribuição do cliente na formação da demanda máxima das redes é diferente conforme a sua curva de carga e conforme a curva de carga das redes. No gráfico a seguir encontra-se um exemplo de duas redes BT atendendo quatro clientes BT: 2 (dois) clientes residenciais e 2 (dois) clientes comerciais.

O Trafo 1 – Gráfico 1 é tipicamente residencial, isto é, a maioria de seus clientes é dessa classe. A hora de demanda máxima é 20h. As curvas de carga estão divididas pela demanda máxima – Por Unidade (P.U.) da Demanda Máxima.

Percebe-se que a demanda coincidente com a demanda máxima do Trafo 1 do cliente Residencial A (consumo inferior a 220 kWh) é 27% de sua demanda máxima (faturável). Já o cliente Residencial B (500 a 1000 kWh) contribui com quase 72% de sua demanda máxima na formação da demanda máxima do Trafo 1.

Por sua vez, o cliente Comercial A, com consumo inferior a 500 kWh, contribui com 10% de sua demanda máxima na formação da demanda máxima dessa rede, enquanto o cliente Comercial B, com consumo superior a 5.000 kWh, contribui com 69%.

Como as curvas dos clientes estão por unidade da demanda máxima, os valores horários são os próprios Fatores de Coincidência ou fator de Contribuição à Ponta.

No gráfico 2 tem-se o Trafo 2 com os mesmos tipos de clientes associados.

O Trafo 2 tem maior participação de Clientes do Subgrupo B3, e sua demanda máxima ocorre às 16h.

O cliente residencial A contribui para formação da demanda máxima do Trafo 2 com 16% de sua demanda máxima, enquanto o cliente Residencial B contribui com 52%.

Tanto o cliente Comercial A quanto o cliente Comercial B contribuem com mais de 93% de sua demanda máxima na formação da carga máxima do Trafo Tipo 2. Isso é natural tendo em vista a maior semelhança entre a rede e esses clientes.

De outra forma, um cliente marginal do tipo Residencial A imporá um acréscimo de 0,27 kW nas redes com demanda máxima às 20h e 0,16 kW nas redes com demanda máxima às 16h. Por sua vez, um cliente do tipo Comercial Tipo B imporá um acréscimo de 0,69 kW nas redes com demanda máxima às 20h e 0,93 kW nas redes com demanda máxima às 16h. Segue-se o mesmo raciocínio para os demais clientes tipo.

Assim, como o cliente é faturado pela sua demanda máxima, deve-se multiplicar o custo de expansão das redes em R\$/kW (demanda máxima da rede) pelo seu Fator de Coincidência - P_h , ou seja, pela sua parcela de contribuição na demanda máxima de cada rede tipo.

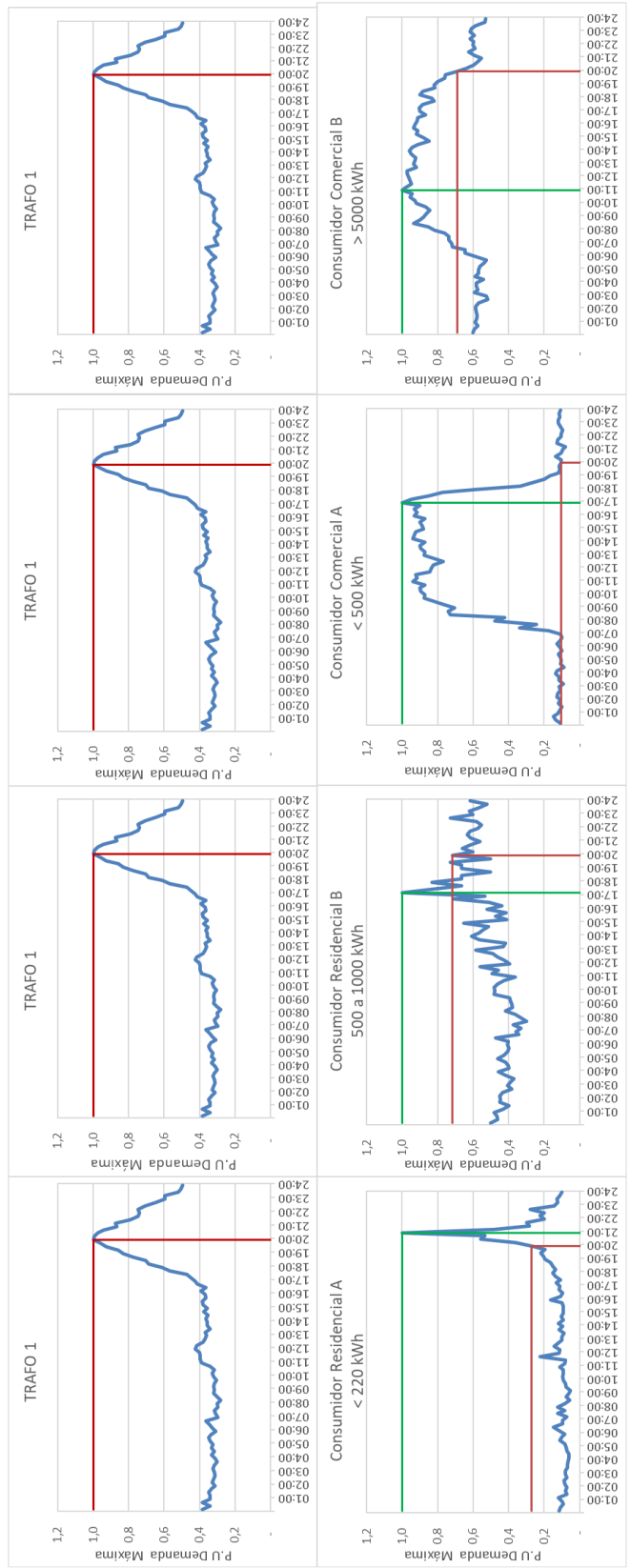


Gráfico 1 – Fatores de Coincidência Trafo 1

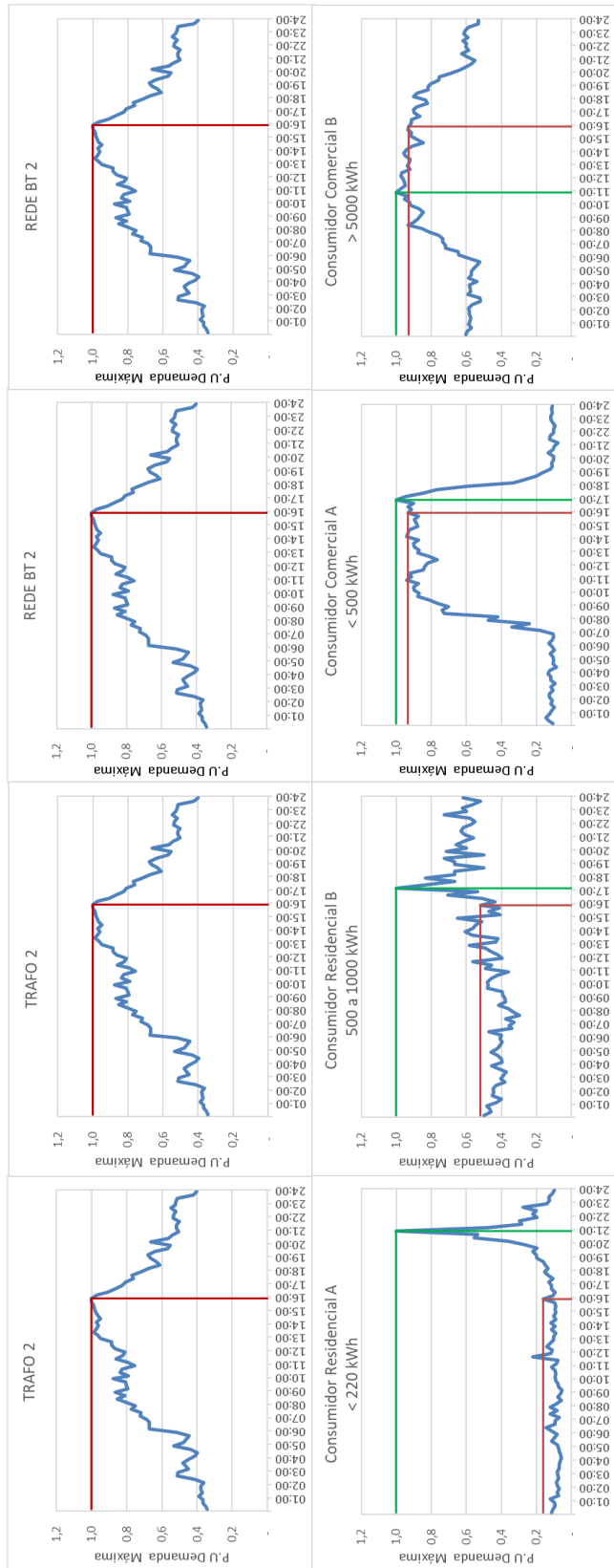


Gráfico 2 – Fator de Coincidência Trafo 2

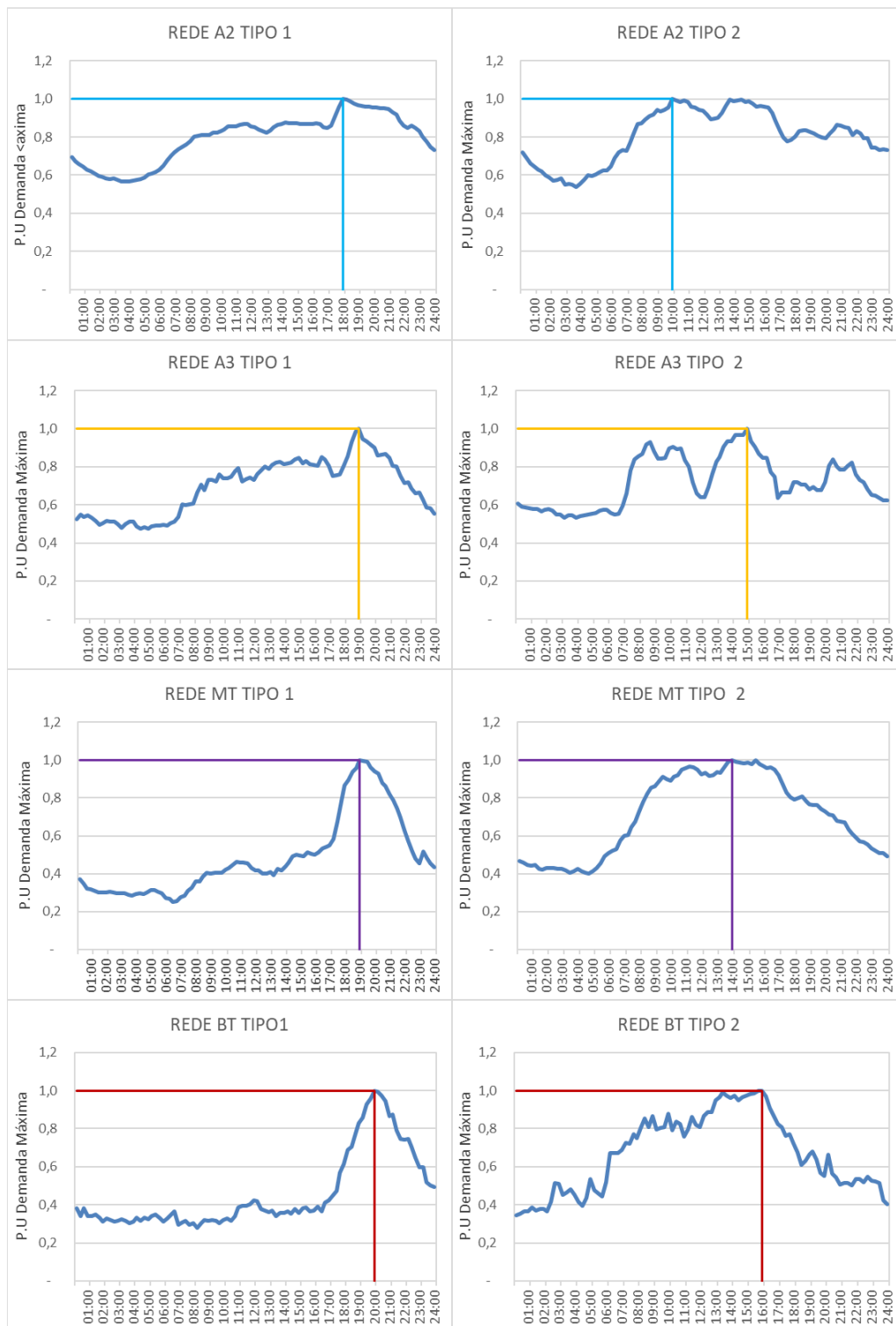


Gráfico 3 – Redes Tipo

Relembra-se que os custos de atender um cliente na baixa tensão são os custos marginais acumulados desde as redes de 88 kV a 138 kV até a baixa tensão. Cada segmento de sistema tem um comportamento de carga diferente, com seus tipos de curvas específicos, com suas respectivas horas de demanda máxima, conforme exemplo dos gráficos 3 a 5.

Como cada rede tipo de cada nível de tensão tem carga máxima em horários distintos, o Fator de Coincidência de cada cliente tipo em cada uma dessas redes também é diferente. Ou seja, um mesmo cliente impacta de forma diferenciada cada rede tipo de cada um dos segmentos de sistema envolvidos no seu atendimento.



Gráfico 4 – Fator de Coincidência em todos os níveis à montante Redes Tipo 1

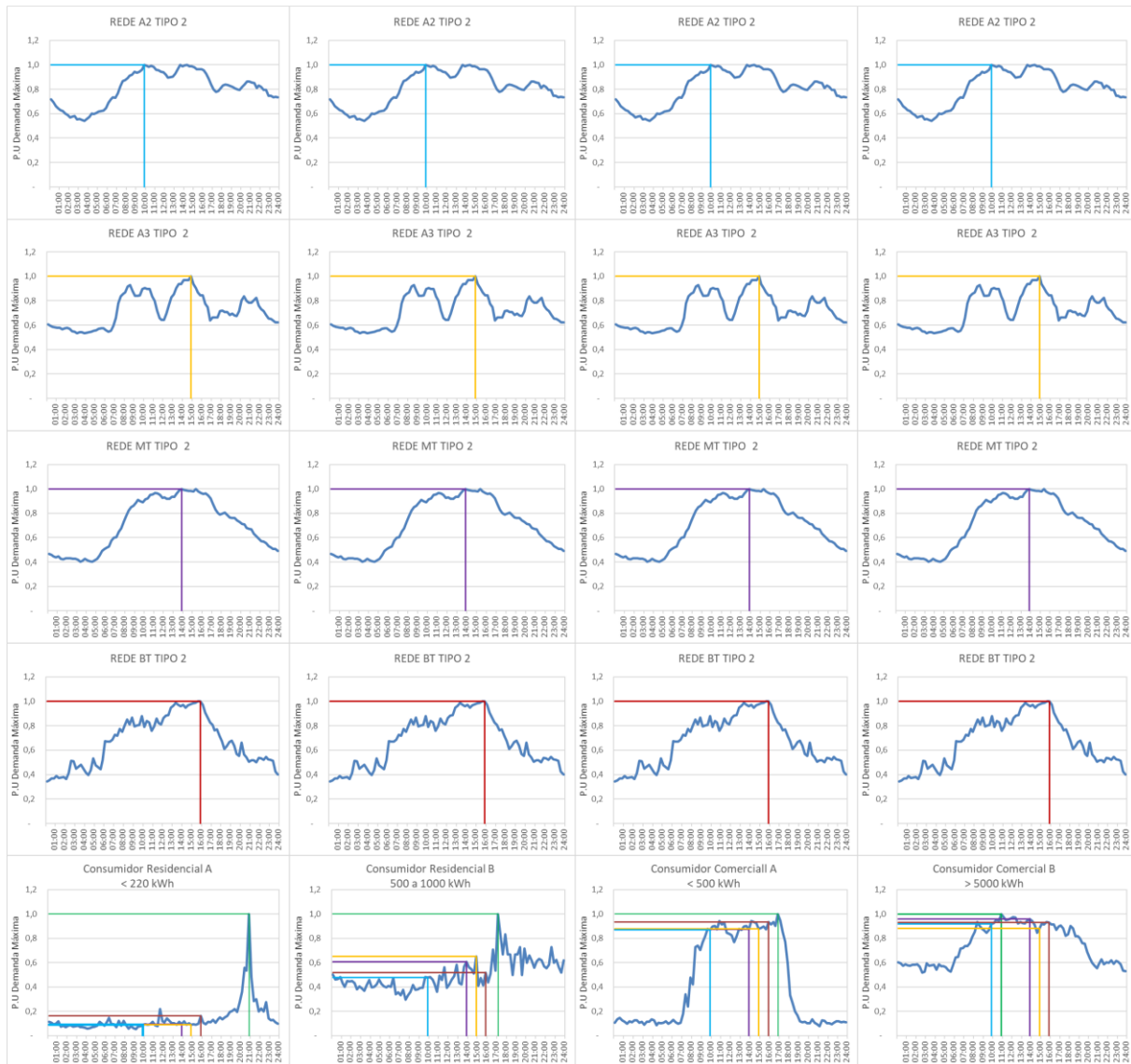


Gráfico 5 – Fator de Coincidência em todos os níveis à montante Redes Tipo 2

2.2. Probabilidades de Associação

Não basta levar em consideração somente o Fator de Coincidência, pois no exemplo anterior percebe-se, pela forma da curva carga das redes e clientes, que o Trafo Tipo 1 tem mais clientes residenciais, enquanto o Trafo Tipo 2 tem mais clientes comerciais/industriais, principalmente do Tipo B, de sorte que a probabilidade de cada cliente estar associado a cada tipo de rede é muito diferente.

A contribuição de um cliente na demanda máxima de cada tipo rede depende de o cliente estar ou não associado às mesmas, depende, a rigor, da chance de cada tipo de cliente estar associado a cada tipo de rede, que, por sua vez, depende da participação de cada cliente tipo em cada rede tipo, ou seja, da composição das redes.

Assim a Probabilidade de Associação é a probabilidade do cliente marginal de um dado tipo j associar-se a uma rede tipo do segmento de sistema k , cuja carga máxima ocorre na hora h , definida pela seguinte expressão:

$$\pi_{j,h}^k = \frac{E_{j,h}^k}{E_j^k}$$

E_j^k = participação do cliente tipo j na energia total transitando pelo segmento de sistema k

$E_{j,h}^k$ = percentual de energia do cliente tipo j recebida através de redes do segmento de sistema k , com demanda máxima na hora h

A fórmula acima também pode assim ser reescrita:

$$\pi_{j,h}^k = \frac{\sum_{h=t} \alpha_h^k \times \beta_{j,h}^k}{\sum_{h=T} \alpha_h^k \times \beta_{j,h}^k}$$

onde:

α_h^k = participação das redes tipo, com demanda máxima na hora h , na energia que transita no segmento de sistema k

$\beta_{j,h}^k$ = parte da energia que transita em cada rede tipo com demanda máxima na hora h , destinada ao atendimento de determinado consumidor tipo j

t = hora para a qual se deseja calcular a Probabilidade de Associação

T = todos os horários de ocorrência das demandas máximas das redes típicas

Sejam três tipos de rede de Baixa Tensão:

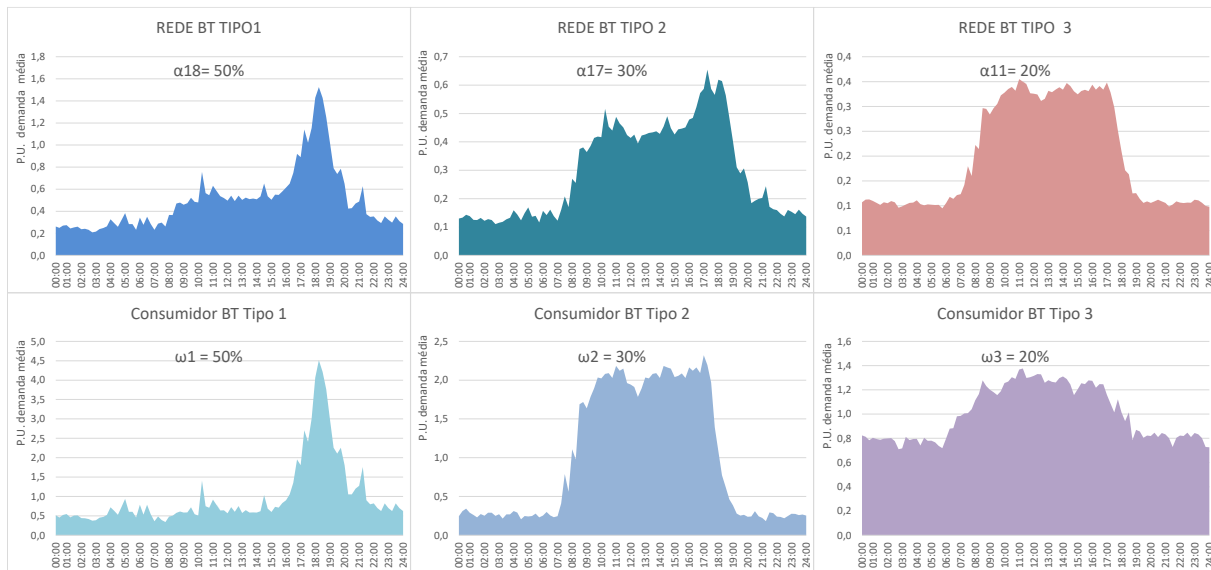


Gráfico 6 – Alfa e Ômega

Tome-se como exemplo que, de toda energia que transita por essas transformações para atender aos clientes de baixa tensão, 50% passa pela rede Tipo 1 (com demanda máxima às 18h), 30% pela rede Tipo 2 (com demanda máxima às 17h) e 40% pela rede Tipo 3 (com demanda máxima às 11h). Esses são os parâmetros denominados de *Alfa h*.

α_{18} é igual a 50%, α_{17} é igual a 30% e α_{11} é igual a 20%. A soma dos alfas é igual à unidade.

A participação do cliente em toda energia que transita no nível é o Ômega. ω_1 é igual a 50%, ω_2 é igual a 30% e ω_3 é igual a 20%. A soma dos ômgas é igual à unidade.

Como exemplo, a rede Tipo 1 atende aos três tipos de consumidores, conforme o Gráfico 7.

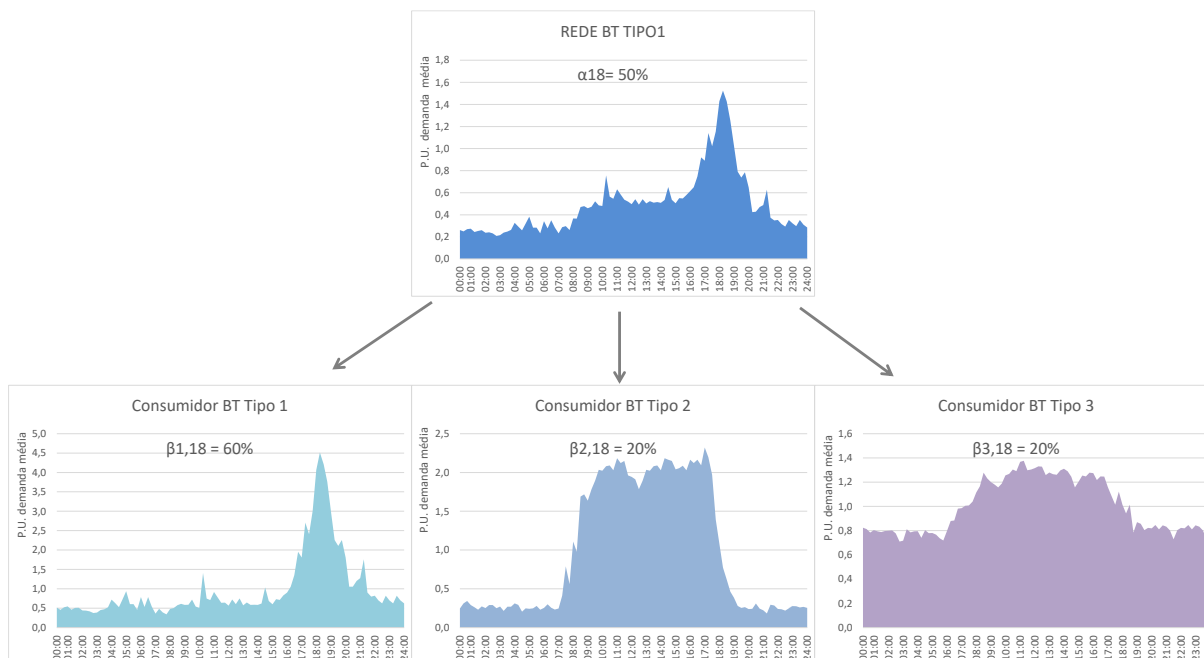


Gráfico 7 – Beta

Da energia que transita pela rede Tipo 1, vê-se que 60% é para atender ao cliente Tipo 1, 20% é para atender ao cliente Tipo 2 e 20% para atender ao cliente Tipo 3. Pois bem, esses são os parâmetros denominados de *Beta* h .

Os valores de Ph , *Alfa* e *Beta* são calculados a partir dos estudos de comportamento da carga.

$\beta_{j,h}^k$ é igual a 0,6 para o cliente Tipo 1, igual a 0,2 para o cliente Tipo 2 e igual a 0,2 para o cliente Tipo 3. A soma dos betas dos clientes BT em cada rede tipo de baixa tensão é igual a unidade.

Já a soma de todos os betas de todos os clientes de média tensão, que transitam por cada rede tipo de média tensão, não é igual à unidade, pois parte da energia é destinada aos clientes de baixa tensão. A soma dos *Betas* dos clientes da MT e os *Betas* dos clientes da BT é igual a 1.

Observa-se ainda que pelas redes de 138 kV transitam os clientes de baixa tensão, os clientes de média tensão, os clientes de 69 kV e os próprios clientes do subgrupo A2. A soma dos *Betas* de todos esses clientes em cada rede tipo A2 é igual à unidade.

2.3. Índice de Perdas de Potência

Existe uma diferença entre a demanda máxima que é medida no cliente e a potência que está transitando nas redes à montante de seu ponto de conexão (maior) por conta das Perdas Técnicas de Potência.

Por exemplo, 1 kW entregue no cliente de baixa tensão representa aproximadamente 1,20 kW transitando na rede de 138 kV, enquanto 1 kW medido em um cliente de 138 kV representa 1,03 kW de fluxo nessa rede. Ou seja, 1 kW de potência entregue na BT ocupa mais capacidade da rede de 138 que 1 kW entregue no próprio nível.

Assim, para saber a participação de cada cliente na formação da demanda máxima das redes, é necessário considerar as perdas técnicas acumuladas de potência desde seu ponto de conexão até o nível em consideração, no exemplo, até a rede A2.

A Figura 3 a seguir supõe que o sistema é radial para ilustrar melhor a questão.

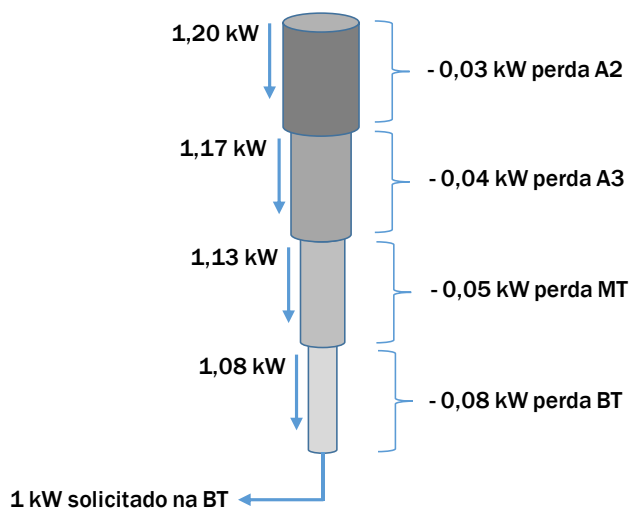


Figura 3 – Perdas Acumuladas de Potência

2.4. Resumo

Apresenta-se a seguir o resumo da sequência de cálculo dos Custos de Uso da Rede de Distribuição:

- i. 1º passo – Calcular os Custos Marginais das Redes – CIMLP e LQO ou Custo Médio de Longo Prazo como uma aproximação ao CIMgLP.

- ii. 2º passo – Calcular os Custos marginais de Uso do Sistema de Distribuição de cada cliente tipo em cada segmento de sistema (agrupamento de redes de alguns níveis próximos de tensão), separando-os em Ponta e Fora de Ponta.
 - a. Cálculo da Probabilidade de Associação de cada cliente tipo j em cada rede tipo de cada segmento de sistema k , com demanda máxima na hora h
 - b. Cálculo da Responsabilidade de Potência de cada cliente tipo j em cada rede tipo de cada segmento de sistema k , com demanda máxima no posto tarifário u
 - c. Cálculo do Custo de Uso da Rede por cada cliente tipo j relativo ao segmento de sistema k , no posto tarifário u
- iii. 3º passo – Calcular os Custos marginais de Uso da rede por cada cliente tipo
 - a. Cálculo do Custo de Uso da Rede total por cada cliente tipo j relativo ao uso de todos os segmentos de sistema k , envolvidos no seu atendimento

A seguir apresenta-se a formulação completa do cálculo do Custo de Uso da Rede:

$$\begin{aligned}
 CURD_{j,u} = \sum_{k=k_0}^{A2} \left\{ CME x^k \times \phi^{(k_0 \rightarrow k)} \times \left[(1 + fpp_u^{(k_0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in u} \left(\frac{\sum_{h=t} \alpha_h^k \times \beta_{j,h}^k}{\sum_{h=T} \alpha_h^k \times \beta_{j,h}^k} \times P_{i,h} \right) \right] \right\} \\
 \underbrace{\hspace{15em}}_{\pi_{j,h}^k} \\
 \underbrace{\hspace{10em}}_{RP_{j,u}^k} \\
 \underbrace{\hspace{15em}}_{CURD_{j,u}^k}
 \end{aligned}$$

Para melhor entendimento da metodologia acima, este projeto de P&D desenvolveu uma planilha, na qual demonstra graficamente a composição de uma rede exemplo, com a participação de cada cliente na formação da demanda máxima de cada rede de cada segmento de sistema e como isto se traduz na metodologia aqui apresentada.

3. Construção das Modalidades Tarifárias *Time of Use*

Após calcular os Custos de Uso da Rede de Distribuição de cada cliente tipo, parte-se para a construção das Modalidades Tarifárias.

Como já argumentado, dentre as modalidades sem sinalização locacional, as de maior sinalização econômica são as *TOU – Time of Use*, construídas para os diferentes

grupos/subgrupos de clientes conforme seu uso – Longa Utilização, Média ou Curta Utilização, buscando cobrar de cada consumidor individualmente uma fatura que seja o mais próximo possível do custo que este impõe ao sistema.

A partir dos Custos de Uso da Rede de Distribuição, ou Custos de Capacidade, em R\$/kW.ano, e das Horas de Utilização – \bar{H} de cada consumidor típico, é possível construir um gráfico para cada posto tarifário, relacionando essas duas variáveis.

Horas de Utilização é o parâmetro igual ao número de horas do ano em cada posto tarifário multiplicado pelo Fator de Carga de cada cliente em cada posto tarifário. É uma medida de tempo de utilização – *Time of Use*.

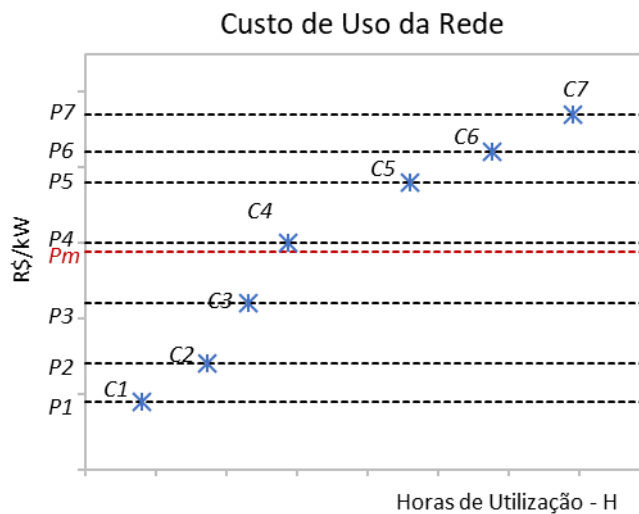


Figura 4 – Tarifa de uso da Rede em R\$/kW

No exemplo da Figura 5 observa-se que, se forem construídas tarifas exatamente iguais aos custos de cada cliente, disponibilizando-as a todo mercado, obviamente todos os clientes optariam pela modalidade de menor preço de demanda – P1. Nessa condição, apenas o consumidor C1 estaria bem faturado.

Ou ainda, se fosse construída uma única tarifa, P_m , igual à média dos Custos de Uso da Rede dos diversos clientes, verificar-se-ia que os consumidores C5, C6 e C7 pagariam acima do custo, enquanto os consumidores C1, C2 e C3 pagariam abaixo. Somente o cliente C4 estaria com a fatura próxima do custo.

Assim uma solução seria obter uma tarifa com uma componente em R\$/kW – P_{kW} e uma componente em R\$/MWh – P_{MWh} , que permitisse cobrar de cada cliente um importe o mais próximo possível do seu custo total. Isso significa deslocar uma parcela do valor do custo de potência para uma tarifa de uso da rede em R\$/MWh. Em princípio, poderia se obter essa

tarifa por regressão linear, encontrando a reta que melhor se ajustasse aos pontos (C_j, H_j) de cada cliente j .

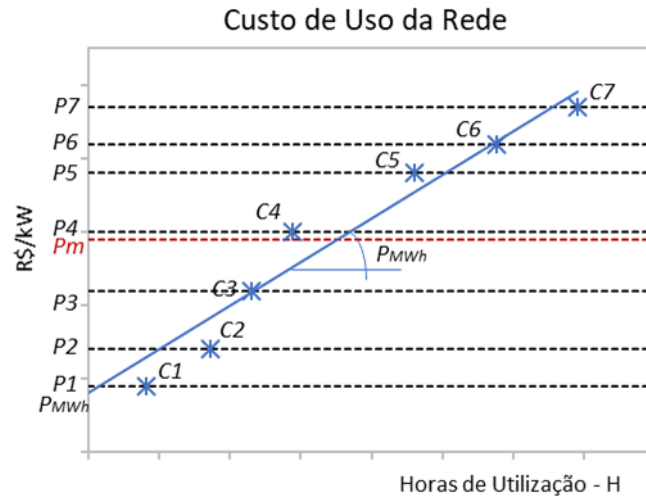


Figura 5 – Tarifa de Uso da Rede em duas componentes – R\$/kW e R\$/MWh

Mas a melhor solução pode ser construir várias modalidades tarifárias, conforme gráfico teórico à frente.

Admitindo-se que a curva de Custos de Uso da Rede, em R\$/kW, *versus* horas de utilização \bar{H} , para os consumidores de um determinado nível de tensão, tem a forma apresentada na Figura 6 – linha tracejada, poderiam ser construídas, por exemplo, quatro modalidades tarifárias a partir de retas tangentes a essa curva: CU (Curta Utilização), MU (Média Utilização), LU (Longa Utilização) e LLU (Longuíssima Utilização)

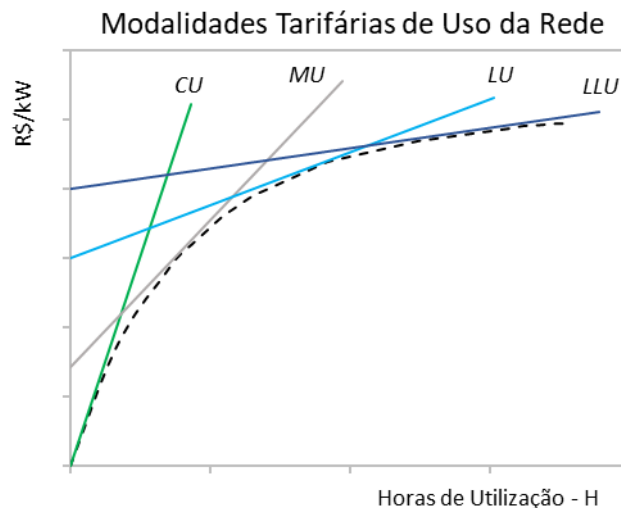


Figura 6– Modalidades Tarifárias A

Seria assim possível cobrar de cada cliente tipo muito próximo do seu custo total.

Na prática não se dispõe dessa função contínua e nesse formato apresentado, com rendimentos significativamente crescentes. De um modo geral, os rendimentos são levemente crescentes e, às vezes, muito pequenos, como é o caso da baixa tensão.

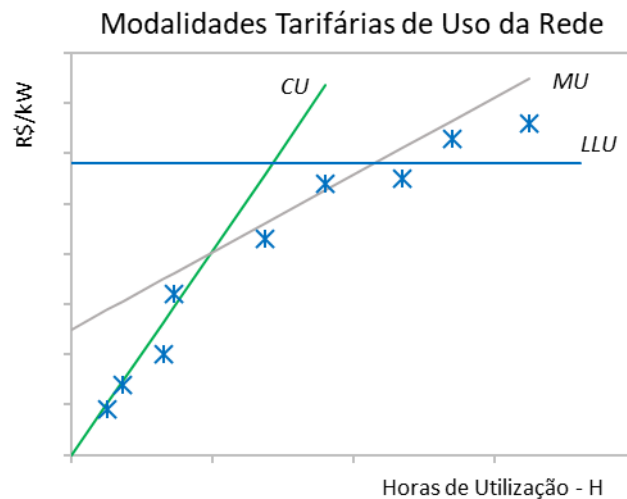


Figura 7 – Modalidades Tarifárias B

De toda maneira o processo consiste em encontrar as retas que passem o mais próximo possível dos custos dos clientes de curta, média e longa utilização, ou apenas para os clientes de curta e longa utilização, como é no Brasil nas tarifas dos clientes de média tensão.

A partir dos dados de mercado (energia e demanda) e dos custos em cada posto tarifário de cada cliente tipo, as várias modalidades tarifárias devem ser definidas de forma a atender aos três objetivos relacionados abaixo (nessa ordem de prioridade) ao verificar para cada consumidor a tarifa que lhe propicie a menor fatura:

- Que o faturamento total desse mercado seja igual ao custo total do subgrupo tarifário.
- Que a menor fatura de cada consumidor típico seja a mais próxima possível de seus custos.
- Que o faturamento total em Ponta e Fora de Ponta (com a tarifa que propiciou a menor fatura total) seja o mais próximo possível do custo total de cada posto.
- Que a fatura de cada consumidor típico em cada posto tarifário (com a tarifa que propiciou a menor fatura total) seja a mais próxima possível do custo de cada posto.

As etapas desse processo de cálculo podem ser descritas da seguinte forma, supondo que se considerem suficientes três modalidades tarifárias:

- i. Definir uma tarifa de longa utilização – LU – a mais próxima possível dos custos marginais dos consumidores de longa utilização, de maior custo de capacidade.
- ii. Definir uma modalidade de média utilização – MU – com um preço menor de demanda e um preço maior faturado pela energia que a LU definida, cuja reta de preços passe pelos custos dos consumidores de média utilização.
- iii. Definir a terceira modalidade tarifária – CU – com um preço ainda menor de demanda e um preço maior faturado pela energia que a MU definida, cuja reta de preços passe pelos custos dos consumidores de curta utilização.
- iv. Calcular as faturas de todos os clientes tipo em cada uma dessas modalidades em cada posto tarifário.
- v. Calcular a fatura total de cada um dos clientes tipo em cada modalidade tarifária.
- vi. Verificar em qual tarifa cada um dos clientes tipo se enquadra – aquela que lhe proporcione a menor fatura.
- vii. Calcular a fatura total do subgrupo tarifário a partir das menores faturas de cada cliente tipo.
- viii. Calcular o desvio D (%) entre essa fatura total e o custo total do grupo/subgrupo.
- ix. Calcular para cada cliente tipo o desvio D_j (%) entre a sua fatura e o seu custo.
- x. Calcular a fatura total do subgrupo, em cada posto tarifário, com as menores faturas de cada cliente tipo obtidas em “vi”.
- xi. Calcular o desvio D_p e D_{fp} (%) entre a fatura total em cada posto tarifário (correspondente à modalidade que lhe proporcionou a menor fatura total) e o custo marginal total de cada posto.
- xii. Calcular para cada cliente tipo o desvio D_{pj} e D_{fpi} (%) entre a sua fatura em cada posto tarifário (correspondente à modalidade que lhe proporcionou a menor fatura total) e o seu custo marginal em cada posto.
- xiii. Proceder aos ajustes nos preços em R\$/kW e R\$/MWh de cada posto tarifário em todas as modalidades com o objetivo de igualar D a zero e minimizar D_i , D_p , D_{fp} , D_{pi} e D_{fpi} .

No Brasil para os clientes de alta tensão foi construída apenas a TUSD *TOU* de Longuíssima Utilização (Tarifa Azul – R\$/kW), já para os clientes de média tensão foram construídas as modalidades de Longuíssima (Tarifa Azul) e Curta Utilização (Tarifa Verde – R\$/kW e R\$/MWh). Para os clientes de baixa tensão foi construída apenas a modalidade TUSD de Curta Utilização (Tarifa Branca – R\$/MWh).

Os gráficos teóricos da Figura 8 a seguir ilustram as modalidades tarifárias Verde e Branca.

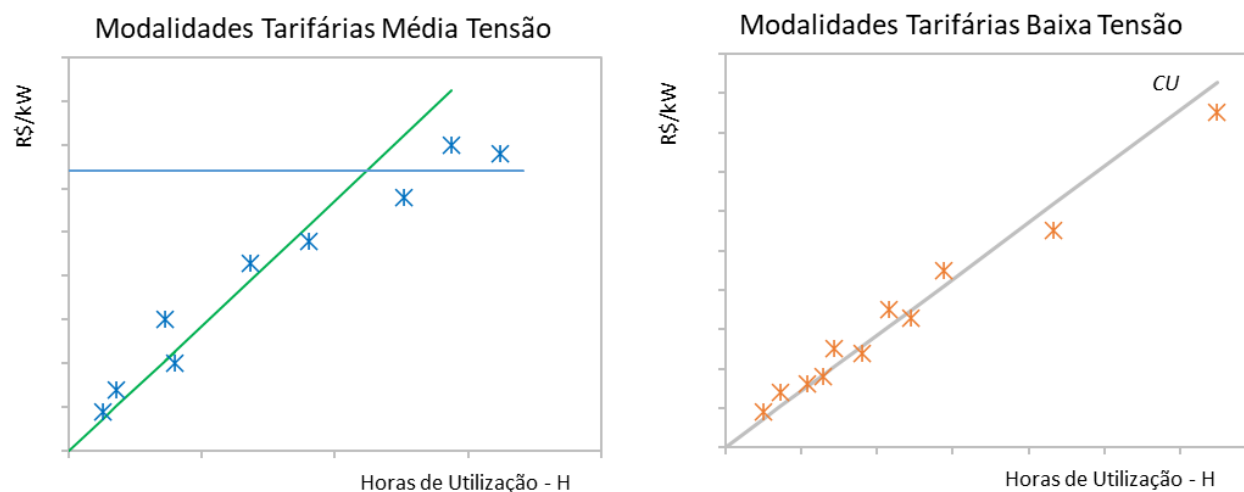


Figura 8– Modalidades Tarifárias atuais – Média e Baixa Tensão

4. Análise da metodologia atual e empregada pela ANEEL

A base conceitual da metodologia atual está em linha com o planejamento e desenvolvimento das redes e com os reais custos de expansão do sistema, como exhaustivamente demonstrado no Capítulo II.

A metodologia desenvolvida pressupõe o cálculo do Custo de Uso da Rede de Distribuição – CURD com diferenciação horária (“sinal horizontal”) e pelos segmentos de sistema (“sinal vertical”) já mencionados:

- i. Custo de Uso da Rede A2 (88 a 138 kV)
- ii. Custo de Uso desde a Rede A2 até a Rede A3 (69 kV)
- iii. Custo de Uso desde a Rede A2 até a Rede MT (>2,3 kV até 44 kV)
- iv. Custo de Uso desde a Rede A2 até a Rede BT

Ou seja, do ponto de vista “locacional”, a metodologia considera apenas 4 (quatro) “barras” ou “nós” do sistema.

Os pesquisadores entendem que, dentro dessa metodologia simplificada do ponto de vista locacional, algumas barras adicionais deveriam ser incorporadas, diferenciando os custos dos clientes Urbanos e Rurais, além dos custos dos clientes atendidos por rede subterrânea. Fora isso, o CURD poderia ser diferenciado em:

- a) custo de transporte até a barra na saída da subestação de cada segmento de sistema (grupo de níveis de tensão de atendimento)

- b) custo de transporte até as linhas de cada segmento de sistema, ou seja, o custo definido em "a" mais o custo das linhas do nível de fornecimento³³

Além disso, os custos deveriam ser calculados por regional, para perceber as diferenças de nível, e ao longo das horas do ano. Os Custos de Uso da Rede são muito diferentes por região geoeletrica tanto na estrutura "vertical" quanto "horizontal".

Para o cálculo do custo horário, ou seja, para definir o "sinal horizontal" regional, basta estudar o comportamento da rede e clientes por região geoeletrica. E isso é totalmente factível hoje. A primeira e urgente evolução da regulação é permitir às distribuidoras a aplicação de TUSD com "sinal horizontal" distinto, conforme comportamento da carga específico de cada região.

Atualmente o regulador não calcula os custos de uso da rede separados em Urbano e Rural, como também não calcula os custos de uso da rede subterrânea, embora solicite os dados de custos de expansão das redes e as tipologias dos clientes diferenciados em Urbano e Rural e dos clientes atendidos por rede subterrânea classificados como AS.

Tem-se observado que a falta desse detalhamento tem provocado problemas na "estrutura vertical" das empresas, sobretudo aquelas que têm mercado rural significativo, onerando indevidamente os clientes de média tensão urbana, quando o mercado rural é concentrado na baixa tensão ou, onerando os clientes de baixa tensão, quando o mercado rural é concentrado na média tensão.

As redes rurais de média tensão são criadas para atender os clientes rurais, que no caso da ELFSM, por exemplo, está concentrado na baixa tensão. O fluxo total da rede de média tensão é a soma da demanda dos clientes MT e BT. Quando se calcula um custo médio da rede MT, ponderado pelo fluxo total da rede rural (maior parte BT) e pelo fluxo total da rede urbana e, com este custo médio de rede calcula-se o Custo de Uso devido pelos clientes MT, chega-se a um custo elevado, que sobrecarrega as tarifas dos clientes MT Urbanos.

Observa-se ainda que o CURD dos clientes MT, calculado dessa forma, não representa a média do real custo de capacidade dos clientes MT Urbanos e Rurais. Para essa média ser correta, os custos de redes MT deveriam ser ponderados pelos fluxos dos clientes MT Urbanos e MT Rurais, e não pelo fluxo total, no qual o peso do mercado rural cresce, mas devido ao atendimento de clientes rurais de baixa tensão.

Da forma como está sendo calculado, na ELFSM haveria uma transferência de custo dos clientes de baixa tensão para os clientes de média tensão. Uma solução temporária para isso seria calcular o CURD dos clientes MT usando um custo médio da rede MT ponderado pelo fluxo dos clientes MT Urbanos e Rurais, e calcular o CURD dos clientes de BT usando um custo médio de rede MT ponderado pelo fluxo dos clientes BT Urbanos e Rurais, efetuando o cálculo

³³ Em vários momentos essa informação é solicitada pelos gestores das empresas, pois clientes conectados na saída da subestação muitas vezes reclamam de pagar pelo uso das linhas.

duas vezes por limitação do sistema, que só aceita a introdução de um custo para cada segmento de sistema.

Além disso, o software não calcula os custos dos clientes tipo de BT por faixa de consumo, mas apenas dos tipos das tipologias totais das classes, deixando de mostrar a grande variabilidade dos custos, em R\$/kW. As tipologias totais, pela grande agregação de clientes em cada tipo, têm fator de carga maior, o que aumenta os custos de capacidade.

Tudo isso, porém, é limitação do sistema e não problema da metodologia, que também merece alguns aperfeiçoamentos.

A principal limitação da metodologia é não dar sinal locacional e também não apurar um custo de uso pelos geradores, que hoje só existe na metodologia do ICRP – *Investment Cost Related Pricing* ou Custo Nodal, aplicado atualmente na transmissão.

Assim, a interação das duas metodologias precisava ser feita e está apresentada no CAPÍTULO IV.

5. Os Custos de Expansão da Rede

Não se tratará neste documento da adequabilidade, ou não, de utilizar o Custo Médio do Valor Novo de Reposição da rede existente como uma aproximação ao custo marginal de longo prazo, nem das dificuldades do cálculo deste último, pois estas questões serão tratadas no livro a ser publicado ao final deste P&D.

Serão tratadas as questões relacionadas ao cálculo atual dos custos médios, pois há uma necessidade de se aperfeiçoar os cálculos dos custos unitários dos grupos de obras do sistema de distribuição.

Algumas das orientações da ANEEL para o cálculo dos custos unitários das redes são as seguintes:

*O custo deve representar uma ponderação dos vários tipos de redes e linhas existentes na área de concessão, considerando, quando couber, os custos de: Projeto; Topografia; Materiais em geral (**estrutura, torres**, ferragens, condutores, isoladores, cabo de guarda); Terrenos e servidões; Mão-de-obra, construção e montagem; Transporte; e Administração.*

Caso a distribuidora possua transformações com primário e secundário no mesmo agrupamento, como AT-2/AT-2 (A2/A2) ou MT/MT (A3a/A4, A3a/A3a, A4/A4, A4/A3a), o custo destas transformações deve ser considerado no custo médio unitário da rede do agrupamento.

*Na composição do custo por km de rede também deve-se considerar os diversos equipamentos existentes na concessão, tais como reguladores de tensão, **banco de capacitores, chaves** etc.*

Ressalta-se que no cálculo do custo médio das redes de baixa tensão (BT) os ramais de ligação devem ser considerados na determinação do custo das redes, compondo o custo das redes nas quais se conectam. Contudo os ramais de ligação não devem ser considerados no quantitativo das redes de baixa tensão (na extensão das redes) utilizado no denominador da equação, para definição do custo médio unitário.

Estas são as orientações para o cálculo do custo do posto de transformação:

*Custo Médio do posto de transformação de distribuição MT/BT: corresponde ao custo unitário médio dos postos de transformação MT/BT, em R\$/Posto, classificados em urbanos e não urbanos. O custo deve representar uma ponderação da quantidade física e do custo relativo dos vários tipos de arranjos construtivos existentes na área de concessão, considerando, quando couber, os custos de: Componentes menores; **Postes dedicados a instalação do transformador**; Administração; Transporte; Projeto; Mão-de-obra. Devem ser considerados todos os custos para instalação dos transformadores de distribuição (COM e CA), excluídos os custos do transformador. No caso de bancos de transformação, considerar o custo e a quantidade do banco;*

Estas são algumas das orientações para o cálculo do custo dos bays de linha e de conexão dos trafos:

*Custo médio de bays de linha de distribuição: corresponde ao custo unitário médio dos bays de linha/rede de distribuição em AT e MT, em R\$. O custo deve representar uma ponderação da quantidade física e do custo relativo dos vários tipos de bays (entrada de linha) existentes na área de concessão, considerando, quando couber, os custos de: Projeto; **Disjuntores; Chaves e acessórios; Para raio; TP; TC**; Montagem Eletromecânica; **Obras Cívicas**; Mão-de-obra; Transporte; e Administração.*

*Custo médio de bays de conexão de trafos de potência: corresponde ao custo unitário médio dos bays de conexão de transformadores de potência aos barramentos das subestações de distribuição – SED, em R\$. O custo deve representar uma ponderação da quantidade física e do custo relativo dos vários tipos de bays (conexão de trafo) existentes na área de concessão, considerando, quando couber, os custos de: Projeto; **Disjuntores; Chaves e acessórios; Para raio; TP; TC**; Montagem Eletromecânica; **Obras Cívicas**; Mão-de-obra; Transporte; e Administração.*

Estas são, por fim, as orientações para o cálculo dos demais custos das subestações AT/AT e AT/MT:

*Custos de potência instalada por relação de transformação: corresponde ao custo unitário médio de potência instalada em transformadores de potência, em R\$/MVA, por relação de transformação. O custo deve representar uma ponderação da quantidade física e do custo relativo dos vários tipos de transformadores de potência que tenham mesma relação de transformação, considerando, quando couber, os custos de: Projeto; Transformador e acessórios; **Para raio; TP; TC; Montagem Eletromecânica; Obras Cíveis; Transporte; e Administração.***

*Custos do módulo geral: corresponde ao custo unitário médio do módulo geral da subestação, em R\$/trafo, por relação de transformação. O custo deve representar uma ponderação da quantidade física e do custo relativo das diferentes configurações de barramento, considerando, quando couber, os custos de: Projeto; Terrenos; Barramento; Painéis de comando, proteção e controle; Ferragem e demais equipamentos; Materiais de construção civil; **Obras cíveis** (terraplanagem, drenagem, malha de terra, canteiro e acampamento, edificações); Montagem eletromecânica; Telecomando; Transporte; e Administração. Também devem ser considerados os custos dos equipamentos: Reator; **Capacitor; Compensador; e Transformador de aterramento.***

*O custo deve representar uma ponderação da quantidade física e do custo relativo dos vários tipos de subestações pertencentes a um mesmo agrupamento que existem na área de concessão. **Não devem ser considerados os custos do transformador e dos bays de conexão do Trafo e de entrada de linha.***

5.1. Ramais de ligação

Os pesquisadores deste P&D entendem que os ramais não deveriam ser considerados nos custos da rede de baixa tensão, mas calculados separadamente, para possibilitar, em futuro próximo, serem cobrados por um preço fixo mensal, junto aos custos de medição, leitura, faturamento, arrecadação, atendimento (*call center*), cobrança etc.

5.2. Postes dedicados aos transformadores

Os pesquisadores entendem que a inclusão do poste no posto de transformação, pode levar a se considerar esse elemento duas vezes: uma no custo unitário da rede e outra no posto de transformação. Ainda tem o detalhe que, ao considerar o poste no posto de transformação, deve-se excluí-lo do custo da rede, porém, o custo da estrutura que suporta a rede de MT e BT que está nesse poste deve ser considerado. Ou seja, complica um pouco o cálculo, induzindo a erros. Assim, propõe-se que não se considere o poste no posto de transformação, e que todos os postes estejam no custo da rede.

5.3. Postes de uso compartilhado

Em boa parte da rede de distribuição, os postes suportam tanto a rede de baixa quanto a rede de média tensão. De forma que atualmente os custos da rede urbana estão majorados, pois boa parte dessa rede distribuição é conjugada.

Para resolver este problema, para não considerar em duplicidade grande parte dos postes nos custos de rede MT e rede BT, a orientação antiga era alocar, no caso de redes conjugadas, 1/3 dos postes na rede MT e 2/3 na rede BT.

No entanto, as distribuidoras não sabiam com precisão o percentual da rede de distribuição que era compartilhada. Hoje, com o georreferenciamento, é possível levantar com precisão essa informação. É possível quantificar a extensão desse tipo de rede, e com isto saber qual o percentual da rede MT e qual o percentual da rede BT é compartilhada, para se calcular os custos de cada uma corretamente.

Além disso, entende-se que a alocação dos postes em rede MT e BT deveria ser 50%, pois não há razão para onerar mais a baixa tensão.

Assim, é preciso passar a considerar essa questão nas orientações para o cálculo do custo dos km de rede.

6. Planilha da ANEEL de construção das Tarifas de Referência de Uso da Rede

6.1. Contextualização

O regulador define as Tarifas de Referência para a TUSD fio A e TUSD Fio B na planilha TR.

Essa planilha tem vários pontos com oportunidade de melhorias, dos quais destacamos os seguintes:

- a) Necessidade de abertura dos custos e das tarifas de referência em Urbano e Rural. Essa simplificação tem desvirtuado a "estrutura vertical", impondo, na maioria das vezes, sobrepreços aos clientes de média tensão urbana. Assim a maioria das guias dessa planilha deve ser ajustada para prover essa separação/abertura.
- b) Definição de um mesmo sinal para a TUSD Fio A e TUSD Fio B. Cada segmento do sistema tem suas próprias características de carga e devem carregar o sinal obtido com o seu próprio e distinto comportamento.
- c) O cálculo das tarifas de referência de repasse ao usuário final, das despesas com pagamento de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, Conexão e Custo de Uso da Rede de outras distribuidoras, tem alguns problemas que precisam ser ajustados.

- d) O fator k_z não retorna o mesmo VPB definido para cada subgrupo tarifário, que pode também ser obtido com a aplicação da tarifa Convencional.
- e) A forma de apresentação das curvas de carga para cálculo das horas de demanda máxima das redes e clientes, com vistas ao cálculo dos fatores de coincidência, pode ser melhorada, ficando mais simples e inteligível.
- f) A planilha não precisa tratar de nível tarifário, pois isso é feito na PCAT, de forma que, concentrando apenas na estrutura tarifária, permitiria muitas simplificações e mais inteligibilidade.
- g) A planilha precisa construir as modalidades tarifárias, conforme metodologia apresentada no item 3.

O detalhamento de cada um desses problemas será apresentado a seguir.

6.2. Abertura dos custos e das tarifas de referência em Urbano e Rural

As seguintes guias precisam ser ajustadas para possibilitar a abertura dos custos e das tarifas de referência em Urbano e Rural:

- *DADOS-Campanha*
- *DADOS-Mercado*
- *DADOS-Diversos*
- *Diagrama*
- *Custo-Medio*
- *DADOS - RELATORIOS CTR*

6.3. Mesmo sinal para TUSD Fio A e TUSD Fio B

Cada segmento da rede deve ter o seu próprio sinal, conforme o seu comportamento da carga, conforme as horas de demanda máxima. E é exatamente isto que se faz ao calcular os custos de uso na rede de distribuição.

A BT, que normalmente tem mais redes com demanda máxima na Ponta "tradicional" (entre 17h e 22h), tem sinal diferente da MT que, ao agregar na rede os clientes de MT, aumenta os elementos com demanda máxima Fora da Ponta. Ou seja, cada segmento de sistema (agrupamento de níveis de tensão) tem horários distintos de demanda máxima e, portanto, custos horários também distintos, sendo que o sinal da TUSD Fio B a ser repassado ao consumidor é a soma dos sinais, diferentes, de cada segmento de rede envolvido no seu atendimento, e isso não é nenhum problema.

Da mesma forma, o sistema de transmissão tem seus próprios custos³⁴ com “sinal horizontal” distinto, com mais redes com demanda máxima no posto Fora de Ponta. Assim o sinal da TUSD Fio (total) a ser repassado ao usuário é a soma dos sinais da TUSD Fio A e da TUSD Fio B.

O mesmo conceito vale para a geração, que deve ter seu próprio sinal, separado em energia e potência, se for o caso.

Ou seja, cada agente deve repassar à distribuidora os seus sinais de preços, e esta, por sua vez, deve repassar ao consumidor da mesma forma que compra ou paga, mas calculando a participação ou responsabilidade de cada subgrupo tarifário nos volumes contratados em cada posto tarifário.

É o mesmo conceito utilizado na distribuição, onde se calcula a responsabilidade de cada cliente na composição da demanda máxima de cada segmento de rede envolvido no seu atendimento. No caso da Rede Básica, as tarifas de repasse aos clientes MT, por exemplo, devem ser multiplicadas por fator que exprima a participação desses clientes nas demandas contratadas com a RB em cada posto.

Dessa forma simples os sinais de preços chegarão ao consumidor aderentes aos custos de cada segmento do sistema.

6.4. Cálculo da Tarifa de Repasse das despesas da TUSD Fio A

Sobre as tarifas de repasse dos custos de transmissão, faz-se as seguintes considerações iniciais:

Todos os clientes de qualquer subgrupo usam a Rede Básica – RB da seguinte forma:

- Os clientes do subgrupo A2 usam apenas a RB dos pontos de injeção nos níveis de tensão do A2.
- Os clientes do A3, em média, usam a RB dos pontos de injeção nos níveis de tensão A2 e A3.
- Os clientes de MT e BT, em média, usam a RB dos pontos de injeção nos níveis de tensão A2, A3 e MT.

Enfim todos os clientes usam a RB, e deveriam pagar a média das TUST de cada posto, mas eles são responsáveis pelas demandas contratadas de forma diferente.

Independentemente da demanda contratada com a rede Básica, o que diferencia a participação de cada subgrupo na formação dessa demanda contratada?

³⁴ Destaca-se que atualmente os custos de transmissão nos postos tarifários não estão sendo calculados corretamente. Vide Capítulo IV.

Partindo da demanda individual do cliente (faturável), para se chegar na demanda medida nos pontos de fronteira com a RB, tem-se as seguintes diferenças:

- i. Perdas: a demanda na fronteira é maior por conta das perdas. As perdas são acumuladas desde o nível de fornecimento até a fronteira com a RB.
- ii. Diversidade: a demanda na fronteira é coincidente e menor. O cliente é faturado pela sua demanda máxima individual, enquanto a sua demanda no momento de carga máxima dos pontos de fronteira com a RB é menor.
- iii. Topologia da rede: para atender um cliente em determinado segmento de sistema, o fluxo de potência não passa integralmente pela RB, pode vir por injeção direta de geradores conectados à rede de distribuição ou de outras distribuidoras.

É o mesmo raciocínio, e só podia ser, do cálculo do uso da Rede de Distribuição, só que verificando a participação de cada cliente apenas nas redes tipo de injeção vinda da Rede Básica. O mesmo raciocínio vale para o uso da rede de outras distribuidoras.

Assim a guia *Auxiliar FIO A*, bem como a guia *Fio A*, precisam ser ajustadas para permitir o cálculo correto das tarifas de referência da TUSD Fio A, pelos seguintes motivos:

- i. *A Demanda Refletida na Fronteira*, da forma como foi calculada, não é exatamente a demanda refletida nos pontos de fronteira dos segmentos de rede A2 e A3. Tem parte da injeção que vem direto de geração, injetando na rede da distribuidora sem passar pela Rede Básica, como também tem injeção vinda de outras distribuidoras, sem passar pelos pontos de conexão da própria distribuidora com a Rede Básica.
- ii. As demandas contratadas com a RB são valores máximos mensais, cujo comportamento de carga varia mês a mês, enquanto as demandas dos usuários foram construídas com a tipologia do mês de carga máxima, porém com a demanda média do ano, que é bem diferente. A carga que mais se diferencia nos dois critérios é a de Fora de Ponta.

Criar tarifas de referência de TUSD Fio A dessa forma, a serem repassadas aos diversos consumidores, não é apropriado, pois pode-se chegar em mudanças significativas de sinal, inclusive inversão do sinal, como aconteceu na ELFSM, que podem desvirtuar os objetivos da tarifação diferenciada.

Para chegar na TUSD Fio A para cada subgrupo tarifário não precisa calcular essa demanda refletida na fronteira, basta usar a mesma lógica da metodologia de cálculo do uso da rede de distribuição, atentando-se, porém, às seguintes e importantes diferenças:

- i. Não se estará calculando o custo de Uso da Rede Básica em Ponta e Fora de Ponta, que é o que se faz na distribuição, pois a distribuidora não conhece o comportamento de carga dos elementos da Rede Básica, tampouco o custo desses elementos. Isso a

ANEEL de alguma maneira já fez ao definir as tarifas de cada barra em cada posto tarifário.

- ii. No caso em questão, as distribuidoras é que são os clientes, as cargas conectadas na Rede Básica, clientes estes que contrataram uma demanda em Ponta e uma demanda Fora de Ponta.
- iii. Essas demandas em Ponta e Fora de Ponta têm um preço, que deveria refletir o impacto em todos os elementos da Rede Básica com demanda máxima em Ponta e nos elementos com demanda máxima Fora de Ponta. Mas isso não interessa à distribuidora, isso não interfere no repasse dessas despesas, ou seja, na construção da TUSD Fio A. O que interessa é o quanto os clientes de cada subgrupo tarifário são responsáveis na formação dessas demandas contratadas, não somente na Ponta como também Fora de Ponta, apenas isso.
- iv. Observa-se que não se trata, como no cálculo do CURD, de obter a responsabilidade de cada cliente na formação da demanda máxima das redes, mas de chegar na formação da demanda máxima contratada, tanto em Ponta quanto Fora de Ponta, independentemente da hora de demanda máxima de cada ponto de fronteira.

Até pouco tempo, no cálculo do CURD de cada subgrupo tarifário, para caracterizar o comportamento de cada segmento de sistema, elaboravam-se as seguintes tipologias:

- i. geração injetada diretamente nos níveis de tensão do segmento de sistema
- ii. pontos de fronteira com a Rede Básica nos níveis de tensão do segmento de sistema
- iii. transformações para os níveis de tensão do segmento de sistema

Deve-se deixar claro que essas medições, por exemplo, injeção direta de geração na MT, injeção da Rede Básica na MT e transformações AT/MT, são utilizadas para definir o comportamento de carga do segmento de sistema MT (alimentadores e subestações).

Porém as medições na fronteira com a Rede Básica, também e obviamente, são as curvas de carga da distribuidora nesses pontos, que representam a contratação de potência em Ponta e Fora de Ponta com as transmissoras.

Assim existia uma parcela das tipologias que representava os pontos de fronteira com Rede Básica em cada grupo de níveis de tensão.

A questão que restava era apenas separar esses tipos de rede e atribuir à cada usuário a sua verdadeira responsabilidade na contratação do MUST em cada posto tarifário.

Para isto a ANEEL deve voltar com a separação das tipologias de cada segmento de sistema nas três aberturas antigas: geração direta, Rede Básica e transformações para os níveis de tensão do segmento de sistema considerado³⁵.

Importante observar que um cliente de média tensão participa na formação das demandas contratadas em Ponta e Fora de Ponta de todos os pontos de fronteira em todos os níveis de tensão com a distribuidora (na MT, no A3 e no A2), mas um cliente A2 só participa na contratação dos pontos de fronteira em A2.

A despeito de tudo isso, os conceitos utilizados são semelhantes aos do cálculo do CURD, e a formulação deve ser a seguinte:

$$TUSDfioA_{j,u}^{RB} = \sum_{k=k0}^{A2} TUSDfioA_{j,u}^{RB,k}$$

$TUSDfioA_{j,u}^{RB}$ = TUSD FIO A da Rede Básica atribuída a cada cliente j , em cada posto tarifário u

$TUSDfioA_{j,u}^{RB,k}$ = TUSD FIO A da Rede Básica em fronteira com cada segmento de sistema k , no posto tarifário u , devido por cada cliente j

Sendo que:

$$TUSDfioA_{j,u}^{RB,k} = TUST_u^{RB,k} \times \phi^{(k0,k)} \times (1 + fpp_h^{(k0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in u} \pi_j^{RB,k} \times P_{j,h}^u$$

$TUSDfioA_{j,u}^k$ = TUSD FIO A da Rede Básica nas barras conectadas dos segmentos de rede k , de cada posto tarifário, u atribuída a cada cliente j

$\phi^{(k0,k)}$ = índice de fluxo que transita em cada segmento de sistema k , quando 1 kW é solicitado na rede $k0$, na qual o cliente está conectado

$\pi_j^{RB,k}$ = Probabilidade de o cliente tipo j associar-se a cada rede tipo que faz fronteira com a Rede Básica no segmento de sistema k . Consideram-se aqui todas as redes tipo de fronteira com a RB no segmento de sistema k , independentemente do horário de demanda máxima diária de cada uma dessas rede tipo.

$fpp_u^{(k0 \rightarrow k)}$ = Perdas acumuladas de potência desde a rede de conexão do cliente, $k0$, até cada segmento de sistema k , no posto tarifário u

³⁵Observa-se que essa abertura foi implementada pela própria ANEEL, tendo sido elogiada por aumentar o conhecimento do comportamento da rede e vários aspectos.

$TUST_u^{RB,k}$ = Tarifa Média de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica no posto tarifário u nos pontos de conexão com o segmento de sistema k

$P_{j,h}^u$ = Fator de Coincidência – demanda do cliente tipo j na hora h dividida pela sua demanda máxima do posto tarifário u . Independentemente do horário de demanda máxima diária de cada rede tipo de fronteira com a RB, levanta-se a hora da demanda máxima no posto tarifário de Ponta, bem como no posto Fora de Ponta, para cada rede tipo para o cálculo de $P_{j,h}^u$.

Enfim, considera-se que não deveria haver o cálculo da denominada *TARIFA MÉDIA – preliminar* constante na planilha TR, e que se deveriam calcular as tarifas de referência de repasse aos diversos subgrupos pelo uso Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e CUSD, considerando os parâmetros elencados anteriormente aplicados diretamente sobre as TUSTs e CUSDs pagas pela distribuidora.

Além disso, deve-se considerar a diversidade da carga entre os clientes de cada tipo. A diversidade deve ser incluída, pois o somatório das demandas faturadas em cada cliente é bem maior que a demanda máxima do tipo. Mas não deve ser considerada da forma apresentada na planilha TR, que multiplicou as tarifas de referência de cada posto tarifário pela relação entre a demanda da tipologia e a demanda faturada. Isso pode desvirtuar todo o sinal: primeiro porque as duas informações não estão necessariamente com mercado no mesmo período; segundo porque existem muitos erros de contratação por parte dos consumidores, que também desvirtuam o sinal. Assim não se deveria embutir esses erros de contratação, mas usar apenas a diversidade da potência demandada pelos clientes. No cálculo da TUSD Fio B também se deve levar em consideração a diversidade, mas, da mesma forma, o cálculo não está adequado, e será discutido mais à frente.

Assim a formulação da TUSD Fio A deveria ser a seguinte:

$$TUSDfioA_{j,u}^{RB,k} = \frac{TUST_u^{RB,k} \times \phi^{(k0,k)} \times (1 + fpp_h^{(k0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in u} \pi_j^{RB,k} \times P_{j,h}^u}{Div_j^u}$$

Onde:

Div_j^u = Diversidade da carga entre os clientes do tipo j no posto u

A mesma formulação vale para a Rede Básica de Fronteira e para o uso das redes de outras distribuidoras.

$$TUSDfioA_{j,u}^{RBFR} = \sum_{k=k0}^{A2} TUSDfioA_{j,u}^{RBFR,k}$$

$TUSDfioA_{j,u}^{RBFR}$ = TUSD FIO A da Rede Básica de Fronteira atribuída a cada cliente j , em cada posto tarifário u

$TUSDfioA_{j,u}^{RBFR,k}$ = TUSD FIO A da Rede Básica de Fronteira relativa aos pontos de conexão com cada segmento de sistema k , no posto tarifário u , devido por cada cliente j

Sendo que:

$$TUSDfioA_{j,u}^{RBFR,k} = \frac{TUST_u^{RBFR,k} \times \phi^{(k0,k)} \times (1 + fpp_h^{(k0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in u} \pi_j^{RBFR,k} \times P_{j,h}^u}{Div_j^u}$$

$TUSDfioA_{j,u}^{RBFR,k}$ = TUSD Fio A pelo uso da Rede Básica de Fronteira, do posto tarifário u , atribuída ao cliente tipo j

$TUST_u^{RBFR,k}$ = Tarifa média de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica, no posto tarifário u , nos pontos de conexão com o segmento de sistema k

$\pi_j^{RBFR,k}$ = Probabilidade de o cliente tipo j associar-se a cada rede tipo dos pontos de conexão com a Rede Básica de Fronteira no segmento de sistema k . Consideram-se aqui todas as redes tipo de fronteira com a RB no segmento de sistema k , independentemente do horário de demanda máxima diária de cada uma dessas rede tipo.

E para o repasse dos custos de uso das redes de outras distribuidoras têm-se:

$$TUSDfioA_{j,u}^{CUSD} = \sum_{k=k0}^{A2} TUSDfioA_{j,u}^{CUSD,k}$$

$TUSDfioA_{j,u}^{CUSD}$ = TUSD FIO A de Uso da Rede de outras distribuidoras atribuída a cada cliente j , em cada posto tarifário u

$TUSDfioA_{j,u}^{CUSD,k}$ = TUSD FIO A de Uso da Rede de outras distribuidoras relativa aos pontos de conexão com cada segmento de sistema k , no posto tarifário u , devido por cada cliente j

Onde:

$$TUSDfioA_{j,u}^{CUSD,k} = \frac{CUSD_u^k \times \phi^{(k0,k)} \times (1 + fpp_h^{(k0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in u} \pi_j^{CUSD,k} \times P_{j,h}^u}{Div_j^u}$$

$TUSDfioA_{j,u}^{CUSD,k}$ = TUSD Fio A de repasse do Uso da Rede de Outras Distribuidoras no segmento de sistema k atribuído ao cliente tipo j no posto tarifário u

$\pi_j^{CUSD,k}$ = Probabilidade de o cliente tipo j associar-se a cada rede tipo dos pontos de conexão com outras distribuidoras em cada segmento de sistema k . Consideram-se aqui todas as redes tipo dos pontos de conexão para uso das redes de outras distribuidoras no segmento de sistema k , independentemente do horário de demanda máxima diária de cada uma dessas rede tipo.

No caso dos custos de Conexão não existem tarifas em R\$/kW em Ponta e Fora de Ponta. A despesa é estabelecida em R\$, paga mensalmente. Como não tem sinal a ser repassado, está-se considerando um sinal de 1 X 1, ou seja, um valor unitário para os custos da rede, de forma que as tarifas de referência de repasse do CCT podem ser assim calculadas:

$$TUSDfioA_{j,u}^{CCT,k} = \frac{1 \times \emptyset^{(k0,k)} \times (1 + fpp_h^{(k0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in u} \pi_{j,h}^{RB,k} \times P_{j,h}^u}{Div_j^u}$$

Ou seja:

$$TUSDfioA_{j,u}^{CCT,k} = \frac{\emptyset^{(k0,k)} \times (1 + fpp_h^{(k0 \rightarrow k)}) \times \sum_{h \in u} \pi_{j,h}^{RB,k} \times P_{j,h}^u}{Div_j^u}$$

Como os contratos de conexão de transmissão são para pagamento dos custos de uso exclusivo de conexão da CEMIG D à Rede Básica, cujos pontos estão distribuídos conforme os pontos de fronteira, por simplificação, dever-se-iam utilizar os mesmos parâmetros utilizados no cálculo da TUSD Fio A RB. Ou seja, o cliente MT paga a conexão de todos os pontos de fronteira com a RB, em MT, em A3 e em A2, já o cliente A2 paga a conexão apenas dos pontos de fronteira em A2.

Foi elaborada planilha *CURD&TUSDFioA.xls* para melhor compreensão dos cálculos, que demonstra a coerência dessa metodologia com a formação das redes e com a recuperação dos custos. Essa planilha explica graficamente a metodologia dos Custos de Uso da Rede de Distribuição, como também a forma adequada de construção da TUSD Fio A.

Além disso, reitera-se que a planilha TR não deveria se preocupar com o nível, pois todo ajuste de nível é feito na planilha PCAT. Não precisa, por exemplo, deduzir a receita da TUSDg do VPB, pois a planilha PCAT já se encarrega disso. A planilha TR deve calcular a estrutura apenas, "vertical" e "horizontal", ou seja, com as relações de preços entre subgrupos tarifários e entre postos tarifários e ainda elaborar os gráficos para construir as modalidades *Time of Use*.

6.5. Cálculo da Tarifa de Referência da TUSD Fio B

A guia *TUSD Fio B* precisa ser ajustada para corrigir dois problemas graves:

- I. Eliminar dependência do sinal da TUSD Fio B ao sinal da TUSD Fio A, pelos motivos já expostos no item 5.3.
- II. Eliminar o denominado “ajuste mercado faturado”. Esse ajuste não deveria ser da forma como está sendo feito na planilha TR. O percentual de receita de responsabilidade de cada subgrupo tarifário – EVF% não pode mudar pelo fato de a demanda faturada ser maior que o fluxo. Não é o custo total, em R\$, que muda ao se alterar a demanda da tipologia para demanda faturada, o que muda é o custo unitário em R\$/kW ou R\$/MWh, ou seja, a tarifa de referência. Se a demanda faturada é maior que a demanda utilizada no cálculo dos custos, o que se ajusta são as tarifas.

O que deveria, em princípio, prevalecer são os percentuais denominados EVM%, que estão ajustados para alocar um pouco melhor os custos de comercialização nos diversos subgrupos tarifários. Porém, se for implantada a tarifa fixa para cobertura dos custos comerciais, não haverá mais necessidade desse ajuste, e valerá a estrutura advinda diretamente do cálculo dos custos de capacidade, ou custos de uso da rede – RT%. Assim feito, o VPB de uso da rede deverá considerar o CAA mais o PMSO de uso da rede apenas, sem os custos comerciais. Estes, por sua vez, poderão ser separados em AT, MT e BT, e divididos pelos respectivos números de consumidores ou, por simplificação, serem apenas divididos pelo número de consumidores de BT, pois o resultado praticamente não se alterará.

Não vale a pena criar uma componente para cobrar os custos de comercialização dos clientes de AT e MT, pois redundaria em valores insignificantes, frente à fatura total. Mas pode, também, ser uma opção, pois não contraria a sinalização econômica.

Todavia a TUSD Fio B de referência, a ser indexada na planilha PCAT, deve levar em consideração que o somatório das demandas máximas individuais dos clientes, que compuseram cada tipo, é maior que demandas máximas dos tipos utilizados no cálculo dos custos dos clientes. Mas a forma adotada na planilha TR não está adequada: deve-se simplesmente dividir as tarifas de referência pela diversidade de cada subgrupo. Ou, de forma mais acurada, construir as modalidades tarifárias já com os custos de cada tipo transformados de R\$/kW de demanda da tipologia para R\$/kW de demanda individual, dividindo o custo de cada tipo pela diversidade entre os clientes que formaram o tipo. A demanda de cada cliente tipo, nesse caso, também deve ser multiplicada pela diversidade, chegando-se a uma demanda “individual faturável”, com as quais deverão ser calculadas as Horas de Utilização – \bar{H} .

Além disso, no caso da BT, observa-se que a diversidade que está na guia Fio B na planilha TR não é a adequada. Para se chegar nos custos de cada cliente tipo em R\$ por demanda "faturável" do tipo, deve-se usar a diversidade entre clientes individuais que compuseram cada tipo, e não a diversidade entre os tipos. Para se chegar à demanda individual dos clientes, que seria a demanda faturada em uma TUSD em R\$/kW, é necessário considerar a diversidade total entre os clientes de cada tipo, que é totalmente diferente da diversidade entre os tipos. Isso só é rigorosamente necessário se a TUSD BT de referência for concebida em R\$/kW, caso contrário, pode-se dividir diretamente o custo, em R\$, pelo consumo, para criar a tarifa de referência em R\$/MWh. Todavia é interessante conhecer, ter noção, dos valores dos custos em R\$/kW de demanda individual do cliente, que acabam por se transformar em valores pequenos devido à grande demanda "faturável" do total dos clientes – somatório das demandas máximas individuais.

6.6. Fator kz

A guia *TARIFA BRANCA* calcula o fator kz, que é a relação entre a tarifa Convencional (um único preço) e a tarifa Fora de Ponta da Tarifa Branca (três preços).

No entanto, o faturamento com os valores definidos para cada posto tarifário da TUSD Fio B Branca não está retornando a mesma receita, o mesmo VPB, obtido com a tarifa Convencional.

Quando se simula o faturamento com as duas modalidades (Branca e Convencional), considerando a TUSD Fio A mais a TUSD Fio B, da mesma forma, não se obtêm as mesmas receitas. À mesma conclusão se chega ao considerar TUSD Fio A + TUSD Fio B + TE.

A fórmula do cálculo do kz constante na planilha é a seguinte:

$$k_z = \frac{(TRfioA_{BT} + TRfioB_{BT} + 1,06 \times PMIX) \times ET - PMIX \times (1,72 \times EP + EI + EFP)}{(TRfioA_{BT} + TRfioB_{BT}) \times (RFPF \times EP + RIFP \times EI + EFP)}$$

Onde:

$TRfioA_{BT}$ = Tarifa de Referência do Fio A da BT, em R\$/MWh, para cada subgrupo da BT (B1, B2 e B3)

$TRfioB_{BT}$ = Tarifa de Referência do Fio B da BT, em R\$/MWh, para cada subgrupo da BT (B1, B2 e B3)

$PMIX$ = Preço Médio de Compra de Energia em R\$/MWh

ET = Energia Total de cada subgrupo tarifário da BT

EP = Energia no posto tarifário Ponta de cada subgrupo tarifário da BT

EFP = Energia no posto tarifário Fora de Ponta de cada subgrupo tarifário da BT

RPFP = Relação de preços entre Ponta e Fora de Ponta definida

RIFP = Relação de preços entre Intermediário e Fora de Ponta definida

No entendimento dos pesquisadores deste projeto de P&D, o cálculo das tarifas em cada posto tarifário é muito simples e direto e deve considerar apenas a TUSD Fio B.

Mais uma vez, reitera-se que não se deve condicionar o sinal da TUSD Fio B, que deve representar, única e exclusivamente, o comportamento de carga das redes de distribuição, ao comportamento da rede básica e, menos ainda, ao sinal das TUSD de outras distribuidoras (CUSD), como também com o sinal imposto para a TE. Cada qual com seu sinal.

O sinal tarifário total só pode ser obtido a partir de um estudo aprofundado de cada segmento do sistema. Não há como saber e estabelecer um sinal para o todo sem estudar as partes. Não se pode definir um sinal global para a tarifa *final a priori*. É o contrário: estuda-se o sinal da TUSD Fio B, recebe-se o sinal dos custos de sistema da Parcela A (transmissão, geração e uso da rede de outras distribuidoras) e constrói-se o sinal da tarifa final, acrescentando as componentes dos encargos setoriais (conforme a variável que melhor justifica também cada um desses custos).

Enfim, após definir a melhor relação entre os postos tarifários para a TUSD Fio B Branca, o cálculo dessas tarifas em cada posto tarifário, que retorne a mesma receita que a TUSD Fio B Convencional (condição básica), deve ser feito da seguinte e simples forma:

$$TUSDfioB_{FP} = \frac{TRfioB_{BT} \times ET}{(RPFP \times EP + RIFP \times EI + EFP)}$$

$$TUSDfioB_P = TUSDfioB_{FP} \times RPFP$$

$$TUSDfioB_I = TUSDfioB_{FP} \times RIFP$$

Onde:

$TUSDfioB_{FP}$ = TUSD Fio B no posto Fora de Ponta de cada subgrupo tarifário B1, B2 e B3

$TUSDfioB_P$ = TUSD Fio B no posto Ponta de cada subgrupo tarifário B1, B2 e B3

$TUSDfioB_I$ = TUSD Fio B no posto Intermediário de cada subgrupo tarifário B1, B2 e B3

6.7. Outras Oportunidades de Melhorias

A planilha não precisa tratar de nível tarifário, pois isso é feito na planilha PCAT. Como também não precisa tratar de Perdas nem de Encargos, visto que a estrutura dessas componentes já está definida na planilha PCAT.

Por outro lado, é necessário tratar do ponto de cruzamento das Modalidades Tarifárias, criando uma guia com os custos de cada consumidor típico *versus* suas horas de utilização em cada posto tarifário, não só para verificar a razoabilidade do atual ponto de cruzamento, mas

também para que a ANEEL, as distribuidoras, o setor elétrico, conheçam a distribuição desses custos.

Na guia *CURVAS*, seria interessante alterar a demonstração dos erros para uma apresentação em percentual, para melhor visualização do nível de perdas. Está pouco evidente com a curva em p.u. da média.

7. Proret e o Pontos de Flexibilização

7.1. Contextualização

Como já colocado no início, a limitação dos “Pontos de Flexibilização” permitidos atualmente pela regulação impede a construção de tarifas com adequada sinalização econômica.

Para conseguir uma efetiva otimização do uso da rede, é imprescindível a aplicação de sinal locacional ou zonal/regional, principalmente no que se refere ao sinal entre os postos tarifários – “horizontal”.

Além disso, é preciso avaliar o comportamento da carga da rede ao longo do ano e verificar a real necessidade de redução de demanda quando o sistema está em folga e, ainda, verificar se o período de Ponta não deveria variar ao longo do ano.

Tem-se observado em várias empresas esforços inúteis dos consumidores, reduzindo a carga em meses nos quais a rede está com carga bem abaixo da máxima do ano. E isso tem custo para a sociedade, muitas vezes essa redução é às custas de geração a diesel no posto tarifário de Ponta.

Como já mencionado, o primeiro entrave é o regulador não calcular os custos separados em Urbano, Rural e Subterrâneo. O cálculo dos Custos de Uso da Rede, sem diferenciação em Rede Urbana, Rural e Subterrânea, tem levado a sobrepreços nas tarifas dos clientes de Média Tensão e impedido a necessária transparência dos custos e dos subsídios cruzados.

O segundo problema é a rigidez definida no Proret Submódulo 7.1, no qual é permitido às distribuidoras apenas apresentar variantes de alguns parâmetros preestabelecidos, impedindo a apresentação de proposta completa e aderente ao comportamento da rede de cada distribuidora, de forma a buscar uma sinalização adequada, que alcance o objetivo de otimizar a rede e orientar o consumidor na escolha da melhor alternativa energética.

7.1.1. Pontos de Flexibilização

No Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais do Módulo 7 – Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição, dos procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, encontram-se as definições da estrutura padrão e os denominados “pontos de flexibilização” dessa estrutura.

No item 5 são definidas as modalidades tarifárias:

5. SUBGRUPOS E MODALIDADES TARIFÁRIAS

8. Para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária.
9. Os usuários do sistema de distribuição são classificados em grupos e subgrupos tarifários, conforme incisos XXXVII e XXXVIII, do art. 2º, da Resolução Normativa nº 414/2010.
10. Os postos tarifários são:
 - I. *Posto Tarifário Ponta: período composto por **três horas diárias consecutivas** definidas pela distribuidora, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para fins de semana e os feriados* definidos na Resolução Normativa nº 414/2010, art. 2º, inciso LVIII;
 - II. *Posto Tarifário Intermediário: **período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;***
 - III. *Posto Tarifário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.*
11. É admitida a flexibilização dos postos tarifários conforme disposto no item 10 deste Submódulo.
12. As modalidades tarifárias são:
 - I. *Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;*
 - II. *Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;*
 - III. *Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;*
 - IV. *Modalidade tarifária Convencional Monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;*
 - V. *Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras e aos agentes importadores conectados aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;*
 - VI. *Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou às permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e de consumo de energia elétrica.*
19. A TUSD classifica-se em:

- I. TUSD AZUL:
 - a) TUSD AZUL ponta – R\$/kW;
 - b) TUSD AZUL fora ponta – R\$/kW; e
 - c) TUSD AZUL – R\$/MWh – definida sem distinção horária.
- II. TUSD VERDE:
 - a) TUSD VERDE – R\$/kW - definida sem distinção horária;
 - b) TUSD VERDE ponta – R\$/MWh; e
 - c) TUSD VERDE fora ponta – R\$/MWh.
- III. TUSD CONVENCIONAL binômia – R\$/kW e R\$/MWh – definida sem distinção horária;
- IV. TUSD BRANCA:
 - a) TUSD BRANCA ponta – R\$/MWh;
 - b) TUSD BRANCA intermediária – R\$/MWh; e
 - c) TUSD BRANCA fora ponta – R\$/MWh.
- V. TUSD CONVENCIONAL monômia – R\$/MWh – definida sem distinção horária;
- VI. TUSD DISTRIBUIÇÃO - TUSDD:
 - a) TUSD DISTRIBUIÇÃO ponta – R\$/kW;
 - b) TUSD DISTRIBUIÇÃO fora ponta – R\$/kW; e
 - c) TUSD DISTRIBUIÇÃO – R\$/MWh – definida sem distinção horária.
- VII. TUSD GERAÇÃO – TUSDg – R\$/kW – definida sem distinção horária.

No item 10 são definidos os pontos de flexibilização:

10. FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

25. De forma a adequar a estrutura tarifária, tanto a distribuidora quanto os consumidores podem propor alterações, com análise substantiva, comprovando ser mais adequado e oportuno ao interesse público do que a proposta padrão, nos seguintes parâmetros de construção da tarifa de uso:
- I. Utilização ou não do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca;
 - II. Utilização do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca, em horário e duração diversa daquela estabelecida, sempre em períodos conjugados ao posto ponta;
 - III. Utilização de relação ponta/fora ponta/intermediário para a modalidade tarifária horária Branca diversa daquela estabelecida na proposta padrão;
 - IV. Utilização de relação entre a TUSD do posto fora de ponta da modalidade tarifária horária Branca e a TUSD da modalidade tarifária convencional – parâmetro kz – diversa daquela estabelecida na proposta padrão para cada subgrupo tarifário;
 - V. Utilização de relação ponta/fora ponta para as modalidades tarifárias horárias Azul e Verde diversa daquela estabelecida na proposta padrão;
 - VI. Fator de carga do cruzamento das retas tarifárias Azul e Verde;
 - VII. Valores dos Custos Marginais de Expansão calculados pela ANEEL, baseados em metodologia de custos médios; e
 - VIII. Definição de horário de ponta distinto para parcela do mercado nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 59.
26. A distribuidora deve apresentar sua proposta conforme cronograma definido no Submódulo 10.1 e os consumidores, durante o rito da Audiência Pública específica da revisão.

27. Cabe à ANEEL analisar as propostas e definir os parâmetros a serem utilizados.

28. A Estrutura Tarifária Padrão, proposta pela ANEEL, terá os seguintes fatores:

Fator	Valor
<i>Relação Ponta/Fora de Ponta A2</i>	<i>Relação Atual</i>
<i>Relação Ponta/Fora de Ponta A3</i>	<i>Relação Atual</i>
<i>Relação Ponta/Fora de Ponta A4</i>	<i>Relação Atual</i>
<i>Relação Ponta/Fora de Ponta AS</i>	<i>Relação Atual</i>
<i>Relação Ponta/Fora de Ponta B</i>	5,00
<i>Relação Intermediário/Fora de Ponta B</i>	3,00
<i>Fator de Cruzamento entre Retas Azul e Verde</i>	0,66
<i>Fator de Ponta da Energia</i>	1,72
<i>Fator Fora de Ponta da Energia</i>	1,00
<i>Fator Convencional da Energia</i>	1,06

Como se constata, os pontos de “flexibilização” resumem-se apenas em: propor um posto Intermediário diferente, um sinal tarifário Ponta/Fora Ponta no grupo A e um sinal Ponta/Fora de Ponta e Intermediário/Fora Ponta no grupo B diferente, o Fator de Carga do cruzamento das retas tarifárias Azul e Verde, e o custo médio das redes diferente do calculado pela ANEEL.

No entanto a proposição de apenas esses parâmetros não é suficiente para se construir uma tarifa com eficácia, pois outros importantes parâmetros estão indevidamente delimitados, a saber:

- a) No item 19 do Capítulo 5 definiu-se que as modalidades da Alta e Média Tensão são a Azul e a Verde, com dois postos tarifários denominados Ponta e Fora de Ponta.

Com essa definição, sem flexibilização, fica inviável criar tarifas com sinalização mais eficiente, pois existem empresas, como a CEMIG, nas quais seria adequado um posto tarifário adicional, como o posto “Horas Vazias” – madrugada, período em que praticamente não existem redes com demanda máxima na Ponta, **que, nessa empresa, seria interessante principalmente para veículos elétricos.**

- b) No item I do Capítulo 5 definiu-se que o horário de Ponta é composto por três horas diárias consecutivas, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para fins de semana e os feriados.

Neste ponto têm-se vários problemas.

- i. Primeiro que existem muitas empresas nas quais não se evidencia um período de Ponta com pico expressivo e curto, mas períodos grandes de carga alta, às vezes com descontinuidade, e períodos grandes de carga média ou leve. Assim a regra de 3 (três) horas e, ainda, a exigência de serem consecutivas, também inviabilizam a construção de tarifas aderentes ao comportamento da rede.

Além disso, mesmo em redes como as da CEMIG, com horário de Ponta “tradicional” (final do dia), o custo do posto Intermediário, em geral, tem resultado em um custo muito parecido com o do posto Fora de Ponta. Isso acontece porque as redes com demanda máxima no posto tarifário de Ponta têm o pico mais concentrado e, ao se definir um posto tarifário de Ponta para BT de 3 (três) horas praticamente todo horário de demanda máxima dessas redes é coberto, restando poucas redes com demanda máxima no posto Intermediário. No entender dos pesquisadores, o posto de Ponta da BT deveria ter 2 (duas) horas apenas e o Intermediário 1 (uma) hora antes e 1 (uma) hora depois.

- ii. Estabeleceu-se, ainda, que o período de Ponta é o mesmo para toda área de concessão, e isso também impede a otimização da rede, pois **as áreas geoeletricas têm comportamento de carga distintos**, podendo, inclusive, uma região estar com maior carregamento em um horário, e outra região com maior carga em horário oposto, mostrando uma carga própria com uso otimizado, quando, de fato, não está.
- iii. Estabeleceu-se que o intervalo de ponta não inclui os sábados e domingos.
 - Isso é outro grande problema, pois existem empresas que possuem redes de alta tensão com carga muito alta no sábado, o que leva à necessidade de se usar de artifícios (Resolução Normativa nº 414/2010, art. 59.) para contornar o problema, que seria facilmente resolvido sem esse engessamento, apenas estendendo o período de Ponta para o sábado.
 - Além disso, na maioria das empresas, as redes de BT Urbana (predominância de clientes residenciais) têm carga do dia útil no mesmo patamar que a carga do sábado e domingo, de forma que o **preço maior da Tarifa Branca de Ponta e Intermediário apenas no dia útil não irá aliviar a grande maioria das redes de baixa tensão.**
- iv. Definiu-se que o período do posto tarifário de Ponta é o mesmo para todos os subgrupos tarifários. Mais um problema, pois:
 - O horário de Ponta tradicional (para as empresas que tem) é diferente na alta e baixa tensão. O intervalo de Ponta da alta tensão desloca-se em mais ou menos 1 (uma) hora em relação à baixa tensão, ou seja, o Intervalo de Ponta da BT ocorre normalmente 1 (uma) hora mais tarde. A soma da carga da média tensão, que reduz ao final do dia, com a carga da BT que cresce no horário de Ponta, provoca esse deslocamento. Um único horário de Ponta para todos os subgrupos prejudica a otimização da rede, e obriga

a empresa a manter os horários atuais de Ponta e Fora de Ponta da AT também para a BT.

É possível provar que redução da carga dos clientes BT no intervalo de Ponta da BT e a modulação da carga dos clientes de média tensão no intervalo de Ponta da rede de MT traduz-se em maior redução dos custos de expansão.

- O horário de Ponta das redes rurais é mais ou menos 1 (uma) hora mais cedo que o horário de Ponta das redes urbanas. Considerando ainda que são alimentadores longos e, portanto, caros, torna-se ainda mais necessário um sinal específico e eficaz para sua otimização.

Além disso, as TUSD atuais são iguais ao longo de todo o ano, sendo que em áreas de concessão com grande sazonalidade a tipologia de um único período do ano, mesmo que seja no mês de carga máxima, pode não ser suficiente para proposição do sinal econômico adequado, pois:

- a diferença de carga máxima entre os meses pode ser pequena, mas com horários de carga máxima distintos, ensejando duas modalidades distintas com sinais e postos tarifários distintos;
- ou diferença de carga máxima entre os meses pode ser muito grande, tornando desnecessário qualquer sinal – a aplicação de tarifas diferenciadas quando a rede está em folga impõe custos à sociedade, sem receber nenhum benefício.

Assim os custos devem ser calculados analisando os períodos horários de carga máxima com visão anual e as tarifas de uso devem ter a possibilidade de serem diferentes, quanto aos postos tarifários, aos sinais de preços e conforme cada período sazonal distinto.

E em futuro próximo deve-se partir para a aplicação de custo locacional (zonal/regional) principalmente para Mini GD.

7.1.2. Exemplos de ineficiência do regramento atual

Caso 1 – Definição dos postos tarifários nas redes Urbanas e Rurais da ELFSM

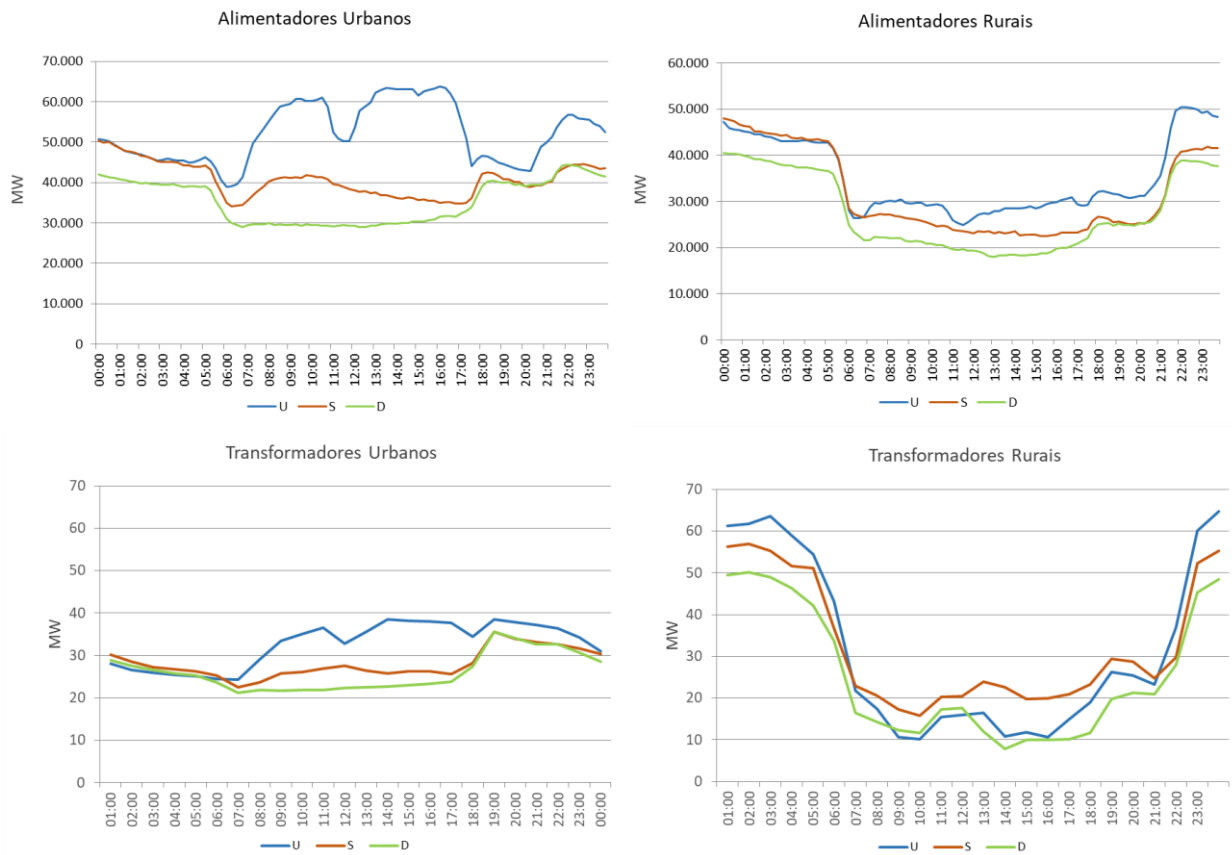


Gráfico 8 – Tipologia Redes MT e BT Urbanas e Rurais ELFSM

Observa-se claramente que as redes urbanas e rurais da ELFSM são completamente distintas. Nessas redes não há como definir um posto tarifário de Ponta de 3 (três) horas, nem na rede Urbana.

Os clientes de média tensão estão reduzindo sua carga sem que haja economia de investimento no sistema.

Não há como definir o mesmo horário e postos tarifários para a rede Urbana e Rural – são completamente distintas.

Caso 2 – Definição dos postos tarifários e sinalização horária nas redes da LIGHT



Gráfico 9 – Tipologia Redes MT e BT LIGHT

Quantidade de alimentadores e Energia total de cada grupo					Percentual de Clientes de cada Classe					
Grupo	nº de Alimentadores	% de alimentadores	Energia passante (MWh)	% Energia passante	B1	B2	B3	A4	B4a	AS
0	28	1,60%	28.559	1,50%	78,30%	5,50%	14,19%	1,98%	0,03%	0,00%
1	778	44,30%	1.057.502	57,30%	93,50%	0,90%	5,39%	0,20%	0,01%	0,00%
2	511	29,10%	342.179	18,60%	52,44%	1,14%	42,94%	3,22%	0,04%	0,23%
3	440	25,00%	416.226	22,60%	84,26%	1,36%	13,75%	0,58%	0,02%	0,03%
Total	1757		1.844.466							

Tabela 1– Características dos alimentadores tipo LIGHT

As redes da LIGHT também têm comportamentos bem distintos. Os alimentadores puderam ser facilmente agrupados em três tipos: o primeiro com característica mais residencial, com uso de ar condicionado à noite, incluindo a madrugada; outro com característica mais comercial, com carga maior de dia, também com alta contribuição do ar condicionado, e o terceiro que é um misto dos dois tipos.

O gráfico a seguir mostra a distribuição desses alimentadores no mapa da área de concessão da LIGHT.

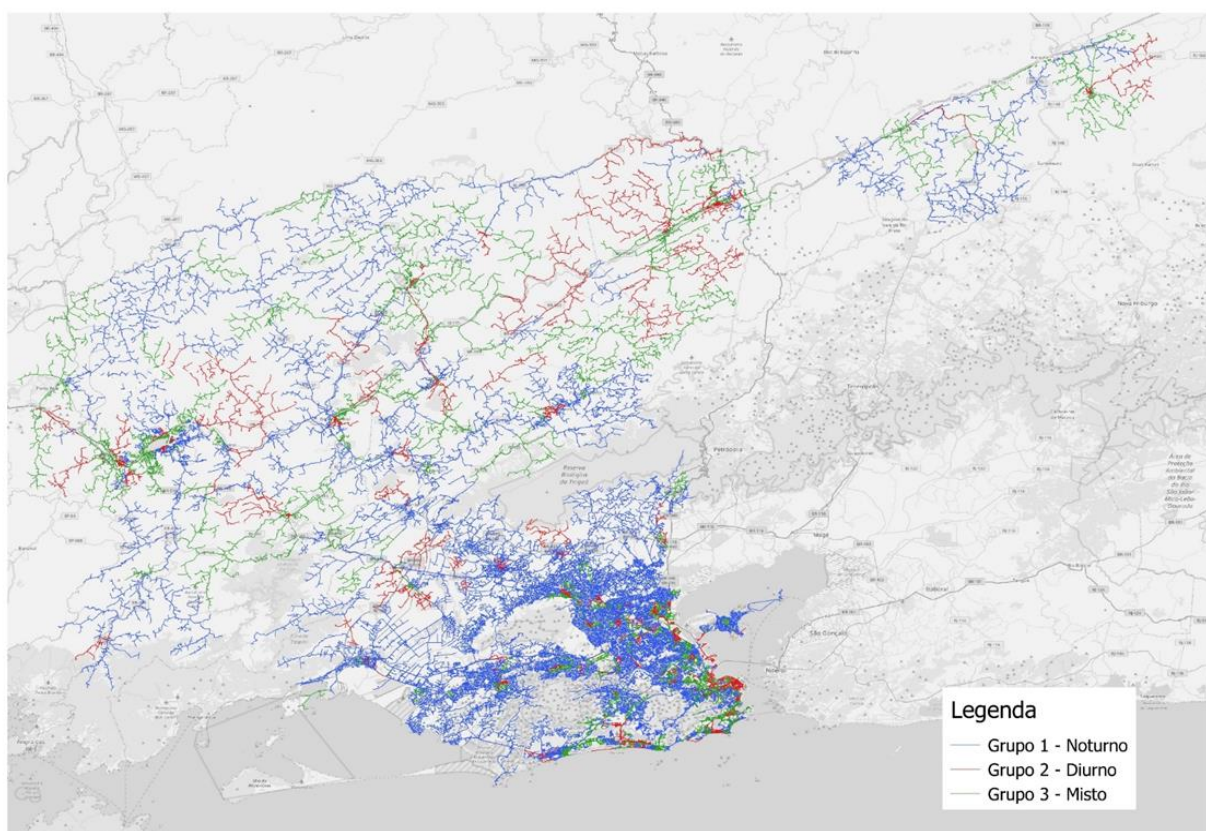


Figura 9– Mapeamento dos Alimentadores Típicos da LIGHT A

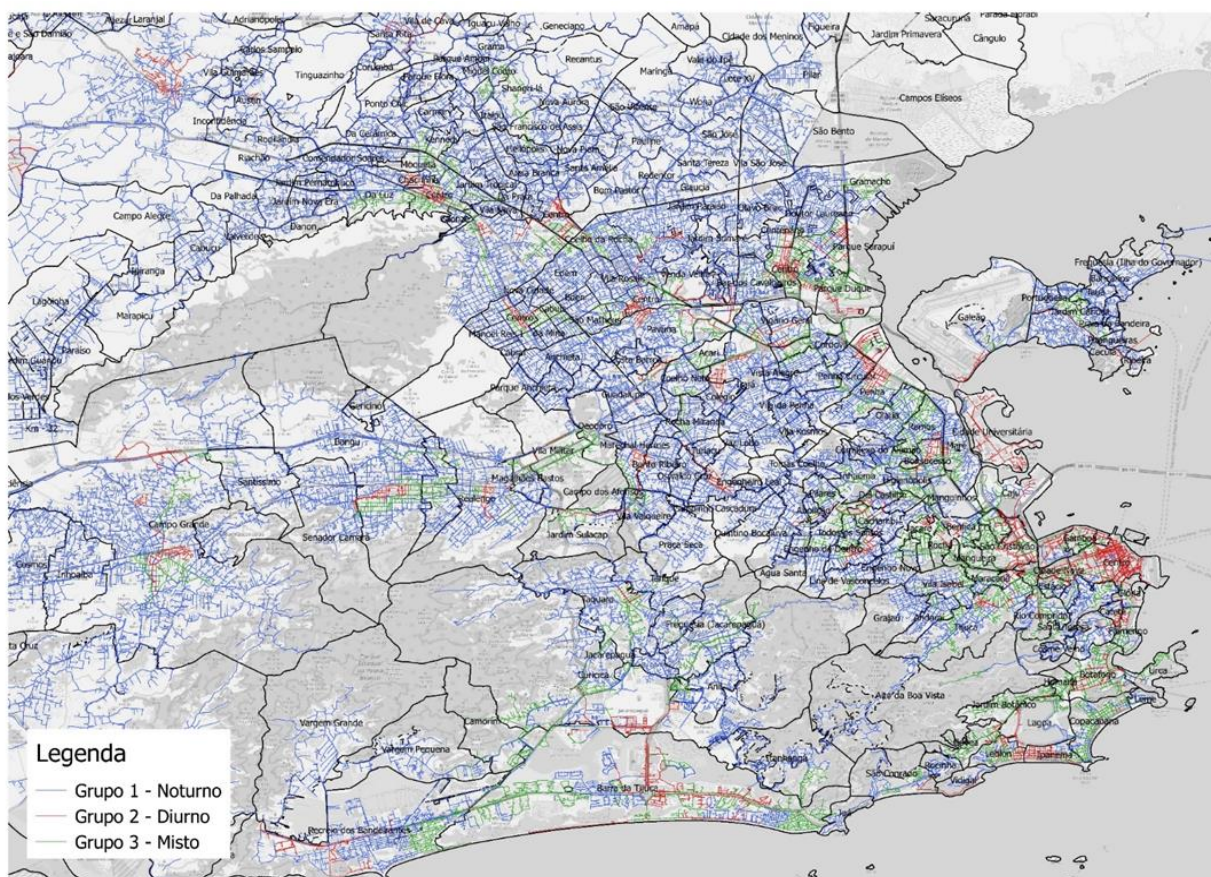


Figura 10– Mapeamento dos Alimentadores Típicos da LIGHT B

Da mesma forma que na ELFSM, não há como definir um posto tarifário de Ponta de 3 (três) horas para nenhum dos tipos de alimentadores. Os clientes de média tensão dessa empresa também estão reduzindo sua carga sem que haja economia de investimento no sistema.

Caso 3 – Sinal desnecessário nos meses de carga baixa – LIGHT

A carga máxima da LIGHT ocorre em janeiro com 3.000 MW, por volta das 22h. Já a carga máxima de julho acontece às 18h, porém com um valor de 2.000 MW, ou seja, 1.000 MW a menos que a carga máxima anual.

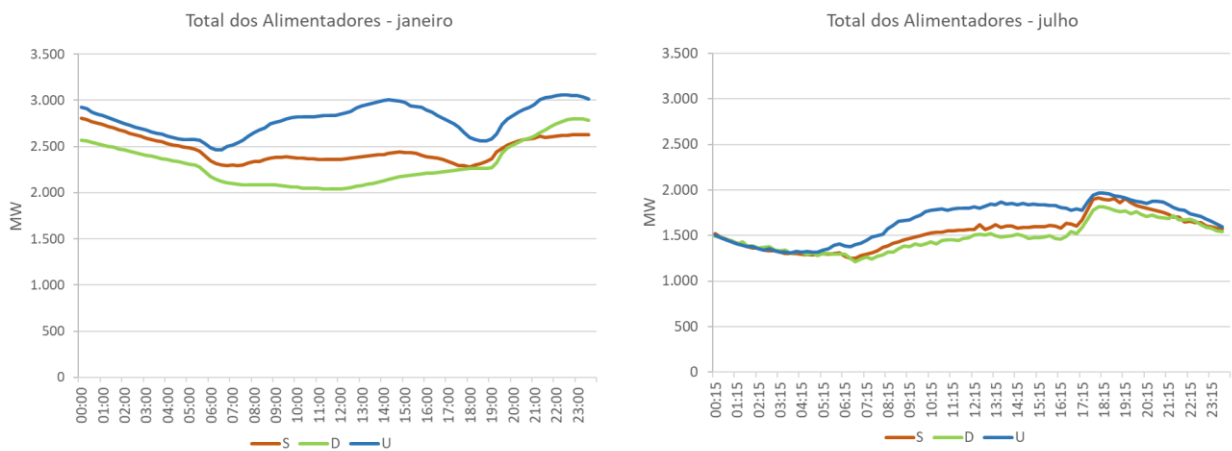


Gráfico 10 – Comportamento dos Alimentadores da LIGHT no Verão e “Inverno”

Obviamente nesse mês, como nos demais meses de carga baixa, não se faz necessária nenhuma redução de demanda por parte dos consumidores. Pelo próprio gráfico, observa-se a disparidade entre os níveis de carga do verão e “inverno”.

Essa modulação desnecessária impõe custos sem a contrapartida de investimentos.

Caso 4 – Rede CEMIG com carga alta no sábado

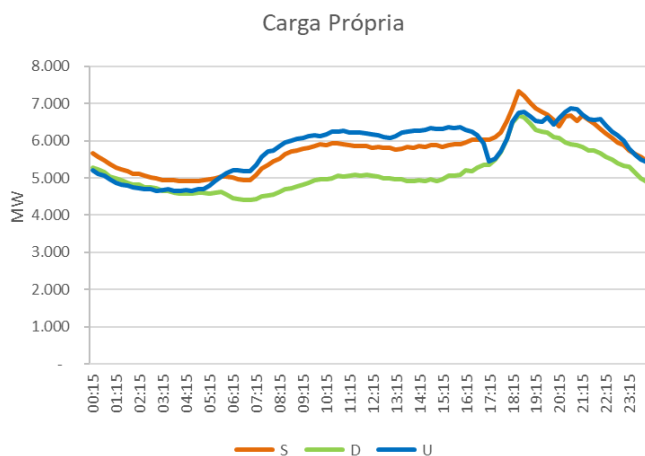


Gráfico 11 – Comportamento da Energia Distribuída Dia Útil, Sábado e Domingo – CEMIG D

A carga máxima da CEMIG ocorre normalmente nos meses de agosto e setembro, no sábado, com aproximadamente 300 MW acima da carga do dia útil. Pelo gráfico acima, percebe-se claramente a necessidade de estender o horário de Ponta também para os sábados nessa empresa.

Caso 5 – Rede BT com carga igual dia útil, sábado e domingo - CEMIG

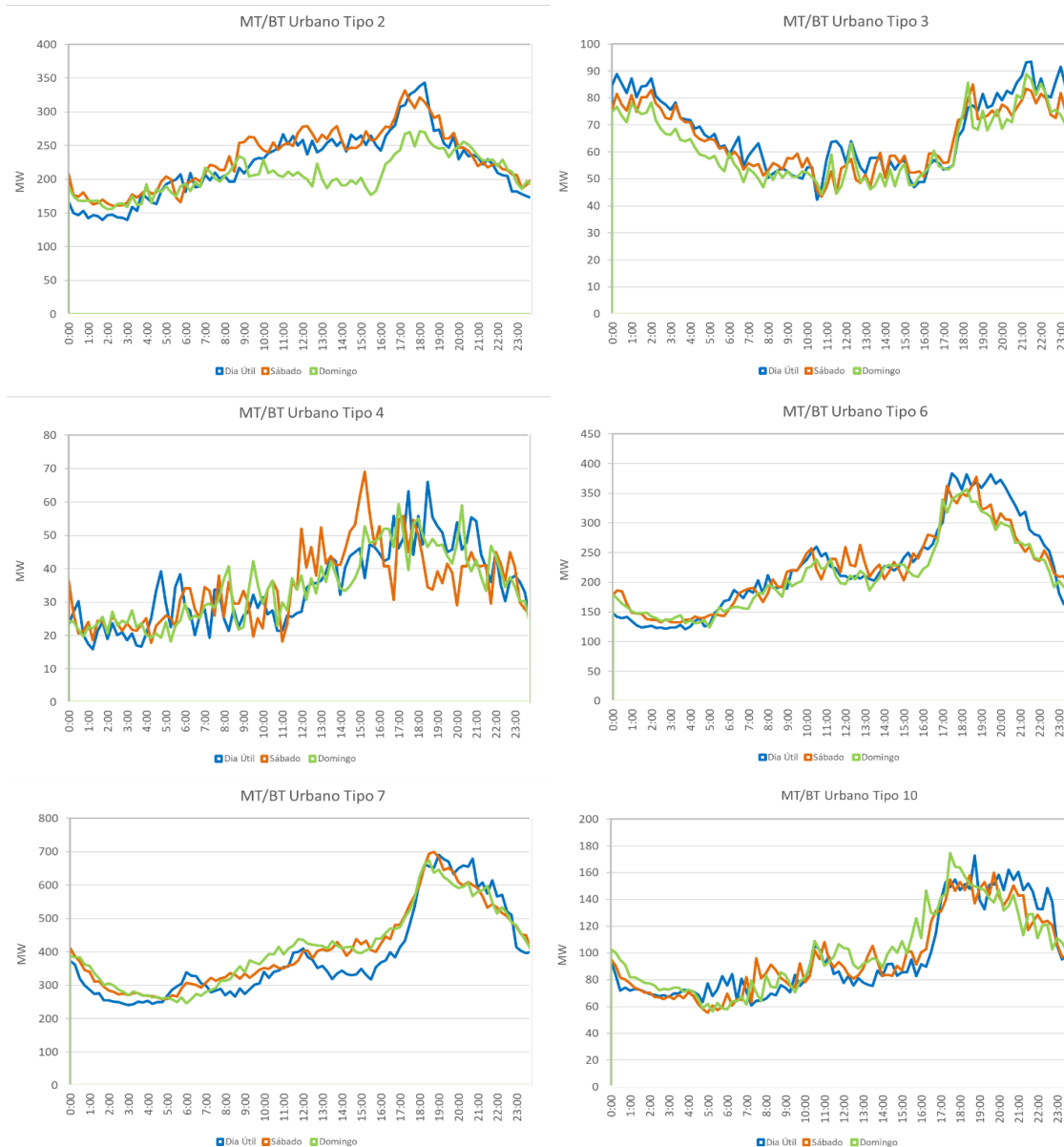


Gráfico 12 – Comportamento dos Transformadores Dia Útil, Sábado e Domingo – CEMIG D

Apesar de a carga total da BT no dia útil ser um pouco maior que no sábado e domingo, na maioria das redes de baixa tensão, que têm predominância de cliente residencial, isso não acontece. Assim, mantendo a regra de horário de Ponta e Intermediário da Tarifa Branca englobar apenas os dias úteis, não haverá alívio de carga na maioria das redes de baixa tensão, apenas esforço inútil da população para mudar seus hábitos e redução de receita para as distribuidoras entre revisões.

Caso 6 – Sinalização Regional – CEMIG

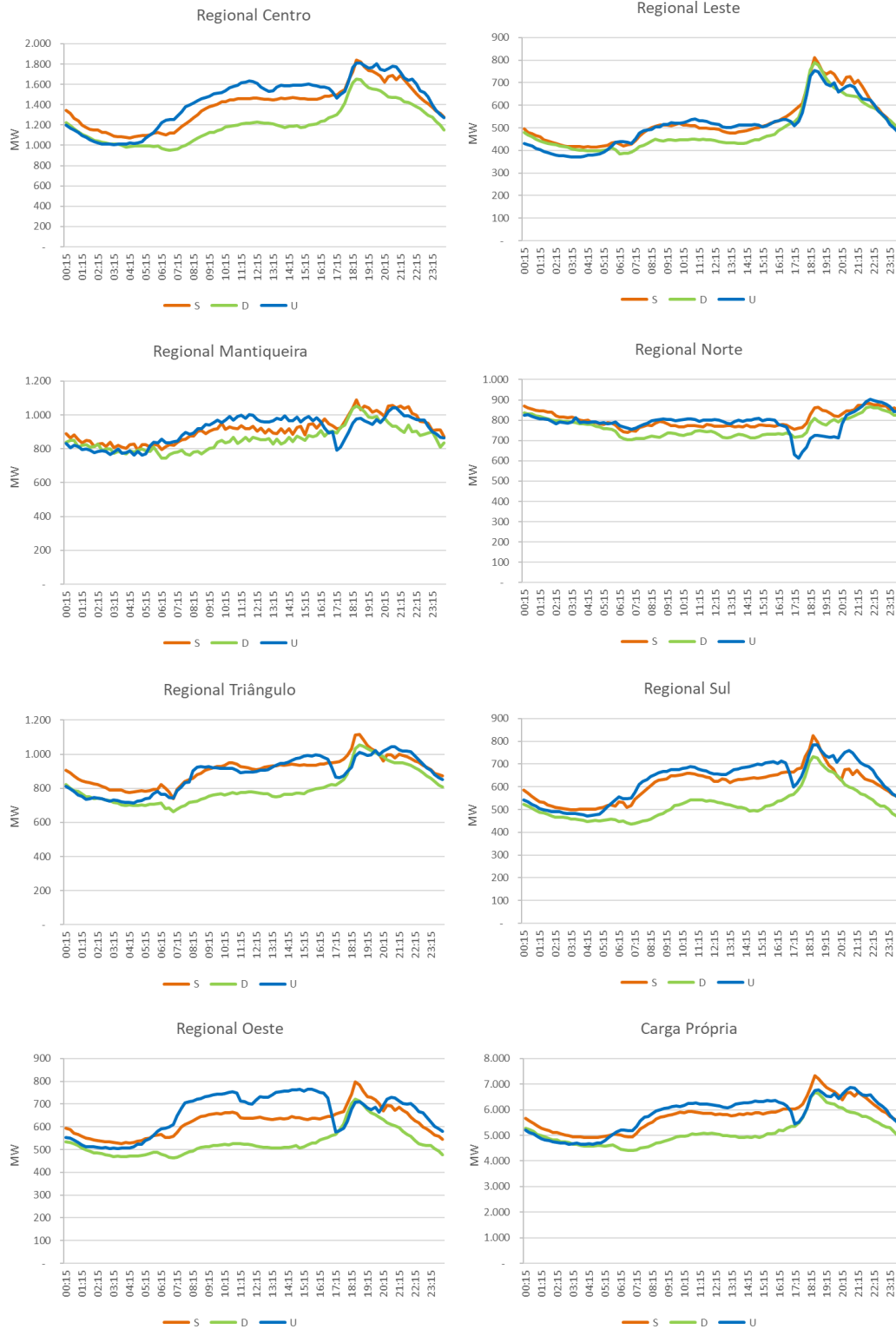


Gráfico 13 – Comportamento da Energia Distribuída por Regional – CEMIG D

Observa-se que as regionais da CEMIG D também têm comportamento de carga distintos.

A CEMIG D, pela sua característica de carga e pelo empenho de seus gestores na otimização da rede, tem hoje boa parte de suas redes de alta e média tensão bastante otimizada, especificamente das regionais Centro, Oeste e Triângulo.

As regionais Leste e Sul, devido a maior participação de mercado de baixa tensão, precisam de maior redução de carga na Ponta, que seria mais facilmente obtida com a aplicação adequada da Tarifa Branca.

A modulação de carga na regional Norte nunca trouxe economia de investimento. No passado, quando havia mais clientes eletrointensivos, a modulação elevada trazia sérios problemas de controle de tensão. Isso mudou com a migração de clientes para a rede básica, com a situação econômica e com a "modulação dinâmica".

O alívio da regional Mantiqueira é limitado pela carga do sábado.

7.1.3. Mercado utilizado na Construção das Tarifas

O primeiro problema a ser resolvido no processo de construção de tarifas, de implantação de novas modalidades tarifárias ou correção das modalidades existentes, é o mercado a ser adotado.

A construção de tarifas com o mercado realizado sem nenhum ajuste inviabiliza propor alterações nas modalidades tarifárias existentes, como o ponto de cruzamento das *TOU* ou a mudança dos intervalos horários dos postos tarifários, como também a implantação de novas modalidades, pois acarreta perda de receita para as distribuidoras.

No entanto, adequar o mercado às novas modalidades ou às correções das modalidades existentes é relativamente simples e objetivo.

Na AT e MT bastaria ajustar o mercado realizado reenquadrando os clientes nas novas modalidades Azul e Verde ao se alterar o ponto de cruzamento, ou seja, recalculando para cada cliente qual a modalidade que lhe proporcionará a menor fatura. Da mesma forma, se for necessário alterar o intervalo horário dos postos tarifários, basta verificar as novas demandas faturáveis, a partir das medições mensais de cada cliente.

Atualmente as empresas não podem propor, por exemplo, a alteração do horário de Ponta para um período mais tarde, pois haverá redução de demanda contratada com os clientes de média tensão, redução esta que não aparece no mercado realizado atual. Da mesma forma, nenhuma empresa pode propor mudança do ponto de cruzamento das tarifas Azul e Verde, pois também resultará em perda de receita, quando os clientes migrarem de uma modalidade para a outra, sem que isso tenha sido acertado no mercado realizado.

Assim faz-se urgente a alteração dos atuais procedimentos, pois isso tem impedido a evolução das tarifas de uso da rede. Deve-se continuar utilizando o mercado realizado, que tem suas inúmeras vantagens, mas é necessário fazer as devidas adequações para torná-lo compatível com as correções das modalidades existentes e com a implantação de novas modalidades.

CAPÍTULO IV – METODOLOGIA DE CÁLCULO DO CUSTO LOCACIONAL HORÁRIO DE USO DA REDE

1. Introdução

Reitera-se, neste capítulo, que o principal objetivo de um modelo tarifário é alocar de forma eficiente os recursos da sociedade, de forma que as tarifas devem estar aderentes aos Custos marginais de Uso da Rede, para que o consumidor escolha o energético (produção mais transporte) de menor custo e, ainda, sejam estimulados ao melhor uso compartilhado da rede, reduzindo os custos da expansão do sistema de distribuição.

Nesse sentido, a estrutura tarifária mais eficaz é aquela que incentiva o cliente a demandar nos horários e nos locais da rede elétrica de menor custo. Tarifas com sinalização econômica adequada devem estimular os consumidores ao melhor uso do sistema, tanto ao longo do dia quanto ao longo do ano e, além disso, ter diferenciação por áreas ou regiões geoeletricas, seja pelo comportamento de carga distinto (horas distintas de demanda máxima), seja pela localização na rede, isto é, pela distância dos usuários ao centro de geração ou de carga.

Especificamente a localização da nova geração na rede de distribuição é decisiva para o aproveitamento dos eventuais benefícios que essa nova modalidade de consumo pode trazer para a otimização da rede. Por isso, é necessário que se direcione a implantação de novas unidades geradoras para locais de maior concentração de carga, aplicando um sinal tarifário adequado. Além disso, a metodologia do custo nodal, por fluxo de potência, é a metodologia que consegue, de fato, apurar o custo de uso da rede pelos geradores.

Como já colocado, a metodologia atual de cálculo dos Custos de Uso da Rede de Distribuição está bem desenvolvida do ponto de vista horário, mas várias restrições na construção da TUSD têm impedido alcançar plenamente seus objetivos, e um dos motivos são as grandes diferenças regionais no comportamento da carga das redes, bem como no nível de custo, que varia muito no Brasil devido à enorme extensão das áreas de concessão.

Além disso, a tarifação do uso da rede pelos geradores conectados em tensão igual ou inferior a 69 kV é um problema muito mal equacionado na regulação brasileira, pois não tem nenhuma correlação com os reais custos impostos por esses usuários, problema que se agravou com a inserção da mini e microgeração distribuída na rede de distribuição, que vem impondo perda de receita às distribuidoras, com subsequente aumento de tarifas para os demais consumidores.

De forma que um novo passo rumo ao cálculo do custo de uso da rede com visão horária e espacial precisa ser dado, exigindo deste projeto de P&D o desenvolvimento de uma nova

metodologia que levasse simultaneamente em consideração tanto a participação do cliente na demanda máxima das redes quanto o ponto específico de sua conexão.

Como já colocado no Capítulo II, os Custos de Uso da Rede estão relacionados a dois fatores fundamentais:

- a) a contribuição da demanda do cliente na formação da carga máxima da rede e;
- b) o ponto de conexão do cliente na rede.

A metodologia adotada atualmente no Brasil leva em consideração o conceito estabelecido em "a" e calcula o custo horário de uso da rede, como também leva em consideração, de forma bastante simplificada, o conceito estabelecido em "b". A "estrutura vertical" atual vem de um ponto de vista simplificado do custo locacional.

Os custos locacionais, empregados na Rede Básica, consideram apenas o conceito estabelecido em "b", mas de forma precisa: calcula os custos em cada barra ou nó da rede, por simulação de fluxo de potência.

O que se apresentará neste capítulo é uma nova metodologia, que associa o custo nodal ao custo horário.

O cálculo do custo nodal na rede de distribuição, incluindo média e baixa tensão, é totalmente viável no Brasil de hoje, dado que todo esse sistema está completamente georreferenciado.

O modelo utilizará as informações do BDGD, simulando o fluxo de potência com o OPEN DSS, associando-o aos custos unitários e ao comportamento da carga de cada hora, de cada trecho da rede de distribuição, dando uma nova dimensão ao conhecimento do Custo de Uso da Rede de Distribuição.

O cálculo do custo nodal não significa aplicação de tarifas nodais, mas a possibilidade de cálculo de tarifas zonais ou regionais e, principalmente, o aumento do conhecimento do setor de distribuição em relação ao seu serviço: transporte de energia elétrica. Mesmo que as tarifas de cada subgrupo não venham a ter diferenciação de nível, se forem calculadas a partir dos custos nodais horários, fornecerão resultados mais precisos que a metodologia atual, refletindo muito melhor os custos.

De certa forma, as tarifas no Brasil já são regionalizadas, pois cada distribuidora tem custos próprios que refletem as particularidades de sua rede. Porém, dentro da área de concessão de uma empresa, existem redes com diferentes comportamentos de carga, diversos tipos de usuários, com diferentes custos de transporte, conforme sua participação na carga máxima das redes e seu ponto de conexão. Então é plausível uma diferenciação zonal ou regional dentro da própria área de concessão, que venha alocar de forma mais eficiente os recursos e excedentes econômicos. A regionalização irá reduzir os subsídios cruzados entre os usuários do sistema e trazer mais transparência sobre a existência de subsídios.

O desafio é encontrar um ponto que equilibre os custos com a regionalização das tarifas (maior base de dados, cálculo mais complexo, maiores custos comerciais, regulador com maior estrutura de pessoal, dentre outros) com os seus benefícios e, principalmente, superar as dificuldades no entendimento e na aceitação por parte dos usuários.

2. Custo Locacional de Uso da Rede

O custo locacional de uso da rede ou Custo Nodal é atualmente empregado na construção das tarifas de transmissão ou Rede Básica, calculado pelo método do ICRP – *Investment Cost Related Pricing*, e a formulação é a seguinte:

$$\pi_j = \sum_i \frac{C_i}{Cap_i} \times \beta_{i,j}$$

Onde:

π_j = Custo de uso da rede ao solicitar ou injetar um 1 kW na barra j

C_i = Custo anual do elemento i , em R\$/ano, obtido a partir do Valor Novo de Reposição – VNR

Cap_i = Capacidade, em kW, do elemento i da rede

$\beta_{i,j}$ = parcela de fluxo transitando em cada elemento i ao solicitar ou injetar 1 kW na barra j

A questão fundamental do modelo é o cálculo de $\beta_{i,j}$, que é feito por simulação de fluxo de potência, considerando a configuração da rede e um determinado despacho de geração para atender um conjunto de cargas no período de maior carregamento da rede.

O ICRP é calculado partir da configuração da rede atual usando simulações de fluxo de potência. A rigor, trata-se de Custo Médio de Longo Prazo – CmeLP, já que se trabalha com a rede existente, adotado como uma aproximação ao Custo Marginal de Longo Prazo – CMgLP.

Parte-se do pressuposto que a rede está operando no ótimo, que pode variar a capacidade de forma contínua, e que os aumentos ou reduções de fluxo – $\beta_{i,j}$ em cada um dos elementos da rede resultam em aumentos ou reduções proporcionais de capacidade, como também de custo.

O raciocínio é de análise marginal: *qual a variação de fluxo, e conseqüentemente de capacidade e de custo, quando se solicita ou se injeta 1 kW em um determinado ponto da rede?*

Para obter o custo unitário de cada elemento i da rede, foi necessário dividir o C_i (VNR), em R\$, pela sua capacidade – Cap_i , em kW, ao contrário de se utilizar o fluxo transitando no elemento. Dessa forma não se leva em consideração os níveis distintos de carregamento de

cada elemento, o que resultaria em uma sinalização tarifária equivocada, pois o custo, que seria o custo médio de curto prazo, de cada elemento, em R\$/kW, ficaria contrário ao racional:

- alto, quando o elemento de rede estivesse em folga, fluxo baixo e;
- baixo, quando o elemento de rede estivesse carregado, fluxo alto.

Usar a capacidade de cada elemento é o mesmo que considerar que todos os elementos têm o mesmo nível de carregamento, de início igual a 100%.

Outras considerações importantes sobre o custo nodal:

- ✓ Quanto mais perto da geração estiver a carga, menor será o custo dessa carga, pois menos elementos de rede estão envolvidos no atendimento e mais elementos podem ser aliviados, e vice-versa.
- ✓ Quanto mais perto da carga estiver a geração, menor será o custo desse gerador, pois menos elementos de rede estão envolvidos no atendimento e mais elementos podem ser aliviados, e vice-versa.

Uma carga ou uma geração conectada em uma determinada barra j possuem o mesmo valor absoluto de custo, porém de sinal invertido. Quando uma carga em uma barra j tem sinal positivo, significa que se está aumentando os custos de uso da rede e nesse caso um gerador conectado nessa mesma barra viria a aliviar a rede, proporcionando um custo evitado (negativo) do mesmo valor, em R\$/kW.

Deixa-se claro que, ao solicitar uma carga em uma determinada barra j , haverá aumento de fluxo (aumento de CMgLP) em alguns elementos e redução de fluxo (redução de CMgLP) em outros. O custo total nodal irá depender dos custos e da quantidade de elementos com aumento ou redução de fluxo.

Como o custo unitário foi calculado com a capacidade do elemento, o somatório dos produtos do custo nodal de cada barra multiplicado pela carga ou injeção em cada barra não irá recuperar o somatório dos custos totais anuais de todos os elementos de rede.

Assim faz-se necessário um ajuste nos custos nodais para recuperar esse custo anual de toda a rede.

Por outro lado, a Receita Requerida da rede, calculada com outros critérios, também é diferente desse custo anual, o que requer outro ajuste ao definir as tarifas efetivamente aplicáveis aos usuários, de forma que se poderia fazer um único ajuste para recuperar diretamente a Receita Requerida. De todo modo, acredita-se ser interessante que a distribuidora conheça os custos nodais ainda ao nível do custo marginal. Existe mais de uma maneira de fazer esse ajuste, a ser discutido em outro momento.

A deficiência dessa metodologia, assim concebida, é assumir que, no despacho considerado, todos os elementos de rede estão com carga máxima na mesma hora, pois isso não ocorre.

Mesmo no momento de carga máxima do sistema como um todo, há elementos de rede com carga máxima em outras horas. Por exemplo: o sistema todo tem carga total máxima às 19h e o despacho foi definido para essa hora, nessa situação a maioria dos elementos de rede estará com carga máxima nesse horário, mas não todos, haverá elementos com carga máxima em outras horas. Ou seja, a metodologia tem essa simplificação e não percebe a hora de carregamento dos diversos elementos da rede.

Não considera também que os clientes têm comportamentos de carga distintos e que contribuem diferentemente na formação da demanda máxima das redes.

A ANEEL buscou calcular o custo da Rede Básica em Ponta e Fora de Ponta utilizando dois despachos de carga distintos: um para o período de carga máxima do sistema (Ponta) e outro para o período de carga média do sistema (Fora de Ponta). Mas isso, de fato, não representa os custos horários, o que se tentará explicar no item 3.

3. Custo Horário de Uso da Rede

A metodologia atual também parte do mesmo raciocínio de análise marginal, ou seja: *qual a variação de fluxo e, conseqüentemente, de custo, quando se solicita ou se injeta 1 kW em um determinado ponto da rede?*

Porém, como já colocado no Capítulo II, a configuração da rede é bem simplificada, tendo, do ponto de vista "locacional", apenas 4 (quatro) "barras equivalentes" do sistema.

Por outro lado, essa metodologia é muito precisa quanto ao horário de carregamento das redes, sendo as tarifas, por isso, muito eficazes na otimização do sistema elétrico, trazendo benefícios com a postergação de investimentos.

Como já apresentado, a sua base conceitual tem como postulado que os custos das redes estão vinculados à sua demanda máxima. É o aumento da demanda máxima transitada pelas redes que implica necessidade de investimentos em expansão – Custo Marginal de Longo Prazo.

Além disso, considera-se que as redes têm demandas máximas em horas distintas, e que a distribuidora investe para expandir redes com demanda máxima em diferentes horas de ocorrência.

O cálculo dos Custos de Uso da Rede de Distribuição consiste em determinar quais os acréscimos de fluxo em todas as redes envolvidas no atendimento de um determinado tipo de cliente, ao se conectar ou aumentar sua carga em cada hora (desde a rede na qual está conectado até a rede de 138 kV).

O somatório do produto desses acréscimos de fluxo em cada tipo de rede pelo seu respectivo custo será o custo imputável a cada cliente pelo uso das redes com demanda máxima em determinada hora h .

No Capítulo II encontra-se toda a base conceitual que deu origem à seguinte formulação para o Custo de Uso da Rede de Distribuição – CURD atribuído a cada cliente j , em cada hora de demanda máxima de cada segmento de sistema ou agrupamento k , envolvido no seu atendimento:

$$CURD_{j,h}^k = CME\chi^k \times \varphi^{(k_0,k)} \times (1 + fpp_h^{(k_0 \rightarrow k)}) \times \pi_{j,h}^k \times P_{j,h}^u$$

- $\varphi^{(k_0,k)}$ = Índice de fluxo que transita em cada segmento de sistema k quando 1 kW é solicitado na rede k_0 na qual o cliente está conectado
- $P_{j,h}^u$ = Fator de Coincidência – demanda do cliente tipo j na hora h dividida pela sua demanda máxima no posto tarifário u
- $\pi_{j,h}^k$ = Probabilidade de o cliente marginal de um dado tipo j associar-se a uma rede tipo do segmento de sistema k , cuja demanda máxima ocorre na hora h
- $fpp_h^{(k_0 \rightarrow k)}$ = Perdas acumuladas de potência desde a rede de conexão do cliente, k_0 , até cada segmento de sistema k , na hora h
- $CME\chi^k$ = Custo de Expansão ou Custo Marginal de Longo Prazo – CMGLP de cada segmento de sistema k

Relembrando, para comparar com a metodologia nodal: cada consumidor utiliza a rede à qual está conectado e todas as redes à montante (em geral as tensões superiores) do seu ponto de conexão. Assim o custo total de capacidade de um determinado cliente será a soma dos seus custos em cada hora de cada segmento de sistema envolvido no atendimento.

- i. Clientes do subgrupo A2: Custo de Uso das redes 88 kV a 138 kV
- ii. Clientes do Subgrupo A3: Custo de Uso das redes de 69 kV até as redes de 88 kV a 138 kV
- iii. Clientes dos Subgrupos A3a e A4: Custo de Uso das redes MT (>2,3 kV até 44 kV) até as redes de 88 kV a 138 kV, separados em urbano e rural
- iv. Clientes do Grupo B: Custo de Uso das redes BT até a rede as redes de 88 kV a 138 kV, separados em urbano, rural e subterrâneo

4. Custo Locacional Horário de Uso da Rede

Unindo os conceitos, já que os custos de uso da rede dependem da contribuição do cliente à demanda máxima das redes e de sua localização na rede:

- i. A metodologia do ICRP, empregada na Rede Básica, leva em consideração a localização do usuário no sistema, mas não percebe o horário de carga máxima dos elementos de rede nem a efetiva contribuição de cada tipo de cliente nessas cargas máximas.
- ii. Já a metodologia do custo horário empregada na distribuição leva em consideração as horas de fluxo máximo dos diversos tipos de redes e a contribuição dos diversos clientes na formação desses fluxos, porém é limitada do ponto de vista locacional, restrita a poucas "barras equivalentes", que são os segmentos do sistema relacionados aos grupamentos tarifários.

A ANEEL construiu as tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST nos postos tarifários Ponta e Fora de Ponta calculando os custos locacionais com dois despachos de carga: um configurado para o período de carga máxima, considerado como Ponta, e outro configurado para carga média, considerado como Fora de Ponta. Como era de se esperar, foram obtidos custos muito semelhantes, pois os valores de $\beta_{i,j}$ alteram-se pouco, ao diferenciar apenas o despacho. É necessário conhecer a curva de carga dos diversos elementos de rede e verificar aqueles com demanda máxima no posto tarifário de Ponta, distinguindo-os daqueles com demanda máxima do posto Fora de Ponta.

Deve-se considerar no Custo de Ponta apenas o custo unitário dos elementos de rede com demanda máxima na Ponta. O mesmo critério vale para o custo Fora de Ponta. Quando um cliente qualquer solicita um 1 kW adicional no posto Ponta, apenas os elementos da rede com demanda máxima nesse horário deverão ser ampliados, os elementos com carga máxima em outro período horário não terão alteração no carregamento máximo, portanto não exigirão investimentos, nem custos.

Esse é o conceito fundamental do *Custo Horário* empregado na distribuição. Essa seria a alteração básica necessária para obter custos com lógica econômica, ou seja, custos de expansão que efetivamente se incorreria ao se solicitar 1 kW adicional no horário de Ponta, ou Fora de Ponta.

A Responsabilidade de Potência, constante na metodologia do custo horário, faz isso ao considerar a probabilidade de os clientes se associarem às redes com demanda máxima em cada hora. Quanto mais redes com demanda máxima na Ponta, maior será a probabilidade de associação a essas redes e maior o custo de Ponta. No extremo, se todas as redes tiverem demanda máxima no posto Ponta, a Probabilidade de Associação e o custo Fora de Ponta serão nulos, pois $\alpha_{h \in FP}^k$ seria igual a zero – nenhuma energia transitando por redes com demanda máxima no posto Fora de Ponta.

Além disso, a Responsabilidade de Potência considera também o Fator de Coincidência, as perdas acumuladas de potência e **a proporção de fluxo – $\phi^{(k0,k)}$, que na metodologia locacional é o próprio $\beta_{i,j}$.**

Assim, a rigor, deve-se ainda considerar na metodologia locacional horária o Fator de Coincidência ou a contribuição do cliente na formação da demanda máxima da rede, bem como as perdas acumuladas de potência desde sua barra de conexão até cada elemento de rede.

Não é necessário considerar a Probabilidade de Associação, pois na simulação de fluxo de potência com o BDGD o cálculo é determinístico, ou seja, o custo é calculado para cada usuário conectado em cada uma das barras da rede.

Assim a formulação proposta para o cálculo do Custo Locacional Horário é a seguinte:

$$\pi_{j,h} = \sum_i \frac{C_i}{Cap_i} \times \beta_{j,h}^i \times (1 + fpp_h^{(j \rightarrow i)}) \times P_{j,h}$$

$\pi_{j,h}$ = Custo Locacional Horário de Uso da rede ao solicitar ou injetar um 1 kW na barra j , na hora h

C_i = Custo anual do elemento i , em R\$/ano, obtido a partir do Valor Novo de Reposição – VNR

Cap_i = Capacidade, em kW, do elemento de rede i

$\beta_{j,h}^i$ = Variação na carga máxima de cada elemento i quando o usuário solicitar ou injetar 1 kW na barra j , na hora h

$fpp_h^{(j \rightarrow i)}$ = Perdas acumuladas de potência, desde a barra de conexão do cliente j até cada elemento de rede i , na hora h

$P_{j,h}$ = Fator de Coincidência – demanda do cliente tipo j , na hora h , dividida pela sua demanda máxima.

No exemplo a seguir têm-se 6 trechos de rede e 7 usuários. Os horários de demanda máxima são:

- Trechos AB e DF: demanda máxima às 19h
- Trecho BC: demanda máxima às 9h
- Trecho CD: demanda máxima às 16h
- Trecho ED: demanda máxima ((injeção) às 12h
- Trecho DF: demanda máxima às 19h
- Trecho FG: demanda máxima às 18h

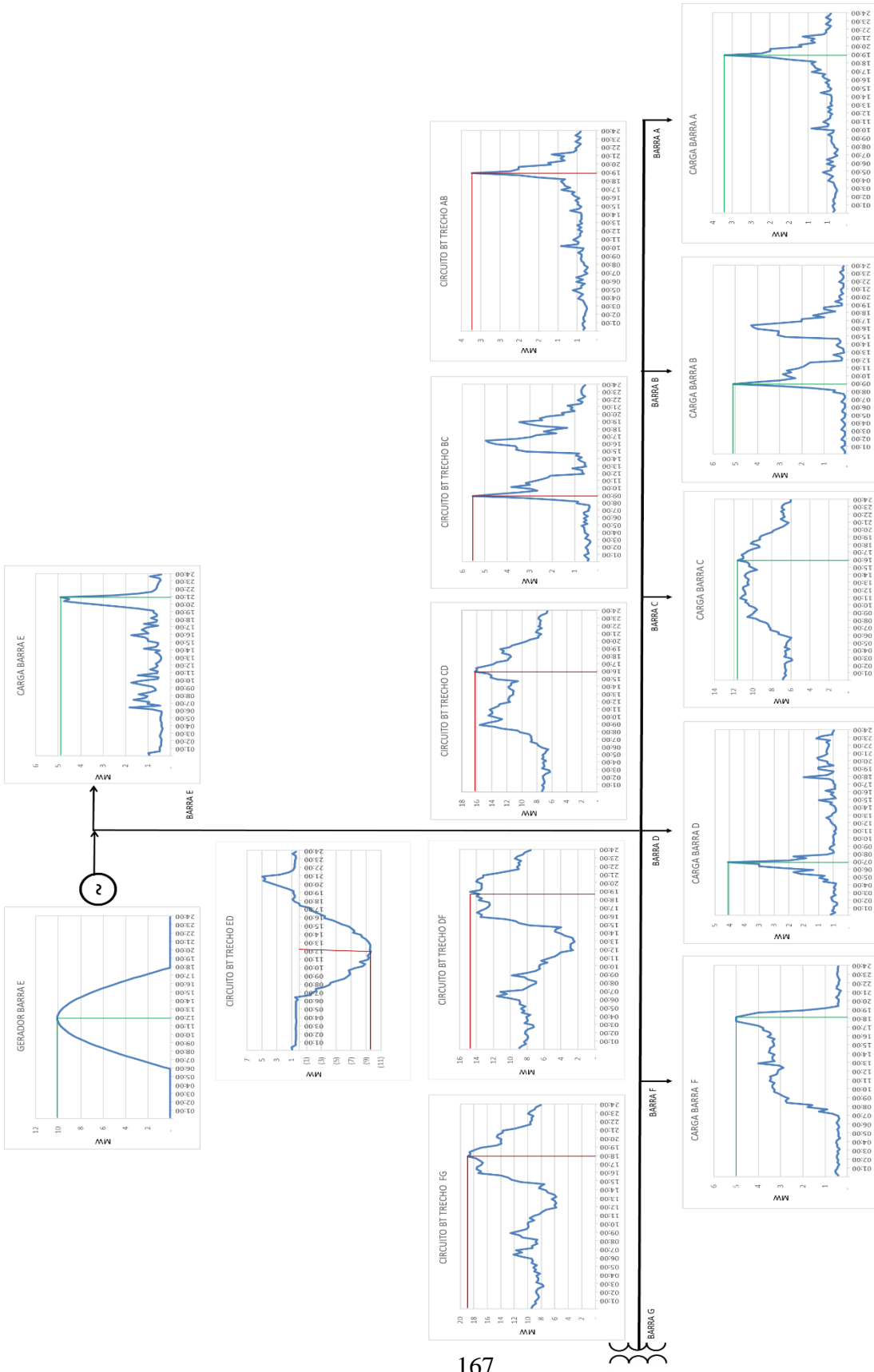


Gráfico 1 – Exemplo Fictício de um circuito de Baixa Tensão

TRECHO	Hora Dmax	Perda Potência cada Trecho	C _i	Cap _i	C/Cap _i RS/kW	Beta						Fator de Coincidência - em relação Dmax diária						Fator de perdas de potência - perdas acumuladas						
						Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E
AB	19:00	ppvB	C _{AB}	Cap _{AB}	C _{AB} /Cap _{AB}	β _{A,AB}					P _{A,9}					fpp _{A-B}								
BC	09:00	ppvC	C _{BC}	Cap _{BC}	C _{BC} /Cap _{BC}	β _{A,BC}	β _{B,BC}				P _{A,9}	P _{B,9}				fpp _{A-C}	fpp _{B-C}							
CD	16:00	ppvD	C _{CD}	Cap _{CD}	C _{CD} /Cap _{CD}	β _{A,CD}	β _{B,CD}	β _{C,CD}			P _{A,17}	P _{B,17}	P _{C,17}			fpp _{A-D}	fpp _{B-D}	fpp _{C-D}						
ED	12:00	ppvE	C _{DE}	Cap _{DE}	C _{DE} /Cap _{DE}	β _{A,ED}	β _{B,ED}	β _{C,ED}	β _{D,ED}		P _{A,17}	P _{B,17}	P _{C,17}	P _{D,17}		fpp _{A-E}	fpp _{B-E}	fpp _{C-E}	fpp _{D-E}					
DF	19:00	ppvF	C _{EF}	Cap _{EF}	C _{EF} /Cap _{EF}	β _{A,EF}	β _{B,EF}	β _{C,EF}	β _{D,EF}	β _{E,EF}	P _{A,17}	P _{B,17}	P _{C,17}	P _{D,17}	P _{E,17}	fpp _{A-F}	fpp _{B-F}	fpp _{C-F}	fpp _{D-F}	fpp _{E-F}				
FG	18:00	ppvG	C _{FG}	Cap _{FG}	C _{FG} /Cap _{FG}	β _{A,FG}	β _{B,FG}	β _{C,FG}	β _{D,FG}	β _{E,FG}	P _{A,17}	P _{B,17}	P _{C,17}	P _{D,17}	P _{E,17}	fpp _{A-G}	fpp _{B-G}	fpp _{C-G}	fpp _{D-G}	fpp _{E-G}	fpp _{F-G}			

Tabela 1 – Parâmetros de cálculo do Custo Locacional Horário dos clientes do circuito fictício de Baixa Tensão

TRECHO	Hora Dmax	Perda Potência cada Trecho	C _i	Cap _i	C _i /Cap _i RS/kW	Beta						Fator de Coincidência - em relação Dmax diária						Fator de perdas de potência - perdas acumuladas						
						Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E
AB	19:00	1,0%	30,00	3,23	9,28	1,00					1,000					1,00%								
BC	09:00	1,0%	30,00	5,54	5,42	1,00	1,00				0,119	1,000				2,01%	1,00%							
CD	16:00	1,0%	150,00	16,25	9,23	1,00	1,00	1,00			0,138	0,784	1,000			3,03%	2,01%	1,00%						
ED	12:00	1,0%	70,00	9,61	7,29	0,79	0,79	1,00	1,00	1,00	0,115	0,043	0,939	0,135	0,116	1,000	3,03%	2,01%	1,00%	0,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
DF	19:00	1,0%	120,00	14,76	8,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,000	0,039	0,799	0,247	0,153	-	4,06%	3,03%	2,01%	1,00%	2,01%	2,01%	2,01%	2,01%
FG	18:00	1,0%	100,00	18,90	5,29	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,285	0,196	0,813	0,370	0,121	-	5,10%	4,06%	3,03%	2,01%	3,03%	3,03%	3,03%	1,00%

Tabela 2 – Valores dos parâmetros de cálculo do Custo Locacional Horário dos clientes do circuito fictício de Baixa Tensão

Assim nesse circuito só existem custos alocados às 9h, 12h, 16h, 18h e 19h. Nas demais horas o custo é zero.

Os custos de cada trecho – $\frac{C_i}{Cap_i}$ são fictícios e maiores que a realidade para facilitar a explicação.

Cálculo do custo do cliente A na hora $h = 19h$

Por simplificação considerou-se perdas iguais a 1% para cada trecho.

Assim pela fórmula do Custo Locacional Horário tem-se:

$$\pi_{j,h} = \sum_i \frac{C_i}{Cap_i} \times \beta_{j,h}^i \times (1 + fpp_h^{(j \rightarrow i)}) \times P_{j,h}$$

Cálculo do custo do Cliente A às 19h – $\pi_{A,19}$

Neste exemplo os trechos com carga máxima às 19 horas são os trechos AB e DF.

O cliente A tem demanda máxima às 19h, e é o único que usa o trecho AB, logo o seu Fator de Coincidência - $P_{A,19}$ é 1.

$\beta_{A,19}^{AB}$ e $\beta_{A,19}^{DF}$ são iguais a 1, pois, ao cliente A solicitar 1 kW na barra A, 100% de sua demanda nessa hora vem ou passa por esses trechos.

A perda de potência no trecho AB – $fpp_{19}^{(A \rightarrow B)}$ é 1% e a perda acumulada, desde o ponto de conexão do cliente A até o trecho DF – $fpp_{19}^{(A \rightarrow F)}$, é 4,06%.

O custo unitário do trecho AB – $\frac{C_{AB}}{Cap_{AB}}$ é 9,28 R\$/kW, e do trecho DF – $\frac{C_{DF}}{Cap_{DF}}$ é 8,13 R\$/kW.

No trecho DF o cliente A compartilha a rede com os consumidores B, C, D e E, além do gerador E. Isso não interfere no cálculo do seu custo de uso da rede, mas será importante no momento de consolidar a recuperação do custo total do circuito.

$$\pi_{A,19} = 9,28 \times 1 \times (1 + 1\%) \times 1 + 8,13 \times 1 \times (1 + 4,06\%) \times 1$$

$$\pi_{A,19} = 9,38 + 8,46 = 17,83 \text{ R\$/kW}$$

Cálculo do custo do cliente A na hora $h = 18h$

O único trecho com demanda máxima às 18h é o trecho FG, compartilhado por todos usuários.

O Fator de Coincidência do cliente A nesse trecho – $P_{A,18}$ – é 0,285.

O custo unitário do trecho FG é 5,29 R\$/kW e a perda acumulada – $fpp_{18}^{(A \rightarrow G)}$, desde a barra do cliente A até o trecho FG, é 5,10%.

O custo unitário do trecho FG – $\frac{C_{FG}}{Cap_{FG}}$ é 5,29 R\$/kW.

O $\beta_{A,18}^{FG}$ é 1, pois 100% de sua demanda solicitada nessa hora vem por esse trecho quando a geração distribuída da Barra E não está operando.

$$\pi_{A,18} = 5,29 \times 1 \times (1 + 5,10\%) \times 0,285 = 1,58 \text{ R\$/kW}$$

Cálculo do custo do cliente A na hora $h = 16h$

O único trecho com demanda máxima às 16h é o trecho CD. O cliente A compartilha esse trecho com os clientes B e C.

O Fator de Coincidência do cliente A nesse trecho – $P_{A,16}$ – é 0,138.

O custo unitário do trecho CD é 9,23 R\$/kW, a perda acumulada – $fpp_{16}^{(A \rightarrow D)}$, desde a barra do cliente A até o trecho CD, é 3,03% e $\beta_{A,16}^{CD}$ é igual a 1.

$$\pi_{A,16} = 9,23 \times 1 \times (1 + 3,03\%) \times 0,138 = 1,31 \text{ R\$/kW}$$

Cálculo do custo do cliente A na hora $h = 12h$

O único trecho com demanda máxima às 12h é o trecho ED. O cliente A compartilha esse trecho com os consumidores B, C, D, E, e com o gerador E.

Este cálculo tem uma particularidade, pois nesse trecho têm-se o custo do gerador e o custo das cargas, de forma que metade dos custos desse segmento deve ser paga pela injeção (gerador) e metade paga pela demanda (carga).

O Fator de Coincidência do cliente A nesse trecho – $P_{A,12}$ – é 0,115.

O custo unitário do trecho ED é 7,29 R\$/kW e a perda acumulada – $fpp_{12}^{(A \rightarrow D)}$, desde a barra do cliente A até a barra D (nesse caso a carga não impõe perdas no trecho ED), é 3,03% e $\beta_{A,12}^{ED}$ é igual a 0,79.

$$\pi_{A,12} = 7,29 \times 0,79 \times (1 + 3,03\%) \times 0,115 \times 50\% = 0,34 \text{ R\$/kW}$$

Cálculo do custo do cliente A na hora $h = 9h$

O único trecho com demanda máxima às 9h é o trecho BC, compartilhado pelos clientes A e B. O Fator de Coincidência do cliente A nesse trecho – $P_{A,9}$ – é 0,119.

O custo unitário do trecho BC é 5,42 R\$/kW e a perda acumulada – $fpp_9^{(A \rightarrow C)}$, desde a barra do cliente A até o trecho BC, é 2,01%.

O custo unitário do trecho BC – $\frac{C_{BC}}{Cap_{BC}}$ é 5,42 R\$/kW.

$$\pi_{A,9} = 5,42 \times 1 \times (1 + 2,01\%) \times 0,119 = 0,66 \text{ R\$/kW}$$

Assim o custo total de uso da rede pelo cliente A, simbolizado no exemplo por um circuito, é 21,73 R\$/kW, faturável sobre sua demanda máxima.

TRECHO	Dmax do Trecho	Hora Dmax	Posto	C _i /Cap _i , R\$/kW	Custo de Uso da Rede - R\$/kW - em relação Dmax diária														TOTAL			
					Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F				
AB	3,23	19:00	P	9,28	9,38	-	-	-	-	-	-	-	30,00	-	-	-	-	-	-	-	30,00	
BC	5,54	09:00	FP	5,42	0,66	5,47	-	-	-	-	-	-	2,10	27,90	-	-	-	-	-	-	-	30,00
CD	16,25	16:00	FP	9,23	1,31	7,38	9,32	-	-	-	-	-	4,20	37,66	108,14	-	-	-	-	-	-	150,00
ED	9,61	12:00	FP	7,29	0,34	0,13	2,73	0,39	-	0,43	3,68	-	1,10	0,64	31,69	1,57	-	2,09	37,09	-	-	70,00
DF	14,76	19:00	P	8,13	8,46	0,33	6,62	2,03	1,27	-	-	-	27,07	1,67	76,82	8,21	6,23	-	-	-	-	120,00
FG	18,90	18:00	P	5,29	1,58	1,08	4,43	2,00	0,66	-	5,34	5,07	5,50	51,38	8,09	3,24	-	-	-	-	26,71	100,00
TOTAL					21,73	14,39	23,11	4,41	1,51	3,68	5,34	69,53	73,38	268,02	17,88	7,38	37,09	26,71				500,00

Tabela 3 – Custo Locacional Horário – R\$/kW (demanda máxima diária)

O cálculo dos custos dos demais usuários seguem o mesmo procedimento, sendo que:

- o cliente B não usa o trecho AB;
- o cliente C não usa os trechos AB nem BC;
- os consumidores D e E, e o gerador E, usam apenas os trechos ED, DF e FG;
- o consumidor F usa apenas o trecho FG.

Mas se faz necessário explorar mais esses cálculos, de forma que se apresenta o cálculo do consumidor E, que tem custo às 12h – trecho ED, às 19h – trecho DF e às 18h – trecho FG.

Cálculo do custo do consumidor E na hora $h = 12h$

A injeção máxima desse trecho ocorre às 12h e é igual à soma do gerador E mais a carga E, acrescida de perdas no trecho. Interessante observar que essa carga conectada na Barra E alivia esse trecho, logo, seu custo é negativo, enquanto o gerador está carregando o trecho – custo positivo. Observa-se que esse gerador alivia os trechos DF e FG, porém em horários que não são de carga máxima do trecho, de forma que não reduz os custos de expansão do trecho, ou seja, não entra no custo desse gerador.

O fluxo máximo do trecho ED também é igual à soma das parcelas de demanda dos consumidores A, B, C e D, que são atendidas pelo fluxo vindo desse trecho (demanda dos clientes às 12h multiplicada por Beta), acrescidas de perdas acumuladas desde a barra de conexão de cada cliente até a barra D.

Por haver usuários injetando e outros demandando da rede (mesmo valor), o custo do trecho deve ser rateado 50% para carga e 50% para geração.

O Fator de Coincidência do cliente E nesse trecho – $P_{E,12}$ – é 0,116.

O custo unitário do trecho ED é 7,29 R\$/kW, a perda no trecho – $fpp_{12}^{(E \rightarrow D)}$ é 1%, e $\beta_{E,12}^{ED}$ é igual a unidade com sinal negativo (-1).

$$\pi_{E,12} = 7,29 \times (-1) \times (1 + 1\%) \times 0,116 \times 50\% = -0,43 \text{ R\$/kW}$$

Cálculo do custo do cliente E na hora $h = 19h$

O Fator de Coincidência do cliente E nesse trecho – $P_{E,19}$ – é 0,153.

O custo unitário do trecho DF é 8,13 R\$/kW e a perda acumulada – $fpp_{19}^{(E \rightarrow F)}$ é 2,01%.

O $\beta_{E,19}^{DF}$ é 1, pois 100% de sua demanda solicitada nessa hora vem por esse trecho, momento em que geração distribuída da Barra E não está operando.

$$\pi_{E,19} = 8,13 \times 1 \times (1 + 2,01\%) \times 0,153 = 1,27 \text{ R\$/kW}$$

Cálculo do custo do cliente E na hora $h = 18h$

O Fator de Coincidência do cliente E nesse trecho FG – $P_{E,18}$ – é 0,121.

O custo unitário do trecho FG é 5,29 R\$/kW e a perda acumulada – $fpp_{18}^{(E \rightarrow G)}$ é 3,03%.

O $\beta_{E,18}^{FG}$ é 1, pois 100% de sua demanda solicitada vem por esse trecho, dado que nessa hora a geração distribuída da Barra E não está operando.

$$\pi_{E,18} = 5,29 \times 1 \times (1 + 3,03\%) \times 0,121 = 0,66 \text{ R\$/kW}$$

Logo, o custo total do cliente E é 1,51 R\$/kW.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos horários deste exemplo, classificando-os em Ponta e Fora de Ponta. Esse custo continua sendo relacionado à demanda máxima diária.

Posto Tarifário	Custo de Uso da Rede - R\$/kW - em relação Dmax diária						Faturamento do Uso da Rede - R\$								
	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	TOTAL
P	19,42	4,79	12,57	10,87	3,04	-	5,34	62,14	7,18	128,20	16,30	9,47	-	26,71	250,00
FP	2,31	12,98	12,05	0,39	0,43	3,68	-	7,40	66,20	139,83	1,57	2,09	37,09	-	250,00
TOTAL	21,73	17,77	24,62	11,26	2,61	3,68	5,34	69,53	73,38	268,02	17,88	7,38	37,09	26,71	500,00

Tabela 4 – Custo Locacional por posto tarifário – R\$/kW (demanda máxima do posto tarifário)

Porém, para transformar esses custos em duas tarifas, de Ponta e Fora de Ponta, faturadas pelas respectivas demandas máximas de cada posto tarifário, é necessário fazer um ajuste nos custos, multiplicando-os pela demanda máxima diária e dividindo pela demanda máxima do posto tarifário. Ou recalculando os custos usando um Ph para cada posto, calculado pela divisão entre a demanda do cliente na hora h dividida pela demanda máxima do posto tarifário.

A tabela a seguir apresenta o Fator de Coincidência calculado com a demanda máxima de cada posto tarifário.

TRECHO	Hora Dmax	Posto Tarifário	C _i	Cap _i	C _i /Cap _i R\$/kW	Fator de Coincidência - em relação Dmax posto tarifário							
						Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	
AB	19:00	P	30,00	3,23	9,28	1,000							
BC	09:00	FP	30,00	5,54	5,42	0,308	1,000						
CD	16:00	FP	150,00	16,25	9,23	0,357	0,784	1,000					
ED	12:00	FP	70,00	9,61	7,29	0,299	0,043	0,939	0,135	0,116	1,000		
DF	19:00	P	120,00	14,76	8,13	1,000	0,133	0,909	0,667	0,241	-		
FG	18:00	P	100,00	18,90	5,29	0,285	0,667	0,924	1,000	0,191	-		1,000

Tabela 5 – Fator de Coincidência em relação à demanda máxima do posto tarifário

As tabelas a seguir apresentam os custos em R\$/kW de demanda máxima de cada posto tarifário.

TRECHO	Dmax do Trecho	Hora Dmax	Posto	C _i /Cap _i R\$/kW	Custo de Uso da Rede - R\$/kW - em relação Dmax do posto							Faturamento do Uso da Rede - R\$							TOTAL
					Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	
AB	3,23	19:00	P	9,28	9,38	-	-	-	-	-	-	30,00	-	-	-	-	-	-	30,00
BC	5,54	09:00	FP	5,42	1,70	5,47	-	-	-	-	-	2,10	27,90	-	-	-	-	-	30,00
CD	16,25	16:00	FP	9,23	3,39	7,38	9,32	-	-	-	-	4,20	37,66	108,14	-	-	-	-	150,00
ED	9,61	12:00	FP	7,29	0,89	0,13	2,73	0,39	0,43	3,68	-	1,10	0,64	31,69	1,57	2,09	37,09	-	70,00
DF	14,76	19:00	P	8,13	8,46	1,12	7,53	5,47	2,00	-	-	27,07	1,67	76,82	8,21	6,23	-	-	120,00
FG	18,90	18:00	P	5,29	1,58	3,67	5,04	5,40	1,04	-	5,34	5,07	51,38	8,09	3,24	-	-	26,71	100,00
TOTAL												69,53	73,38	268,02	17,88	7,38	37,09	26,71	500,00

Tabela 6 – Custo Locacional Horário – R\$/kW (demanda máxima do posto tarifário)

Posto Tarifário	Custo de Uso da Rede - R\$/kW - em relação Dmax do posto							Faturamento do Uso da Rede - R\$							TOTAL
	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	Carga Barra A	Carga Barra B	Carga Barra C	Carga Barra D	Carga Barra E	Gerador Barra E	Carga Barra F	
P	19,42	4,79	12,57	10,87	3,04	-	5,34	62,14	7,18	128,20	16,30	9,47	-	26,71	250,00
FP	5,98	12,98	12,05	0,39	0,43	3,68	-	7,40	66,20	139,83	1,57	2,09	37,09	-	250,00

Tabela 7 – Custo Locacional por posto tarifário – R\$/kW

Esses custos só podem ser somados por posto tarifário, pois estão relacionados a demandas diferentes (denominadores).

A metodologia do Custo Locacional Horário é uma grande evolução no cálculo da responsabilidade de cada usuário nos custos, mais precisamente dos custos de expansão do sistema de distribuição.

Mesmo que, por algum motivo, não se venha a aplicar tarifas de uso da rede maiores ou menores conforme a distância do usuário aos centros de geração, o conhecimento dos custos e a transparência dos subsídios cruzados serão uma importante ferramenta na gestão inteligente das distribuidoras.

Já o sinal horizontal, diferenciados por regional, conforme os horários específicos de carga máxima, deve ser imediatamente aplicado, para que o objetivo fundamental de otimização do uso compartilhado da rede seja alcançado, reduzindo custos para a sociedade.

CAPÍTULO V – PRESERVAÇÃO DE RECEITA DA DISTRIBUIDORA

A Receita Requerida regulatória de distribuição, que recupera os custos dos investimentos, os custos operacionais e os custos dos ativos não elétricos, é profundamente regulada, definida a partir de metodologias amplamente discutidas em consultas e audiências públicas, que buscam repassar às tarifas dos consumidores finais apenas custos eficientes e investimentos prudentes, seja no reconhecimento dos valores investidos, como no aproveitamento da obra.

Assim, após a definição da Receita Requerida do Fio – Parcela B no momento da revisão, é necessário que os usuários da rede de distribuição paguem por esses custos reconhecidos.

Além disso, a regulação, principalmente no modelo *Price Cap*, precisa ter formas de manter o equilíbrio da concessão, seja **na definição da forma de evolução da receita entre revisões**, seja na definição das Modalidades Tarifárias, incluindo suas alterações e implantação de novas modalidades. Deve-se ter o cuidado de alocar corretamente os custos a cada usuário, definir corretamente os sinais de preço, para que não haja incentivos perversos, que impliquem redução da receita sem contrapartida de redução dos custos de expansão da distribuição.

Cita-se como exemplo: (i) a forma vigente de aplicação da Tarifa Branca que tem adesão voluntária e, portanto, incentiva a migração apenas dos consumidores que terão redução de sua fatura, mesmo sem alterar sua forma de uso, e que, portanto, não trarão nenhum benefício adicional à rede; e (ii) a forma de compensação na geração distribuída, definida pela REN 482/2012, que atualmente está impondo perda de receita sem que necessariamente se obtenha contrapartida equivalente em redução do custo de distribuição.

Para que se respeite o princípio fundamental do equilíbrio da concessão, é necessário discutir novamente o que é o “Risco de Mercado” atribuível ao distribuidor. Além disso, deve-se entender como a receita entre as revisões evolui dentro das regras vigentes e de outras regras que possam reduzir os riscos da distribuidora. Neste ponto entra a discussão do desacoplamento da receita em relação ao mercado, conhecido como *Decoupling*. Por fim, é preciso entender como a aplicação de diversas modalidades tarifárias influi no risco de mercado e porque este risco diminui com tarifas aderentes aos custos e aumenta quando há subsídios. Nas próximas seções busca-se discutir essas questões.

1. Evolução e Preservação da Receita

O risco de mercado foi um dos temas abordados pela ANEEL na nota técnica da Consulta Pública 003 de 2019³⁶, que discute o ambiente regulatório do setor de distribuição no Brasil.

³⁶ Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL de 22 de fevereiro de 2019.

Ao pontuar que atualmente o risco de mercado é alocado às distribuidoras, cuja receita, durante os 4 ou 5 anos entre revisões tarifárias, está sujeita a flutuações que têm origem na variação do mercado, a agência afirma que o seu crescimento impacta diretamente a rentabilidade da distribuidora, que terá ganhos crescentes proporcionais a esse crescimento.

No entanto, a relação entre o crescimento de mercado e os ganhos das distribuidoras não é tão direta. O mercado da distribuidora é composto por clientes com diferentes custos e tarifas. Assim o custo para atender uma unidade adicional de mercado pode variar bastante e a receita percebida com esse aumento dependerá da tarifa aplicada a cada usuário. A proporção de clientes dos diversos subgrupos e modalidades tarifárias, das classes e faixa de consumo e o comportamento da carga de cada um desses estratos é denominada de estrutura de mercado. A evolução dessa estrutura deve ser observada para que se avalie corretamente o impacto do crescimento de mercado sobre a remuneração da distribuidora.

Além disso, o impacto do crescimento do mercado sobre a rentabilidade da distribuidora não é linear e não é simétrico: a intensidade do aumento importa e uma queda de mercado tem consequências bem diversas que um crescimento baixo. Historicamente as quedas ou desacelerações de mercado têm sido esporádicas, ocorrendo no contexto de períodos econômicos ou de clima desfavoráveis. Nos últimos anos, com a observação de uma queda no mercado de energia elétrica de vários países desenvolvidos, motivados pela inserção de geração distribuída e por uma preocupação maior com eficiência energética, tem crescido a atenção dada à redução de mercado.

Uma redução no crescimento do consumo faturado, como também de demanda faturada, entre revisões pode vir, ou não, acompanhada de economia de investimento, dependendo da situação, podendo manter, ou não, o equilíbrio econômico no ciclo.

Para examinar a dinâmica do impacto do crescimento de mercado na rentabilidade das distribuidoras, considerou-se alguns casos que comparam o mercado no momento da construção das tarifas com o dos anos posteriores. Nas revisões tarifárias, as tarifas são construídas com o mercado dos 12 meses anteriores à data do processo tarifário, denominado de Ano Teste, e aplicadas nos 12 meses subsequentes. Daí têm-se as seguintes situações possíveis:

- a) Caso 1. O mercado reduz efetivamente. Nessa situação haverá uma perda de receita e uma economia de investimento no longo prazo, pois haverá uma postergação do Plano de Investimentos. Porém haverá uma perda até que o mercado realizado se iguale ao mercado do Ano Teste, pois as tarifas Fio não são recalculadas nos processos de reajuste, para perceber que o mercado reduziu. A perda de receita será tão maior, quanto maior for a redução de mercado dos subgrupos de maiores tarifas – BT. Isso não é uma situação comum, apesar de ter ocorrido recentemente, no período de 2015 a 2017.

- b) Caso 2. O mercado cresce em um ritmo menor que o esperado ou desejado (essa é uma situação mais comum), mas mantendo a sua estrutura. Há um crescimento menor do mercado, que também não é do interesse da distribuidora, mas há, em contrapartida, menor investimento. Se o custo marginal total for igual ao custo médio coberto pela Receita Requerida, está mantido o equilíbrio econômico definido na revisão. Porém, ainda assim, à distribuidora não interessam, por exemplo, programas de eficientização que reduzam o crescimento de seu mercado. Mas, de fato, não há um desequilíbrio na concessão.
- c) Caso 3. O mercado cresce, mas em um ritmo maior ou menor que o esperado, e ainda alterando a sua estrutura. Essa é a situação normal de evolução do mercado. Nesse caso, o equilíbrio só estará garantido, ou melhor, os riscos estarão minimizados, se as tarifas estiverem aderentes aos custos.
- i. Se o mercado dos subsidiados crescer mais que dos subsidiários, haverá desequilíbrio econômico, pois a receita marginal será menor que o custo marginal.
 - ii. Se a demanda de Ponta reduzir mais que a demanda Fora de Ponta e a TUSD de Ponta Azul, em R\$/kW, estiver acima do custo, haverá uma perda de receita maior que a economia de investimento, ou seja, desequilíbrio econômico.
 - iii. Se o mercado de baixa tensão crescer mais que o mercado da alta tensão e essas tarifas estiverem abaixo dos custos, haverá desequilíbrio, pois a receita marginal será menor que o custo marginal.
 - iv. Se o mercado dos grandes consumidores residenciais crescer mais que o mercado dos menores clientes e a TUSD aplicada for em R\$/kW ou Preço Fixo, também haverá uma receita marginal menor que o investimento marginal e, portanto, desequilíbrio.
 - v. Se o mercado de uma nova modalidade opcional crescer, sem ter sido considerado no mercado do ano teste, sendo que as faturas desses usuários na nova modalidade seguramente serão menores que na modalidade existente, haverá um desequilíbrio³⁷.

³⁷É o caso da Tarifa Branca, que recuperaria a receita, desde que todo o mercado optasse por essa modalidade, porém, a tarifa média equivalente, em R\$/MWh, dos clientes que deverão optar, que são os maiores clientes – que pagarão menos na TB sem que seja necessário alterar o seu uso da rede, é menor que a tarifa Monômnia Convencional. Isso, contudo, não é um comportamento oportunista do consumidor, como foi colocado em algumas notas técnicas, esses clientes custam realmente um pouco menos em R\$/MWh, por terem um consumo proporcionalmente maior Fora de Ponta.

- vi. Se houver migração de clientes das tarifas atuais para outras modalidades de menor valor, que não cobrem o custo, e essa migração não apareceu no mercado do ano teste, haverá desequilíbrio econômico.

Há outras situações, mas acredita-se serem essas suficientes para entender que a manutenção da receita de equilíbrio entre revisões é um problema para as distribuidoras no modelo *Price Cap*. Acrescenta-se a isso, que se tem pouco controle sobre as causas mais profundas da oscilação do mercado, que são a conjuntura econômica e as condições climáticas.

No entanto, há algumas maneiras em que se pode influir na variação do mercado, que são: o combate às perdas não técnicas, o incentivo à eficiência energética e o gerenciamento pelo lado da demanda, notadamente através da adoção de modalidades tarifárias que incentivem o uso eficiente da rede.

As distribuidoras são incentivadas a combater as perdas não técnicas, não só por terem metas regulatórias a cumprir, mas porque essas ações aumentam seu mercado faturado. Por outro lado, o formato atual de alocação do risco de mercado deixa as distribuidoras avessas a ações de eficiência energética e à introdução de novas modalidades tarifárias, principalmente em caráter opcional.

Enquanto a eficiência energética impõe à distribuidora uma perda de mercado, a adoção de novas modalidades, quando estas são efetivas, pode reduzir o uso da rede. No entanto, no caso de novas modalidades opcionais, há consumidores que pagam uma fatura menor na nova modalidade sem alterar seu comportamento, suscitando simplesmente uma perda de receita para as distribuidoras, sem contrapartida de redução de custos.

Percebe-se que a alocação do risco de mercado, por um lado, atribui às distribuidoras a responsabilidade sobre variáveis que não controlam, que são os efeitos do clima e da economia e, por outro lado, não as estimula a agirem nos casos em que têm influência, como a eficiência energética e a adoção de novas modalidades tarifárias. Já no combate às perdas não técnicas, o modelo atual tem um efeito positivo.

Assim o desafio posto para a regulação é de **estabelecer um mecanismo de crescer a receita entre revisões**, de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e, ao mesmo tempo, incentivar as distribuidoras a reduzirem sistematicamente seus custos e serem agentes protagonistas no incentivo à melhoria do uso da rede e na eficiência energética.

2. Efeito de modalidades tarifárias

Uma das maneiras em que se tem tentado atenuar o impacto da variação do mercado é através da formulação de modalidades tarifárias menos suscetíveis a esses efeitos. A redução de mercado, devido à geração distribuída ou eficiência energética, tem sido a preocupação central nessa questão. Nesse contexto, as tarifas fixas ou por demanda são, com frequência,

apontadas como mais efetivas em conter a perda de receita das distribuidoras ou, às vezes, até como modalidades mais adequadas do ponto de vista econômico.

No entanto, não há modalidade volumétrica (R\$/kW ou R\$/MWh) que seja imune a esse efeito. Não importa a variável com a qual se mensura o uso que o cliente faz da rede, uma vez que se coloca uma dessas variáveis na tarifa, a meta do consumidor será diminuí-la. Mas o mais importante nessa discussão é entender que as tarifas mais aderentes aos custos dos diversos clientes são as que reduzem o risco de mercado entre revisões.

A seguir se discorrerá um pouco mais sobre a eficácia de cada modalidade tarifária frente à preservação de receita da distribuidora.

2.1. TUSD em R\$/kW na Baixa Tensão

Uma redução de mercado entre revisões também resultará em perdas de receita com uma TUSD em R\$/kW. Além disso, como exhaustivamente argumentado, se, por hipótese, os clientes de menor consumo substituíssem o chuveiro, haveria uma perda de receita para as distribuidoras entre revisões, da ordem de 80% a 90%.

Deve-se novamente lembrar que as curvas de carga dos clientes com consumo até 220 kWh possuem um fator de carga menor que 10% e que uma eventual substituição ou eliminação do uso do chuveiro impactaria drasticamente a receita Fio da distribuidora com aplicação dessa modalidade. Se um cliente de baixo poder aquisitivo perceber que sua fatura total poderia reduzir 30% (90% de redução na fatura do Fio) se ele parasse de usar o chuveiro, é bem possível que ele tome essa decisão.

Por exemplo, se fosse construída uma TUSD Fio em R\$/kW para BT no momento da revisão, cobrando mais dos pequenos clientes e menos dos grandes consumidores e, nos 5 anos seguintes, o número de grandes clientes crescesse mais que o número dos clientes de menor porte (**aumento do consumo per capita**) não haveria cobertura dos custos, a empresa teria de colocar mais capacidade nas redes e nos transformadores com custo não coberto pela tarifa em R\$/kW.

Já a TUSD Fio em R\$/MWh minimizaria bastante o afastamento dos custos e tarifas e, conseqüentemente, minimizaria os riscos de perda de receita com as alterações na estrutura do mercado. É muito simples: sempre que houver aumento de consumo *per capita*, significa que o consumo cresceu mais que demanda (crescem mais os grandes consumidores – maior fator de carga), por conseqüência, a receita com uma tarifa em R\$/kW cresce menos que a receita em uma tarifa em R\$/MWh, e sem acompanhar os custos.

2.2. TUSD com Preço Fixo

Para preservar a receita fio em queda de mercado e, também, imunizá-la de programas de efficientização de energia, na discussão sobre soluções no âmbito das modalidades tarifárias aparece a defesa da aplicação do Preço Fixo, que não mede o uso da rede, que não dá nenhuma sinalização econômica e, portanto, não induz o uso eficiente da rede. Além de ser uma tarifação contrária aos custos dos distintos clientes cobrando indevidamente mais dos pequenos usuários.

Reitera-se que essa é a forma de tarifar o uso da rede que cobra mais distante do custo dos diversos usuários, pois não percebe que um cliente tem uma demanda de 2 kW e outro tem uma demanda de 10 kW, a TUSD R\$/kW pelo menos percebe isso ao faturar a demanda medida. Além disso, sua eventual implantação resultaria em enormes impactos na fatura Fio dos consumidores.

Por isso, tarifar o uso da rede por um ou vários preços fixos não atende os interesses da sociedade e não deveria ser uma opção, pois não dá nenhum sinal econômico para que o cliente faça uso mais racional do sistema, para que se reduza os custos de expansão da rede.

Mas é certo que o faturamento do uso da rede por Preço Fixo preserva a receita da distribuidora nas situações de queda de mercado, garantindo, inclusive, um acréscimo de receita proporcional ao crescimento do número de consumidores, para fazer frente aos investimentos adicionais, nos quais se incorre, mesmo quando o mercado reduz de um período tarifário para outro. Também permite à distribuidora promover programas de eficiência que implicam redução do consumo *per capita*.

Todavia, por não ser aderente aos custos, nas situações normais de crescimento de mercado, como a fatura com o Preço Fixo também não é aderente ao custo dos diversos usuários, se o consumo dos clientes de maior porte crescer mais que o consumo dos clientes de menor porte, haverá **aumento do consumo *per capita* e a receita adicional será menor que o custo adicional**. Explica-se como é simples: quando o consumo *per capita* cresce, o número de consumidores cresce menos que o consumo, daí a receita com uma tarifa em R\$/MWh cresce mais que a receita com o Preço Fixo, acompanhando os custos.

Não sendo essas soluções boas para o setor elétrico nem para a sociedade, deve-se procurar um mecanismo que permita manter as tarifas com sinalização econômica, no qual as alterações de comportamento não acarretem perda de receita para as distribuidoras sem contrapartida de economia de investimento.

3. *Decoupling*

O problema de garantir a receita não é resolvido apenas com as regras tarifárias, **a solução deve ser buscada também nas regras de nível tarifário, ou seja, na receita a ser utilizada no processo de construção das tarifas entre revisões.**

Por exemplo, a tarifa da transmissão é nodal, cobrada dos consumidores e geradores, muito variável com entrada de novos usuários e relativamente complexa, porém as transmissoras não correm risco de mercado, porque o modelo não é *Price Cap*, mas *Revenue Cap*.

Porém na distribuição não é possível aplicar *Revenue Cap* da mesma forma que na transmissão, pois não se trata de uma linha de alta tensão a ser licitada pelo regulador, mas de inúmeros elementos da rede que estão crescendo em número e ampliando em capacidade e extensão constantemente.

Assim, para resolver essa questão, devem-se buscar soluções além da construção das tarifas, pois nenhuma modalidade garante totalmente o equilíbrio econômico entre revisões. **A tarifa que minimiza os riscos é, com certeza, aquela mais aderente aos custos**, mas, mesmo assim, não evita perdas entre revisões como a redução efetiva de mercado, tanto de energia quanto de demanda.

Um método amplamente discutido, que visa solucionar esse problema, é o *Decoupling*. Nesse mecanismo, usado principalmente nos Estados Unidos, o nível tarifário é dissociado (desvinculado) de variáveis de mercado (kW ou kWh medidos). A grande diferença com o sistema atual é que, nos reajustes, o **VPB a ser utilizado no cálculo da TUSD Fio B não é igual à receita Fio B realizada ou dependente do mercado realizado**, mas calculado com outra variável, como, por exemplo, o número de consumidores.

É importante frisar que não se trata de aplicar um preço fixo pelo uso da rede. O consumidor continua pagando as diversas modalidades de tarifa (em R\$/kW, R\$/MWh, diferenciada em postos tarifários), no entanto, a receita base para cálculo das tarifas de uso da rede evolui com o número de consumidores. Esse é exatamente o fundamento do mecanismo todo: **a receita não é ajustada por variáveis que estão postas para os clientes como metas de eficiência.**

Mas é consciencioso observar que em queda de mercado mesmo com a aplicação de *Decoupling*, no qual o VPB a ser utilizado no reajuste subsequente crescesse com o número de consumidores, a receita auferida no ano tarifário em questão não cobriria os custos da distribuidora. Contudo o *Decoupling* impede a perpetuação da perda de receita, recompondo a tarifa a cada reajuste.

São muitas as vantagens do *Decoupling*: a distribuidora fica livre para estimular a eficiência energética e os clientes podem migrar entre modalidades tarifárias, respondendo aos sinais de preço, sem que isso afete a receita da distribuidora utilizada no processo tarifário. Pode-

se, inclusive, estipular metas para as distribuidoras que atuam nesses quesitos (montantes conservados e quantidade de clientes migrados para modalidades com sinalização mais eficiente).

Mas há de se ter cuidado. A evolução da receita com o número de consumidores protege a distribuidora em situações de redução efetiva de mercado, garantindo a devida remuneração dos investimentos já realizados e em operação, bem como elimina o desincentivo à promoção de programas de eficiência, que levam à redução do consumo *per capita*. No entanto, **não acompanha o custo da distribuidora quando o consumo *per capita* cresce**, pois nessa situação os custos de expansão são maiores que o custo fixo médio. Nesse caso, a receita que melhor acompanha os custos é a obtida com as diversas modalidades mais aderentes aos custos dos diferentes usuários.

Assim é necessário **associar as duas formas de evolução da receita Fio**, que formarão a base para o cálculo das tarifas de uso da rede: com o consumo e/ou demanda e com o número de consumidores, proposta que será detalhada mais à frente.

Conforme Lazar, Weston e Shirley (2011), a regulação da receita é frequentemente chamada de regulação por *Revenue Cap*. Entretanto, quando combinada com *Decoupling*, o efeito é estabelecer, além do teto, um piso para a receita.

Ainda segundo esses autores, a forma de definição da receita autorizada ou permitida no momento da Revisão não é afetada pela aplicação do método *Decoupling*, e continua sendo definida pelos métodos tradicionais de regulação. O *Decoupling* é aplicado como forma de eliminar a relação de dependência entre a receita utilizada no cálculo das tarifas nos processos de reajuste tarifário e o mercado faturado.

Eto, Stoft e Belden (1997) afirmam que o *Decoupling* não altera o processo de definição da receita regulatória, mas oferece uma solução para evolução da receita permitida ao longo do ciclo tarifário, garantindo que seja neutra em relação ao mercado. *Decoupling* então é um mecanismo de ajuste de receita (RAM – *Revenue Adjustment Mechanisms*).

A aplicação desse método às distribuidoras de energia elétrica está em linha com o fato de a queda na energia transportada não implicar redução de custo, uma vez que, praticamente, todos os custos de distribuição não são variáveis no curto prazo, notadamente os investimentos já realizados na rede e que não serão “desinvestidos”. Assim resguarda a receita regulatória necessária para manutenção do serviço. Em consequência dessa dissociação da receita requerida do mercado faturado, a distribuidora torna-se propensa a aceitar e até promover programas de eficiência no consumo e a entrada de outras tecnologias.

A partir da dissociação da receita e, portanto, dos resultados financeiros da distribuidora com o mercado faturado, a busca por ganhos de eficiência e produtividade é mais incentivada, tornando-se a principal possibilidade de aumento real de lucro para os investidores, o qual no longo prazo é repassado aos consumidores.

Assim a aplicação do *Decoupling*, além de preservar o equilíbrio econômico-financeiro e eliminar barreiras para que a distribuidora se torne promotora de programas de eficiência, também é benéfica para o consumidor, pois estimula os ganhos de eficiência e produtividade.

Para Eto, Stoft e Belden (1997), os métodos regulatórios, como “taxa de retorno”, desencorajam as distribuidoras a promoverem programas de uso eficiente de energia, pois podem não recuperar os custos da rede, caso não sejam considerados *a priori*, resultando em perdas receita, sem necessariamente trazerem redução de custo de investimento e/ou de operação do sistema. A perda de receita é o principal desincentivo contornado pelo método *Decoupling*.

Moskovitz, Harrington e Austin (1992) ainda citam como vantagens do método tornar a distribuidora mais receptiva a alterações de estrutura tarifária, uma vez que o *Decoupling* é um mecanismo de preservação da receita, que não depende da forma de tarifação dos clientes.

*“Utilities have had **time-of-use** rates imposed against their wishes and thereafter experienced large revenue and earnings losses.”*

Lazar, Weston e Shirley (2011) fazem uma análise dos custos de distribuição de um conjunto de distribuidoras americanas com diversas variáveis indicativas do volume de mercado, como o consumo (MWh), capacidade máxima do sistema (kW), número de consumidores, entre outras e discutem algumas maneiras de se evoluir a receita ao longo do tempo, com diversas funções de receita em uso nos EUA.

Existem diferentes formas conceituais de *Decoupling*:

- (i) *Decoupling* total: toda receita permitida é ajustada para garantir o nível de receita, sua abordagem mais comum é a receita por consumidor.
- (ii) *Decoupling* parcial: apenas uma parte da receita é isolada do risco de mercado.
- (iii) *Decoupling* limitado: vincula a aplicação do método apenas a causas específicas de variação do mercado, tais como clima e atingimento de metas de programas de eficiência.

Quanto à aplicação prática, Eto, Stoft e Belden (1997) citam algumas formas:

- Registro das diferenças entre a Receita Permitida e Realizada, com repasse para os consumidores periodicamente.
- Utilização de anos testes futuros, permitindo incorporar previsões dos impactos de projetos de eficiência.
- Dissociação da receita do volume de mercado e associação ao número de consumidores (*Revenue per Customer*).

Há que se ponderar que no Brasil o registro de diferenças entre a Receita Permitida e Realizada não se aplica, pois o mercado cresce, e a taxas significativas, portanto, a Receita Requerida também deve crescer. E essa é a grande questão de um *Decoupling* adequado ao caso brasileiro: como crescer a Receita Permitida entre revisões.

Lazar, Weston e Shirley (Lazar, Weston, & Shirley, 2011) citam algumas preocupações comumente levantadas nas discussões sobre aplicação do *Decoupling* sobre as quais replicam:

- É um mecanismo anual de aumento tarifário: se o cenário for de queda no consumo médio individual, a tarifa é aumentada periodicamente para recompor a receita permitida (menos consumo → mais tarifa). Porém, se a redução de mercado ocorre por conta de programas de eficiência, a fatura do cliente pode estar diminuindo, mesmo com o incremento da tarifa. Há nesse exemplo um *trade-off* entre o custo da eficiência mais o custo pelo aumento da tarifa e o custo de redução de geração de energia. Portanto, mesmo com aumento tarifário, o benefício para a sociedade pode ser maior do que o custo.
- Decoupling aumenta o custo repassado: o mecanismo aumenta a certeza de que a Receita Permitida seja faturada, mas não interfere na definição da Receita Permitida.
- Decoupling aloca riscos nos consumidores: este argumento é falho, pois *Decoupling* é simétrico, neutraliza tanto ganhos quanto perdas.
- Decoupling elimina o incentivo da utility em controlar os custos: de fato é o contrário, o mecanismo garante a Receita Requerida, então para aumentar o lucro, a única opção é reduzir os custos.
- A definição de Ano Teste futuro elimina a necessidade de Decoupling: embora possa amenizar a diferença entre Receita Permitida e faturada, não dissocia receita de volume de mercado.

Contra o argumento de que a aplicação do *Decoupling* gera alta volatilidade nas tarifas dos consumidores, LESH, P.G. (2009) apresenta um estudo em que as variações nas tarifas por outros custos, que não o custo de transporte, é muito maior do que o impacto da aplicação do *Decoupling* na receita da distribuidora. Ainda assim, a autora propõe que o *Decoupling* possa ser aplicado considerando limites superiores e inferiores como mecanismo de estabilidade tarifária.

4. Evolução da Receita ELFSM

A receita recuperada pelas distribuidoras está relacionada às variáveis de faturamento, que têm características distintas. Com o objetivo de evidenciar esse fato, foram elaboradas várias simulações de evolução da receita da ELFSM de 2008 a 2018, para diferentes Modalidades Tarifárias para a baixa tensão e com dois métodos de *Decoupling*.

O gráfico a seguir mostra a evolução da receita realizada de uso da rede na baixa tensão versus evolução de consumo (MWh) e número de unidades consumidoras.

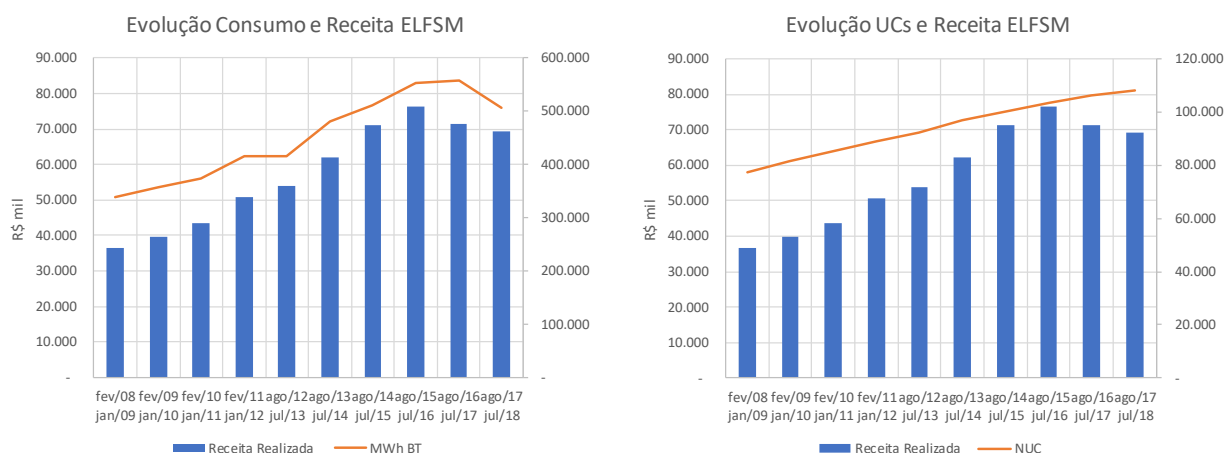


Gráfico 1 – Evolução do Mercado e Receita

Como a tarifa atual é em R\$/MWh obviamente a receita acompanha perfeitamente o consumo faturado, que tem uma drástica queda a partir de 2015. No entanto a receita da distribuidora não poderia reduzir, o VPB precisa ser igual à receita obtida no processo tarifário anterior, adicionado ainda de um montante associado aos investimentos para atender novas ligações. Como se pode comprovar no gráfico acima, mesmo o consumo faturado tendo reduzido, o número de ligações cresceu, novas redes foram lançadas para atender novas unidades em novos bairros. Além disso, como se sabe, os custos comerciais crescem com o número de unidades consumidoras.

Na revisão de 2012, por exemplo, a ANEEL definiu o VPB da ELFSM, avaliando meticulosamente seus ativos, definindo um CAOM por análise comparativa, e de agosto de 2012 a julho de 2015 o mercado cresceu 22%. Para fazer frente a esse enorme crescimento, a ELFSM foi obrigada a fazer novos investimentos para atender ao mercado adicional. A receita adicional fez frente aos custos adicionais de investimento e de operação.

Agora imagine-se que de agosto de 2015 a julho de 2016 o mercado tivesse caído e fosse menor que o mercado de agosto de 2014 a julho de 2015: a receita realizada de agosto de 2015 a julho de 2016 ficaria menor que a receita realizada de agosto de 2014 a julho de 2015, sem cobrir os investimentos até então realizados e ainda sem cobrir os investimentos para atender a novas ligações efetuadas de agosto de 2015 a julho de 2016.

Quando há expansão de mercado, são necessários novos investimentos, assim o incremento de receita está associado ao incremento de custos, **já no cenário de contração do mercado a redução da receita não é acompanhada pela redução de custos**. São situações totalmente diferentes. Isso se deve à característica do sistema de distribuição, no qual, no curto prazo, não é possível “desinvestir” o ativo existente e praticamente todos os custos são fixos, não é possível reduzir custos, mesmo de PMSO, pois eles não são variáveis.

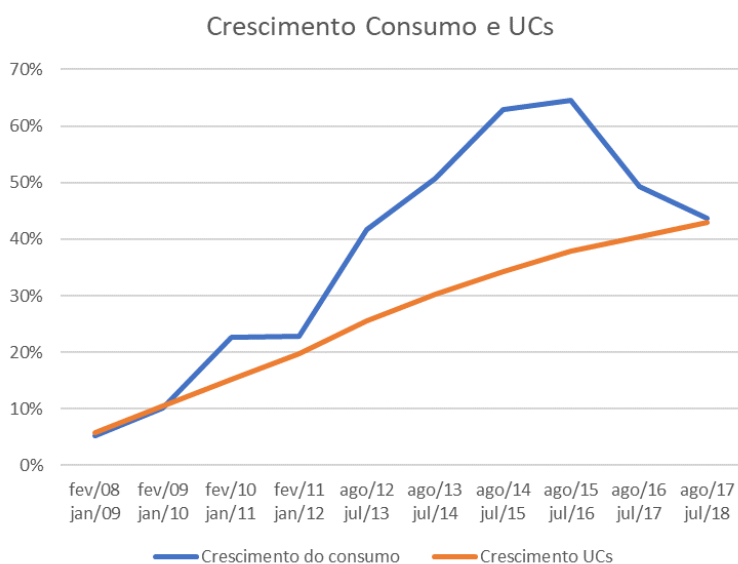


Gráfico 2 – Variações de Mercado e Número de Consumidores

Pelo Gráfico 2 observa-se que a variação anual do número de consumidores é sempre crescente, já o consumo é mais instável, oscilando entre períodos de crescimento com períodos de queda.

Como já colocado, para resolver esse problema, foram aventadas as possibilidades de alterar as tarifas da baixa tensão, que hoje são em R\$/MWh, transformando-as em tarifas em R\$/kW ou em um Preço Fixo.

No entanto, isso teria sido um desastre para o equilíbrio econômico da ELFSM pois:

- Quando o consumo reduz, a demanda também reduz, não na mesma proporção, mas reduz.
- A tarifa em R\$/kW é menos aderente aos custos de uso da rede, cobrando mais dos clientes de menor fator de carga, em média de menor porte, e cobrando menos dos clientes de maior FC, em média clientes de maior consumo, de forma que, quando o consumo *per capita* cresce, a receita com uma TUSD em R\$/kW não acompanha os custos.

- O preço fixo também não acompanha o investimento quando o consumo *per capita* aumenta, proporcionando uma receita adicional menor que os custos adicionais, a rigor mais distante que a receita com uma TUSD em R\$/kW.

Cobrar o uso da rede por um preço fixo é exatamente o mesmo que crescer o VPB com o número de consumidores. E isso pode ser feito sem a necessidade de tarifar todos os clientes por um preço fixo, através de *Decoupling*, dissociando o VPB dos reajustes tarifários do VPB realizado.

Assim foram feitas simulações, mostrando como seria a evolução do VPB realizado da ELFSM em três hipóteses de TUSD para a BT e com duas hipóteses de *Decoupling*, apresentadas a seguir:

Método Base – Regra atual

Aplicação das TUSDs Fio B Convencional homologadas em cada processo tarifário:

$$VPB_{realizado\ BT} = Consumo_{BT\ Realizado} * TUSD\ Fio\ B\ BT\ vigente$$

Onde:

TUSD Fio B BT vigente: valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B dos subgrupos da BT

Consumo BT Realizado: consumo faturado realizado nos 12 meses subsequentes ao processo tarifário

As tarifas de uso foram definidas conforme regras de cálculo do VPB de acordo com a época.

Método 1 – Tarifas em R\$/MWh construídas na revisão e reajustadas por (IVI-X)

Nessa simulação, o VPB de cada processo de reajuste é o VPB realizado no período de referência multiplicado por (IVI-X). Na prática é o mesmo que multiplicar as tarifas Fio, em R\$/MWh, construídas na revisão, por (IVI-X) a cada processo de reajuste e aplicá-las ao consumo realizado.

Essa simulação visou à eliminação do efeito do cálculo do VPB por diferença – (RA0 -VPA0) do período de 2008 a 2012. Por simplificação não se alterou os demais componentes de ajuste da Parcela B (UD, ER e OR).

Método 2 – TUSD Fio B definida por Preço Fixo – R\$/consumidor/mês

Nesta simulação, calculou-se no momento da revisão um Preço Fixo para cobrir os custos de uso da rede de baixa tensão.

Na prática, nessa simulação, a receita realizada de Fio B cresce com o número de consumidores, além de serem reajustadas por (IVI-X).

Da mesma forma, nessa simulação, o VPB de cada processo de reajuste é o VPB realizado no período de referência multiplicado por (IVI-X). Na prática é o mesmo que multiplicar o Preço Fixo, construído na revisão, por (IVI-X) a cada processo de reajuste.

Método 3 – TUSD Fio B em R\$/kW

Nessa simulação, calculou-se no momento da revisão uma TUSD Fio B em R\$/kW para cobrir os custos de uso da rede de baixa tensão.

Assim a receita cresce com o somatório das demandas individuais dos clientes de baixa tensão.

O somatório das demandas individuais do mercado de baixa tensão foi calculado a partir da média dos fatores de carga mensais individuais dos clientes de cada classe e faixa de consumo, obtidos na última Revisão Tarifária – 2016. Com base no mercado aberto nas classes e faixas de consumo em cada período tarifário, da RTP de 2008 até o reajuste de 2018, foi calculada a média do FC individual de todos os clientes da baixa tensão. Essa média do FC reduz quando há um maior crescimento dos clientes de menor porte (menor custo) e aumenta quando ocorre um crescimento dos clientes de maior porte (maior custo).

Nessa simulação, o VPB de cada processo tarifário de reajuste é o VPB realizado no período de referência multiplicado por (IVI-X). Na prática, é o mesmo que multiplicar as tarifas Fio, em R\$/kW, construídas na revisão, por (IVI-X) a cada processo de reajuste, e aplicá-las à demanda realizada.

Método 4 – TUSD Fio B em R\$/MWh e *Decoupling* com VPB do reajuste tarifário crescendo com o número de consumidores

Esse método, amplamente utilizado conforme pesquisa bibliográfica, usa no processo tarifário de reajuste a Parcela B definida no momento da revisão, atualizada pelo crescimento das UCs e multiplicada por (IVI-X).

Calcula-se o VPB de cada processo tarifário, a ser utilizado no cálculo das tarifas de uso da rede, desacoplado do VPB realizado, e a TUSD paga pelos consumidores é em R\$/MWh.

O cálculo do VPB é dado por:

$$VPB_t = VPB_{t-1} * (1 - X + IVI + \Delta UC)$$

Método 5 – TUSD Fio B em R\$/MWh e Decoupling parcial proposto por este P&D

Método que calcula o VPB de cada processo tarifário parcialmente desacoplado do VPB realizado aplicando a TUSD Convencional – em R\$/MWh.

O VPB de cada reajuste é definido pelo maior valor dentre:

- VPB realizado do período de referência do processo em andamento.
- VPB definido na revisão e atualizado pelo crescimento do número de consumidores.

O gráfico a seguir compara a evolução da Receita com esses vários métodos.

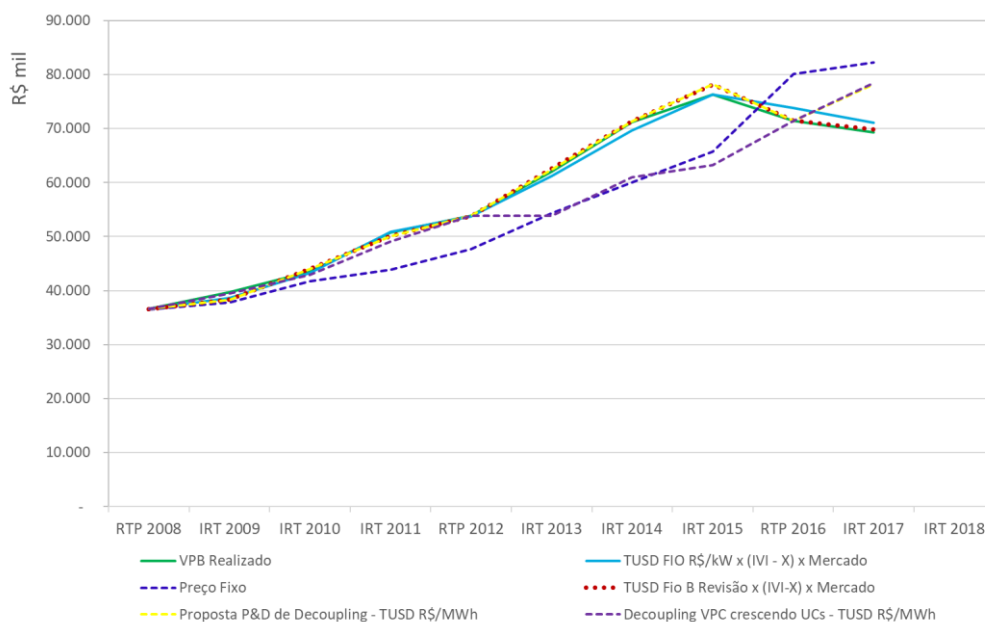


Gráfico 3 – Evolução do Mercado e Receita com as várias Modalidades de Tarifas e Decoupling

Observa-se que, no caso da ELFSM, na maioria absoluta dos anos, o consumo cresceu muito mais que o número de consumidores. Isso significa que o consumo *per capita* aumentou até 2016. Para suportar o grande crescimento de consumo, muitos investimentos foram realizados, tanto em rede quanto, principalmente, em capacidade.

Se as tarifas de uso da rede aplicadas tivessem sido Preço Fixo, a ELFSM teria auferido receitas bem menores que as realizadas, que não acompanhariam os custos, que são muito mais aderentes ao consumo. Se tivessem sido em R\$/kW, teriam crescido ligeiramente abaixo da

TUSD R\$/MWh, pois o fator de carga aumenta com o porte do consumidor, com o consumo *per capita*, ou seja, a demanda cresceu ligeiramente abaixo do consumo.

Com a retração do mercado, o Preço Fixo mantém o crescimento da receita, já que o número de consumidores sempre cresce mesmo em situação de redução de consumo. Daí a necessidade do *Decoupling*, pois a receita realizada precisa fazer frente aos ativos em operação e aos custos das novas ligações.

Para entender melhor o problema, deve-se raciocinar novamente com a conjuntura de crescimento de mercado com aumento do consumo *per capita* (2009 a 2016). Nessa condição, o *Decoupling* com o VPB dos processos tarifários crescendo com o número de consumidores, dissociando-o do VPB realizado, que cresce com o consumo, também não está aderente às necessidades de investimentos, pois o VPB evoluindo com o número de consumidores cresce menos que o VPB realizado, reduzindo indevidamente as tarifas subsequentes e retirando a receita necessária à cobertura dos custos marginais.

Já a evolução da receita proposta por este projeto de P&D acompanha a receita realizada quando o mercado cresce e, no período de referência em que o mercado retrai, há uma perda receita no ano tarifário. Porém, como o VPB base para o cálculo da TUSD está parcialmente dissociado dessa receita realizada e definido conforme critérios estabelecidos no Método 5, as tarifas são recompostas no processo de reajuste seguinte.

5. Proposta de Preservação da Receita Fio B

Como colocado no início deste capítulo, as tarifas são construídas na Revisão com todo um regramento, estabelecido no Proret, para reconhecimento da Base de Remuneração e Custos Operacionais.

A base de ativos, por exemplo, é aquela contabilizada até seis meses antes da revisão, auditada e avaliada pelo Valor Novo de Reposição, e ainda com regras para Índice de Aproveitamento.

Assim definida a receita autorizada, com o mercado dos 12 meses anteriores à Revisão, são construídas as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, que deveriam cobrir os custos da empresa até a revisão subsequente.

Nos cinco anos seguintes a empresa faz um Plano de Investimentos compatível com a expectativa de crescimento de mercado. Porém, se a distribuidora projetar mal o seu mercado, investir muito, e este mercado crescer menos que suas expectativas, ou crescer menos nos subgrupos de maior custo e receita, ela incorrerá em prejuízos. Isso é um risco atribuível à distribuidora, associado à sua capacidade de planejamento, que nesse exemplo não soube projetar seu mercado, não soube gerenciar seus custos de investimento.

Por outro lado, se no ano seguinte à revisão o mercado reduzir por conta da economia volátil do país, da redução das exportações, da falta de água para irrigação, ou até por conta do emblemático acidente da Samarco, as tarifas precisam necessariamente ser reposicionadas, pois:

- Redução de consumo/demanda não é uma situação comum. O normal é o consumo/demanda crescer, mais ou menos, mas crescer.
- Quando o consumo reduz, notadamente a distribuidora não tem como desativar os ativos, retirar postes, reduzir a potência dos trafos.
- Da mesma forma, não se reduz pessoal porque o mercado reduziu.
- Muito menos se reduz os custos de leitura, faturamento, arrecadação, cobrança, ou seja, os custos comerciais. O comportamento desse custo é muito claro: continua a crescer sempre, e sem cobertura em situação de redução de consumo.

Assim, como primeira condição, a receita Fio da distribuidora nunca pode ser menor que a Receita Requerida Fio (VPB), definida no momento da Revisão.

Outra situação seria no ano tarifário seguinte à revisão o mercado crescer bastante, a empresa investir, construir linhas, colocar capacidade nos trafos, aumentar seus custos bem como a sua receita para fazer frente aos investimentos³⁸ e, no terceiro período tarifário, o mercado reduzir.

Obviamente a receita da distribuidora do terceiro período tarifário também não pode ser inferior à receita do segundo período, pois a empresa investiu, e não há como fazer desativação da rede, além disso, o número de clientes cresceu e continuará crescendo e, portanto, também os custos comerciais.

Assim o VPB0 de cada reajuste tarifário deve, no mínimo, ser o maior valor entre a Receita Fio faturada no período de referência e a Receita Fio faturada no período de referência do Reajuste anterior, se este processo tiver sido Reajuste, ou o VPB definido na Receita Requerida, se o processo tarifário anterior tiver sido uma Revisão. Ou seja, é preciso definir uma *Revenue Floor*.

Isso resolveria quase plenamente a perda de receita da distribuidora em situações de queda de mercado, sem necessidade de criar modalidades tarifárias sem aderência aos custos, que também trazem riscos às distribuidoras e prejuízo à sociedade. Mas tem o inconveniente de não cobrir os custos de expansão pois, mesmo em queda de mercado, a distribuidora investe para atender novos usuários, o número de clientes sempre cresce, novas redes são lançadas para atender novas habitações, novos bairros etc. Assim, em situações de queda de mercado,

³⁸ O custo marginal poderá até ficar diferente da receita marginal, sendo que serão mais próximos quanto mais as tarifas forem aderentes aos custos de uso da rede, quanto melhores forem o Plano de Investimentos e a projeção de mercado. Esse é o Risco de Mercado que deve ser imputado à distribuidora, e somente esse.

o VPB a ser utilizado no cálculo da TUSD Fio B deve evoluir com o número de consumidores, dissociando-se da receita realizada.

Assim a proposta deste P&D para preservação da saúde econômico-financeira da distribuidora, para incentivá-la a promover programas de eficiência no uso da energia, para estimulá-la na aplicação de tarifas fio com sinalização econômica, aderentes aos custos dos diversos e distintos consumidores, trazendo a efficientização também para a rede, é a seguinte:

TUSD Fio B em R\$/MWh e Decoupling parcial

Este método calcula o VPB de cada processo tarifário parcialmente desacoplado do VPB realizado e a TUSD aplicada é definida em R\$/MWh.

O VPB de cada reajuste é definido pelo maior valor dentre:

I. VPB definido na revisão e atualizado pelo crescimento do número de consumidores

Deixa-se claro que, se houver queda de mercado, ainda assim haverá perda de receita no ano tarifário em andamento, porém as tarifas serão recompostas no processo de reajuste subsequente. Para evitar a perda de receita em queda de mercado, que não é uma situação comum, seria necessária a aplicação de um Preço Fixo aos usuários de rede, precaução esta que não compensa todos os prejuízos desse tipo de tarifação: perda de receita e não cobertura dos custos de expansão, quando houver crescimento do consumo *per capita*, eliminação da sinalização econômica, com o fim do incentivo ao uso racional da rede e da redução dos custos de expansão, não aderência aos custos dos diversos e distintos usuários, com inserção de subsídio cruzado, cobrando mais dos clientes de menor porte.

II. VPB Realizado do período de referência do processo de reajuste em andamento

Se houver crescimento de mercado, poderão ocorrer duas situações:

- a) crescimento de mercado com aumento do consumo *per capita*
- b) crescimento de mercado com redução de consumo *per capita*

Quando houver crescimento do consumo *per capita*, significa que o consumo cresceu mais que o número de consumidores, ou seja, que houve aumento dos consumidores de maior consumo. Significa que a empresa teve de investir mais em capacidade de rede, logo, o custo de expansão é maior que o custo médio, de forma que a receita realizada, com aplicação de TUSD em R\$/MWh, acompanhará melhor os custos de expansão que o VPB crescendo com o número de consumidores. Conclusão: o correto

nesse caso é que o VPB utilizado no processo de reajuste subsequente para o cálculo das tarifas fio seja o VPB realizado no período de referência.

Quando houver diminuição do consumo *per capita*, significa que o número de consumidores cresceu mais que o consumo, que os clientes de menor porte cresceram mais que os clientes de maior porte, e/ou que os clientes existentes reduziram seu consumo, incentivados por programas de efficientização, por exemplo.

Nessa situação, a receita realizada com a TUSD em R\$/MWh, também acompanha melhor os custos de expansão da rede de distribuição, pois exigirá uma expansão menor de capacidade que a média.

No entanto, cabe aqui uma reflexão para o regulador: se não for permitido que, nessa condição, o VPB do processo tarifário também cresça com o número de consumidores, haverá um desincentivo para as distribuidoras encaparem programas de eficiência e aplicarem tarifas com sinalização econômica, que provocam redução de mercado, cujos resultados, extremamente positivos, serão repassados aos consumidores na revisão subsequente. Daí a necessidade de se desacoplar também o VPB de base para o cálculo das tarifas fio quando houver redução do consumo *per capita*. Deixa-se claro, que, ainda assim, haverá perda de receita no ano tarifário em andamento, porém com redução de custos, o que estimularia as distribuidoras a investirem em efficientização.

Assim a proposta deste projeto de P&D de definir o VPB de cada reajuste pelo maior valor dentre:

- i. VPB definido na revisão e atualizado pelo crescimento do número de consumidores.
- ii. VPB Realizado do período de referência do processo de reajuste em andamento.

É o mais benéfico para a sociedade, pois, além de garantir o equilíbrio econômico das distribuidoras definindo um *revenue floor* em queda de mercado, garante uma receita para cobertura dos custos das novas ligações, acompanha os custos na situação de crescimento do consumo *per capita* e elimina as barreiras para que as distribuidoras promovam programas de eficiência energética e se envolvam na aplicação das tarifas com sinalização econômica, buscando a otimização do uso da rede, ações que irão reduzir os custos do setor elétrico.

CAPÍTULO VI – TARIFAÇÃO DE MINI E MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Percebe-se, com a Consulta Pública 010/2018, a Audiência Pública 001/2019 e a Consulta Pública 025/2019 da ANEEL, um esforço do regulador em aprimorar os regulamentos, de forma a estimular a introdução de novas tecnologias no setor elétrico nacional, sem onerar sobremaneira as distribuidoras e os demais clientes, pois é incontestável que a inserção da geração distribuída tem impactado diretamente o mercado, a receita das empresas e as tarifas de energia elétrica.

Assim este projeto de pesquisa não poderia deixar de abranger a tarifação desses novos usuários, que são particularmente distintos dos demais, pois trata-se de clientes que são geradores e consumidores concomitantemente. A solução buscada não pode desestimular a inserção da MMGD, mas também deve ser isenta, respeitando os interesses dos demais clientes, das distribuidoras e principalmente o interesse maior da sociedade.

Apesar de o foco sobre a tarifação da geração distribuída recair atualmente sobre os clientes com geração fotovoltaica, por ser a fonte de maior expansão no momento, não se deve restringir o modelo tarifário a uma solução somente para esses clientes. Assim, mesmo que em um primeiro momento se concentre as análises na fonte solar, ao se propor soluções de tarifação, deve ser feito um exercício para verificar se as premissas adotadas para a solar (geração somente diurna) não comprometeriam a proposta ao ser aplicada a outras modalidades de geração.

Há uma diversidade de novas soluções de geração, de armazenamento e de eficiência energética, que podem se tornar relevantes em relativamente pouco tempo, da mesma forma que aconteceu com a fonte solar. Por isso, é importante que o novo modelo tarifário seja abrangente e abarque a tarifação desses recursos sem a necessidade de novas e grandes adaptações. Em resumo, é importante que o modelo de tarifação seja previdente (Revesz & Unel, 2020).

Outro aspecto muito discutido de um modelo tarifário para o futuro é a isonomia. Essa qualidade em uma boa tarifação adquire uma nova perspectiva sob a ótica da geração distribuída. Conforme comentam os pesquisadores do MIT, no seu estudo sobre o futuro do serviço público de eletricidade (Pérez-Arriaga & Knittel, 2016), com a conexão de muitos diferentes recursos distribuídos à rede de distribuição é cada vez mais importante que a tarifa aplicada aos *prossumidores* não olhe para o equipamento conectado, mas sim para o efeito que esse equipamento traz à rede. Assim não se deve olhar “atrás do medidor”.

Nesse sentido, deve ser enfatizado esse aspecto do tratamento isonômico de clientes com e sem geração distribuída. Os clientes MMGD devem pagar a mesma tarifa que os demais consumidores sobre a parcela da energia fornecida pela distribuidora, com exceção da componente de energia, objeto de compensação.

Este capítulo está dividido em quatro partes. Primeiramente será mostrado como a adoção de microgeração solar altera o comportamento dos consumidores de diversas classes. Em seguida será analisado o impacto da entrada desses clientes na rede de distribuição e posteriormente será feita uma discussão sobre os custos que esses clientes impõem à rede. Por fim, são discutidas propostas para a tarifação da MMDG e sua viabilidade.

1. O Comportamento do *Prosumidor*

1.1. Clientes Residenciais com microgeração local

Os clientes residenciais da ELFSM têm um comportamento de carga com demandas maiores à noite e de madrugada. O fator de carga médio mensal dos clientes residenciais (24%) é relativamente alto se comparado com outras regiões do Sudeste, onde há maior uso do chuveiro elétrico. Nas faixas de menor consumo há uma ponta mais acentuada próxima às 22h e, à medida que o consumo das unidades aumenta, a carga noturna cresce proporcionalmente. A curva total – Gráfico 1 mostra o comportamento médio da classe.

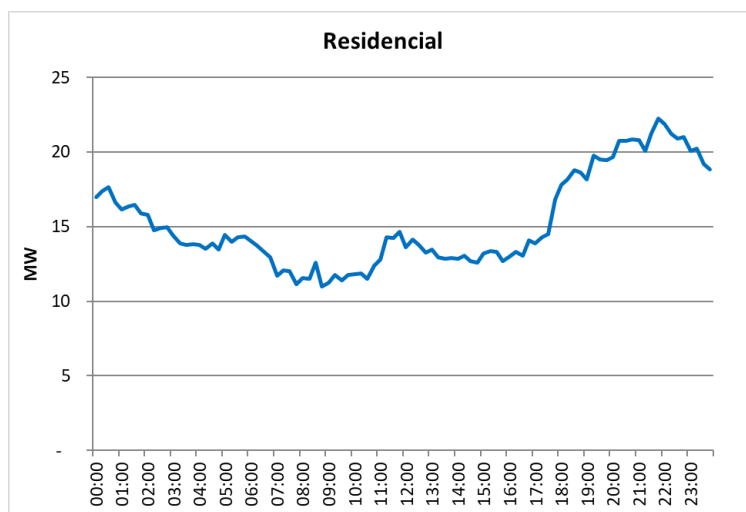


Gráfico 1 – Classe Residencial de Baixa Tensão ELFSM

O cliente residencial que instala Micro GD Local altera sua curva de carga e, conseqüentemente, seu comportamento de uso da rede. A energia fornecida pela distribuidora reduz ao longo do dia, pois a sua GFV³⁹ supre parte ou todo o seu consumo nesse período, e ele ainda injeta na rede, para compensar depois. A demanda do cliente MMDG solar na hora da ponta do sistema (que na ELFSM ocorre à noite) fica inalterada. A redução de energia

³⁹ Será discutida inicialmente a GFV, pois representa 99% dos clientes com mini e Micro GD e 90% da capacidade instalada no Brasil e 100% dos clientes na ELFSM.

consumida da distribuidora é, em média, de 37% entre os clientes residenciais da ELFSM. Essa redução do consumo gera perda de receita para a distribuidora, mesmo com aplicação da TUSD Fio B proposta pela ANEEL na AP 001/2019, que incide sobre o consumo fornecido pela distribuidora.

Em sistemas com carga predominante ao final do dia ou à noite, como o da ELFSM, não haverá redução da demanda máxima, mas apenas uma redução da demanda durante o dia. A contribuição dos clientes da classe residencial à carga máxima da maioria dessas redes permanecerá quase inalterada com a inserção de GD solar.

As unidades residenciais representam a maioria – 80% – dos clientes mini e Micro GD da ELFSM, mas somente 43% da capacidade instalada. As unidades residenciais são menores que as demais: têm capacidade instalada média de 3,0 kWp, contra uma média geral de 5,6 kWp. Os primeiros clientes foram conectados em 2016, com forte impulsão do número de sistemas por um Programa de Eficiência Energética – PEE da ELFSM, que instalou painéis de geração fotovoltaica em 250 unidades consumidoras de baixa renda. Atualmente (janeiro de 2020), o número de unidades está em 476, com uma capacidade instalada total de 1,44 MW.

Porém existem redes nas quais a demanda máxima é diurna, principalmente nos níveis de média e alta tensão, que poderiam ter significativo alívio com a inserção de MMGD, não fosse o caráter interruptível dessas fontes, conforme discorrido mais à frente.

1.2. Clientes Comerciais/Industriais/outros com microgeração local

O cliente do subgrupo B3⁴⁰ (classes Industrial e Comercial + Outros) tem consumo diurno maior que o noturno. O Gráfico 2 mostra as curvas de carga médias das classes Comercial e Industrial. As curvas de carga têm formato similar em todas as faixas de consumo, variando o fator de carga e o nível da demanda noturna, que crescem com o porte de consumo das unidades. Os fatores de carga médios são de 29% na classe Comercial e 25% na Industrial.

⁴⁰É de se esperar que a mini e Micro GD no subgrupo B3 cresça proporcionalmente mais que o residencial, principalmente no sistema de compensação remota, pois é um mercado com muito potencial, com análise custo/benefício mais atraente.

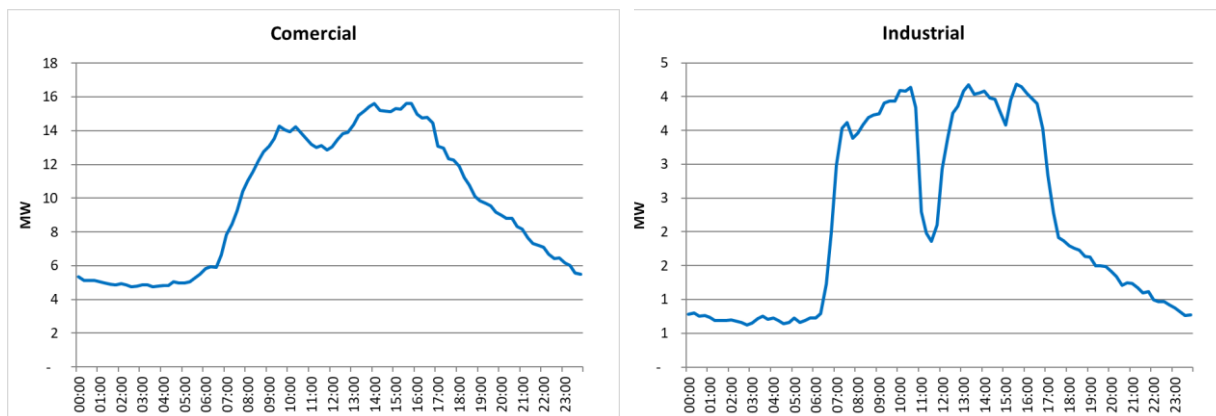


Gráfico 2 – Curvas de carga das classes Comercial e Industrial da ELFSM

Observa-se que os clientes do subgrupo B3 têm consumo concentrado no mesmo horário da GFV, de forma que a coincidência entre consumo e geração é maior que na classe Residencial. A redução da energia fornecida pela distribuidora é da ordem de 53%, e a perda de receita, consequentemente, será também maior, mesmo se os clientes vierem a pagar uma TUSD R\$/MWh sobre a energia compensada, conforme proposto pela ANEEL na AP 001/2019. Esses clientes injetam na rede para compensar nos dias nublados ou chuvosos e no período noturno, momento em que sua própria demanda já está mais baixa. Esses clientes estão mais associados às redes com demanda máxima Fora de Ponta, o que poderia se traduzir em economia de investimento, não fosse o caráter interruptível da GFV.

Como a GD solar não é firme, a rede de BT deverá estar inteiramente disponível em dias nublados ou no caso de alguma falha na geração do cliente. Porém, como a insolação em toda a área de concessão é irregular, pode haver alguma redução de demanda Fora de Ponta nos alimentadores e, principalmente, nas redes de distribuição em alta tensão e na Rede Básica. Todavia muitas distribuidoras têm poucas redes de baixa tensão com demanda máxima nesse posto tarifário, o que torna a possibilidade de economia em expansão de rede menor.

Assim a perda de receita está bem dissociada da economia de investimento, trazendo desequilíbrio às distribuidoras.

Resta complementar que na ELFSM, bem como em boa parte das empresas do Sul, e em empresas como a LIGHT, que têm redes mais carregadas no período diurno e início madrugada, com a carga máxima variando nos intervalos de 10h às 16h e de 23h às 3h, a economia de investimento pode ser um pouco menos inexpressiva que em empresas com demanda máxima mais concentrada no período noturno.

Existem 87 unidades consumidoras do Subgrupo B3 na ELFSM com geração local atualmente. A potência instalada média dessas unidades é de 17,4 kWp, totalizando uma capacidade instalada de 1,52 MWp nesse subgrupo.

1.3. Clientes Rurais com microgeração local

A classe de consumo Rural na ELFSM tem uma particularidade, que é a forte presença de clientes irrigantes. Os clientes rurais comuns (não irrigantes) têm um comportamento de consumo similar à classe residencial, com fator de carga um pouco maior e demanda máxima mais acentuada entre 18h e 19h. No entanto, o comportamento da rede de baixa tensão rural da ELFSM é dominado pelo padrão de consumo dos muitos clientes irrigantes conectados a essa rede, conforme pode ser visto no Gráfico 3.

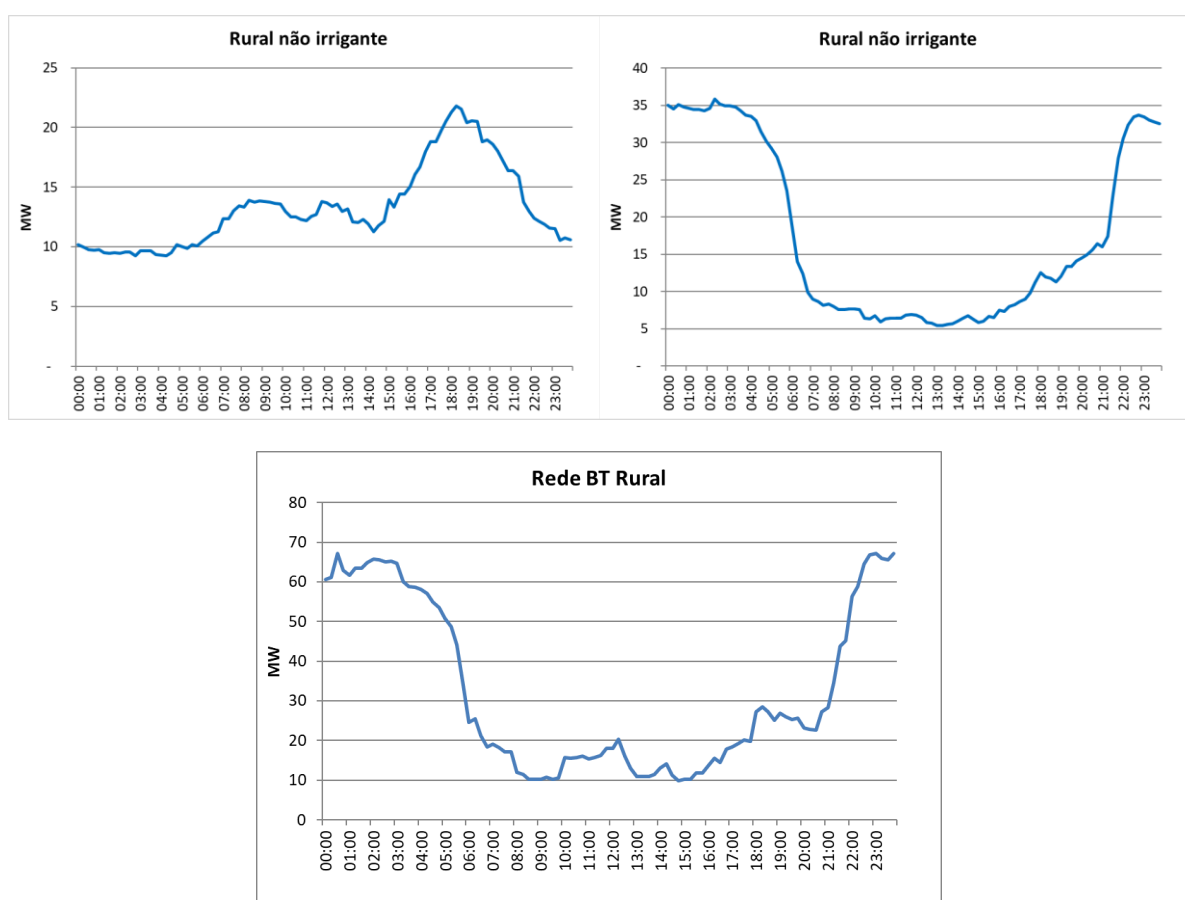


Gráfico 3 – Curva de carga das redes de Baixa Tensão Rurais da ELFSM

No caso dos clientes rurais, a GFV torna-se viável somente para unidades maiores, já que a tarifa do Subgrupo B2 é fortemente subsidiada⁴¹. Dentro das atuais regras, o investimento em

⁴¹ Mesmo com a redução de 20% a.a. nos descontos existentes para a classe rural, prevista no Decreto 9642/2018, que igualará em 2023 a tarifa do subgrupo B2 à tarifa do subgrupo B1, permanecerá o subsídio implícito entre as classes da BT, visto que o custo do B2 é muito maior que o custo do B1.

GFV na área de concessão da ELFSM é viável para as unidades com consumo maior que 1000 kWh/mês.

Em princípio, o potencial de redução de custo de transporte para essas unidades é muito grande já que custa caro entregar energia para as unidades rurais e há grande potencial de redução de perdas. Por outro lado, em redes com forte presença de irrigação, com alta carga noturna, não haverá redução de demanda. A concentração de GFV em regiões rurais poderá, inclusive, onerar os sistemas de distribuição, se o volume de geração for significativo a ponto de inverter o fluxo dessas redes ao longo do dia. A combinação de redes com carga de irrigação alta à noite e injeção alta ao longo do dia poderia também levar a problemas de operação nas redes devido ao aumento das rampas tanto de manhã quanto à noite.

Atualmente existem 30 unidades MMGD do Subgrupo B2 com potência média dos sistemas de 11,2 kWp, totalizando uma capacidade instalada de 335 kWp no subgrupo.

1.4. Clientes com microgeração remota

Deve-se esclarecer que a perda de receita com a TUSD R\$/MWh, no formato proposto pela ANEEL na AP 001/2019, se dá no sistema de compensação local. No sistema de compensação remota não haverá perda de receita, pois não existe "consumo interno": toda a energia do cliente passa pela rede da distribuidora, de modo que toda energia do cliente será faturada. Do ponto de vista do uso da rede, esses clientes devem ser tratados como qualquer outra carga, quando estiverem atuando na rede como carga, e como qualquer outra geração, quando estiverem injetando energia na rede, sendo que, em cada circunstância, devem pagar pelo uso da rede como as demais cargas e geradoras.

A única questão que se coloca nesse caso é a necessidade de uma correta tarifação da unidade geradora, que atualmente não está bem equacionada para geradores conectados na rede de média tensão e é inexistente no caso de geradores conectados em baixa tensão.

1.5. Simulação do comportamento da GD local

Os gráficos a seguir mostram exemplos simulados do comportamento de *prossumidores* de Baixa Tensão com consumo local, antes e após a inserção da Micro GD. Essas curvas foram construídas a partir das medições de clientes de baixa tensão da Campanha de Medidas da ELFSM de 2015. Para cada um desses clientes foi dimensionada uma geração que forneceria, ao longo do ano, energia suficiente para compensar todo o consumo da unidade, menos o consumo mínimo, que os clientes adquirem da distribuidora, com o pagamento do "Custo de Disponibilidade".

Nos gráficos são mostrados um dia útil (U), um sábado (S) e um domingo (D) típico do cliente antes e depois da instalação de GFV. A curva de GFV utilizada é a curva de geração média anual e foi simulada a partir de dados de radiação solar da área de concessão da ELFSM.

Na área de concessão da ELFSM o limite de capacidade para enquadramento como microgeração de 75 kWp atende um consumo mensal de pouco mais de 9.000 kWh.

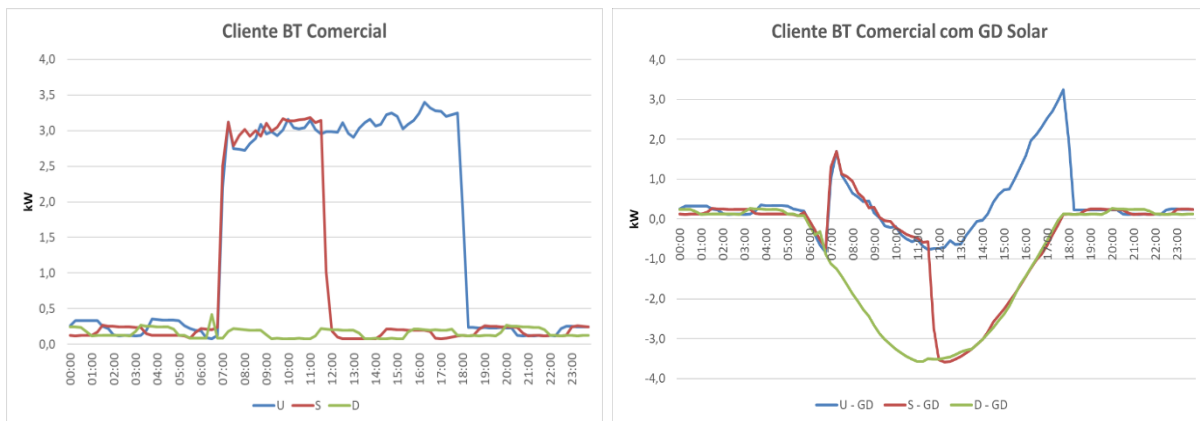


Gráfico 4 - Cliente B3 Comercial – Curvas dos dias útil, sábado e domingo com e sem GFV



Gráfico 5 - Cliente B3 Industrial – Curvas dos dias útil, sábado e domingo com e sem GFV

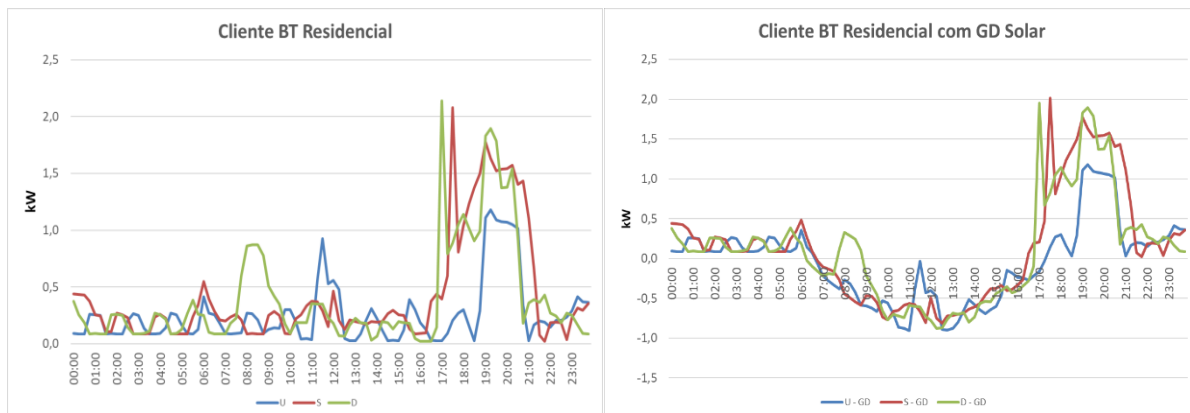


Gráfico 6 – Cliente B1 – Curvas dos dias útil, sábado e domingo com e sem GFV

1.6. Histórico de Inserção da MMGD na ELFSM

Os gráficos a seguir mostram a evolução do número de unidades e a potência instalada de Mini e Micro GD na ELFSM por subgrupo tarifário. A maioria das unidades na área de concessão da ELFSM é de consumo local na Baixa Tensão. Há somente 2 unidades de autoconsumo remoto na classe Residencial e uma unidade de geração local de 20 kW conectada em Média Tensão. A capacidade instalada total atingiu 3,3 MWp em janeiro de 2020.

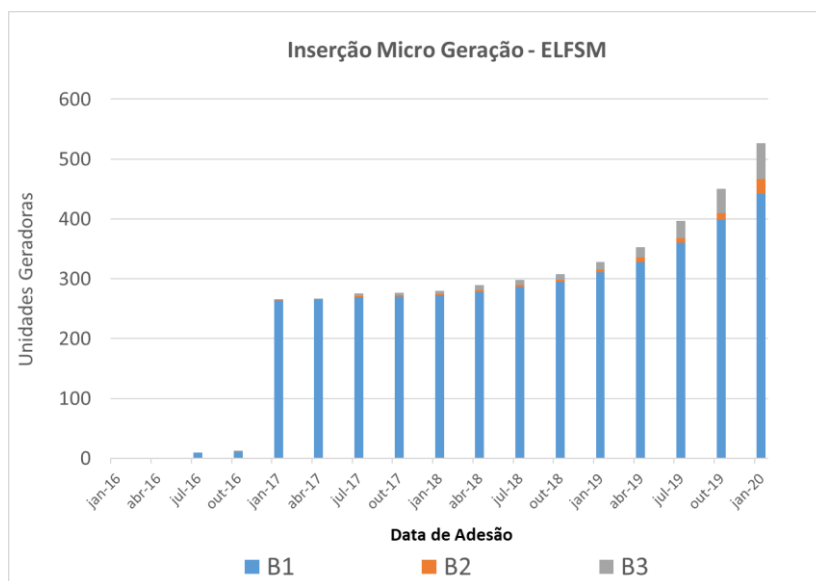


Gráfico 7 – Evolução do número de unidades MMGD

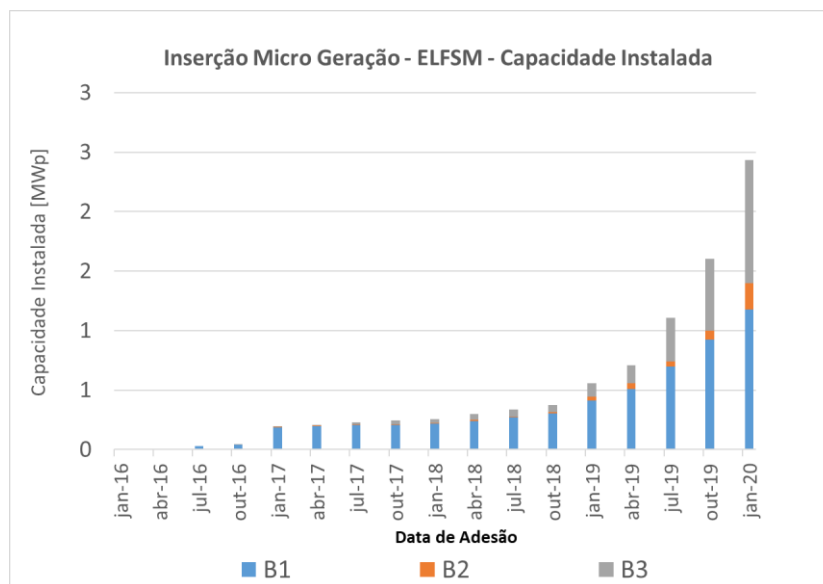


Gráfico 8 – Evolução capacidade instalada de MMGD por Classe na ELFSM

2. Impactos da Inserção da Mini e Microgeração Distribuída

Foi visto na seção anterior que os clientes com geração distribuída têm um comportamento de carga muito peculiar, que traz uma série de consequências para a rede de distribuição. A tarifação dos novos usuários, com novas tecnologias e novas formas de participar da rede, depende diretamente dos efeitos provocados na rede. Assim é necessário ter uma visão clara dos possíveis impactos dos recursos energéticos distribuídos, para tentar caracterizá-los da melhor maneira e quantificá-los corretamente.

Muitos dos impactos da geração distribuída ainda são de difícil quantificação, já que os efeitos práticos da inserção ainda não são suficientemente significativos na maioria dos locais para serem mensurados com clareza ou ainda são objeto de estudo. Outro fator importante nesse aspecto é que os impactos dependem da quantidade de geração na rede, de forma que, mesmo em lugares onde a GD está presente há mais tempo, seus efeitos continuam se alterando.

Ainda assim, mesmo sem saber com precisão a intensidade desses impactos, é possível elencá-los e prever qual seria a melhor maneira de abordar esses efeitos do ponto de vista tarifário.

Na audiência pública nº 15 de 2010 (ANEEL, 2010), a primeira que tratou da mini e microgeração e que resultou, dois anos depois, na publicação da Resolução 482, a ANEEL já listava uma série de vantagens e desvantagens que a geração distribuída traria para o setor elétrico. Na nota técnica que abriu essa audiência, os impactos citados foram os seguintes:

Impactos positivos:

- Baixo impacto ambiental.
- Menor tempo de implantação.
- Redução no carregamento das redes.
- Redução de perdas.
- Melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada.
- Postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão.
- Provimento de serviços auxiliares, como a geração de energia reativa.
- Aumento da confiabilidade do atendimento, pois pode permitir a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição.
- Diversificação da matriz energética.

Como pontos negativos, citava:

- Aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional de energia.
- Necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes.
- Aumento da dificuldade para controlar o nível de tensão da rede no período de carga leve.
- Alteração dos níveis de curto-circuito das redes.
- Aumento da distorção harmônica na rede.
- Intermitência da geração, devido à dificuldade de previsão de disponibilidade do combustível (radiação solar, vento, água, biogás), assim como alta taxa de falhas dos equipamentos.
- Alto custo de implantação.
- Tempo de retorno elevado para o investimento

Mais recentemente, o GESEL/UFRJ publicou um estudo (Castro, Castro, Ferreira, Tommasso, & Morais, 2018) que discute os principais impactos da inserção da geração distribuída, com muitas referências aos resultados de outro estudo, do NREL (Denholm, et al., 2014), mas fazendo importantes contextualizações para o caso brasileiro, bastante peculiar devido à extensão do sistema de transmissão e da importância da fonte hídrica na matriz energética nacional.

Os impactos discutidos no estudo do GESEL podem ser agrupados em 4 categorias:

- 1) Impactos referentes à geração:
 - a. Custos evitados (deslocamento) da geração de energia elétrica.
 - b. Postergação de investimento em novas usinas.
 - c. Impactos nos contratos de comercialização de energia.
 - d. Diversificação da matriz elétrica brasileira.

- 2) Impactos sobre os sistemas de transporte:
 - a. Postergação de investimentos na rede de transmissão e de distribuição.
 - b. Necessidade de investimentos na rede de distribuição.
 - c. "Curva do pato".
 - d. Serviços ancilares.
- 3) Impactos tarifários:
 - a. Subsídios cruzados e perdas não técnicas.
- 4) Impactos ambientais

2.1. Impacto da GD na rede da ELFSM

Entre os diversos impactos da inserção da GD elencados na seção anterior, a alteração do comportamento da carga das redes de distribuição com diversos graus de inserção de GD é de especial importância, pois permite avaliar a influência da GD sobre os custos de uso dessa rede.

Uma análise presente nas discussões sobre o tema é a famosa "curva do pato", que mostra o efeito da forte entrada de geração solar na carga própria do sistema elétrico na Califórnia, nos Estados Unidos.

No Brasil, há diversas estimativas sobre o volume de GFV distribuída e sua velocidade de inserção no mercado brasileiro, como os estudos da ANEEL feitos para as análises de impacto regulatório das audiências públicas sobre o tema, assim como estudos da EPE. Pouco se sabe, no entanto, como será a influência da entrada da GFV no comportamento das redes de distribuição.

Esse será justamente o tema desta seção, na qual se irá estimar o impacto da entrada de GFV no comportamento da carga das redes da ELFSM. Primeiramente será estimado o volume de GFV a ser esperado na área de concessão da ELFSM, através da mesma metodologia utilizada pela ANEEL em suas previsões, com algumas adaptações. Em seguida, será estimado o impacto da entrada desses clientes na rede de baixa tensão urbana da ELFSM, utilizando-se das tipologias de carga de clientes e redes elaboradas na revisão tarifária de 2016, conforme metodologia proposta no P&D ANEEL "Modelo Regulatório adequado para implantação da Mini e Micro Geração Distribuída com preservação da Receita Requerida da distribuidora e em benefício da sociedade" desenvolvido pela CEMIG".

2.1.1. Projeção da inserção da GD fotovoltaica

Para se determinar o volume de entrada da geração fotovoltaica no mercado da distribuidora, foi utilizado o método de Bass, de maneira similar ao que foi feito pela ANEEL nos relatórios

de Análise de Impacto Regulatório (AIR), apresentados nas consultas e audiências públicas que tratam do assunto (ANEEL, 2015) (ANEEL, 2017) (ANEEL, 2018). A metodologia utilizada pela ANEEL baseou-se no trabalho de Konzen (2014) e do NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) (Denholm, Margolis, & Drury, 2009).

O método de Bass é utilizado para estimar a adoção de novas tecnologias em um mercado e consiste em duas partes: primeiramente determina-se um mercado potencial para a nova tecnologia e, em seguida, estima-se os parâmetros da função de inovação dada pelo modelo de Bass.

O mercado potencial é a parte do mercado total que poderá adotar a nova tecnologia. No caso da microgeração distribuída fotovoltaica local, são as unidades consumidoras de baixa tensão que estariam dispostas a instalar esse tipo de sistema. A ANEEL adotou como critério para seus estudos o número de casas no Brasil com renda familiar superior a 5 salários mínimos (ANEEL, 2018).

De fato, a definição do mercado potencial deve levar em consideração dois aspectos das unidades consumidoras. O primeiro é o aspecto econômico, determinando para quais unidades uma geração fotovoltaica (GFV) pode ter retorno financeiro em termos de diminuição do custo da unidade com energia elétrica. Na estimativa da ANEEL, o aspecto econômico foi contemplado pelo estrato de renda das unidades. Em segundo lugar, deve ser levado em consideração que nem todas as unidades, para as quais o sistema é viável economicamente, possuem condições práticas para adotá-lo. Por exemplo, apartamentos ou casas alugadas, onde o inquilino não tem interesse em gastar com um investimento de longo prazo e o proprietário fica desestimulado em instalar um sistema que abaterá custos da conta de energia do inquilino. Por causa disso, a ANEEL considerou somente as casas próprias.

Por se tratar aqui do mercado de uma concessionária específica, foi possível adotar critérios mais detalhados que os utilizados pela Agência Reguladora para ambos os aspectos do mercado potencial. A primeira variável – o aspecto econômico – foi avaliado utilizando-se da amostra de consumidores da campanha de medidas da revisão tarifária periódica de 2016 da ELFSM. Para cada um dos clientes da amostra foi dimensionado um sistema necessário ao atendimento de sua carga, e seus custos foram comparados com a redução na conta de energia do cliente. Para a análise econômica foi utilizado como critério a TIR – taxa interna de retorno.

Consideraram-se viáveis os projetos com uma TIR maior ou igual a 15%. Esta taxa corresponde a um *Payback* para este tipo de projeto de cerca de 6 anos. De acordo com estudo da GREENER (2019), atualmente, o *Payback* médio dos sistemas de GFV no Espírito Santo é de 5,73 anos para sistemas residenciais, de 8,10 anos para sistemas industriais e de 4,03 anos para sistemas comerciais.

Assim a taxa de 15% abarca a maioria dos empreendimentos (comerciais e residenciais) atuais no estado. Além disso, é uma taxa bem maior que a de outros investimentos acessíveis às unidades consumidoras de menor porte, compensando assim, de certa forma, os riscos e incertezas atrelados a esse tipo de investimento de longo prazo.

Para considerar as limitações práticas das unidades consumidoras, utilizou-se dados oriundos da pesquisa de posse e hábitos de consumo da revisão tarifária periódica de 2012 da ELFSM, para estimar o percentual de casas em cada faixa de consumo dos clientes residenciais, que estão mostrados na Tabela 1.

O percentual de unidades próprias (contra as alugadas) foi estimado em 72%, de acordo com a média do IBGE para o Espírito Santo. Em seguida, foi aplicado um percentual de 85%, que considera outros possíveis fatores impeditores para instalação do sistema, tais como telhado inadequado ou sombreamentos, dentre outros.

Unidades Residenciais		
Faixa	% de casas	% Unidades Aptas
< 100 kWh	86%	51%
101 a 220 kWh	91%	54%
221 a 500 kWh	76%	45%
501 a 1000 kWh	70%	42%
> 1000 kWh	82%	49%
Média		49%

Tabela 1 – % Residências com casas e % Unidades aptas a instalar GFV

Chegou-se assim a um percentual médio de unidades consumidoras residenciais aptas à instalação de GFV de 49%. Como não há informações para fazer o mesmo tipo de estimativa, mesmo que grosseira, para as unidades comerciais e industriais, aplicou-se o mesmo valor médio obtido para a classe residencial nessas outras classes.

Para os clientes da classe rural, foi estimado que 80% das unidades estão aptas a receber esse tipo de instalação de geração distribuída.

2.1.1.1. Sensibilidade ao *Payback*

Nem todas as unidades onde é possível instalar uma GFV e para as quais a análise custo-benefício é positiva, irão adotar o sistema. No entanto, é evidente que, quanto mais financeiramente vantajosa a nova tecnologia se apresenta, mais unidades irão optar por sua adoção. Para modelar a fração de mercado que adotará a nova tecnologia, utilizou-se uma função de sensibilidade ao *Payback*, conforme o estudo do NREL (Denholm, Margolis, & Drury, 2009) e utilizada por Konzen (2014) e pela ANEEL (2018).

O mercado potencial final será uma função do mercado potencial e do *Payback*, conforme a equação abaixo:

$$M_f = M \cdot e^{(-0,30 \times \textit{payback})}$$

Onde:

M_f = Mercado Potencial Final

M = Mercado Potencial

O parâmetro de 0,30 é chamado de sensibilidade ao *Payback*. Aqui foi adotado o valor de 0,30, conforme sugerido pelo estudo de Konzen.

2.1.1.2. Parâmetros do Modelo de Bass

O modelo de Bass é dado por uma função que depende de dois parâmetros que devem ser estimados a partir de dados históricos ou adotados os valores de estudos similares quando não há histórico suficiente para sua estimativa. São os parâmetros de inovação (P) e imitação (Q). O parâmetro de inovação determina o número de adotantes iniciais da nova tecnologia e, por isso, pode ser visto como uma estimativa do tempo que leva até que a tecnologia seja “popularizada”. O coeficiente de imitação determina a velocidade e intensidade que o processo de disseminação da tecnologia irá durar depois da fase de inovação. Os parâmetros adotados pela ANEEL foram $P = 0,00176$ e $Q = 0,336$. A projeção da ANEEL, na audiência pública, utilizou dados até 2017 e retornou uma estimativa muito baixa para a inserção no ano de 2018.

A estimativa dos parâmetros através de regressão sobre as informações disponíveis até dezembro de 2018 chegou a um valor para o parâmetro Q muito superior ao estimado pela ANEEL – de 0,65 a 0,90. No entanto, na literatura, Konzen recomenda utilizar um parâmetro Q de, no máximo, 0,50. Assim, nesta projeção, foram utilizados os valores $P = 0,00176$ e $Q = 0,50$ que, em conjunto, preveem o fim do ciclo de inserção até cerca de 2030.

Aplicação ao mercado da ELFSM

As premissas e metodologia apresentadas pelo projeto de P&D de mini e microgeração da CEMIG foram aplicadas aos dados de rede e mercado da ELFSM, de modo a prever a inserção dos clientes de microgeração local nessa distribuidora e seu impacto nas redes de distribuição.

Os passos da metodologia podem ser vistos esquematicamente na figura a seguir.



Figura 13 – Passos da Metodologia Aplicada no Estudo

2.1.1.3. Campanha de Medidas

A Caracterização da Carga é o processo que tem por finalidade identificar e analisar o comportamento da carga de consumidores e do sistema elétrico da distribuidora. Tem por objetivo retratar o comportamento de carga, identificando a participação de cada consumidor na carga das redes dos diferentes níveis de tensão. Os clientes e redes são representados por curvas típicas, que são o resultado do agrupamento das curvas individuais e semelhantes das redes, bem como dos clientes. Os resultados serão base para a definição dos custos e, por consequência, da estrutura tarifária adequada para a área de concessão da distribuidora estudada.

A caracterização do comportamento de carga dos clientes e das redes de baixa tensão é feita por amostragem, já que não há medições disponíveis de todos os clientes e transformadores e, mesmo se houvesse, a quantidade de dados a serem tratados seria demasiadamente grande.

Na campanha de medidas da Revisão Tarifária Periódica de 2016 da ELFSM a amostra de clientes de baixa tensão foi de 1.143 medições. Essa amostra foi estratificada em classes e faixas de consumo, conforme orientações do Prodist. O subgrupo tarifário B3 foi subdividido nas classes Industrial, Serviço Público de Água e Esgoto e Comercial/outros.

Para o presente estudo não se deve utilizar as curvas típicas, mas as curvas individuais dos clientes, pois se fatura cada cliente individualmente. Assim, de cada uma dessas medições,

foram escolhidos um dia útil, um sábado e um domingo típicos para representar o consumidor. Com essas curvas fez-se uma avaliação de custo e benefício para determinar os potenciais clientes de microgeração.

O mesmo procedimento foi feito para os transformadores de média para baixa tensão, que são separados em transformadores urbanos e rurais. No caso das transformações, no entanto, não há estratificação da amostra por faixas de consumo, mas é feito um sorteio proporcional ao número de transformadores por faixa de potência. Na Campanha de Medidas da ELFSM de 2016, a amostra de transformadores foi composta de 75 medições de transformadores urbanos e 75 transformadores rurais.

2.1.1.4. A Curva de Geração Solar no Cliente de Baixa Tensão

Utilizando da curva de geração solar fotovoltaica média horária no Sistema Interligado Nacional – SIN, extraída do Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica (ONS, 2018) – Gráfico 9, pode-se aferir a curva dessa geração na área de concessão da ELFSM.

Com as informações das condições climáticas dos municípios da área de concessão da ELFSM, pode-se obter a curva do cliente com geração distribuída fotovoltaica conectada à rede de baixa tensão da distribuidora para cada uma das curvas de clientes da amostra definida anteriormente. Algumas dessas curvas já foram mostradas na seção 1 deste capítulo.

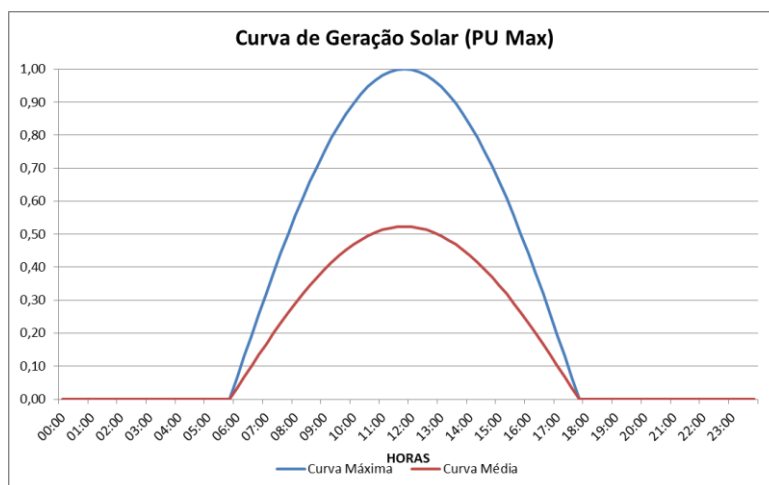


Gráfico 9– Curva de geração solar

Da curva de carga dos clientes com GFV simulada, pode-se extrair as seguintes informações:

- Consumo interno ou simultâneo: parte da energia gerada pelo sistema fotovoltaico é diretamente consumida na própria unidade consumidora sem transitar pela rede de distribuição.

- Injeção na rede de distribuição: a energia elétrica que não é consumida internamente, durante o período de geração, é injetada na rede de distribuição, provocando um fluxo reverso.
- Consumo compensado: parte do consumo que o cliente injeta na rede e solicita da rede em outro horário.

Com essas informações é possível saber qual será a fatura do cliente com instalação de GFV. No Espírito Santo, a isenção de ICMS aplica-se somente sobre a componente da Tarifa de Energia – TE do cliente, mas incide sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, referente ao consumo compensado. Assim aqueles clientes que tiverem maior consumo simultâneo (interno) verão uma redução de fatura maior que aqueles que compensarem uma parte maior da sua energia gerada.

2.1.1.5. Custo da Instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica

Através de orçamentos dos componentes da instalação de GFV e informações de irradiação solar disponíveis no site do CRESESB (2019) para Colatina, foram obtidos custos para diferentes portes de consumo mensal, apresentados na Tabela 2.

Custo da Instalação de Geração Fotovoltaica									
Consumo Mensal Total (kWh)	GFV Instalado (kWp)	m ² Placa	Módulos R\$	Inversor R\$	Instalação e outros R\$	O&M Anual R\$	Investimento Total R\$	Custo Solar R\$/MWh	Custo Total R\$/Wp
200	1,65	10,38	3.020	4.353	2.335	194	9.708	667,36	5,90
400	3,29	20,76	6.040	6.799	4.671	350	17.510	601,84	5,32
600	4,94	31,14	9.060	8.825	7.006	498	24.892	570,38	5,04
800	6,58	41,52	12.080	10.620	9.342	641	32.042	550,66	4,87
1.000	8,23	51,90	15.100	12.259	11.677	781	39.037	536,7	4,74
1.500	12,34	77,85	22.650	15.913	17.516	1.122	56.080	514,01	4,54
2.000	16,46	103,8	30.200	19.149	23.355	1.454	72.704	499,79	4,42
3.000	24,68	155,70	45.300	24.857	35.032	2.104	105.189	482,07	4,26
5.000	41,14	259,50	75.501	34.529	58.387	3.368	168.416	463,1	4,09
7.000	57,59	363,29	105.701	42.875	81.741	4.606	230.317	452,36	4,00
9.000	74,05	467,09	135.901	50.400	105.096	5.828	291.397	445,14	3,94

Tabela 2 – Custo da Instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica

Na área de concessão da ELFSM, o limite de capacidade para enquadramento como microgeração de 75 kWp atende a um consumo mensal de um pouco mais de 9000 kWh.

2.1.1.6. Determinação do Mercado Potencial da ELFSM

Os valores de tempo de *payback* médio com a tarifa atual e as regras atuais de tarifação e compensação (Alternativa 0), obtidos por classe e faixa de consumo dos clientes de baixa tensão da ELFSM, estão na Tabela 3. Nota-se que para a classe Rural o tempo de *payback* ainda é muito alto. Isso se deve à tarifa menor para essa classe, mas também ao fato de a alíquota de ICMS ser menor.

Payback médio por Classe/Faixa Cenário – 2019		
Classe	Faixa	Payback com pagamento pelo Consumo Mínimo
RESIDENCIAL	< 100 kWh	9,8
RESIDENCIAL	101 a 220 kWh	8,6
RESIDENCIAL	221 a 500 kWh	6,6
RESIDENCIAL	501 a 1000 kWh	5,7
RESIDENCIAL	> 1000 kWh	5,2
RESIDENCIAL		6,1
COMERCIAL	< 500 kWh	6,4
COMERCIAL	501 a 2000 kWh	5,4
COMERCIAL	2001 a 5000 kW	4,5
COMERCIAL	> 5000 kWh	4,1
COMERCIAL		4,9
INDUSTRIAL	< 1000 kWh	13,5
INDUSTRIAL	1001 a 3000 kWh	4,9
INDUSTRIAL	3001 a 7000 kW	4,3
INDUSTRIAL	> 7000 kWh	4,0
INDUSTRIAL		5,4
SERVIÇO PÚBLICO	< 2000 kWh	3,2
SERVIÇO PÚBLICO	2001 a 5000 kWh	4,6
SERVIÇO PÚBLICO	5001 a 10000 kW	4,2
SERVIÇO PÚBLICO	> 10000 kWh	3,8
SERVIÇO PÚBLICO		4,0
RURAL	< 300 kWh	0,0
RURAL	301 a 1000 kWh	10,3
RURAL	1001 a 5000 kW	8,1
RURAL	> 5000 kWh	6,9
RURAL		7,1
IRRIGANTE	< 300 kWh	0,0
IRRIGANTE	301 a 1000 kWh	47,1
IRRIGANTE	1001 a 5000 kW	38,6
IRRIGANTE	> 5000 kWh	34,0
IRRIGANTE		38,6

Tabela 3 – *Payback* Médio por Classe/Faixa – Cenário 2019

Entre os irrigantes, que têm tarifa noturna subsidiada, não houve instalação com custo benefício positivo para nenhuma duração.

Projetando uma redução nos custos dos equipamentos para GFV de 2% ao ano, conforme feito pela ANEEL no relatório de AIR da AP 001/2019, que seguiu projeção feita pela ABSOLAR, chega-se em 2030 a valores médios de tempo de *payback* bastante reduzidos, tornando as instalações atrativas até mesmo nas maiores faixas da classe Rural.

Payback médio por Classe/Faixa - Cenário 2030		
Classe	Faixa	Payback com Pagamento Pelo Consumo Mínimo
RESIDENCIAL	< 100 kWh	8,3
RESIDENCIAL	101 a 220 kWh	6,1
RESIDENCIAL	221 a 500 kWh	4,7
RESIDENCIAL	501 a 1000 kWh	4,0
RESIDENCIAL	> 1000 kWh	3,7
RESIDENCIAL		5,1
COMERCIAL	< 500 kWh	4,5
COMERCIAL	501 a 2000 kWh	3,9
COMERCIAL	2001 a 5000 kW	3,2
COMERCIAL	> 5000 kWh	2,9
COMERCIAL		3,6
INDUSTRIAL	< 1000 kWh	9,6
INDUSTRIAL	1001 a 3000 kWh	3,5
INDUSTRIAL	3001 a 7000 kW	3,1
INDUSTRIAL	> 7000 kWh	2,9
INDUSTRIAL		4,1
SERVIÇO PÚBLICO	< 2000 kWh	2,3
SERVIÇO PÚBLICO	2001 a 5000 kWh	3,2
SERVIÇO PÚBLICO	5001 a 10000 kW	3,0
SERVIÇO PÚBLICO	> 10000 kWh	2,7
SERVIÇO PÚBLICO		2,9
RURAL	< 300 kWh	0,0
RURAL	301 a 1000 kWh	7,3
RURAL	1001 a 5000 kW	5,8
RURAL	> 5000 kWh	4,9
RURAL		5,0
IRRIGANTE	< 300 kWh	0,0
IRRIGANTE	301 a 1000 kWh	33,5
IRRIGANTE	1001 a 5000 kW	27,4
IRRIGANTE	> 5000 kWh	24,2
IRRIGANTE		27,4

Tabela 4 – *Payback* médio por Classe/Faixa - Cenário 2030

Considerando o total de unidades onde a microgeração é viável e a sensibilidade ao *payback* de 0,3, conforme exposto anteriormente, chega-se a um mercado potencial final para dezembro de 2019 de 923 unidades.

Mercado Potencial			
Classe	Faixa	2019	2030
RESIDENCIAL	< 100 kWh	0	376
RESIDENCIAL	101 a 220 kWh	0	2034
RESIDENCIAL	221 a 500 kWh	326	1400
RESIDENCIAL	501 a 1000 kWh	120	196
RESIDENCIAL	> 1000 kWh	25	39
RESIDENCIAL		471	4045
COMERCIAL	< 500 kWh	98	470
COMERCIAL	501 a 2000 kWh	212	347
COMERCIAL	2001 a 5000 kW	65	96
COMERCIAL	> 5000 kWh	24	35
COMERCIAL		400	948
INDUSTRIAL	< 1000 kWh	5	28
INDUSTRIAL	1001 a 3000 kWh	19	29
INDUSTRIAL	3001 a 7000 kW	10	14
INDUSTRIAL	> 7000 kWh	5	6
INDUSTRIAL		38,0	77
SERVIÇO PÚBLICO	< 2000 kWh	8	15
SERVIÇO PÚBLICO	2001 a 5000 kWh	3	5
SERVIÇO PÚBLICO	5001 a 10000 kW	1	1
SERVIÇO PÚBLICO	> 10000 kWh	1	1
SERVIÇO PÚBLICO		13	22
RURAL	< 300 kWh	0	0
RURAL	301 a 1000 kWh	0	53
RURAL	1001 a 5000 kW	0	192
RURAL	> 5000 kWh	1	20
RURAL		1	265
IRRIGANTE	< 300 kWh	0	0
IRRIGANTE	301 a 1000 kWh	0	0
IRRIGANTE	1001 a 5000 kW	0	0
IRRIGANTE	> 5000 kWh	0	0
IRRIGANTE		0	0
TOTAL		923	5.358

Tabela 5 – Mercado Potencial – Unidades

2.1.1.7. Previsão da inserção de Microgeração local

Com a queda projetada para os próximos 10 anos de pouco mais de 20% (2% ao ano) nos preços dos equipamentos de GFV, o mercado potencial para a microgeração local com GFV amplia-se bastante, chegando a 5.358 unidades em 2030 (um pouco mais de 5% do número de consumidores).

Uma vez determinado o mercado anual potencial do horizonte de projeção, aplica-se a curva de inovação do modelo de Bass sobre esse mercado, para obter o número de optantes pela microgeração fotovoltaica em cada ano.

Além do número de adotantes, projeta-se também a capacidade instalada de GFV de cada ano, por classe e faixa de consumo. Com o crescimento do número de unidades com GFV, a capacidade média dessas unidades previstas para cada ano reduz, pois nos primeiros anos espera-se a entrada de unidades com maior atratividade, que são as de maior consumo. A projeção partiu da capacidade média das instalações atuais, adicionando-se, a cada ano, as instalações com a capacidade média do novo mercado potencial.

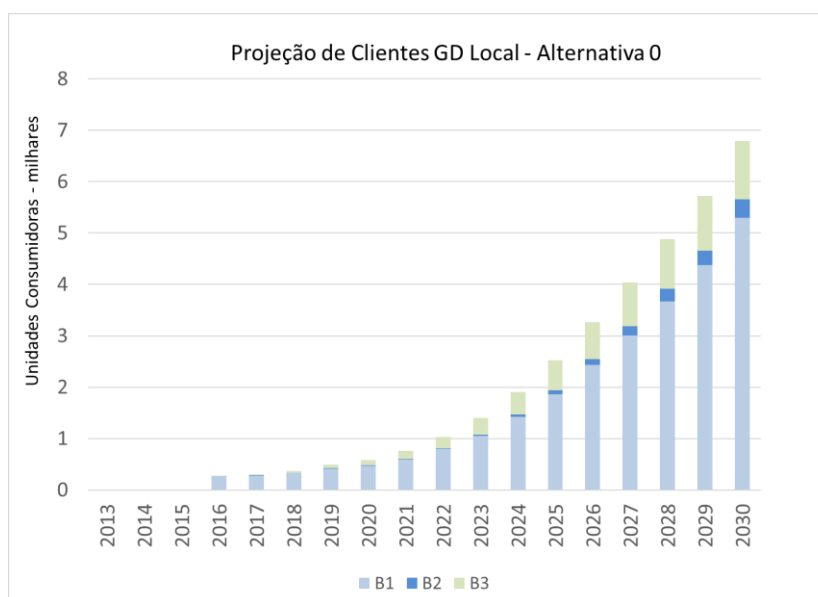


Gráfico 10 – Projeção do número de Clientes com Geração Distribuída Local

A projeção resultou um crescimento bastante pronunciado do número de unidades que devem adotar a microgeração fotovoltaica. Os clientes optantes são predominantemente residenciais, sendo que a participação dessa classe cresce um pouco ao longo dos anos em número de clientes. Já em termos de capacidade instalada, os clientes do subgrupo B3 (comerciais, industriais e outros) terão, em 2030, uma participação maior que as classes residencial e rural.

Isso indica que a capacidade média da geração dos clientes do subgrupo B3 é maior que a dos clientes residenciais, coerente com o que se observa atualmente no mercado.

Na classe Rural, apesar de a expectativa de adoção ser pequena, a capacidade instalada é expressiva, indicando que os clientes que optarão pela GFV são os de maior porte.

A capacidade instalada final dos sistemas como um todo fica próxima de 30 MWp, volume muito expressivo para o mercado da ELFSM.

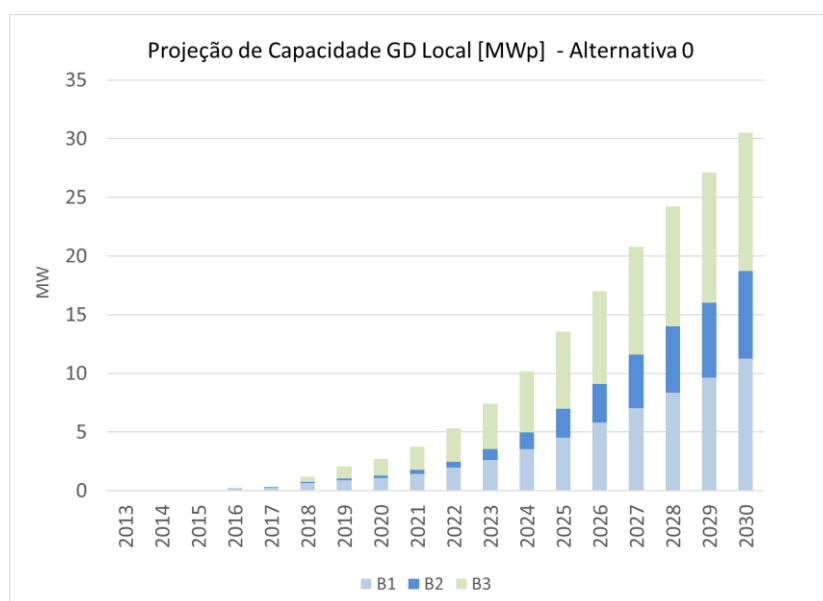


Gráfico 11 – Projeção da Capacidade Instalada dos Clientes com Geração Distribuída Local

2.1.2. Impacto na receita da distribuidora

Conforme discutido na seção anterior, a modalidade de tarifação atual dos clientes de geração distribuída incentiva sua instalação principalmente nos clientes de maior consumo, pois estes ficam isentos de pagar a maior parte do uso da rede, bem como os demais encargos e, claro, deixam de comprar energia da distribuidora. Assim, por exemplo, um cliente trifásico (consumo mínimo de 100 kWh) com consumo mensal de 2.000 kWh passará a pagar para a distribuidora somente o consumo mínimo de 100 kWh, que significa aproximadamente uma redução de 95% em sua fatura.

Por outro lado, o cliente com consumo mensal de 200 kWh bifásico (consumo mínimo de 50 kWh) consegue atualmente substituir somente 75% do seu consumo pela GFV, já que terá que comprar os 50 kWh de energia atrelados ao consumo mínimo. Isso mostra que o faturamento pelo consumo mínimo e a atual regra de compensação inibem a adoção da microgeração pelas unidades menores, indo contra um dos objetivos preconizados para a regulação da geração distribuída.

Na Tabela 6 mostra-se que a redução média de pagamento pelo uso das redes de distribuição na forma de faturamento atual é de 85%. As maiores reduções acontecem nas faixas de maior consumo, nas quais o cliente fica quase totalmente isento do pagamento pelo uso da rede.

Redução da Fatura de TUSD Fio B dos Clientes MMD		
Classe	Faixa	Impacto
RESIDENCIAL	< 100 kWh	68,2%
RESIDENCIAL	101 a 220 kWh	75,5%
RESIDENCIAL	221 a 500 kWh	87,1%
RESIDENCIAL	501 a 1000 kWh	89,9%
RESIDENCIAL	> 1000 kWh	91,8%
RESIDENCIAL		82,6%
COMERCIAL	< 500 kWh	72,1%
COMERCIAL	501 a 2000 kWh	86,1%
COMERCIAL	2001 a 5000 kW	95,6%
COMERCIAL	> 5000 kWh	98,4%
COMERCIAL		89,4%
INDUSTRIAL	< 1000 kWh	62,6%
INDUSTRIAL	1001 a 3000 kWh	92,0%
INDUSTRIAL	3001 a 7000 kW	96,7%
INDUSTRIAL	> 7000 kWh	99,1%
INDUSTRIAL		91,4%
SERVIÇO PÚBLICO	< 2000 kWh	90,6%
SERVIÇO PÚBLICO	2001 a 5000 kWh	95,7%
SERVIÇO PÚBLICO	5001 a 10000 kW	98,1%
SERVIÇO PÚBLICO	> 10000 kWh	99,1%
SERVIÇO PÚBLICO		96,1%
RURAL	< 300 kWh	90,6%
RURAL	301 a 1000 kWh	95,7%
RURAL	1001 a 5000 kW	98,1%
RURAL	> 5000 kWh	99,1%
RURAL		96,1%
TOTAL		84,7%

Tabela 6 – Redução do pagamento de Uso da Rede

2.1.3. Impacto nas redes de Baixa Tensão da ELFSM

O potencial de impacto da inserção de geração distribuída depende da quantidade ou grau de inserção nas redes de distribuição.

Em princípio, a GD pode causar uma redução dos custos de expansão de rede de distribuição, desde que a sua demanda máxima coincida com a geração fotovoltaica, caso contrário, o comportamento da carga não é alterado, como também não são reduzidos os custos.

No caso de uma inserção mais intensa nas redes de distribuição, ou na hipótese de concentração local de geração distribuída, pode ser que investimentos adicionais devam ser realizados para atender à essa geração.

A seguir são apresentadas as previsões de alteração do comportamento das redes de distribuição. São analisados os dois extremos: primeiramente no ano de 2020, com presença ainda tímida da GFV e, em seguida, com o volume de GFV previsto para 2030, com entrada forte dessa fonte de geração.

Uma importante ressalva deve ser feita: o comportamento das redes irá depender da forma como o mercado da ELFSM irá evoluir ao longo dos anos. Por exemplo: em um período recente ocorreram grandes alterações no comportamento da carga dessa distribuidora, devido à entrada cada vez mais expressiva de clientes de irrigação.

No entanto, não se considerou um crescimento de mercado, porque ensejaria também um aumento da energia nas redes e uma previsão de alteração do seu comportamento de carga, o que tornaria o estudo significativamente mais complexo. Nesse sentido, também não foi previsto um aumento no mercado potencial de clientes de microgeração devido ao crescimento do número de clientes. Essa simplificação equivale a considerar que o mercado, no horizonte de estudo, irá manter sua estrutura, com aumento da carga proporcional em todos os horários, sem alteração significativa do comportamento da rede.

2.1.3.1. Impacto nas redes de Baixa Tensão da ELFSM em 2020

O impacto previsto nas redes de baixa tensão urbanas da ELFSM em 2020 já é considerável, cerca de 2,23 MWp.

Geração Distribuída Local 2030		
Classe	Número de Clientes	Capacidade (MWp)
Residencial	4.922	11,07
Comercial	1.085	9,89
Industrial	206	1,88
Serviço Público	17	0,16
Rural	38	1,48
Total	6.268	24,47

Tabela 7 – Geração Distribuída Local (2020)

À primeira vista pode parecer que a redução de carga diurna na curva agregada das redes urbanas de baixa tensão irá traduzir em alguma, porém, pequena, redução da demanda máxima das redes, já que a demanda máxima de Ponta permanecerá inalterada. O Gráfico 12 mostra o impacto da GD na curva total das transformações MT/BT. A curva vermelha mostra o impacto da GFV a pleno sol e a curva amarela mostra o impacto nos dias nublados.

Como a demanda máxima diurna é muito próxima da noturna, o horário de máxima da curva agregada, mesmo com essa pequena quantidade de geração, já se transfere para o horário de 18h.

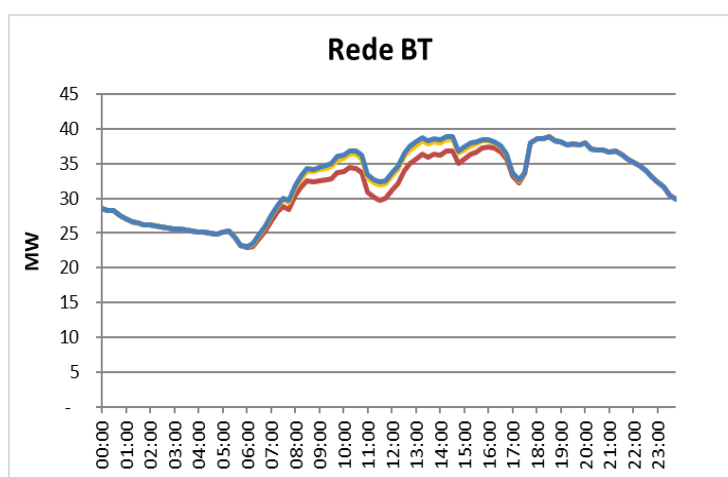


Gráfico 12– Impacto Micro GD nas Redes de Urbanas Distribuição ELFSM - 2020

No entanto, quando se analisa o impacto da geração em cada um dos diversos tipos de rede – Gráfico 12, percebe-se que a introdução dessa geração pode trazer um alívio para alguns tipos de rede que têm demanda máxima no período diurno, como os tipos 2, 11, 12, 13 e 14, e não trazer alívio nenhum nas redes com demanda máxima não coincidente com a FGV. Muitas redes da ELFSM têm carga maior à noite, principalmente aquelas com maior proporção de clientes residenciais. Assim a previsão de alívio nas redes é somente de uma parcela da geração total. Somando 270 kWp nas redes do tipo 2, 140 kWp nas redes do tipo 12 e 160 kWp e 110 kWp nas redes dos tipos 13 e 14, respectivamente, chega-se a um potencial de redução da demanda máxima fora de ponta dessas redes de 680 kWp, cerca de 35% do total de geração.

Esse alívio dependerá ainda da coincidência da geração, que não é firme, com os dias de carga máxima dessas redes. Por isso, ao se dimensionar a rede, somente uma fração da geração total pode ser considerada na diminuição da demanda máxima projetada. Essa fração ainda dependerá de diversos outros fatores, que somente poderão ser bem dimensionados com o tempo, mas que deve ficar inicialmente próxima de 20%, que representa a geração da GFV em dias nublados.

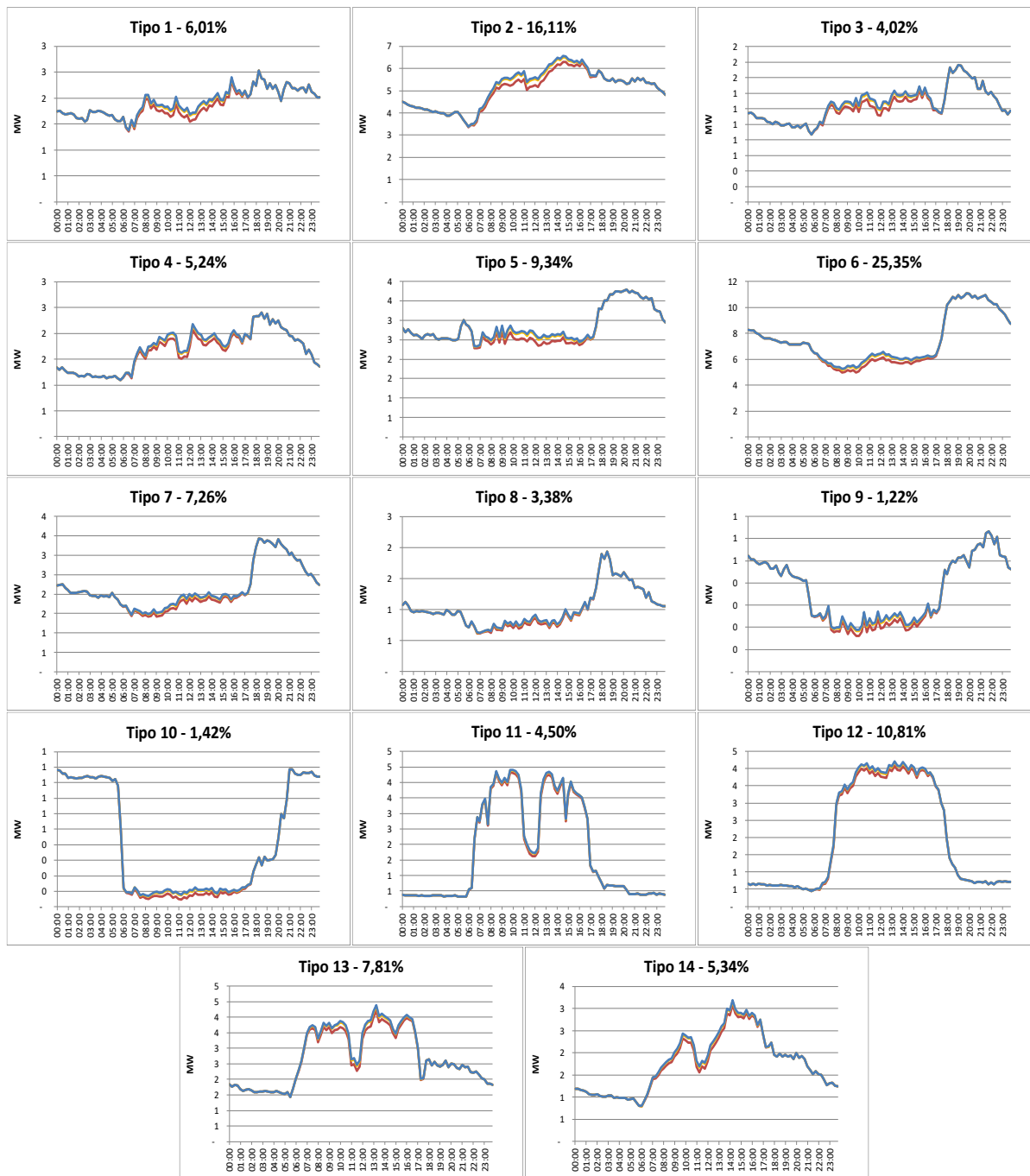


Gráfico 13 – Impacto nas Redes Típicas de Distribuição da ELFSM em 2020

2.1.3.2. Impacto nas redes de Baixa Tensão da ELFSM em 2030

Até 2030 está prevista uma entrada muito alta de GFV local, chegando a 11 MWp na classe Residencial e quase 12 MWp no subgrupo B3.

Geração Distribuída Local 2030		
Classe	Número de Clientes	Capacidade (MWp)
Residencial	4.922	11,07
Comercial	1.085	9,89
Industrial	206	1,88
Serviço Público	17	0,16
Rural	38	1,48
Total	6.268	24,47

Tabela 8 – Geração Distribuída Local 2030

Essa quantidade de GFV deslocaria as demandas máximas das redes definitivamente para o período noturno, se considerada a sua geração máxima. No entanto, em dias nublados, quando a geração dessas unidades cai para cerca de 20%, indicada pela curva amarela no Gráfico 13 abaixo, o efeito percebido nas redes seria bem menor.

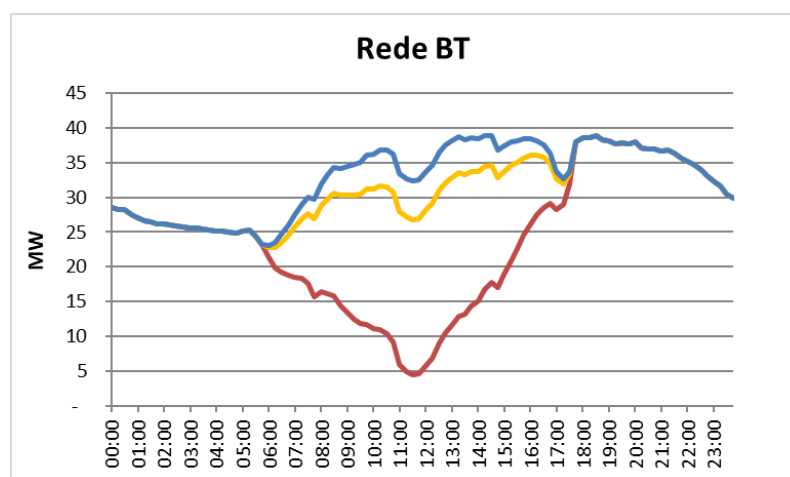


Gráfico 14– Impacto Micro GD nas Redes de Distribuição ELFSM - 2030

Várias redes apresentam, nesse cenário, uma inversão da carga. É importante notar que está sendo analisado o comportamento médio das redes de distribuição. Em várias redes, principalmente naquelas com a carga parecida com as do Tipo 9 e 10 certamente haverá algumas redes individuais que apresentarão demanda máxima de geração maior que a da carga noturna.

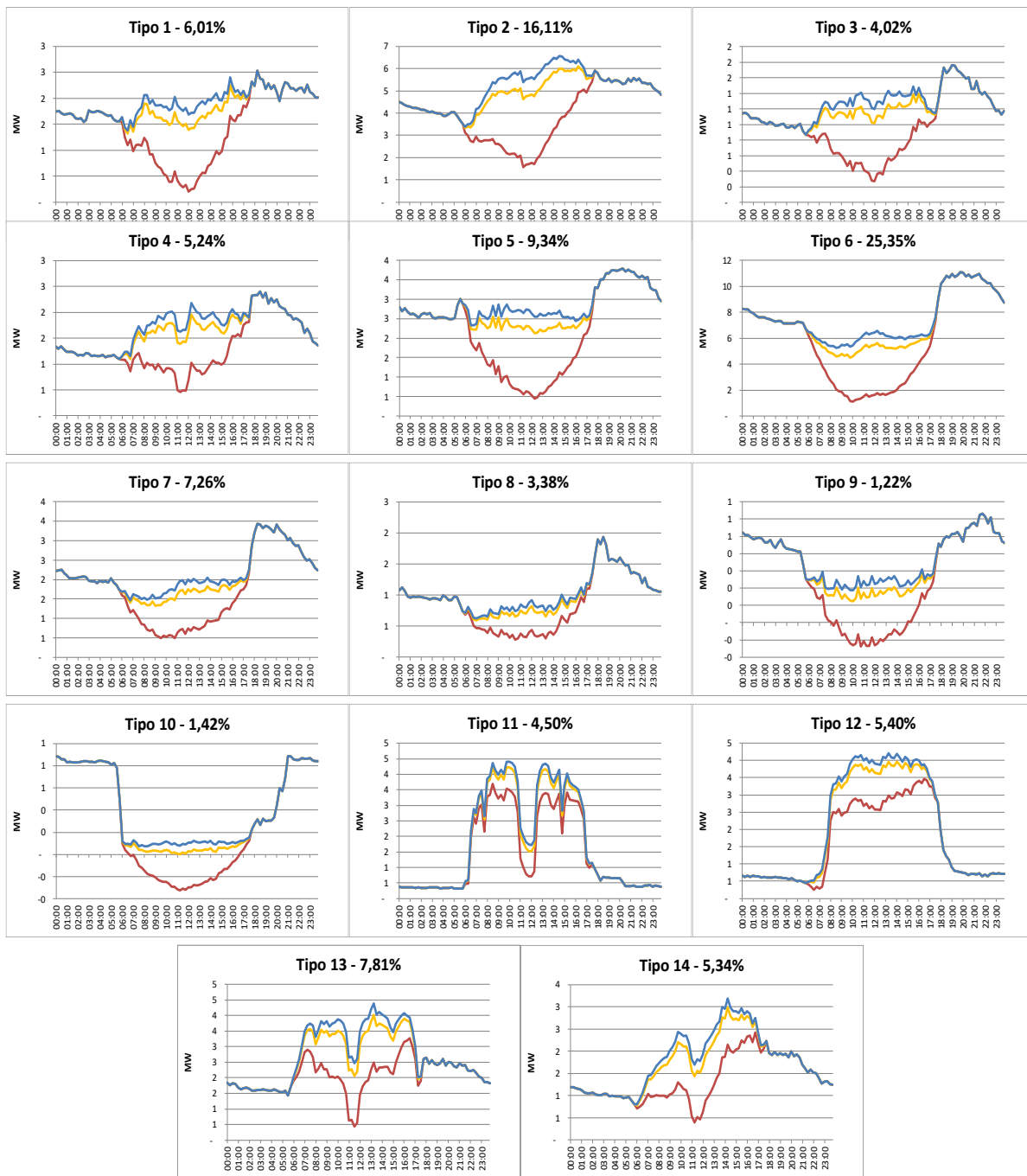


Gráfico 15 – Impacto nas Redes de Distribuição em Baixa tensão da ELFSM em 2030

Quanto às redes que atualmente apresentam carga máxima diurna, como as redes dos tipos 2 e 11 a 14, a previsão é que, de fato, a inserção de GFV pode produzir uma redução significativa da demanda máxima diurna em dias de geração a pleno sol.

Deve-se, no entanto, diferenciar duas situações. No caso das redes do Tipo 2, a redução da demanda máxima é muito pequena, porque a redução da demanda diurna rapidamente transfere a ocorrência da máxima para o período noturno. Por outro lado, nas redes dos Tipos 11 a 14, toda redução de demanda diurna se traduz em redução de a demanda máxima.

3. Os Custos devidos pelos *Prossumidores*

Com a introdução acelerada de recursos energéticos distribuídos e de novos dispositivos “inteligentes”, que aumentam o controle sobre o consumo, a rede de distribuição está evoluindo para uma “plataforma interativa, na qual os consumidores se tornam também prestadores de serviços para a rede” (Revesz & Unel, 2020). Para que essa interatividade funcione, é necessário que as tarifas cobradas de todos os consumidores e recursos energéticos distribuídos reflitam os custos impostos por eles à rede.

Na Consulta Pública 010/2018 e na AP 001/2019, a ANEEL apresentou diversas alternativas para tarifação da MMGD compostas por uma quantidade crescente de componentes da tarifa que é cobrada dos demais clientes de distribuição. Essa discussão foi complementada na Consulta Pública 025/2019 com uma análise conceitual, com “o intuito de definir a alternativa que resulta na correta cobrança dos custos de uso da rede pelos micro e minigeradores e, ao mesmo tempo, manter o desenvolvimento da tecnologia” (ANEEL, 2019). De fato, a discussão proposta pela ANEEL é fundamental para que as tarifas cobradas dos clientes MMGD reflitam os custos que estes impõem ao sistema e sejam neutras em relação aos encargos.

A regra atual de tarifação da MMGD foi estabelecida pelas resoluções normativas 482 de 2012 e 687 de 2015 da ANEEL e foi chamada de “Alternativa 0” nos documentos das audiências públicas de 2018 e 2019. Por essa regra, a energia injetada pelo cliente MMGD pode ser integralmente compensada posteriormente (em outro horário ou dia). Dessa forma, a energia injetada é valorada pela tarifa de fornecimento total. As alternativas 1 a 5, propostas pelo regulador, alteram progressivamente a valoração da energia injetada, mudando a parte da tarifa que é compensada. As componentes que entram na compensação em cada uma das alternativas estão mostradas na Tabela 9.

Alternativa	TUSD				TE	
	Fio B	Fio A	Encargos	Perdas	Encargos	Energia
0		Fio A	Encargos	Perdas	Encargos	Energia
1		Fio A	Encargos	Perdas	Encargos	Energia
2			Encargos	Perdas	Encargos	Energia
3				Perdas	Encargos	Energia
4					Encargos	Energia
5						Energia

Tabela 9– Componentes tarifárias compensadas nas alternativas

Deixar de compensar partes da tarifa equivale, na prática, a cobrar esses valores sobre a energia compensada. Assim, por exemplo, optando-se pela alternativa 1, a TUSD Fio B deixaria de ser compensada e o cliente teria que pagar a componente TUSD Fio B sobre a energia compensada. No entanto, há alguns problemas nessa maneira em que a ANEEL propõe a análise conceitual dos custos devidos pelos clientes MMGD.

Em primeiro lugar, a proposta agrupa as componentes tarifárias em alguns "blocos" usuais no tratamento da tarifa, mas que reúnem elementos que deveriam ter tratamento diferenciado, se visto do ponto de vista da tarifação da MMGD. Assim, por exemplo, o tratamento das perdas técnicas e não-técnicas e os diversos encargos, tanto da TUSD quanto da TE, merecem uma análise mais detalhada, que será feita adiante.

Além disso para várias componentes a análise qualitativa não tem uma resposta binária. Em especial para as perdas técnicas e o uso da rede, a questão não é de estabelecer se o cliente MMGD deve ou não pagar, pois qualquer usuário deve arcar com as perdas que impõem ao sistema, bem como com os custos de rede de sua responsabilidade. A dificuldade está em saber o quanto de perdas esses usuários provocam, ou evitam, e qual é o custo que esses clientes imputam à rede de distribuição. Vários estudos, (Pérez-Arriaga & Knittel, 2016) (Revesz & Unel, 2020), enfatizam a necessidade de se valorar corretamente as contribuições e ônus dos clientes MMGD, como maneira de criar um ambiente equitativo para a inserção de novos recursos distribuídos. É evidente que ainda é muito difícil obter respostas exatas nesse sentido, mas se verá mais à frente que é possível escolher melhor algumas soluções provisórias quando já se aponta o caminho para soluções mais definitivas.

A seguir, será apresentada uma análise qualitativa dos custos de Parcela A e B devidos pelos *prossumidores* a partir de uma análise das componentes da tarifa de fornecimento com os objetivos seguintes:

- a) Identificar a origem ou motivo da cobrança de cada componente.
- b) Com base na análise do primeiro item, os custos podem ser classificados de acordo com sua causa: há custos que estão associados à demanda coincidente do cliente, aqueles que variam com a energia consumida, e outros que dependem do número de consumidores. Adicionalmente, podem variar com o horário e o local de consumo.
- c) Por fim, deve ser definida a melhor modalidade para cada componente (R\$/kW; R\$/MWh ou R\$ por cliente) e se deve depender de local e horário.

3.1. Uso da Rede

Com certeza os *prossumidores* devem contribuir com o pagamento do uso da rede de distribuição.

Apesar de a ANEEL e GESEL colocarem como vantagem da MMGD a redução dos custos de expansão, em muitas empresas não se observa custo evitado significativo na expansão da rede de distribuição com inserção da geração distribuída de fontes renováveis, principalmente GFV – Geração Fotovoltaica.

O estudo realizado neste projeto de P&D mostrou o comportamento da rede de baixa tensão urbana da ELFSM, na qual 60% da energia dos clientes urbanos passa por trafos/circuitos com demanda máxima à noite e de madrugada, enquanto a GFV pode trazer redução da demanda máxima em redes que transportam cerca de 40% da energia da Baixa Tensão Urbana, que são as redes com demanda máxima no período diurno.

No entanto, para que essa redução de demanda ocasionada pela injeção da microgeração seja traduzida em economia de investimento (postergação do plano de investimentos), é necessário que algumas condições sejam satisfeitas:

- a) O caráter não firme da geração solar dificulta a consideração da injeção da microgeração no planejamento das empresas distribuidoras e implica a necessidade de manter praticamente a mesma capacidade nas redes de BT que possuem demanda máxima no período de geração da GFV, para atendimento da carga nos dias chuvosos ou nublados, quando a geração fotovoltaica é baixa. Além disso, se a UFV sair de operação, a rede de BT deve estar 100% disponível para atender toda a carga.
- b) Nas redes de alta e média tensão com demanda máxima diurna é de se esperar uma redução de carga um pouco superior, dado que os dias chuvosos e nublados não ocorrem simultaneamente em toda área de concessão.
- c) Assim é necessário obter uma medida de coincidência da geração com a demanda máxima das redes dos diversos níveis de tensão. Essa informação é obtida para a carga na Campanha de Medidas que é feita para as revisões tarifárias das distribuidoras. Para obter essa informação para a microgeração, seria necessário, no entanto, incluir uma amostra de clientes com microgeração entre as medições da campanha.

Apesar dessa possível economia de investimento, a inserção de Mini e Micro GD também implica custos adicionais de conexão e operação da rede, arcados primeiramente pela concessionária e, na revisão, repassados aos demais consumidores, que podem ser bem maiores que os poucos custos evitados. De forma que o pagamento da TUSD Fio B é absolutamente necessário, pois os *prossumidores* de BT continuam impondo praticamente os mesmos custos de uso da rede de distribuição.

Os *prossumidores* de BT também devem pagar a TUSD Fio A pois, pelos mesmos motivos apontados, não há redução das demandas contratadas com a Rede Básica e Rede Básica de Fronteira no posto tarifário de Ponta com a inserção da GFV, e a redução da demanda Fora de Ponta é pequena, devido ao caráter não firme dessas fontes. Talvez, com o aprofundamento

dos estudos, possa ser dado um desconto no pagamento da TUSD Fio A Rede Básica Fora de Ponta. O mesmo raciocínio vale para o uso das redes de outras distribuidoras.

3.2. Encargos da TUSD

Quanto aos encargos Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica – TFSEE, Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA, entende-se que os *prossumidores* devem ser isentos do pagamento do PROINFA sobre a energia compensada, pois não irão receber cotas dessa energia, mas deveriam pagar os demais encargos.

Em princípio, a TFSEE, o P&D e a CDE TUSD deveriam ser pagos por todos consumidores, inclusive os *prossumidores*, enquanto carga. A TFSEE cobre os custos do regulador e o pagamento de P&D é um encargo para financiamento de pesquisa, como o presente estudo, e programas de eficiência energética. Não há, portanto, justificativa técnica para a isenção desse pagamento para clientes Mini e Micro GD. O mesmo argumento vale para a CDE, na qual 95% dos recursos se referem a subsídios para universalização, atendimento de clientes de baixa renda, irrigação noturna, rural, fontes incentivadas, carvão mineral, além da cobertura da Conta de Consumo de Combustíveis CCC, que é um subsídio da geração térmica nos sistemas isolados.

No entanto, por coerência com os autoprodutores e para não reduzir demais a atratividade das fontes renováveis, poder-se-ia permitir temporariamente a isenção do pagamento de CDE. Todavia deixa-se claro que não há argumento técnico para que, tanto os autoprodutores quanto os *prossumidores*, não paguem a CDE da TUSD.

3.3. Perdas Técnicas e Não Técnicas

Quanto às perdas, é de se esperar que a microgeração distribuída evite perdas de energia nas redes de média e alta tensão, bem como na Rede Básica, à medida que a energia inserida diretamente na BT durante o dia deixa de transitar por essas redes. É provável que não haja redução de perdas na rede de BT.

Assim, em princípio, não se deveriam cobrar as perdas no período diurno dos *prossumidores* de Micro GD, pois acredita-se que há redução de perdas de energia nas redes de média e alta tensão nesse intervalo.

Porém, fora do horário da geração da UFV, quando o *prossumidor* solicita energia da rede de distribuição (período noturno/horário de Ponta), se incorrerá em perdas de energia desde a rede básica até o seu nível de tensão de consumo, tal qual os demais usuários.

Já a inserção de Mini GD, principalmente com geração acima de 1 MW, tem inicialmente mostrado um acréscimo nas perdas nos alimentadores.

Dessa forma, as perdas técnicas no posto Fora de Ponta na distribuição não deveriam ser cobradas dos *prossumidores* com Micro GD, já que há horas com aumento de perdas e horas (diurnas) com redução de perdas nesse posto. Mas é provável que devam ser cobradas dos *prossumidores* com Mini GD em todos os postos tarifários.

No entanto, poder-se-ia admitir temporariamente, até que se aprofundem os estudos sobre esse tema, o não pagamento de perdas técnicas na distribuição pela MMD, de forma a simplificar as regras tarifárias e evitar uma grande redução na atratividade das fontes renováveis.

3.4. Encargos da TE

Sobre os Encargos e demais componentes da TE, que são Transporte de Itaipu, Rede Básica de Itaipu, Encargo de Serviço de Sistema – ESS, Energia de Reserva – EER, Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH e Perdas na Rede Básica sobre mercado cativo, entende-se não ser de responsabilidade do *prossumidor*.

Não há razão para o *prossumidor*, que gera a própria energia, pagar Transporte de Itaipu e Rede Básica de Itaipu. A energia de Itaipu será direcionada aos demais consumidores cativos. Também não há razão para pagar CFURH, pois a geração própria também será destinada aos demais consumidores. Sobre o ESS e a EER, a questão é mais controversa, há pesquisadores que entendem que a energia que o cliente recebe em vários momentos da distribuidora tem o custo total da TE, logo ele deveria pagar ESS/EER. Por outro lado, outros defendem que o cliente gera toda energia que ele precisa, independente dos momentos de geração, que a compensação não altera os custos de ESS/EER para os demais consumidores e que a diferenciação horária pode ser resolvida ao fazer a compensação com a Tarifa Branca.

Assim, após todas considerações anteriores, entende-se que, de início, os *prossumidores* deveriam pagar, no mínimo, as seguintes componentes de custo:

- TUSD Fio B
- TUSD Fio A
- Perdas Não Técnicas – PNT
- TFSEE e P&D/PEE

4. Alternativas para a tarifação da microgeração local

Definir quais componentes de custo devem ser atribuídas aos *prossumidores* não resolve totalmente o problema da tarifação desse tipo de cliente, que é um gerador e consumidor ao mesmo tempo, com característica diferente para a compensação local e remota (autoconsumo

remoto e geração compartilhada), ou seja, para instalação da geração no local do consumo e para instalação da geração em outro local.

Deve-se esclarecer que a geração em local diferente do consumo não imputa necessariamente mais custos ao sistema de distribuição. O custo de uso da rede de um gerador depende, em primeira instância, do seu local de conexão, se está sendo inserido perto do centro de carga ou perto do centro de geração. Como se sabe, imputará menos custo aquele inserido próximo ao centro de carga e vice-versa.

Em segundo lugar, o tamanho da GFV resulta custos diferentes. O que se tem observado é que a minigeração distribuída tem imposto custos adicionais significativos de investimento e de operação ao sistema de distribuição, principalmente a geração acima de 1 MW.

Uma particularidade da microgeração é que, para uma mesma capacidade instalada, um gerador fotovoltaico conectado no local de consumo injeta na rede BT, em média, apenas 50% a 60% da sua capacidade, em pleno sol, pois 40% a 50% (simultaneidade) estará sendo "consumido internamente", enquanto o gerador inserido em local diferente do consumo estará injetando 100% de sua capacidade de produção na rede, que será consumida pelos vizinhos. Do ponto de vista elétrico é praticamente o mesmo efeito, mas o faturamento é diferente, pois o "consumo interno" não é medido e não seria faturado com a aplicação da TUSD Fio B atual - R\$/MWh.

O *prossumidor* de GFV local, mesmo consumindo internamente 40% de sua geração, enquanto carga, imputa praticamente o mesmo custo na rede que o consumidor normal, pois a demanda do cliente nas horas de carga máxima da rede, na maioria dos casos, continua a mesma e, além disso, essa geração não é firme. Principalmente na classe Residencial, a demanda máxima dos consumidores se mantém, ou seja, a GFV nesses consumidores não traz nenhum alívio à maioria das redes BT, que têm demanda máxima por volta de 22h. O cliente transforma-se, reduzindo o seu fator de carga e ficando mais caro, se avaliado em R\$/MWh.

Nas classes Comercial e Industrial, nos dias de pleno sol, pode haver redução da demanda máxima do consumidor, o que implicaria redução da carga das redes com demanda máxima Fora de Ponta (minoridade), mas esse alívio é bastante reduzido nos dias nublados ou chuvosos.

Reiterando, essa simultaneidade do consumo com a GFV, ou seja, o "consumo interno", provoca uma redução de energia a ser faturada pela distribuidora na TUSD atual (R\$/MWh) praticamente sem reduzir o uso da rede, mas com redução na fatura do cliente.

Já no faturamento dos *prossumidores* de autoconsumo remoto e geração compartilhada, não há esse problema, pois toda energia consumida passa pelo medidor do cliente, que não altera seu comportamento de carga.

Por fim, há que se observar que as regras estabelecidas inicialmente na REN 482/2012 permitiam a compensação da energia consumida localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade. Idealizava-se os clientes de BT instalando, para seu próprio consumo, uma microgeração distribuída na rede de baixa tensão e, na maioria dos casos, no local de consumo, pagando o custo de disponibilidade, que supostamente cobriria o uso da rede. Da mesma forma, o cliente de MT instalaria uma Mini GD para o próprio consumo, pagando a TUSD R\$/kW (Fio A + Fio B) pelo uso da rede sobre sua demanda contratada, no mínimo igual à capacidade da sua unidade geradora.

Se o custo de disponibilidade cobrisse os custos de uso da rede e se os *prossumidores* de MT da tarifa Verde estivessem pagando o uso da rede no horário de Ponta, assuntos a serem tratados à parte, esse esquema funcionaria, tanto para o *prossumidor* BT quanto para o de MT, pois a capacidade da rede seria suficiente para transitar tanto a carga máxima quanto a injeção máxima da MMGD, sem exigir aumento de capacidade. De forma que o faturamento somente da carga seria suficiente.

Com a geração compartilhada, o que se tem verificado é a implantação de Mini GD, de até 5 MW, para compensar energia de clientes na baixa tensão. Isso criou uma situação no mínimo estranha: o gerador se disfarça de um cliente MT, contrata uma demanda na tarifa Verde, pagando a respectiva tarifa, e entrega ao consumidor BT, que na proposta deste projeto de P&D pagaria a TUSD Fio B + TUSD Fio A + PNT + TFSEE + P&D. Ou seja, nessa situação, o **gerador** está pagando a TUSD Fio do cliente A4 e o **consumidor** a TUSD Fio + PNT + TFSEE + P&D do seu subgrupo da BT. Além disso, se os mesmos *prossumidores* instalarem geração na baixa tensão, não pagarão a TUSDg sobre a capacidade da usina, mas apenas o pagamento da TUSD Fio + PNT + TFSEE + P&D, sobre a energia compensada, criando uma incongruência no modelo tarifário.

Por tudo isso, o sistema de tarifação precisa ser adequado. Algumas questões e problemas são elencados a seguir:

- Perda de receita com *prossumidores* de consumo local na baixa tensão. O mesmo não acontece com *prossumidores* BT com geração em local diferente do consumo.
- Perda de receita com *prossumidores* de MT na Tarifa Verde devido ao não faturamento do uso da rede no horário de Ponta.
- Necessidade de adequar o pagamento enquanto gerador e enquanto carga, ou seja, os dois lados do *prossumidor*, principalmente devido às incompatibilidades do faturamento da minigeração instalada na média tensão compensando energia de clientes em baixa tensão.
- A capacidade da rede para atender a demanda máxima do cliente de geração local é, normalmente, suficiente para atender a injeção máxima da GFV. O mesmo pode não acontecer com a geração remota, principalmente quando for compartilhada, pois conforme o porte da geração pode ser necessário reforço na rede.

Uma alternativa alardeada é a TUSD em R\$/kW⁴². Como o pagamento do consumo mínimo não cobre o custo de uso da rede, essa alternativa, assim como a TUSD em R\$/MWh, reduz pela metade a perda de receita, mas não a elimina. Continuará havendo perda de receita na compensação local também com essa modalidade, mas com um agravante: haverá perda de receita na compensação remota, que não acontece com a TUSD Fio B Convencional – R\$/MWh.

Ao fazer uma tarifa em R\$/kW, mesmo que seja para um grupo de clientes mais restrito⁴³, sempre haverá clientes que pagarão mais e clientes que pagarão menos, que são os de maior fator de carga, e que já têm maior atratividade pela GFV. Assim as tarifas em R\$/kW incentivarão ainda mais os clientes com alto fator de carga a instalarem MMGD, pagando menos do que custam, e impondo perda de receita às distribuidoras, seja na geração local ou compensação remota. O efeito inverso acontece: com essa modalidade penaliza-se, sistematicamente, os clientes menores (com menor fator de carga). No caso dessa modalidade ser aplicada unicamente a clientes Mini e Micro GD, ela se tornará um empecilho para a viabilização de pequenas unidades.

A melhor alternativa é a aplicação de uma componente fixa mensal, para cobrir os custos de comercialização da distribuidora, aliada a uma tarifa em R\$/MWh com diferenciação horária, para cobrar os custos de uso da rede, aplicado à *Carga*, e ainda, uma tarifa em R\$/kW a incidir sobre a capacidade instalada do *Minigerador*, como acontece com os demais geradores de maior porte atualmente, ou sobre a máxima potência injetada do *Microgerador*. Ou seja, fatura-se o *prossumidor*, tanto a carga como a geração, como deveria ser. Esse sistema traz uma maior aproximação entre a nova fatura (soma de geração e carga) e o faturamento atual de cada cliente, reduzindo a perda de receita das distribuidoras, mas principalmente abre caminho para dar um sinal locacional para a face gerador do *prossumidor*.

No caso do microgerador, é necessário que a componente em R\$/kW incida sobre a máxima potência injetada na rede para se evitar o controle da UFV, ou seja, evitar controlar o que está por detrás do medidor.

Ao definir uma tarifa para os clientes de GD, deve-se ter alguns princípios em mente:

- a) Em primeiro lugar, deve-se, de imediato, estabelecer alguma maneira de dar um sinal locacional para os empreendimentos de GD, sob pena de em pouco tempo serem criados polos desse tipo de empreendimento com aproveitamento antieconômico da rede. Em Minas Gerais, por exemplo, a região Norte do estado está sendo muito procurada para instalação de geração fotovoltaica, tanto pela alta insolação quanto pelo preço menor da terra. Deve-se dar uma sinalização adequada para que esses empreendimentos aproveitem ao máximo as redes existentes. As simulações já

⁴² Levando inclusive à tentativa de aplicá-la a todos os consumidores, o que taxativamente não se recomenda.

⁴³ Por exemplo, os clientes potenciais cuja relação custo/benefício é inferior a 1.

mostram para 2020 o surgimento da “curva do pato” com grandes problemas de controle de tensão.

- b) A tarifa para esse tipo de empreendimento deve ter sinalização horária aderente ao custo, para que as alterações no comportamento dos clientes GD sejam direcionadas para uma maior eficiência no uso da rede.
- c) Deve-se pensar em desenvolver, além do modelo de compensação atual, outra modalidade de cliente GD, na qual seja permitido ao cliente comercializar excedentes de geração, por dois motivos:
 - Isso possibilitará um aproveitamento maior do potencial de geração dos clientes, incentivando o uso maior de área de telhado e não somente aquela necessária para gerar o próprio consumo.
 - Trará uma maior fidelização no uso da rede. Ao longo do tempo irão aparecer mais possibilidades de o cliente gerenciar internamente a sua demanda, e a necessidade de estar ligado à rede de distribuição irá diminuir. No limite, o pagamento de encargos e impostos, além do custo de uso da rede, irão incentivar os clientes a se desligarem da rede de distribuição quando isso se tornar viável, enquanto a possibilidade de comercializar o excedente de geração trará uma necessidade de continuarem conectados.

A melhor alternativa, que minimiza os problemas e tenta dar mais coerência ao sistema de tarifação como um todo, é ter uma tarifa específica para os *prossumidores*, conforme a tensão da rede na qual a carga/consumo está conectada e conforme o nível de tensão de conexão da geração, da seguinte forma:

- *Prossumidor* com geração e consumo na BT: uma tarifa em R\$/MWh (TUSD Fio B + TUSD Fio A + PNT + TFSEE + P&D) com preços diferenciados em Ponta, Intermediário e Fora de Ponta – modalidade Branca, sobre toda a energia consumida da rede, e uma componente em R\$/kW sobre a demanda máxima injetada da fonte renovável, além de uma componente fixa, por consumidor, para cobrir os custos comerciais. O valor da componente R\$/kW seria menor que a TUSDg do A4 e igual, tanto para consumo local quanto remoto pois, enquanto o gerador remoto tem um custo maior por estar injetando mais carga na rede, o consumidor local custa mais, em R\$/MWh, que o consumidor de compensação remota. Essa componente em R\$/kW também ajudará a reduzir a perda de receita da distribuidora com o consumo interno (simultaneidade).
- *Prossumidor* com geração e consumo na MT: mesma TUSD do autoprodutor na Tarifa Azul e da Tarifa Verde (TUSD Fio + PNT + TFSEE + P&D) sobre a energia e potência demandadas da rede, mais uma tarifa em R\$/kW igual à TUSDg do 13,8 kV (13,16 R\$/kW) sobre a capacidade instalada.

- *Prossumidor* com geração na MT e consumo na BT: uma tarifa em R\$/MWh (TUSD Fio + PNT + TFSEE + P&D) com preços diferenciados em Ponta, Intermediário e Fora de Ponta – modalidade Branca, sobre a energia consumida da rede, e uma componente em R\$/kW sobre a capacidade instalada da fonte renovável conectada na MT igual a TUSDg do 13,8 kV (13,16 R\$/kW).

A modalidade Branca é mais adequada para os *prossumidores*, tendo em vista o comportamento dos clientes com GFV, principalmente os residenciais, que mantêm a sua demanda no horário de Ponta.

Enfim, as modalidades propostas são as que guardam maior aderência aos custos e as que menos provocam perda de receita às distribuidoras.

5. Viabilização da Mini e Microgeração Distribuída

A regulação referente à geração distribuída sempre teve o intuito de criar regras que viabilizassem esse tipo de empreendimento. Na nota técnica nº 43/2010 (ANEEL, 2010), da Audiência Pública nº 15 de 2010, a ANEEL coloca um item da Agenda Regulatória Indicativa da SRD para o ano de 2010: "*Diminuir os obstáculos para o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição*".

Além de pedidos por parte da sociedade para ampliação do subsídio dado à fonte solar, a ANEEL cita na referida nota técnica, como motivadores dessa política no âmbito internacional, o seguinte:

- Diversificação da matriz energética.
- Redução da dependência de importação de combustíveis fósseis para usinas térmicas, minimizando o risco de variações abruptas no preço do insumo energético.
- Comprometimento internacional de adotar medidas para combater o aquecimento global, por meio da assinatura do Protocolo de Quioto e outros tratados internacionais.
- Cumprimento de metas de redução na emissão de gases de efeito estufa.
- A liderança no desenvolvimento de tecnologia para produção eficiente de energia elétrica a partir de fontes eólica, solar, biomassa, maré motriz, geotérmica e outras.

Assim fica claro que, qualquer que seja a tarifação proposta para a geração distribuída, será necessário que esta seja colocada de uma forma que viabilize esse tipo de fonte ou, mesmo, que contemple subsídios para viabilizar sua inserção até o momento em que não seja mais necessário.

A cobrança de qualquer tarifa que busque uma maior cobertura do Fio inexoravelmente reduzirá a atratividade da Mini e Micro GD. Se o cliente pagasse a TUSD Fio B atual somente sobre a energia compensada, mesmo com a perda de receita observada para as distribuidoras, a atratividade da Mini e Micro GD reduziria.

Mas a viabilização da Mini e Micro GD não pode se dar às custas da distribuidora e dos demais consumidores. Há que se definir uma tarifa adequada e eventuais subsídios devem ser arcados com recursos especificamente destinados a esse fim, de preferência na própria geração, muito mais direto e eficaz, sem envolver a distribuidora.

Percentual de clientes com viabilidade para GFV			
Classe	Faixa	Alternativa 0	Alternativa 6
RESIDENCIAL	< 100 kWh	3%	1%
RESIDENCIAL	101 a 220 kWh	26%	28%
RESIDENCIAL	221 a 500 kWh	100%	100%
RESIDENCIAL	501 a 1000 kWh	100%	100%
RESIDENCIAL	> 1000 kWh	100%	100%
RESIDENCIAL		35%	35%
COMERCIAL	< 500 kWh	58%	39%
COMERCIAL	501 a 2000 kWh	100%	100%
COMERCIAL	2001 a 5000 kW	100%	100%
COMERCIAL	> 5000 kWh	100%	100%
COMERCIAL		72%	58%
INDUSTRIAL	< 1000 kWh	51%	23%
INDUSTRIAL	1001 a 3000 kWh	100%	100%
INDUSTRIAL	3001 a 7000 kW	100%	100%
INDUSTRIAL	> 7000 kWh	100%	100%
INDUSTRIAL		58%	35%
SERVIÇO PÚBLICO	< 2000 kWh	0%	0%
SERVIÇO PÚBLICO	2001 a 5000 kWh	30%	2%
SERVIÇO PÚBLICO	5001 a 10000 kW	100%	22%
SERVIÇO PÚBLICO	> 10000 kWh	100%	67%
SERVIÇO PÚBLICO		20%	4%
RURAL	< 300 kWh	0%	0%
RURAL	501 a 1000 kWh	30%	2%
RURAL	1001 a 5000 kW	100%	22%
RURAL	> 5000 kWh	100%	67%
RURAL		20%	4%
TOTAL		40%	29%

Tabela 10 – Percentual de clientes com viabilidade para GFV

A tabela 10 apresenta o percentual de clientes BT com análise custo/benefício favorável à GFV em cada um dos seguintes tipos de faturamento: Alternativa 0 e pagando a alternativa proposta por este projeto de P&D: TUSD Fio B + TUSD Fio A + PNT + TFSEE + P&D, que se denominou de Alternativa 6.

Fazendo a análise de viabilidade da Micro GD com consumo local para os consumidores BT, verifica-se que em 40% o resultado é favorável à GFV; sendo 35% dos consumidores residenciais, 68% dos clientes do subgrupo B3 e 20% dos clientes rurais. Ou seja, para esses clientes, na condição de faturamento atual (consumo mínimo), a GFV é mais barata para o consumidor que o fornecimento de energia pela distribuidora.

Com o pagamento da TUSD Fio B + TUSD Fio A + PNT + TFSEE + P&D, o número de clientes com atratividade para GFV cai para 29%, sendo 35% no B1, 54% no B3 e 4% no B2. Acredita-se que isso não seja uma redução muito grande na atratividade da GFV, e que o incentivo à adoção de geração distribuída pode ser feito por outros meios, como maior divulgação e informação.

Deve-se observar que se têm discutido bastante os subsídios dados aos Mini e Micro geradores, buscando sua eliminação, enquanto os subsídios dados atualmente às Fontes Incentivadas e aos seus compradores, de que trata a Resolução Normativa nº 77/2004, nunca foram questionados. Esses usuários, que inclusive são de maior porte, apesar de não imporem prejuízo às distribuidoras, prejudicam os demais consumidores, que arcam com esses subsídios.

CONCLUSÃO

Uma mudança no modelo tarifário deve vir se, e somente se, colocar a sociedade em uma situação melhor que a anterior.

Pelas análises detalhadamente apresentadas neste documento, fruto da pesquisa conceitual nacional e internacional, da análise do comportamento dos clientes e das redes de diversas distribuidoras, das inúmeras simulações, cálculos e discussões entre os pesquisadores do projeto, isso somente irá ocorrer com a evolução das *Tarifas Time of Use*, que precisam ter sinal regional e maior liberdade de definição dos postos tarifários.

Não é adequado ao Brasil a aplicação de tarifas em R\$/kW, nem Preço Fixo, para cobrar pelo uso da rede de baixa tensão.

Essa maior liberdade, ou flexibilidade, abrange a possibilidade de:

- Definir um número de postos tarifários diferente de dois (AT) ou três (BT).
- Estabelecer o número de horas⁴⁴ para cada posto tarifário mais adequado às características da rede de cada distribuidora.
- Definir pela necessidade de considerar, ou não, os sábados e domingos/feriados em cada posto tarifário.
- Aplicar sinal econômico diferente conforme o mês ou período sazonal⁴⁵ e nenhum sinal⁴⁶ nos meses de carga baixa, ou seja, preços iguais nesses meses.
- Definir postos tarifários e sinais de preços diferenciados, conforme característica de carga de cada regional, dentre outros.

O sinal regional é fundamental na otimização da rede, pois todas as empresas têm regiões com horário de carregamento e comportamento de carga totalmente distinto, regiões inclusive sem necessidade de modulação da demanda.

Está-se falando inicialmente apenas do “sinal horizontal”, que depende somente de estudo mais detalhado do comportamento da rede, facilmente mapeado hoje com apoio do BDGD, e não necessariamente de nível tarifário.

Este é o segundo passo: conhecer os Custos Locacionais Horários de Uso da Rede. Mesmo que não se aplique aos consumidores finais tarifas de uso maiores ou menores conforme seu

⁴⁴ Existem empresas com carga máxima durante o dia e com intervalo bem maior que 3 horas.

⁴⁵ Em algumas empresas há mais de um período de carga máxima, com mesmo patamar, mas em horários e meses distintos. Por exemplo, a demanda máxima no verão ocorre à tarde e, no inverno, no período tradicional de Ponta, e com nível de demanda parecido, exigindo redução de carga em horários distintos, conforme a estação.

⁴⁶ Há empresas, várias, nas quais a carga de vários meses é muito inferior aos meses de carga máxima, não sendo necessário que o consumidor reduza sua demanda em posto algum nesse período.

ponto de conexão na rede, mantendo apenas a diferença locacional entre subgrupos tarifários (“estrutura vertical”), a metodologia desenvolvida no âmbito deste P&D irá resolver uma série de simplificações e imperfeições do modelo atual. Mesmo que se construam as tarifas diferenciadas em nível apenas entre os subgrupos tarifários, a partir da média dos custos locacionais horários de uso das redes envolvidas no atendimento de cada subgrupo, o resultado será mais preciso.

Uma das simplificações é que a tipologia da rede de 138 kV, por exemplo, é obtida a partir das medições de fronteira com a rede básica e das medições de geradores que injetam diretamente nessa rede, porém, as linhas mudam de comportamento ao longo de sua extensão, à medida que clientes de 138 kV são atendidos, ou quando se apresenta uma subestação A2/A3 ou A2/MT, de forma que as medições de fronteira caracterizam apenas a curva de carga do trecho da linha na saída da SE. O mesmo acontece, por exemplo, quando se utiliza as medições das subestações A2/MT para definir o comportamento da carga dos alimentadores, que também se altera significativamente do tronco para os ramais, com agravante de a medição da transformação representar a soma de vários alimentadores.

Além disso, a metodologia atual não enxerga fluxo reverso, não calcula os custos de uso da rede impostos pelos geradores, não calcula os Custos de Uso da Rede diferenciados em Urbano e Rural e ainda distorce a estrutura vertical. As redes rurais de média tensão são criadas para atender os clientes rurais, que no caso da ELFSM estão concentrados na baixa tensão. O fluxo total da rede de média tensão é a soma da demanda dos clientes MT e BT. Quando se calcula um custo médio da rede MT, ponderado pelo fluxo total da rede rural (maior parte BT) e pelo fluxo total da rede urbana, e com esse custo médio de rede calcula-se o Custo de Uso devido pelos clientes MT, pode-se chegar a um custo elevado, sobrecarregando as tarifas dos clientes MT Urbanos, como na ELFSM. O contrário também pode acontecer, aumentando as tarifas dos clientes BT, se o mercado rural da empresa for concentrado na média tensão.

Todas essas simplificações e deficiências do atual modelo, dentre outras, serão resolvidas com a metodologia do custo locacional horário, usando o OPEN DSS, no qual o comportamento da carga de cada trecho da rede é caracterizado a partir das curvas de carga dos usuários. Para cada trecho verifica-se o horário de demanda máxima e calcula-se a participação de cada usuário nessa demanda máxima e, a partir daí, atribui-se a cada usuário a parcela que lhe cabe do custo específico de cada trecho. Na metodologia do custo locacional horário não se trabalha com médias: todos os usuários e todos os trechos da rede são considerados discriminadamente no modelo.

O Custo Locacional Horário de Uso da Rede permitirá o cálculo distinto dos custos dos usuários atendidos pelas redes rurais e pelas redes urbanas e ainda permitirá o cálculo do Custo de Uso da Rede pelos geradores. Destaca-se que, no caso da TUSDg, recomenda-se de forma contundente a aplicação de sinal locacional para direcionar essas unidades para os centros de carga.

Além de dar sinal horário adequado – aderente aos custos, dando maior liberdade para definição das modalidades tarifárias, devem-se eliminar as perdas de receita das distribuidoras, alterando a forma de considerar o mercado realizado no processo de construção da TUSD e implantando o *decoupling*, ou seja, desvinculando a receita utilizada na construção das tarifas de cada reajuste da receita realizada, de forma a protegê-la da inserção da MMGD e eliminar as barreiras para que as distribuidoras se tornem promotoras de programas de eficiência energética e atuem firmemente na otimização da rede de distribuição, na redução dos custos para a sociedade.

Por último, deve-se colocar que o modelo tarifário deve ser pensado como um todo. Entenda-se como modelo tanto as variáveis a serem faturadas quanto os custos a serem cobertos e os subsídios a serem praticados, para cada um dos diferentes usuários.

As modalidades tarifárias para cada subgrupo, para cada usuário (consumidor, gerador, *prossumidor*), devem ser discutidas em um mesmo processo, mantendo a coerência do conjunto. Além disso, a discussão das modalidades tarifárias deve estar necessariamente lastreada pelo estudo de viabilidade das alternativas, considerando os respectivos custos adicionais, em especial, os relativos aos equipamentos de medição. Os custos de implantação evidentemente não podem ser maiores que os benefícios esperados e, nesse aspecto, é fundamental que as análises sejam abertas por classe e faixa de consumo na baixa tensão.

Esse é o caminho da modernização das tarifas de distribuição no Brasil. Realmente é um caminho árduo, de muito estudo e trabalho, não há uma solução fácil nem simples, embora a tarifa desenhada ao usuário final deva ser de simples aplicação (isso, na verdade, torna o problema ainda mais complexo).

Vai exigir que as empresas aprofundem o conhecimento da sua rede, entendendo como os diversos clientes a utilizam e como afetam os custos de sua expansão.

Vai exigir uma nova regulação, menos engessada, e que o regulador tenha uma estrutura de pessoal bem maior, com tempo para analisar as diversas e distintas propostas tarifárias e para conhecer, de forma profunda, o extenso, complexo e diferenciado sistema elétrico brasileiro.

Vai ser necessário que o regulador calcule de forma mais precisa os custos dos clientes e, em futuro próximo, evolua para o cálculo do custo locacional horário.

Nisso está depositada a força de toda equipe de pesquisadores e promotores deste P&D – *Aperfeiçoamento da Estrutura das tarifas de Energia Elétrica no Brasil*, como também toda nossa esperança.

BIBLIOGRAFIA

- Albouy, Y. (1983). *Marginal cost analysis and pricing of water and electric power: Methodology notes*. Washington, DC, USA: Inter-American Development Bank.
- ANEEL. (2010). *Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2011). *Nota Técnica n° 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2012). *Resolução normativa n° 482, de 17 de abril de 2012*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2015). *Nota Técnica n° 0017/2015-SRD/ANEEL. Anexo V: Análise de Impacto Regulatório*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2017). *Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2018). *Nota Técnica n° 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2018). *Nota Técnica n° 277/2018-SGT/SRM/ANEEL - Tarifa Binômica para unidades consumidoras do grupo B*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2018). *Nota Técnica n° 46/2018-SGT/ANEEL - Modelo tarifário do grupo B*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2018). *Relatório de Análise de Impacto Regulatório n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa n° 482/2012*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2018). *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa n° 482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL. (2019). *Relatório de Análise de Impacto Regulatório n° 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, SRD, SGT, SRM, SRG, SCG e SMA, Brasília.
- Boiteux, M. (1949). La Tarification des demandes en pointe: application de la théorie de la vente au coût marginal. *Revue générale de l'électricité, Vol. 58(8)*, pp. 321-340.
- Boiteux, M. (1959). Sur la gestion des Monopoles Publics astreints a l'équilibre budgétaire. *Econometrica, Vol. 24(1)*, pp. 22-40.
- Castro, N., Castro, G., Ferreira, D., Tommasso, F., & Morais, R. (2018). *Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída*. GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico, Rio de Janeiro.
- Coase, R. H. (1946). The Marginal Cost Controversy. *Economica, New Series, Vol. 13(51)*, pp. 169-182.
- Denholm, P., Margolis, R., & Drury, E. (2009). *The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results*. Golden, Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory.
- Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., & Zuboy, J. (2014). *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic*

- Generation to the U.S. Electric Utility System*. National Renewable Energy Laboratory.
- Eto, J., Stoff, S., & Belden, T. (1997). The theory and practice of decoupling utility revenues from sales. *Utilities Policy*, Vol. 6(1), pp. 43-55.
- Gremaud, A. P., Pinho, D. B., Vasconcellos, M. S., & Toneto Junior, R. (2017). *Manual de Economia: Equipe de professores da USP*. São Paulo.
- Hledik, R., & Lazar, J. (2016). *Distribution system pricing with distributed energy resources*. Berkeley Lab Energy Markets & Policy Group. Retrieved agosto 21, 2018, from https://emp.lbl.gov/sites/all/files/feur_4_20160518_fin-links2.pdf
- Houthakker, H. (1951). Electricity Tariffs in Theory and Practice. *The Economic Journal*.
- Konzen, G. (2014). *Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no brasil: uma simulação via modelo de Bass*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- Lazar, J. (2016). *Use Great Caution in Design of Residential Demand Charges*. Regulatory Assistance Project. Retrieved agosto 21, 2018, from <https://www.raponline.org/knowledge-center/use-great-caution-in-design-of-residential-demand-charges/>
- Lazar, J., & Gonzalez, W. (2015). *Smart rate design for a smart future*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project. Retrieved 05 05, 2019, from <http://www.raponline.org/document/download/id/7680>
- Lazar, J., Weston, F., & Shirley, W. (2011). *Revenue Regulation*. Montpelier, VT: The Regulatory Assistance Project.
- Lipsey, R., & Lancaster, K. (1956). The General Theory of Second Best. *The Review of Economic Studies*, Vol. 24(1), 11-32.
- Lovejoy, W., & Garfield, P. (1964). *Public Utility Economics*. Englewood Cliffs, USA: Prentice Hall.
- Moskovitz, D., Harrington, C., & Austin, T. (1992). Weighing Decoupling vs. Lost Revenues: Regulatory Considerations. *The Electricity Journal*, Vol. 5(9), pp. 58-63.
- Passey, R., Haghdadi, N., MacGill, I., & Bruce, A. (2017). Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges. *Energy Policy journal*, 109, 642-649.
- Pérez-Arriaga, I., & Knittel, C. (2016). *Utility of the future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology.
- Revesz, R., & Unel, B. (2020). Managing the Future of the Electricity Grid: Modernizing Rate Design. *Harvard Environmental Law Review*, 44. Retrieved from https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3373163