

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MEDIDORES ELETRÔNICOS: ANÁLISE DE VIABILIDADE
ECONÔMICA NO CONTEXTO DAS REDES
INTELIGENTES**

DAVI RABELO VIANA LEITE

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 518/2013

BRASÍLIA/DF: Março – 2013

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MEDIDORES ELETRÔNICOS: UMA ANÁLISE DA VIABILIDADE
ECONÔMICA NO CONTEXTO DAS REDES INTELIGENTES**

DAVI RABELO VIANA LEITE

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE
DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO
GRAU DE MESTRE**

APROVADA POR:

**Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira (ENE/UnB)
(Orientador)**

**Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo (ENE/UnB)
(Examinador Interno)**

**Carlos Alberto Calixto Mattar (ANEEL)
(Examinador Externo)**

Brasília, 1º de março de 2013.

FICHA CATALOGRÁFICA

LEITE, DAVI RABELO VIANA

Medidores Eletrônicos: Análise De Viabilidade Econômica No Contexto Das Redes Inteligentes [Distrito Federal] 2013.

xi, 81p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1.Redes inteligentes

2.Medição eletrônica

3.Tarifação horária

4.Regulação

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

LEITE, Davi R. V. (2013). Medidores Eletrônicos: Análise De Viabilidade Econômica No Contexto Das Redes Inteligentes. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-518/2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 81p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Davi Rabelo Viana Leite.

TÍTULO: Medidores Eletrônicos: Análise De Viabilidade Econômica No Contexto Das Redes Inteligentes.

GRAU: Mestre

ANO: 2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Davi Rabelo Viana Leite
Campus Universitário Darcy Ribeiro
70910-900 Brasília – DF – Brasil.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela saúde que me permite estudar e trabalhar.

À minha esposa Rachel Alcântara pela compreensão durante minha ausência, pelo amor e carinho de todos os momentos.

Aos meus pais Selma e Viana pelos valiosos ensinamentos de toda a vida.

Aos amigos da SRD pelas sugestões e apoio sem o qual este trabalho não seria possível.

RESUMO

Medidores Eletrônicos: Análise De Viabilidade Econômica No Contexto Das Redes Inteligentes

Autor: Davi Rabelo Viana Leite

Orientador: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, março de 2013

Para a implantação de redes inteligentes deve haver, primeiramente, a substituição dos medidores atualmente instalados por equipamentos dotados de funcionalidades adicionais. No Brasil, esse passo inicial foi dado em decorrência da aplicação de tarifação horária (chamada de “tarifa branca”) para consumidores em baixa tensão.

No entanto, apesar de ser estratégico para a disseminação das redes inteligentes no país, há dúvidas sobre a viabilidade econômica de substituir medidores. Nesse sentido, este trabalho avalia se o primeiro passo para implantação de redes inteligentes no Brasil – a troca de medidores – é viável.

Para isso, consideram-se três cenários: substituir os medidores de todos os usuários em baixa tensão, trocar apenas dos que optarem pela nova modalidade tarifária ou não ofertar a tarifa branca. Para cada cenário, é calculado o quanto a demanda deve ser diminuída para que a troca de medidores seja minimamente viável. Posteriormente, é feita uma avaliação se a redução calculada é possível de ser alcançada.

Considerando que o Brasil é um país grande e diverso, escolheu-se 10 distribuidoras (CEB, Celesc, Celpa, Celtins, Coelce, Copel, Elektro, Eletropaulo, EMG e Sulgipe) e, com base nos cálculos realizados, é eleito o melhor cenário para cada uma delas. Baseado no resultado individual de cada empresa, é escolhido o melhor cenário para o país.

Para os cálculos, são reunidas diversas informações acerca das distribuidoras escolhidas e são realizadas estimativas. Como essas estimativas são expectativas de valores futuros, ao final do trabalho realiza-se uma análise de sensibilidade.

ABSTRACT

Electronic Meters: Economic Feasibility In The Context Of The Smart Grids

Author: Davi Rabelo Viana Leite

Supervisor: Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, March of 2013

To deploy smart grids, firstly it is necessary to change the electricity meters currently installed for ones with additional features. In Brazil, this first step was given due the application of time of use tariffs (named “white tariff”) on low voltage consumers.

However, despite being strategic to roll out smart grid on the country, there are doubts about the economic viability of this exchange of meters. Thus, this study evaluates if the first step to roll out smart grids in Brazil – the exchange of meters – is feasible.

In this sense, three scenarios are considered: replace all meters on low voltage level, change only the meters of who opt for the TOU tariff, or do not offer the white tariff. For each scenario, it is calculated how much the demand should be reduced to pay the exchange of the meters. Subsequently, an assessment is made whether the calculated reduction can be achieved.

Considering that Brazil is a large and diverse country, 10 utilities were selected (CEB, Celesc, Celpa, Celtins, Coelce, Copel, Elektro, Eletropaulo, EMG and Sulgipe) and, based on the appraisal carried, the best scenario is chosen for each company. Based on the outcome of each individual utility, the best scenario is chosen for the whole country.

For this appraisal, much information about the utilities was collected and held various estimates. As these estimates are expectations of future values, in the end of the study a sensitive analysis is carried out to inform how accurate these estimates should be.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	3
2.2	REDES INTELIGENTES.....	3
2.2.1	Conceito.....	3
2.2.2	Redes Inteligentes no mundo.....	5
2.2.3	Redes Inteligentes no Brasil	8
2.3	TARIFAÇÃO HORÁRIA	12
2.4	TARIFA BRANCA	15
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	17
3	MATERIAL E MÉTODOS	18
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	18
3.2	METODOLOGIA DE CÁLCULO.....	21
3.3	DISTRIBUIDORAS ESCOLHIDAS	25
3.4	CENÁRIOS DE ESTUDO	28
3.5	ESTIMAÇÃO DAS VARIÁVEIS.....	31
3.5.1	Custo de instalação do medidor.....	32
3.5.2	Custo adicional da atividade de leitura.....	36
3.5.3	Benefício da redução de consumo após a instalação do medidor.....	38
3.5.4	Custo da Expansão do Sistema.....	41
3.6	REDUÇÃO ACEITÁVEL DA DEMANDA DE PONTA.....	47
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	51
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	51
4.2	DEMANDA A SER REDUZIDA EM CADA DISTRIBUIDORA.....	51
4.3	O MELHOR CENÁRIO EM CADA DISTRIBUIDORA	53
4.4	O MELHOR CENÁRIO PARA O BRASIL	54
4.5	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	58
4.5.1	Quantidade de consumidores dispostos a aderir à tarifa branca.....	60
4.5.2	Custo do medidor	61
4.5.3	Custo adicional de leitura	61
4.5.4	Redução de consumo	62
4.5.5	Taxa de desconto	62
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	62

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	64
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
APÊNDICE A – CURVAS DE CARGA:	73
APÊNDICE B – FLUXOS DE CARGA:	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Quantidade de consumidores nas distribuidoras escolhidas (2011).	28
Tabela 3.2 – Percentual estimado de adesão à tarifa branca	30
Tabela 3.3 – Preço de compra de medidores eletrônicos em licitações públicas.	33
Tabela 3.4 – Valor presente do gasto com instalação de medidores.	35
Tabela 3.5 – Valor presente do gasto adicional com leitura.....	38
Tabela 3.6 – Consumo anual médio dos consumidores submetidos à tarifa branca.	39
Tabela 3.7 – Custo médio de compra da energia para as distribuidoras.	40
Tabela 3.8 – Valor presente do benefício associado à redução de consumo.....	41
Tabela 3.9 – Custo Médio da Coelce. (Aneel, 2012I)	44
Tabela 3.10 – Custo Médio da CEB	45
Tabela 3.11 – Custo Médio da Celpa.	45
Tabela 3.12– Custo Médio da Copel.	45
Tabela 3.13 – Custo Médio da Eletropaulo.	45
Tabela 3.14 – Custo Médio da Celesc	45
Tabela 3.15 – Custo Médio da Celtins	45
Tabela 3.16 – Custo Médio da Elektro.	45
Tabela 3.17 – Custo Médio EMG.....	45
Tabela 3.18 – Custo Médio Sulgipe	46
Tabela 3.19 – Custo de expansão da baixa tensão.....	46
Tabela 3.20 – Resultados observados/estimados em estudos de aplicação de tarifa horária.	47
Tabela 3.21 – Percentual aceitável de redução de demanda de ponta.	48
Tabela 4.1 – Demanda que deve ser reduzida para viabilizar os cenários.	51
Tabela 4.2 – Percentual de redução aceitável nas distribuidoras estudadas.	53
Tabela 4.3 – Escolha do melhor cenário para cada distribuidora.....	54
Tabela 4.4 – Comparação entre os cenários nas distribuidoras estudadas.	55
Tabela 4.5 – Comparação entre os cenários para o Brasil.....	56
Tabela 4.6 – Análise de sensibilidade	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Mapa com as implantações de rede inteligente no mundo. (Google, 2012)	7
Figura 2.2 – Comparação entre a modalidade tarifária convencional e a tarifa branca. (Aneel, 2011a)	16
Figura 3.1 – Sistema de distribuição hipotético.	22
Figura 3.2 – Comparação da evolução da carga com e sem a tarifa branca para o sistema hipotético.	23
Figura 3.3 – Comparação da expansão anual com e sem a tarifa branca para o sistema hipotético.	23
Figura 3.4 – Fluxo de caixa para instalação de medidores (Coelce).	35
Figura 3.5 – Fluxo de caixa para o gasto adicional com leitura (Coelce).	37
Figura 3.6 – Fluxo de caixa associado à redução de consumo (Coelce).	41
Figura 3.7 – Fluxo de potência na Coelce durante a carga máxima. (Revisão Tarifária/TUSD 2011 - Estrutura Vertical Coelce, 2010)	43
Figura 3.8 – Fluxo de potência exigido de 1 MW adicional na baixa tensão da Coelce.	44
Figura 3.9 – Curva de carga dos subgrupos B1, B2 e B3 da Coelce. (Revisão Tarifária/TUSD 2011 - Estrutura Vertical Coelce, 2010)	50
Figura 3.10 – Curva de carga dos subgrupos B1, B2 e B3 da Elektro. (Revisão Tarifária 2011 - Estrutura Vertical - Elektro, 2011)	50
Figura 4.1 – Fluxo de caixa que viabiliza o Cenário Integral da Coelce.	52
Figura 4.2 – Fluxo de caixa que viabiliza o Cenário Optantes da Coelce.	52
Figura A.1 – Curva de carga da CEB.	73
Figura A.2 – Curva de carga da Celesc.	73
Figura A.3 – Curva de carga da Celpa.	74
Figura A.4 – Curva de carga da Celtins.	74
Figura A.5 – Curva de carga da Copel.	75
Figura A.6 – Curva de carga da Eletropaulo.	75
Figura A.7 – Curva de carga da EMG.	76
Figura A.8 – Curva de carga da Sulgipe.	76
Figura B.1 – Fluxo de carga da CEB.	77
Figura B.2 – Fluxo de carga da Celesc.	77
Figura B.3 – Fluxo de carga da Celpa.	78
Figura B.4 – Fluxo de carga da Celtins.	78
Figura B.5 – Fluxo de carga da Coelce.	79
Figura B.6 – Fluxo de carga da Copel.	79
Figura B.7 – Fluxo de carga da Elektro.	80
Figura B.8 – Fluxo de carga da Eletropaulo.	80
Figura B.9 – Fluxo de carga da EMG.	81
Figura B.10 – Fluxo de carga da Sulgipe.	81

LISTA DE ABREVIACÕES

A1	- Nível de tensão até 230 kV
A2	- Nível de tensão 88 kV
A3	- Nível de tensão 69 kV
A3a	- Nível de tensão de 25 a 44 kV
A4	- Nível de tensão até 15 kV
ABRADEE	- Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
AMPLA	- Ampla Energia e Serviços S.A.
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
B1	- Classe de consumo Residencial do nível Baixa Tensão
B1 Não Baixa Renda	- Classe B1 excluindo a subclasse Baixa Renda
B2	- Classe de consumo Rural do nível Baixa Tensão
B3	- Classe de consumo Demais Classes do nível Baixa Tensão
BT	- Nível de tensão Baixa Tensão, até 1 kV
CEB	- Companhia Energética de Brasília
Celesc	- Centrais Elétricas de Santa Catarina
Celpa	- Centrais Elétricas do Pará
Celtins	- Companhia de Energia Elétrica do estado do Tocantins
Cemat	- Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Cemig	- Cemig Distribuição S.A.
Coelce	- Companhia de Eletricidade do Estado do Ceará
consumidores-tipo	- Usuários de um mesmo subgrupo tarifário com a mesma tipologia de curva de carga
Copel	- Companhia Paranaense de Energia
CPFL	- Companhia Paulista de Força e Luz
Elektro	- Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
Eletropaulo	- AES Eletropaulo
EMG	- Energisa Minas Gerais
Enersul	- Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
INMETRO	- Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPCA	- Índice de Preços ao Consumidor Amplo
MME	- Ministério de Minas e Energia
PPH	- Pesquisa de Posses e Hábitos
Sulgipe	- Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
VP(Consumo)	- Valor Presente associado à redução do consumo
VP(Inst. medidor)	- Valor Presente do gasto referente à instalação de medidores
VP(Leitura)	- Valor Presente associado ao custo adicional da leitura de medidores
WACC	- <i>Weighted Average Cost of Capital</i> – Custo Médio Ponderado do Capital

1 INTRODUÇÃO

Embora a informática tenha se tornada corriqueira em carros, prédios e telefones, ainda não a é nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Apesar de os sistemas de automação existirem a muito tempo, somente nos últimos anos se passou a discutir necessidade de captar e processar informações em tempo real e de automatizar a tomada de decisão na distribuição de eletricidade.

Não se trata de um atraso ou uma defasagem do setor elétrico, mas essa aparente demora se dá pelo fato de os sistemas de distribuição funcionarem muito bem no mundo analógico. No entanto, a popularização de certas tecnologias (geração distribuída e carros elétricos, por exemplo) aliada aos novos anseios da sociedade (um mundo mais sustentável e sem desperdícios e uma tarifa mais módica) trazem desafios que exigem a revolução dos sistemas de energia elétrica. O resultado é que, em poucas décadas, a rede não poderá ser operada da mesma forma que se faz atualmente.

Essa mudança não acontecerá em um futuro distante, mas já é realidade e vem ocorrendo. Em breve, será evidente e se tornará rotina. A nova rede que está surgindo é chamada de “rede inteligente” (ou *smart grid*, em inglês) pela capacidade de processar dados em tempo real e ajudar os operadores a tomar decisões. Como toda mudança tecnológica em andamento, a disseminação dessas redes inteligentes requer grandes investimentos, levantando discussões sobre a sua viabilidade econômica e a melhor forma de implantá-la.

Em todo o mundo, há diversas iniciativas de estudo e disseminação de redes inteligentes. Muitos países já consideram o assunto estratégico e os governos nacionais vêm atuando de forma a dirimir os obstáculos para sua completa implantação.

No Brasil, as iniciativas práticas ainda são tímidas, limitando-se a diversos projetos pilotos. Não obstante, o arcabouço regulatório vem sendo preparado para receber a nova tecnologia no sistema de distribuição. Uma das alterações regulatórias recentes trata da possibilidade de o consumidor em baixa tensão optar pela tarifação horária. A mudança é o primeiro passo para a disseminação das redes inteligentes no Brasil, não pela aplicação da tarifa horária em si, mas por implicar na modernização dos sistemas de medição e exigir profundas mudanças no tratamento de informações provenientes das unidades consumidoras.

Nesse sentido, este trabalho procura avaliar se a troca de medidores motivada pela aplicação da tarifação horária é viável. Mais que analisar se a tarifa branca se paga, busca-se avaliar se a substituição de medidores é viável como um primeiro passo do objetivo estratégico de disseminar as redes inteligentes.

Para fazê-lo, foram eleitas 10 distribuidoras para avaliar que alterações nos hábitos de consumo seriam necessárias para viabilizar a troca de parte ou de todos os medidores. Com base no melhor cenário para cada empresa, é escolhido o melhor para todo o país: substituir todos os medidores, trocar apenas dos que solicitarem a tarifa branca, ou não ofertar a tarifação horária.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Antes de adentrar em estimativas e cálculos de custos e benefícios advindos com a troca de medidores, é preciso entender como essa substituição está relacionada com as redes inteligentes, cuja conceituação é bastante ampla e, de certo modo, abstrata. No intuito de desmistificar o que é uma rede elétrica inteligente, o presente Capítulo reúne definições de diversos autores, assim como resume as principais experiências de implantação da tecnologia no mundo e no Brasil.

Ao dar um entendimento mais concreto sobre redes inteligentes, destacando os seus possíveis benefícios, este trabalho foca na aplicação de tarifação horária para consumidores em baixa tensão. Nessa linha, realiza uma descrição de como é benéfico induzir os usuários a utilizar a rede de forma mais racional. Por fim, descreve a recém criada “tarifa branca” a ser aplicada em consumidores de baixa tensão no Brasil.

2.2 REDES INTELIGENTES

2.2.1 Conceito

A expressão *smart grid* foi utilizada pela primeira vez em 2005, por um artigo publicado na revista *IEEE P&E Magazine* por Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg. (Ministério de Minas e Energia, 2012) Conceitualmente, o governo americano define que a *smart grid* não é uma “coisa”, mas uma “visão” a ser alcançada, na qual as redes elétricas devem ser construídas de forma a, além de suprir o usuário com eletricidade, abordar diversas outras perspectivas (social, ambiental, política, econômica, etc.). De forma mais concreta, descreve as redes inteligentes como aquelas que permitem participação mais ativa dos consumidores no mercado de eletricidade, acomodam sistemas de geração e armazenamento distribuídos, permitem a prestação de novos serviços, melhoram a qualidade, aperfeiçoam a gestão dos ativos, permitem a recuperação automática da rede (*self-healing*, ou “autocura”), e, ainda, são mais resistentes a ataques cibernéticos ou a desastres naturais. (US Department of Energy, 2009)

A principal lição dessa definição é a de que uma rede passa a ser inteligente quando é constituída de modo a melhorar a prestação dos serviços de eletricidade com foco na solução de demandas sociais, políticas, econômicas, extrapolando o próprio setor elétrico.

Portanto, as redes inteligentes reafirmam a importância dos serviços de eletricidade para a sociedade. Obviamente, não é necessário que as características listadas pelo governo americano estejam concomitantemente reunidas para se classificar uma rede como inteligente.

Qualquer sistema torna-se inteligente através do sensoriamento, comunicação, aplicação de inteligência artificial e do controle com base nos dados obtidos, ajustando-se continuamente. Em um sistema elétrico, isso permite inúmeras funções que aperfeiçoam o uso dos recursos de geração, armazenamento, transmissão e distribuição de energia elétrica, aumentam a confiabilidade e o gerenciamento dos ativos, além de mitigar impactos ambientais e reduzir custos operacionais. (Gellings, 2009)

Convém ressaltar que não se trata de mera automação das redes de eletricidade ou da simples substituição de medidores por equipamentos com diversas funcionalidades. É mais do que isso, pois, caso contrário, informações importantes, tais como a verificação da qualidade da energia e a localização de falhas em tempo real, não chegariam aos sistemas de operação, e, conseqüentemente, nenhuma ação adicional poderia ser tomada. Ou seja, deve haver uma coordenação sistêmica para concentrar e coordenar funcionalidades pulverizadas em diferentes áreas e sistemas da distribuidora, de modo a potencializar os benefícios e alcançar uma rede verdadeiramente inteligente. (Toledo, Gouvêa, & Riella, 2012)

Em um relatório holandês, as *smart grids* são definidas como uma infraestrutura em que a energia elétrica é gerada e distribuída de forma mais eficiente, segura e sustentável. O conceito integra soluções de telecomunicações, tecnologias e práticas inovadoras, além de produtos e serviços de toda a cadeia de suprimentos desde a geração, transmissão, distribuição, até os equipamentos domésticos que utilizam energia elétrica. (Gerwen, Koenis, Schrijne, & Widdershoven, 2010)

Outra definição interessante foi dada em um estudo encomendado pelo governo da Hungria, que conceitua rede inteligente como aquela capaz de integrar de modo eficiente os hábitos e ações de todos os usuários do sistema elétrico para aliar eficiência energética, sustentabilidade, baixo nível de perdas e segurança. O documento complementa afirmando que a implantação das *smart grids* não deve considerar apenas aspectos referentes à tecnologia, mercado, regulação e padronização, mas deve estar aliado também às políticas governamentais. (Hungarian Energy Office, 2010)

Para outro autor, o termo *smart grid* referencia-se ao sistema de distribuição o qual permite que informações fluam a partir do medidor em dois sentidos: tanto para a distribuidora quanto para os eletrodomésticos e o termostato dentro das residências. O aumento nas informações acessíveis aos operadores da rede viabiliza a melhora no planejamento e na operação durante os horários de ponta. O autor avalia que são necessárias mudanças no arcabouço regulatório e evolução tecnológica para que o uso das redes inteligentes seja ilimitado. (Abel, 2008)

Como é possível depreender das definições acima, a conceituação da tecnologia não é objetiva. Essa ampla conceituação decorre da evolução e da popularização do tema em diversos países, fazendo surgir diferentes visões sobre a tecnologia. Logo, não há visão certa ou errada, e a rede é dada como inteligente se suprir necessidades específicas. Como as demandas variam se um país para o outro, o conceito das *smart grids* também difere.

No Brasil, o Grupo de Trabalho do Ministério de Minas e Energia foi criado com a finalidade de estudar o tema no Brasil. Esse grupo define que cinco funcionalidades devem estar presentes para se caracterize uma rede como inteligente: mensurar grandezas; transmitir os dados medidos (telecomunicações); processar as informações recebidas (informática); tomar decisões de forma automática, ou ajudar o operador na tomada de decisões (informática); e atuar de forma remota na rede (telecomunicações). (Ministério de Minas e Energia, 2012)

Nesse sentido, basicamente, as redes inteligentes pressupõem implantação prévia de medidores mais modernos e incorporação de tecnologias de informática e soluções de telecomunicações às tradicionais redes de distribuição de energia elétrica.

2.2.2 Redes Inteligentes no mundo

2.2.2.1 Estados Unidos

Ao redor do mundo, diversas iniciativas ressaltam a importância das redes inteligentes. Nos Estados Unidos, um livro temático do *Department of Energy* – DoE, voltado para conscientização dos consumidores, resalta que as *smart grids* ajudarão a levar o consumo de energia elétrica ao século 21, utilizando *megabytes* para suprir *megawatts* de forma mais eficiente, confiável e acessível. (US Department of Energy, 2010)

No país, apesar de a regulação da eletricidade ser de competência estadual, o governo federal entendeu que a implantação de redes inteligentes é estratégica e lançou em 2009

um pacote de US\$ 3,4 bilhões para modernizar a rede elétrica do país. Os recursos fazem parte do programa de recuperação econômica do país e tem o intuito de melhorar a confiabilidade do fornecimento e gerar dezenas de milhares de empregos. (Jornal da Energia, 2009)

Segundo análise do *Electric Power Research*, a previsão é que o programa reduza o consumo dos EUA em até 4% até o ano de 2030, representando uma economia de US\$ 20,4 bilhões para empresas e consumidores. (Jornal da Energia, 2009)

A implantação de redes inteligentes nos Estados Unidos faz-se necessária pelo fato do sistema elétrico não estar preparado para as novas formas de consumo. Além do desafio de interligar o sistema de transmissão do país, a instalação de grandes plantas de geração a partir de fontes renováveis – principalmente solar e eólica –, os blecautes e o envelhecimento dos ativos exigem expansão do sistema de transmissão e uso de novas tecnologias. (Gellings, 2009)

Além da iniciativa federal, alguns estados americanos vêm se destacando na implantação de redes inteligentes, em especial o Texas e a Califórnia.

2.2.2.2 Europa

A Europa é onde a implantação de redes inteligentes encontra-se mais avançada. Desde 2005, o uso da tecnologia está previsto em algumas Diretivas Europeias emitidas pelo Parlamento Europeu, com força de legislação supranacional.

De um modo geral, os países europeus apresentam um alto nível de consumo energético. Tendo em vista a dependência de importação de recursos energéticos – em especial petróleo e gás natural –, os apelos por sustentabilidade ambiental e a aversão social às usinas nucleares, os governos vêm considerando formas de reduzir o consumo energético no continente.

No entanto, o alto custo da mão de obra impõe que os consumidores de energia elétrica sejam lidos poucas vezes ao longo do ano, dificultando a implantação de programas de eficiência energética. Para contornar o problema, em 2006, a Diretiva Europeia EU-2006/32/CE estabeleceu que os medidores devem refletir o consumo real de energia elétrica e dar informações sobre o período real de utilização. (Lamin, 2009)

Nesse cenário, as redes inteligentes vêm sendo utilizadas como ferramenta para alcançar as metas do “Plano 20-20-20” europeu. O pacote, aprovado no final de 2008, propõe ambiciosas metas no campo climático e energético até 2020: redução de 20% da emissão dos gases de efeito estufa, em relação aos níveis de 1990; aumento para 20% da participação de fontes renováveis na matriz energética; e aumento em 20% da eficiência energética. (Parlamento Europeu, 2011)

Com base nestes marcos, além da liberalização do mercado para baixa tensão, diversos países já iniciaram a implantação e estão em estado avançado na implantação, com destaque para a Itália, que já implantou mais de 30 milhões de medidores inteligentes.

2.2.2.3 Austrália

Na Austrália, foi formado um Grupo de Trabalho ministerial para estudar o assunto. Em um de seus documentos, o grupo limitou-se a definir a medição inteligente (base das *smart grids*) como o uso de medidores capazes de medir o uso da eletricidade em pequenos espaços de tempo, permitindo o controle e leitura das faturas remotamente. O referido grupo cita que a tecnologia reduz custos de prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, melhora o fator de uso das redes e melhora o desempenho da rede. (NERA, 2008)

2.2.2.4 Outros locais no mundo

Na *Internet* é possível acompanhar a transformação das redes em todo o mundo. O *Google* disponibiliza um mapa mostrando as iniciativas de uso de inteligência em redes de energia elétrica, água e gás.

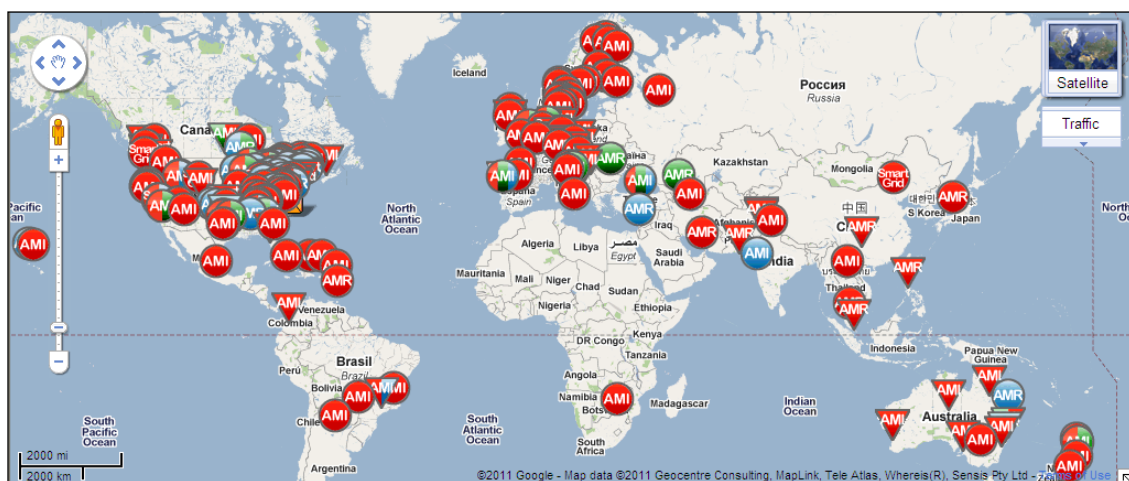


Figura 2.1 – Mapa com as implantações de rede inteligente no mundo. (Google, 2012)

Na figura, cada símbolo vermelho indica uma implantação de redes inteligentes no setor elétrico, enquanto que os azuis representam as iniciativas no setor de distribuição de água e os verdes são os de gás. Clicando nos símbolos é possível obter informações de aplicações de medição e rede inteligente em lugares improváveis, tais como Paquistão, Irã, Azerbaijão, Síria (água), Trinidad e Tobago, Dominica e Jamaica.

2.2.3 Redes Inteligentes no Brasil

No Brasil, o uso da tecnologia ainda é incipiente. Apesar de uma pesquisa promovida pela ANEEL revelar que 8% dos medidores já eram eletrônicos em 2008, os mesmos não eram dotados de inteligência adicional. A nova tecnologia está sendo utilizada apenas porque o custo do equipamento eletrônico tornou-se inferior ao do eletromecânico. (Leite, Albuquerque, Lamin, & Camargo, 2011) Assim, está havendo uma migração tecnológica na rede elétrica no Brasil, sem que isso represente uma rede mais inteligente.

Com exceção de alguns projetos experimentais e a aplicação em larga escala como combate ao furto de energia no Rio de Janeiro, detalhados a seguir, pode-se afirmar que a implantação de redes e medição inteligente ainda está em fase de estudos.

2.2.3.1 Aplicação da AMPLA no combate ao furto e a reação da sociedade

A Ampla Energia e Serviços S.A. (Ampla) é a distribuidora de energia elétrica responsável pela prestação do serviço em 66 municípios do estado do Rio de Janeiro. Em 2010, seus 2,32 milhões de consumidores (90% residencial) consumiram 8,2 TWh de energia elétrica (sendo 67% em baixa tensão), gerando uma receita superior a R\$ 2,6 bilhões.

Devido a fatores históricos, condições sociais e urbanização da área de concessão, a empresa enfrenta sérios problemas relacionados à inadimplência e, em um nível mais grave, o furto de energia elétrica. A dimensão do problema é tão grande que a ANEEL reconheceu, na formação da tarifa da distribuidora em 2009, que a energia perdida por critérios “não técnicos” equivalia a 27,13% do mercado em baixa tensão. (Aneel, 2009a) Em outras palavras, a distribuidora precisa comprar quatro kWh para que três cheguem a seus consumidores. Obviamente, o custo do kWh perdido é rateado por todos os usuários da área de concessão.

Para combater o problema, a distribuidora investiu na blindagem da rede e na implantação de um sistema avançado de medição nas regiões mais problemáticas. O sistema consiste em concentrar vários medidores no alto do poste (Sistema de Medição Centralizada), com

leitura remota em tempo real, balanço energético e capacidade de interromper e restabelecer remotamente. Em setembro de 2008 havia mais de 300 mil unidades consumidoras com o sistema implantado. (Ampla, 2008a)

O sistema, comercialmente chamado de *Ampla Chip*, foi um dos responsáveis pela redução de 20% do furto de energia na área de concessão da empresa. Apesar dos prêmios e do destaque internacional, a adoção da medição inteligente pela Ampla também rendeu vários problemas à empresa.

A falta de informação à sociedade acerca da nova tecnologia gerou inúmeras manifestações contrárias à implantação do novo modelo de medidor. Os consumidores reclamaram de aumentos de 300% das faturas de energia em função da instalação do novo medidor. Por sua vez, a empresa alegava que o aumento era decorrente da regularização do sistema de medição destes usuários.

Em 2007 foi instaurada uma Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI) na Assembleia Legislativa do Rio de Janeiro para investigar as denúncias, cujo ápice ocorreu quando da constatação pelo INMETRO¹ que, em determinadas condições, o sistema de medição utilizado pela Ampla poderia apresentar erros superiores ao limite regulamentar. Em inspeção em 1.305 aparelhos, constatou-se o problema em medidores polifásicos. (G1, 2009)

Apesar de a redução de perdas ser desejável, por resultar em redução tarifária e eficiência energética, a falta de informações provocou repúdio da sociedade à tecnologia. Atualmente, após as correções metrológicas e disseminação dos efeitos benéficos do sistema, a empresa dá continuidade à implantação da medição inteligente com foco no combate às perdas não técnicas.

Apesar dos erros, o *Ampla Chip* é um caso de sucesso. A revista Exame, da editora Abril, classificou a iniciativa como uma das “dez maiores inovações brasileiras da última década”. (Exame, 2008)

Estima-se que a distribuidora passou a faturar cerca de 300 GWh a mais por ano em decorrência da implantação da tecnologia. Além de elevar a arrecadação da empresa, isso resultou em redução dos níveis tarifários uma vez que os consumidores honestos deixam

¹ Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia.

de ratear o custo deste consumo não faturado, estimado em R\$ 30 milhões por ano.² (Ampla, 2008a)

2.2.3.2 Programa Smart Grid Light

A Light é a detentora da concessão do serviço de distribuição de energia elétrica em 31 municípios do estado do Rio de Janeiro, inclusive a capital, e é responsável por atender 4 milhões de clientes.

Entendendo que a distribuidora tem um importante papel na definição dos rumos da tecnologia (padronização e opções de implementação), a empresa lançou o Programa Smart Grid Light para dar subsídios práticos na implantação de redes inteligentes no Brasil, em complemento aos estudos teóricos desenvolvidos pela ANEEL e MME na formação de políticas públicas. Atualmente, ou em um futuro próximo, a empresa lida com desafios que exigem o uso de dispositivos mais modernos e automatizados, além de uma sinergia dentro da própria distribuidora. Os principais desafios são: furto de energia, inadimplência, geração distribuída, aumento da demanda por eletricidade e conscientização da sociedade acerca de eficiência energética. (Toledo, Gouvêa, & Júnior, 2012)

Entretanto, não foram somente os problemas que motivaram a Light a elaborar o programa. A empresa cita alguns objetivos estratégicos importantes: melhoria do relacionamento com o cliente; inclusão tecnológica, social, financeira e econômica de seus consumidores; realização dos Jogos Olímpicos de 2016 no Rio de Janeiro; promover a sinergia de programas contra as perdas, inadimplência, modernização e automação das redes; expectativa de formas alternativas de consumo, tais como o carro elétrico; redução de gases do efeito estufa; potenciais parcerias com os poderes público e privado; dentre outros. (Toledo, Gouvêa, & Júnior, 2012)

O programa foi iniciado em 2010, com duração prevista para 3 anos, e é dividido em 5 subprojetos: desenvolvimento de uma plataforma de redes elétricas inteligentes, integrando medição e automação; desenvolvimento de sistemas de gestão de redes subterrâneas; gestão de redes aéreas; controle da demanda pelo lado do consumo; e o desenvolvimento de um sistema inteligente de gestão de fontes renováveis, armazenamento distribuído e veículos elétricos. (Toledo, Gouvêa, & Júnior, 2012)

² Considerado que a empresa compra 1 MWh a R\$ 100,00.

Até o momento, o programa já desenvolveu equipamentos de comunicação voltados aos serviços de distribuição e medidores inteligentes que permitem a gestão do consumo e maior interação com o consumidor com diversas funcionalidades. Além disso, foram criados canais diferenciados de interação com o consumidor e estão previstos, ainda, o desenvolvimento de diversos *softwares* de gestão, de eletrodomésticos inteligentes, a instalação de um laboratório e centro de demonstração, a criação de centros de recarga de veículos elétricos, dentre outros produtos inovadores. (Toledo, Gouvêa, & Júnior, 2012)

Em breve, a empresa pretende instalar os produtos desenvolvidos no âmbito do projeto em sua área de concessão. Após essa etapa, promete divulgar resultados preliminares.

2.2.3.3 Estudos da ANEEL

Em 2008 foi realizado o “Seminário Internacional de Medição Eletrônica” pela ANEEL. No evento, discutiu-se acerca da regulação, impacto tarifário, funcionalidades e experiências de implantação de medição inteligente. (Aneel, 2008b)

No ano seguinte foi publicada a Consulta Pública nº 15/2009, a qual traz um levantamento do parque de medição nacional e incentiva discussões sobre a tecnologia, tais como possíveis custos e benefícios, funcionalidades, projetos-pilotos e formas de implantação no Brasil. (Aneel, 2009b)

Segundo a ANEEL, dados enviados pelas distribuidoras corroborariam que está em curso um processo irreversível de migração da tecnologia de medição. Os medidores convencionais (eletromecânicos) estavam deixando de ser utilizados e fabricados, enquanto que o uso de equipamentos eletrônicos era cada vez mais comum. À época, cerca de 8% dos medidores já eram eletrônicos, mas não dotados de funcionalidades adicionais.

Na visão do regulador, a evolução não está trazendo os benefícios que deveria. Sem os incentivos corretos, as distribuidoras vêm utilizando equipamentos eletrônicos apenas pelo custo inferior, sem dotá-lo de outras funcionalidades que poderiam ser bastante úteis à sociedade. Em vista disso, a Agência estuda intervir no sentido de aproveitar esta mudança para estender os benefícios.

No final de 2010, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 43/2010, que seria uma primeira etapa da regulamentação do uso de medição inteligente no Brasil. Nessa oportunidade seriam definidas as funcionalidades do medidor inteligente e, posteriormente, seria discutida a forma de implantação destes. (Aneel, 2010a)

Entretanto, para esta segunda etapa, faz-se necessário um profundo estudo de impactos tarifários, além de uma análise de custos e benefícios. Neste trabalho, propõe-se uma forma de superar as dificuldades desta última, conforme detalhado adiante.

2.3 TARIFICAÇÃO HORÁRIA

Para garantir o pleno desenvolvimento de uma nação é essencial que haja uma infraestrutura robusta que garanta o crescimento econômico. O grande desafio no Brasil nos últimos anos foi evitar que a falta de infraestrutura para serviços básicos (transporte, eletricidade, comunicação, etc.) impedisse o crescimento. É preferível manter uma infraestrutura cara, que é utilizada em sua capacidade máxima poucas vezes no ano, do que deixar um serviço essencial faltar à sociedade.

No setor elétrico, o sistema deve ser dimensionado para atender à demanda máxima, ainda que essa ocorra uma única vez no ano e o sistema fique ocioso durante a maior parte do tempo. Logo, quanto mais usuários utilizarem o sistema elétrico durante o período de demanda máxima, maior deve ser a infraestrutura, e, conseqüentemente, mais caro será prestar o serviço.

Ocorre que o setor elétrico registra alta concentração de consumo durante poucas horas do dia. Como o uso de eletricidade é um ato quase inconsciente – normalmente associado à satisfação de necessidades básicas, à atividade econômica ou ao conforto – os consumidores, de forma involuntária, acabam provocando a expansão do sistema elétrico. Com efeito, durante a maior parte do tempo, os ativos e o capital investido ficam ociosos. Essa “ineficiência” acarreta aumento do custo médio de prestação do serviço, e conseqüentemente, das tarifas de eletricidade. (Aneel, 2010b)

O consumidor que aumenta o consumo nos períodos de maior carregamento tende a ser aquele que imputa expansão da cadeia geração-transmissão-distribuição. O ônus imputado ao sistema por este é suportado pelos demais, mesmo que não tenham feito uso de energia nos horários de ponta. Cria-se, portanto, um subsídio cruzado em que o consumo fora da ponta financia aquele que é feito durante o horário de pico. (Houthakker, 1951)

O estabelecimento de uma tarifa que represente o custo horário de prestação do serviço contribui para redução desse subsídio cruzado. O aumento do custo da energia durante o horário de uso mais intenso do sistema elétrico promove uma alocação ótima dos recursos,

aumentando a eficiência econômica do setor elétrico através da redução do consumo neste horário. (Apolinário, et al., 2008)

Mas a elasticidade demanda-preço da energia elétrica é baixa, uma vez que se trata de um bem essencial sem substituto direto, e a resposta do usuário a sinais tarifários está relacionada à classe social e à atividade que desempenha. Na classe residencial, notadamente nos lares em que a fatura de energia tem peso considerável no orçamento doméstico, pode-se observar redução do uso de chuveiros elétricos e de iluminação quando as tarifas estão mais elevadas. (Guardia, 2007)

Os efeitos da aplicação de tarifas horárias vão além da resposta imediata ao preço. Assim que a modalidade tarifária horária é aplicada, alguns usuários terão capacidade de reduzir ou reagendar o consumo em resposta aos preços. No longo prazo, o custo médio da energia afetará o nível de consumo total. Em outras palavras, a aplicação de tarifas horárias resulta imediatamente em um melhor comportamento dos consumidores e em uma redução do consumo total no longo prazo. (Kirschen, Strbac, Cumperayot, & Mendes, 2000)

A relação entre o aumento das tarifas e a redução do consumo (elasticidade) já foi estudada por diversos autores. É consenso que a relação existe, mas estabelecê-la é uma tarefa complexa em função das inúmeras variáveis que envolvem o consumo de eletricidade. Diversos estudos, empíricos e teóricos, tentam estabelecer uma correlação segura entre a variação dos preços e o nível de consumo. Durante uma mudança regulatória que afetou o estabelecimento dos preços ao consumidor final em San Diego (Estados Unidos), consumidores residenciais reduziram em até 13% o seu consumo em função de uma rápida e inesperada elevação da tarifa. (Reiss & White, 2008)

Um trabalho no âmbito do programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL, organizado pela ABRADDEE³, compila diversas pesquisas que avaliam empiricamente o efeito do sinal horário da tarifa sobre o comportamento da carga. No estudo, são mostrados índices de elasticidade consumo em relação ao preço de -0,06 a -0,89. (Santos, Leme, & Galvão, 2011) Isso demonstra que o fator elasticidade existe, mas seu valor depende de cada situação específica.

Mas, apesar desse benefício, dois grandes obstáculos se põem quando se aplicam as tarifas horárias. Além da necessidade de aprimorar o sistema de medição utilizado nos consumidores, o que pode custar até US\$ 40 bilhões para os Estados Unidos, há o ônus

³ Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

político da decisão. Os consumidores com bom fator de carga teriam redução das faturas, enquanto que os demais provavelmente pagariam mais pelo uso de eletricidade. Certamente, estes últimos seriam reativos à nova tarifação. (Faruqui & Sergici, 2010)

Assim, apesar de ser complicado estabelecer uma correlação exata, observa-se claramente que o usuário médio de energia elétrica responde à variação do custo da energia. Portanto, a iniciativa de encarecer o custo da eletricidade nos horários de pico (ou oferecer descontos nos demais horários) é uma ferramenta eficaz para efficientizar o uso dos ativos de energia elétrica. Em contrapartida, as resistências naturais da sociedade a mudanças na forma de faturar o consumo e o alto custo de troca de medidores constituem-se óbices a tal medida.

A preocupação de alocar o consumo de modo mais racional e aproveitar ao máximo a infraestrutura existente não é novidade no Brasil. Já em 1985 essa diretiva orientou a então nova estrutura das tarifas de energia elétrica. As modalidades tarifárias verde (para o grupo A) e amarela (grupo B) seriam aplicadas com o interesse de “melhorar a conformação da curva de carga do sistema para otimizar o aproveitamento de sua capacidade e diminuir os custos relativos a investimentos”. (DNAEE, 1985)

A tarifa amarela poderia reduzir o valor da fatura paga pelos consumidores se esses responderem aos preços diferenciados alterando os hábitos de consumo. Em longo prazo, a redução de investimentos causada pela modalidade horária acabaria sendo refletida nos processos de estabelecimento das tarifas, gerando modicidade tarifária. (Lamin, 2009)

A tarifa amarela nunca foi implantada, mas, cerca de 25 anos depois, a mesma intenção levou à publicação da tarifa branca pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nos documentos que embasaram a criação dessa modalidade tarifária em 2012, o regulador afirma que a tarifação horária consiste em estabelecer preços que se aproximam estatisticamente dos custos de prover determinado serviço, de acordo com o período de consumo. Sua aplicação não tem o objetivo de reduzir o consumo, mas de aproximar o preço ao custo de atendimento, induzindo o deslocamento do consumo das horas de maior carregamento das redes para as que estão subutilizadas. Assim, a aplicação da tarifa branca reduziria o custo médio para o consumidor e o aumento da eficiência no uso das redes de distribuição de energia elétrica, resultando na redução de investimentos em expansão e gerando ganhos individuais e coletivos. (Aneel, 2010b)

Nota-se, portanto, que o regulador não visa penalizar o consumidor que faz uso da energia durante o horário de pico, tampouco deseja reduzir o nível de consumo do país. A

regulamentação da tarifa branca irá beneficiar o consumidor que utilize energia fora do horário de pico, favorecendo também a racionalidade no uso do sistema. A consequência seria a redução de investimentos em expansão e a modicidade tarifária. (Camargo, Lamin, Rabelo, & Albuquerque, 2011)

A diminuição da necessidade de expandir o sistema, acima destacada, refere-se à possibilidade de atender o crescimento vegetativo da carga com a capacidade da rede que ficou ociosa após a aplicação da tarifa branca.

Além desse efeito, a aplicação de tarifação horária traz diversos outros benefícios. Questões de eficiência energética e a diminuição de investimentos são resultados de destaque, mas não são os únicos. Além desses, há outros ganhos, tais como a melhoria da segurança do sistema elétrico, ganhos ambientais e até mesmo benefícios relacionados à equidade social. (Lamin, 2009) Adicionalmente, as tarifas horárias têm potencial para melhorar a confiabilidade do sistema elétrico, o fator de potência e o nível de tensão de fornecimento. (Lafferty, et al., 2001)

2.4 TARIFA BRANCA

Em 22 de novembro de 2011, a ANEEL criou uma nova modalidade tarifária para consumidores conectados na baixa tensão: a tarifa branca. Trata-se de uma tarifa monômnia – cuja cobrança baseia-se apenas na quantidade de energia consumida – com três postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta. A nova modalidade é direcionada a todos os consumidores do grupo B, exceto os de baixa renda e iluminação pública. A adesão à tarifa branca é opcional para o consumidor, e sua efetiva aplicação depende ainda da adequação dos medidores e das regras comerciais, ainda não definidas. (Aneel, 2011a)

A comparação entre a modalidade convencional e a tarifa branca pode ser visualizada na figura abaixo:

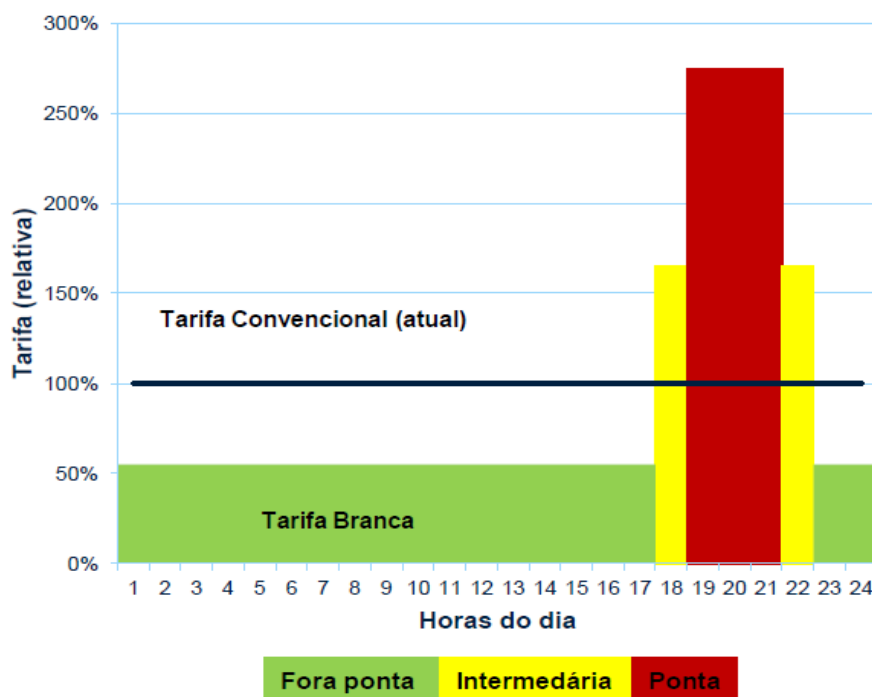


Figura 2.2 – Comparação entre a modalidade tarifária convencional e a tarifa branca. (Aneel, 2011a)

Segundo a ANEEL, a tarifa branca visa estimular o consumo nos horários em que a prestação do serviço é mais barata. Com efeito, diminui-se a necessidade de expandir a rede e os investimentos da distribuidora, o que se reverte em tarifas mais módicas à sociedade. (Aneel, 2011b)

A redução da necessidade de investimentos ocorre apenas se a demanda for reduzida, todavia, tal redução é indireta. A aplicação de tarifas mais caras no horário de ponta está diretamente relacionada com a diminuição do consumo nesse período, mas indiretamente com a redução da demanda. A tarifa branca promoverá tarifas de consumo (kWh) mais caras na ponta, mas não de demanda (kW). Com efeito, o incentivo é para que o usuário reduza o seu consumo elétrico, o que pode ocorrer sem que haja a redução de demanda. Por exemplo, com a tarifa de energia mais cara, o consumidor é incentivado a tomar um banho quente mais rápido, utilizando o mínimo de energia. Nesse caso, a demanda desse usuário continuará a mesma: o chuveiro elétrico continuará sendo utilizado, só que por menos tempo.

Mas, se todos os usuários estão incentivados a utilizar energia por menos tempo, diminui a probabilidade de ocorrer consumo simultâneo. Logo, o incentivo por meio de tarifas de

consumo mais caras diminui o uso de eletricidade simultâneo entre as unidades consumidoras, reduzindo a demanda total enxergada pelo sistema.

Em outras palavras, se todos tomam banho mais rapidamente, a coincidência de uso do chuveiro elétrico diminui significativamente, de modo que a demanda total de todas as unidades consumidoras é reduzida.

Assim, ainda que de modo indireto, a aplicação de tarifas mais caras na ponta é capaz de reduzir a demanda nesse período. Isso foi observado nos projetos experimentais de aplicação de tarifas horárias em baixa tensão no Brasil.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As experiências de implantação de redes inteligentes demonstram que esse conceito varia de um lugar para o outro, de acordo com as necessidades de cada sociedade. Na Europa e Estados Unidos, uma rede é considerada inteligente se propiciar a redução das emissões de gases do efeito estufa e reduzir custos operacionais. Já no Brasil, o conceito vem sendo desenvolvido no sentido de reduzir perdas não técnicas, aumentar a confiabilidade da rede e assegurar o crescimento da carga. Portanto, uma rede que é inteligente na realidade europeia pode não sê-la na brasileira, e vice-versa.

Com o foco de garantir o crescimento da carga com robustez e modicidade tarifária⁰, as redes inteligentes viabilizam a implantação da tarifa horária para consumidores de baixa tensão: a tarifa branca. Mas é preciso, inicialmente, promover a modernização dos equipamentos de medição atualmente instalados, um ato cuja viabilidade econômica é estudada ao longo deste trabalho.

3 MATERIAL E MÉTODOS

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A tarifa branca, recentemente aprovada pela ANEEL, objetiva promover uma alteração dos hábitos de consumo dos usuários conectados em baixa tensão e obter uma redução na necessidade de investimentos na expansão do setor elétrico nacional. Apesar de já estar definida a forma de cálculo dessa modalidade tarifária, os medidores atualmente instalados não são capazes de distinguir o consumo em postos horários. Assim, há necessidade de substituí-los para a efetiva aplicação da nova modalidade tarifária.

Ou seja, essa decisão de implantar a tarifa branca revela a estratégia da agência reguladora em promover uma massiva troca de medidores. Mais que a mera modernização do parque de medição no Brasil, isso representa um importante passo na direção de implantar redes elétricas inteligentes no país. Os medidores eletrônicos propiciam não somente a melhor precisão dos valores apurados, mas o processamento, armazenamento e transmissão de informações, ajudando a distribuidora a operar a rede elétrica de forma mais confiável e o consumidor a fazer uso da eletricidade com mais eficiência. A introdução da eletrônica nos sistemas de medição revoluciona a relação entre o usuário e o setor elétrico. (Moreira, Lamin, & Leite, 2012)

Assim, a modernização dos medidores está relacionada à disseminação das *smart grids*. Com esse foco, pode-se afirmar que a ANEEL deu um importante primeiro passo nesse sentido quando estabeleceu a tarifa horária para usuários conectados em baixa tensão. A Agência explicitou essa intenção ao propor uma minuta de norma que estabelece o modelo de medidor a ser utilizado em unidades consumidoras faturadas através da tarifa branca. Na oportunidade, a área técnica revela a intenção de promover o uso de redes elétricas inteligentes no Brasil, em estratégia que passa pela obrigatoriedade do uso de medidores mais modernos. (Aneel, 2012a)

A ANEEL vem estudando o tema desde 2008, e já emitiu diversos regulamentos com o intuito de permitir (ou promover) a disseminação das redes inteligentes, por exemplo: uso de *Power Line Communications* – PLC (Resolução Normativa nº 375/2009); implantação compulsória de sistemas geoprocessados (Módulos 2 e 6 dos Procedimentos de

Distribuição – PRODIST); regras para instalação de micro e minigeradores distribuídos (Resolução Normativa nº 482/2012).

É válido ressaltar que o uso de tarifas horárias é apenas um dos inúmeros benefícios trazidos pelas redes inteligentes. As funcionalidades adicionais que podem ser implementadas com medidores dotados de relógio interno propiciam mitigar alguns problemas do setor elétrico nacional, notadamente a questão do furto de eletricidade e a qualidade do serviço prestado, além da redução da demanda de ponta e melhoria da eficiência operacional das distribuidoras. (Leite, Albuquerque, Lamin, & Camargo, 2011) Não obstante, este trabalho foca apenas na implantação da tarifa branca em si. A restrição intenta analisar se a substituição de medidores viabiliza-se por si própria, ou seja, pela alteração dos hábitos de consumo.

Se, por um lado, os benefícios são muitos, os custos também são. A troca de medidores exige a compra de novos equipamento e mão de obra de substituição. Depois de instalados, os medidores têm vida útil estimada menor e o custo de leitura é maior.

Em suma, há diversos custos e benefícios associados à implantação da tarifa branca. Encarando-a como um projeto de eficiência energética – o que efetivamente é verdadeiro –, é possível aferir a sua viabilidade econômica. Com esse foco, fatalmente será necessário lidar com parâmetros de difícil quantificação.

Um bom exemplo é a estimação da economia advinda com a mudança dos hábitos de consumo após a aplicação de tarifas horárias. É fato que os usuários alterarão o modo de consumir eletricidade, mas estabelecer o quanto mudará é bastante complexo. Há diversos trabalhos que estudam a elasticidade da energia elétrica e, dependendo de qual estudo fosse utilizado, obter-se-ia um resultado diferente. Com efeito, utilizando os mesmos parâmetros, e se alterando apenas o estudo em que se embasa o fator elasticidade, é possível comprovar a viabilidade ou a inviabilidade econômica da troca de medidores em prol da aplicação da tarifa branca. Daí, o estudo estaria eivado de grande fragilidade.

Ou seja, fazer uma mera comparação entre custos e benefícios da implantação da tarifa branca não é aconselhável em função do caráter incerto das variáveis envolvidas.

Para contornar esse problema, propõe-se utilizar a metodologia sugerida na Circular A4 da Casa Branca, dos Estados Unidos. Nesse documento, o governo americano dá diretrizes para avaliar os impactos – sociais, ambientais, custos e benefícios, por exemplo – das

normas emanadas pelo poder executivo. De acordo com as orientações da Circular, quando houver parâmetros de difícil estimativa, deve-se calcular o quão grande deve ser essa variável para que a relação custo/benefício seja favorável ou fazer uma análise qualitativa. (White House, 2003)

Nessa linha, inicialmente é calculado o quão grande deve ser a mudança de hábito do consumidor para que os benefícios advindos da tarifa branca pague a substituição dos medidores. Posteriormente, é feita uma análise qualitativa para avaliar se essa mudança é possível de ser alcançada.

Assim, encontra-se o quanto o usuário submetido à tarifa branca deve reduzir a sua demanda no horário de pico para que o benefício associado à redução de investimentos pague o custo da troca do medidor. Evidentemente, os benefícios de uma modernização do medidor vão muito além da mera aplicação da tarifa branca, já que se constituem um importante passo para a disseminação das redes inteligentes. No entanto, todos os outros benefícios relacionados a esse fato serão desprezados nesse estudo, que se atém a avaliar a economicidade da tarifa branca por si própria.

O estudo é feito individualmente em cada distribuidora, escolhidas em função da disponibilidade de dados atualizados e da localização geográfica. Para cada uma delas, é encontrado um montante que deve ser diminuído da demanda de pico, o qual evita investimentos em expansão, que, por sua vez, paga a troca dos medidores. Avaliando se é possível alcançar tal redução de demanda de pico, é possível concluir se a aplicação de tarifa branca é economicamente viável para cada distribuidora.

Como esperado, o resultado não é unânime para todas as distribuidoras. Enquanto em umas a troca é facilmente compensada pela redução da demanda de ponta, em outras a necessidade de mudança de hábitos de consumo pode ser tão radical que nunca se realize, e, conseqüentemente, o projeto nunca se pague. Logo, para alguns é preciso implantar a tarifa branca, ao mesmo tempo em que para outros, tal ato traz prejuízos.

Como a ANEEL é um ente federal, suas normas valem tanto para as empresas cuja troca de medidores é benéfica quanto para as em que a implantação dos medidores será prejudicial. Assim, se pôs um dilema ao regulador: implantar a tarifa branca e impor prejuízo a alguns ou não implantá-la e impedir o usufruto de seus benefícios por outros. A Agência parece já ter enfrentado esse dilema, optando por utilizar a tarifa horária.

Por fim, é realizada uma análise de sensibilidade para verificar se os parâmetros estimados têm influência no resultado final.

3.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO

O estudo visa encontrar o ponto em que a relação custo/benefício seja minimamente viável, ou seja, o *breakeven point* que iguala o valor presente dos custos ao dos benefícios:

$$VP(\text{Benefícios}) = VP(\text{Custos}) \quad (3.1)$$

Neste trabalho, consideram-se como os custos de implantar a tarifa branca: compra e instalação do medidor com capacidade de distinguir o consumo em postos horários; e custo de leitura mensal. Já como benefícios: redução da demanda de pico; e redução do consumo total da unidade consumidora. Reconhece-se que há diversos outros benefícios – uns monetizáveis e outros qualitativos –, mas, para efeitos desta dissertação, apenas esses citados são levados em consideração. Substituindo esses custos e benefícios na equação anterior, obtém-se:

$$VP(\text{Demanda}) + VP(\text{Consumo}) = VP(\text{Inst. medidor}) + VP(\text{Leitura}) \quad (3.2)$$

Como se deseja o valor que o benefício relacionado à redução de demanda deve assumir, isola-se esse termo à esquerda:

$$VP(\text{Demanda}) = VP(\text{Inst. medidor}) + VP(\text{Leitura}) - VP(\text{Consumo}) \quad (3.3)$$

A partir da equação (3.3), encontra-se o mínimo valor monetário que o benefício da redução de demanda deve assumir para que a troca de medidores seja viabilizada. Resta agora encontrar o quanto isso representa em termos de diminuição da demanda de pico. Para explicar, da forma mais didática possível, como se transforma o valor monetário encontrado pela equação (3.3) em redução de demanda – ou seja, reais (R\$) em *quilowatts* (kW) –, pode-se utilizar um sistema elétrico hipotético composto por apenas três unidades consumidoras atendidas por um circuito radial. Esses usuários apresentam uma carga individual de 10 kW durante o horário de pico no Ano 0. Assume-se também que a rede opera em sua capacidade máxima, e qualquer aumento de carga ensejará a sua expansão, conforme ilustração a seguir:

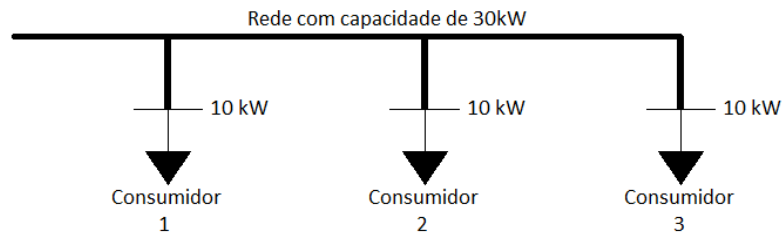


Figura 3.1 – Sistema de distribuição hipotético.

Supondo agora que cada unidade consumidora aumente a sua demanda de pico em 2 kW a cada ano, a carga máxima por cada uma no Ano 1 será de 12 kW, de modo que a distribuidora deve expandir a rede para que a mesma possa atender os 36 kW demandados pelos três usuários. Nos anos posteriores, a demanda total passará para 42 kW, 48 kW e assim sucessivamente. Desse modo, a distribuidora deve aumentar a capacidade de transmissão de potência desse sistema em 6 kW a cada ano.

Para evitar que isso ocorra, o regulador decide submeter os usuários (um por ano) à tarifa branca, e, em resposta, esse consumidor faturado na nova modalidade reduza a sua demanda de pico em 1 kW. Nessa nova situação, no Ano 1, a demanda do Consumidor 1 passaria de 10 kW para 11 kW – aumentaria 2 kW (crescimento vegetativo) e diminuiria 1 kW. Já os demais, não submetidos ainda à nova modalidade tarifária, teriam o aumento normal de sua carga, passando de 10 kW para 12 kW. No total, a carga do sistema aumentaria para 35 kW no Ano 1.

Nesse Ano 1, se não houvesse a tarifa branca, a distribuidora deveria ter aumentado a capacidade do sistema em 6 kW, ao passo em que, na nova situação, deve acrescentar apenas 5 kW. Logo, a aplicação da tarifa branca evitou 1 kW de expansão do sistema no Ano 1.

No ano seguinte, a demanda dos consumidores 1, 2 e 3 seria, respectivamente, 13 kW, 13 kW e 14 kW. Assim, no Ano 2, a exemplo do que ocorreu no Ano 1, a demanda sistêmica aumentou em 5 kW – ao invés de 6 kW –, e também se evitou expandir a rede em 1 kW. Analogamente, no Ano 3 ocorreria o mesmo.

A partir do Ano 4, quando não ocorreriam mais adesões à tarifa branca, a demanda voltaria a crescer 6 kW, de modo que não se sentiriam mais os benefícios da aplicação da nova modalidade tarifária. O gráfico a seguir compara a evolução da demanda com a aplicação da tarifa branca:

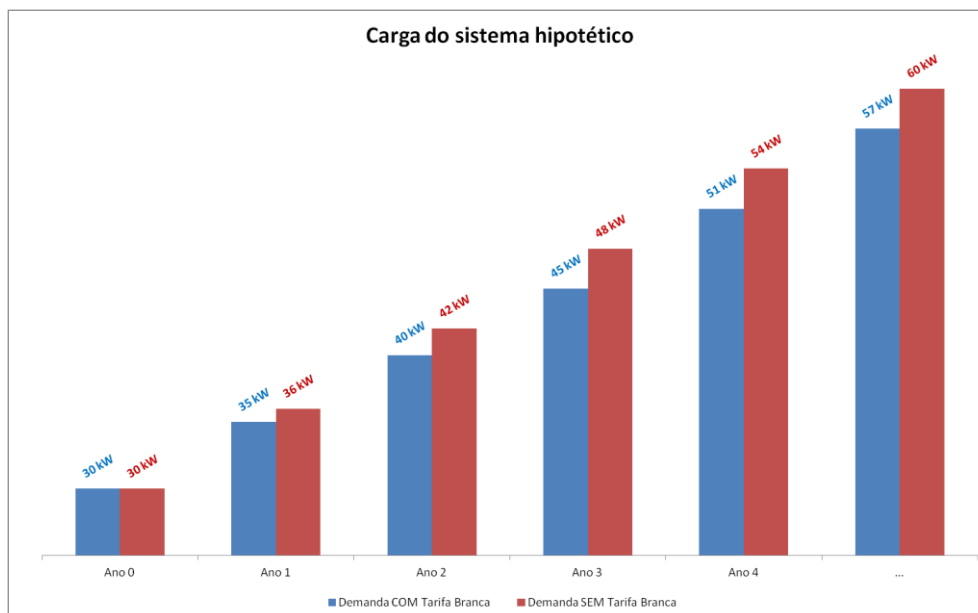


Figura 3.2 – Comparação da evolução da carga com e sem a tarifa branca para o sistema hipotético.

Abaixo, há a comparação entre o que deveria se expandir sem a tarifa horária (6kW/ano) e o que se observou nesse caso hipotético: uma expansão menor ao longo da migração dos usuários.

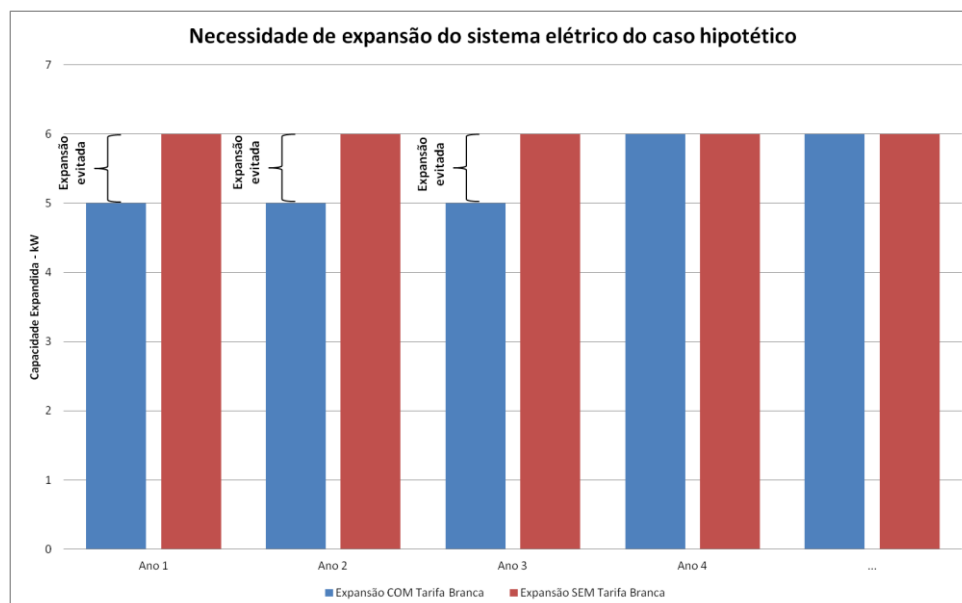


Figura 3.3 – Comparação da expansão anual com e sem a tarifa branca para o sistema hipotético.

Isso demonstra que o sistema observa uma menor expansão ao longo da migração dos consumidores para a tarifa branca. Logo, o benefício de se aplicar modalidades tarifárias horárias está relacionado ao investimento que se deixa de fazer. Por esse motivo, pode-se monetizá-lo pelo custo da expansão evitada.

No caso hipotético, evitou-se a expansão de 3 kW. Se o custo de expansão do sistema fosse R\$ 100,00 por kW, o ganho com a aplicação da tarifa branca seria R\$ 300,00. Entretanto, esse benefício não apareceu uma única vez, mas como uma série de três ganhos anuais de R\$ 100,00.

A partir daí, pode-se concluir que o ganho total da aplicação de tarifa horária é representado por uma série de ganhos anuais, relacionados com o custo que se deixa de ter devido expansão evitada. Cada ganho anual pode ser representado por:

$$Demanda(i) = Expansão Evitada \times Custo \text{ expansão} \quad (3.4)$$

O termo “Demanda(i)” é economia com a expansão evitada no ano “i” devido a redução da demanda de pico observada nesse mesmo ano. O parâmetro “VP(Demanda)” da equação (3.3) é o valor presente dessas economias anuais:

$$VP(Demanda) = \sum_{i=1}^n \frac{Demanda(i)}{(1 + Taxa)^i} \quad (3.5)$$

Substituindo o termo mostrado na equação (3.4) na fórmula anterior, obtém-se:

$$VP(Demanda) = \sum_{i=1}^n \frac{Expansão \text{ Evitada} \times Custo \text{ Expansão}}{(1 + Taxa)^i} \quad (3.6)$$

Como os termos do numerador são invariáveis em relação ao somatório, a equação (3.6) pode ser rescrita da seguinte forma:

$$VP(Demanda) = Expansão \text{ Evitada} \times Custo \text{ Expansão} \times \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1 + Taxa)^i} \quad (3.7)$$

Para efeitos desse estudo, a taxa de desconto será o WACC (*Weighted Average Cost of Capital* – Custo Médio Ponderado do Capital) estabelecido pela ANEEL no terceiro ciclo de revisões tarifárias: 7,50% ao ano. Esse percentual é a taxa de remuneração sobre a base de ativos líquida (descontada a depreciação) à qual o investidor faz jus. Assim, o termo “Taxa” em (3.7) é 7,5%.

Já o termo “n” representa a quantidade de anos que o benefício relacionado à diminuição de demanda ocorreria. Conforme explanado no caso hipotético, esse tempo é coincidente com o período de instalação dos novos medidores. É esperado que a demanda do sistema

sofra pequenos decréscimos (ou aumentos menores) ao longo dos anos em que os medidores forem sendo instalados.

Para efeitos desse trabalho, considera-se que a migração para a tarifa branca ocorrerá ao longo de 10 anos. Isso é bastante razoável pela limitação logística da troca de medidores. Mesmo que todos os usuários manifestem intenção em migrar para a nova modalidade tarifária, apenas uma quantidade limitada teria seus medidores substituídos anualmente. Assim, a troca de medidores constitui-se um gargalo à aplicação da tarifa branca.

Para refletir isso neste trabalho, é considerado que a migração para a tarifa branca ocorrerá ao longo de dez anos, ou seja, nesse período a distribuidora irá trocar os medidores para que os usuários possam efetuar a migração. A cada ano, um décimo dos usuários teriam seus medidores substituídos, alterariam seus hábitos e diminuiriam sua demanda. Logo, o benefício dura dez anos, e o termo “n” da equação (3.7) é 10.

Isolando o somatório da equação (3.7) e considerado “Taxa” igual a 7,5% e “n” igual a 10:

$$\sum_{i=1}^n \frac{1}{(1 + Taxa)^i} = \sum_{i=1}^{10} \frac{1}{(1 + 7,50\%)^i} = 6,8640809 \quad (3.8)$$

Substituindo essa constante na equação (3.7):

$$VP(Demanda) = 6,8640809 \times Expansão Evitada \times Custo Expansão \quad (3.9)$$

Por fim, substituindo o valor dado pela equação (3.9) na fórmula (3.3):

$$Expansão Evitada = \frac{VP(Inst. medidor) + VP(Leitura) - VP(Consumo)}{6,8640809 \times Custo Expansão} \quad (3.10)$$

Resta, portanto, estimar os termos à direita da equação (3.10) para obter quantos *quilowatts* devem ser reduzidos a cada ano, durante 10 anos. Como esses valores variam em cada distribuidora, o cálculo será feito individualmente para cada uma delas.

3.3 DISTRIBUIDORAS ESCOLHIDAS

O Brasil é um país grande e marcado por diferenças regionais, inclusive quanto à forma de uso da eletricidade. Nas regiões mais frias (Sul e Sudeste), há uma tendência de uso de chuveiros elétricos durante os horários de pico, e relativamente pouco ar-condicionado ao

longo do dia. Por outro lado, nas regiões mais quentes como a Norte e o Nordeste, há um alto uso de ar-condicionado durante o dia e de pouco chuveiro elétrico na ponta.

O resultado dessa diferença de comportamento é que a curva de carga das distribuidoras da Região Sul tende a ser pior do que as da Norte, sendo que os usuários daquelas têm mais capacidade de alterar os hábitos de consumo em resposta a incentivos tarifários. Isso pode ter implicação direta nos resultados de viabilidade econômica da aplicação da tarifa branca e, portanto, o critério geográfico deve ser considerado na escolha das distribuidoras.

Também é preciso levar em consideração a capacidade de se obter informações na escolha das empresas. Os parâmetros necessários às estimativas dependem dos custos operacionais das empresas, os quais são estabelecidos ou estimados pela ANEEL no processo de revisão tarifária ordinária.

No segundo ciclo de revisões, iniciado em 2007, a ANEEL calculou custos operacionais de referência para cada uma das 64 concessionárias existentes na época⁴, considerando as especificidades de cada empresa. Assim, para cada atividade – leitura mensal e instalação do medidor, por exemplo – eram estimados valores considerados eficientes.

Já no terceiro ciclo, iniciado – com atraso – em 2012, os custos operacionais de referência são estabelecidos comparando distribuidoras semelhantes. Assim, a Agência mudou a metodologia e deixou de calcular os valores de cada atividade, passando a confrontar os custos das empresas.

Para alguns parâmetros estimados neste trabalho (custo da leitura mensal e de instalação do medidor) são utilizados dados do segundo ciclo de revisões atualizados pelos índices de inflação, uma vez que os mesmos não foram estimados pela ANEEL no terceiro ciclo. Já para outras variáveis (custo de expansão e da energia elétrica comprada), é possível utilizar os dados do último ciclo. Esses foram divulgados pela ANEEL quando a empresa sofreu a terceira revisão.

Assim, é premissa que as distribuidoras escolhidas já tenham dados de seu terceiro ciclo de revisões tarifárias divulgados. Considerando esse princípio e a distribuição geográfica das distribuidoras brasileiras, escolheram-se as seguintes distribuidoras para aplicação da metodologia aqui demonstrada, com informações retiradas dos *sites* das empresas na *Internet*:

⁴ Posteriormente a Amazonas Energia foi incorporada pela Manaus Energia.

- **Companhia Energética de Brasília – CEB:** atende ao Distrito Federal e é controlada pelo Governo do Distrito Federal.
- **Centrais Elétricas de Santa Catarina – Celesc:** empresa estatal detentora da concessão para explorar a distribuição de energia elétrica no estado de Santa Catarina.
- **Centrais Elétricas do Pará – Celpa:** responsável pela distribuição de energia elétrica no estado do Pará, equivalente a 15% do território nacional. Solicitou recuperação judicial em 28 de fevereiro de 2012.
- **Companhia de Energia Elétrica do estado do Tocantins – Celtins:** distribuidora de energia elétrica do estado do Tocantins, onde atende 227 mil km². Encontra-se sob intervenção administrativa desde 31 de agosto de 2012.
- **Companhia de Eletricidade do Estado do Ceará – Coelce:** atende o Ceará, com aproximadamente 149 mil km².
- **Companhia Paranaense de Energia – Copel:** concessionária estatal responsável pelo serviço de distribuição no estado do Paraná.
- **Elektro:** atende 223 cidades do estado de São Paulo e 5 municípios no estado de Mato Grosso do Sul, em mais de 120 mil km². Uma característica importante da Elektro é que a distribuidora não tem a área de concessão contígua.
- **Eletropaulo:** Atende 6,3 milhões de clientes (2011) na região metropolitana de São Paulo. É a maior distribuidora de energia elétrica da América Latina, em termos de consumo e faturamento.
- **Energisa Minas Gerais – EMG:** atende 66 municípios de Minas Gerais.
- **Companhia Sul Sergipana de Eletricidade – Sulgipe:** empresa que presta o serviço de distribuição em 12 municípios de Sergipe e em 2 cidades na Bahia, em 5,76 mil km².

A quantidade de unidades consumidoras dos subgrupos B1, B2 e B3 (que estão sujeitos à aplicação da tarifa branca) no final de 2011 está mostrada a seguir.

Tabela 3.1 – Quantidade de consumidores nas distribuidoras escolhidas (2011).⁵

	B1 Residencial Baixa Renda		B1 Residencial Não Baixa Renda		B2 Rural		B3 Demais Classes	
	Qntd.	%	Qntd.	%	Qntd.	%	Qntd.	%
CEB	26.183	3%	736.216	84%	9.442	1%	106.216	12%
Celesc	215.031	8%	1.802.359	70%	228.897	9%	331.654	12%
Celpe	238.100	13%	1.312.732	72%	122.746	7%	158.410	9%
Celtins	79.353	17%	284.464	60%	65.196	14%	42.262	9%
Coelce	1.122.859	38%	1.237.154	42%	395.434	13%	198.460	7%
Copel	378.461	9%	2.781.096	70%	367.843	9%	438.758	11%
Elektro	156.174	7%	1.762.879	78%	126.842	6%	197.655	9%
Eletropaulo	261.190	4%	5.660.008	90%	752	< 1%	374.292	6%
EMG	81.135	21%	207.299	53%	63.701	16%	40.920	10%
Sulgipe	30.976	25%	80.920	65%	2.909	2%	10.059	8%

Os usuários classificados em baixa renda não podem ser faturados na modalidade tarifária branca. Apesar disso, optou-se por mostrar a quantidade desses consumidores na tabela acima para evidenciar a sua representatividade no universo da distribuidora.

3.4 CENÁRIOS DE ESTUDO

O estudo aqui tratado procura calcular a redução de demanda necessária para viabilizar a troca de medidores e, posteriormente, avaliar se a mesma é factível. No entanto, existem diversos fatores que influenciam o resultado final: quantidade de usuários submetidos à nova tarifa, disponibilidade desses em alterar os seus hábitos de consumo, efetividade das campanhas de conscientização acerca da tarifa branca, etc.

Das várias situações que podem ocorrer, pelo menos uma está sob o controle do regulador: a quantidade de usuários contemplados com o novo equipamento de medição. A ANEEL, quando regulamentou os medidores da tarifa branca, deparou-se com a possibilidade de implantá-los em todos os usuários da baixa tensão ou apenas naqueles que optassem pela nova modalidade tarifária.

A agência reguladora optou pela segunda opção quando publicou a Resolução Normativa nº 502/2012, embora tenha declarado em diversas oportunidades que a substituição integral

⁵ Informações retiradas da *intranet* da ANEEL.

dos medidores por equipamentos com funcionalidades adicionais é benéfica, inexorável e imprescindível à disseminação das redes elétricas inteligentes no país. Segundo justificado na Nota Técnica nº 98/2012-SRD/ANEEL, tal decisão ocorreu por prudência quanto à modicidade tarifária e, dependendo do comportamento do mercado nos próximos anos (queda no preço do medidor, adesão à tarifa branca, criação de subsídios econômicos, políticas governamentais específicas, e etc.), ainda se pode determinar o aumento da abrangência de uso de sistemas de medição mais inteligentes. (Aneel, 2012a)

Destarte, apesar de entender que a troca integral de medidores é necessária, a Agência decidiu por determinar um primeiro passo – tímido à vista de alguns e correto para outros – com receio de impactos tarifários indesejados.

Neste trabalho, consideram-se inicialmente os seguintes cenários: o adotado pelo regulador, de troca dos medidores apenas nos consumidores que optarem pela tarifa branca; e a substituição integral dos equipamentos. Para cada um desses, é calculada uma redução de demanda de pico que o viabilize e se avalia a factibilidade da mesma. Em ambos os cenários, é considerado que o medidor instalado tem uma vida útil de 15 anos. Por isso, adota-se esse tempo como o horizonte de estudo. Por se tratar de uma análise relacionada à implantação de uma tecnologia, deve-se evitar horizontes demasiadamente longos de estudo, pelo fato de a tecnologia evoluir muito rapidamente e tornar impossível prever o novo comportamento da sociedade com essa evolução.

Pode ocorrer de nenhum dos dois cenários ser viável, isto é, ambos podem exigir uma redução de demanda tão grande que os consumidores não sejam capazes de alterar os seus hábitos de consumo de forma tão drástica. Nesse caso, o melhor seria não adotar a tarifa branca e manter o faturamento convencional, sem trocar os medidores.

Assim consideram-se três cenários: substituição integral dos medidores (doravante “Cenário Integral”); substituição apenas daqueles que optarem pela nova modalidade tarifária (“Cenário Optantes”); e sem troca de medidores, mantendo o faturamento convencional sem postos tarifários (“Cenário Sem Troca”).

Para os dois primeiros cenários, será calculada a redução de demanda que os viabiliza, elegendo-se como o melhor aquele que exigir uma mudança de hábitos factível. Se ambos forem irrealizáveis, o terceiro será eleito o melhor.

Os cenários em que há troca diferem entre si, basicamente, pela quantidade de consumidores contemplados com um medidor que, no mínimo, é capaz de diferenciar o consumo em postos horários. Muito embora os custos sejam proporcionais à quantidade de equipamentos instalados na rede da distribuidora, os benefícios não são. Neste trabalho é assumido que, mesmo que se instale o medidor capaz de aplicar a tarifa branca em todos os usuários, apenas uma quantidade limitada de consumidores está disposta a mudar os hábitos de consumo e optar pela nova modalidade. Ou seja, a instalação dos novos medidores em usuários que não aderirão à tarifa branca traria custos sem nenhum benefício adicional no curto prazo. Ressalte-se que, apesar de assumido que a troca integral não trará benefícios com a tarifa branca, há os ganhos associados à disseminação de redes inteligentes.

A quantidade de usuários que adeririam à tarifa branca pode ser estimada com base na Pesquisa de Posses e Hábitos (PPH) promovida antes de cada revisão tarifária e disponibilizada nos processos administrativos da terceira revisão tarifária de cada empresa. Nessa pesquisa, é questionado se os consumidores estariam dispostos a alterar os hábitos de consumo caso fosse dado um desconto de 10% ou 20% no período fora de ponta. Aqui se considera que aderirão à tarifa branca os usuários que responderam “Com certeza alteraria” ou “Alteraria para um desconto maior”. O percentual de adesões em cada subgrupo das distribuidoras estudadas é mostrado a seguir:

Tabela 3.2 – Percentual estimado de adesão à tarifa branca

	B1 Residencial Não Baixa Renda	B2 Rural	B3 Demais Classes
CEB ⁶	-	-	-
Celesc	44%	31%	24%
Celipa	46%	16%	24%
Celtins	90%	53%	35%
Coelce	34%	21%	29%
Copel	31%	43%	11%
Elektro	39%	33%	27%
Eletropaulo	52%	53%	33%

⁶ Na PPH da CEB não consta o percentual de consumidores que se declararam dispostos a mudar seus hábitos de consumo. Por isso, adotou-se a média de cada subgrupo das demais distribuidoras: 44% para o B1; 31% para o B2 e 24% para o B3.

EMG	17%	26%	23%
Sulgipe	56%	33%	40%

Considera-se que apenas a quantidade de usuários da tabela acima mudará seus hábitos após a instalação dos medidores.

A ANEEL não pode determinar a troca de medidores em uma empresa e em outra não, sob risco de quebra do princípio da isonomia. A análise deste trabalho também aborda esse aspecto. Com base na escolha do melhor cenário para cada uma das empresas, é sugerido um que o regulador poderia adotar uniformemente em todo o país, de modo a maximizar o bem-estar social sem prejudicar demasiadamente nenhuma empresa.

É muito importante frisar que, com isso, não se deseja analisar ou justificar a conduta da ANEEL na regulamentação da tarifa branca. Em estudos acadêmicos, se dispõe de uma liberdade inexistente ao regulador: decidir por essa ou aquela alternativa sem por em risco um dos setores mais estratégicos do país e sem afetar interesses econômicos. Almeja-se apenas dar uma contribuição para os estudos de implantação de redes elétricas inteligentes no Brasil, ousando indicar possíveis caminhos a serem seguidos futuramente.

Destaca-se, também, que todo o estudo é respaldado na premissa de mudança de hábitos de consumo dos usuários submetidos à tarifa branca. Apesar do esforço para justificar a tarifa branca e da realização dos investimentos em equipamentos de medição e treinamento de mão de obra especializada, se o usuário não deixar de consumir eletricidade no horário de pico, tudo terá sido em vão. Põe-se, portanto, um fator de risco a todo o projeto de implantação da tarifa branca.

Esse aspecto está relacionado à elasticidade do consumo em relação ao preço da energia elétrica, mas a literatura não é convergente quanto a essa relação. Há autores que afirmam haver pouca redução de consumo com o aumento do preço, enquanto que outros asseveram o oposto. Em suma, não obstante a realização de pilotos no Brasil e da farta literatura sobre o assunto, nunca se implantou tarifas horárias de forma efetiva no país e, por isso, qualquer previsão de mudança de hábitos não é mais do que uma mera suposição.

3.5 ESTIMAÇÃO DAS VARIÁVEIS

Para cada uma das distribuidoras escolhidas, as variáveis da equação (3.10) são calculadas para se obter a demanda a ser reduzida pelos usuários que optarem pela modalidade tarifária branca. A seguir, é demonstrada a forma como cada parâmetro foi estabelecido.

3.5.1 Custo de instalação do medidor

O medidor comumente instalado nas unidades consumidoras em baixa tensão é incapaz de diferenciar o consumo em postos tarifários. Logo, para faturar o usuário na modalidade tarifária branca, a distribuidora deve substituir os equipamentos atuais. Assim, além do custo da compra de um novo medidor, também haverá o dispêndio com mão de obra para instalá-lo, de modo que a variável relacionada à instalação do medidor tem duas componentes: compra de um novo medidor; e custos de substituição (mão de obra e materiais menores).

Quanto à primeira, ainda não há medidores com postos tarifários específicos para a baixa tensão no Brasil, o que impede que se faça uma pesquisa de mercado para estimar o seu custo. A tentativa de buscar dados que embasassem a estimativa na literatura internacional se mostrou infrutífera. Os trabalhos fora do Brasil trazem preços de sistemas de medição avançados, dotados de diversas outras funcionalidades além da aplicação de postos tarifários. Assim, o custo dos medidores encontrados na literatura internacional são superiores ao que se espera para os medidores que serão utilizados para a tarifa branca.

Portanto, resta estimar o custo do equipamento com base nas diferenças construtivas entre este medidor e o comum. Na Resolução Normativa nº 502/2012, a ANEEL definiu que os medidores utilizados para fazer o faturamento na tarifa branca devem, no mínimo, diferenciar o consumo em quatro postos tarifários. Ou seja, o que difere esse medidor do comum é apenas a capacidade de diferenciação do consumo em função da hora. A forma mais barata de fazê-lo, acredita-se, é adicionando um relógio interno e três registradores ao medidor comum. Assim, basicamente, o custo produtivo do medidor da tarifa branca é aumentado pela presença desses componentes.

O preço de um equipamento de medição eletrônico mais básico, monofásico que mede apenas energia ativa, pode ser estabelecido com base nos resultados de licitações públicas de distribuidoras estatais. A tabela abaixo demonstra o preço final de compra (com impostos) desse tipo de medidor em três licitações ocorridas em 2012:

Tabela 3.3 – Preço de compra de medidores eletrônicos em licitações públicas.

Empresa	Licitação	Quantidade	Preço por unidade
Cemig	Pregão Eletrônico 530-G04964 ⁷	200.000	R\$ 23,78
Cemig	Pregão Eletrônico 530-G03578 ⁸	300.000	R\$ 22,70
CEB	Pregão Eletrônico 005/2012 ⁹	55.000	R\$ 22,30

Conforme os dados da tabela acima, o custo do medidor eletrônico básico está em média em R\$ 22,93 para grandes lotes de compras. Ao adicionar relógio e registradores ao equipamento vendido nas licitações destacadas, acredita-se que o preço não ultrapassará R\$ 80,00. Como se trata de uma estimacão de um dado importante ao estudo, a variabilidade do resultado final em função desse valor é aferida em uma análise de sensibilidade.

O valor adotado é alto e muito superior ao preço médio de venda mostrado na tabela anterior. Também se opta por não reduzir o preço do medidor ao longo dos anos do estudo, efeito observável em equipamentos eletrônicos. Ambas considerações decorrem da postura conservadora, aconselhável na análise de projetos que imponham grandes custos à sociedade. Apesar de se preferir o cenário que promova a maior troca de medidores, uma vez que esse é estratégico para disseminação das redes inteligentes, os parâmetros foram estimados de modo a privilegiar o Cenário Sem Troca, já que esse é o que traz menores riscos. Esse cuidado dá segurança para afirmar que o resultado do estudo é válido, uma vez que se elegeu outro cenário como o mais vantajoso mesmo se privilegiando o Cenário Sem Troca nas estimativas.

Para estimar o custo da mão de obra e componentes menores, adota-se o valor já calculado pela ANEEL na análise de impacto regulatório realizada antes da publicação da Resolução Normativa nº 502/2012, em que tal valor é estabelecido em R\$ 10,00 por medidor para substituições em grande escala. (Aneel, 2011c) Para efeitos deste estudo, adota-se esse valor para o cenário com maior escala de trocas de medidores (Integral) e R\$ 15,00 para o outro (Optantes).

Somando o custo do equipamento (R\$ 80,00) ao da mão de obra e componentes menores de substituição, no Cenário Integral, o custo de instalação fica de **R\$ 90,00** por medidor, enquanto que, para o Cenário Optantes, **R\$ 95,00**.

⁷ Informações disponíveis em compras.cemig.com.br. [Acesso em 1/9/2012]

⁸ Idem.

⁹ Informações disponíveis em www.ceb.com.br. [Acesso em 1/9/2012]

Após a substituição, o medidor que estava instalado na unidade consumidora retorna ao almoxarifado da distribuidora, constituindo-se como um bem servível à concessionária e possuindo um valor residual. Pode-se pensar, então, que esse valor residual poderia ser abatido do custo incorrido pela distribuidora para substituir o medidor, mas isso não é possível em função da forma que os medidores são inseridos na base contábil da distribuidora. Os equipamentos de medição são contabilizados em conjunto, e não individualmente. Ao invés de controlar a depreciação de cada equipamento, contabiliza-se a depreciação de todos os medidores da distribuidora. Para efeitos de inserção e retirada da base contábil, os medidores são postos em uma “fila”, na qual os primeiros instalados são os primeiros a saírem da base. Dessa maneira, quando há a retirada de um medidor (seja por quebra ou substituição), contabilmente sempre se retira o mais antigo, independente de isso ter ocorrido fisicamente.

Como, em geral, as distribuidoras possuem muitos medidores totalmente depreciados ainda instalados, sempre se considera que o medidor substituído está completamente depreciado e, portanto, sem valor residual contábil. Ou seja, apesar de, na prática, o equipamento retirado ainda ter alguma serventia, estará contabilmente depreciado, de modo que o valor residual não retornaria em favor da distribuidora. Dessa forma, é possível desconsiderar o valor residual dos equipamentos de medição substituídos.

O gasto com instalação de medidores ocorre ao longo do período em que os mesmos vão sendo instalados: em 10 anos, a um décimo por ano. No Cenário Integral, um décimo de todos os consumidores existentes tem seu equipamento de medição trocado a cada ano. Já no Cenário Optantes, anualmente, um décimo dos consumidores que têm intenção de migrar para a tarifa branca tem o medidor substituído.

Considerando que a troca ocorre em 10 anos, forma-se o seguinte fluxo de caixa para esse dispêndio para a Coelce (convencionam-se as despesas como barras para baixo):

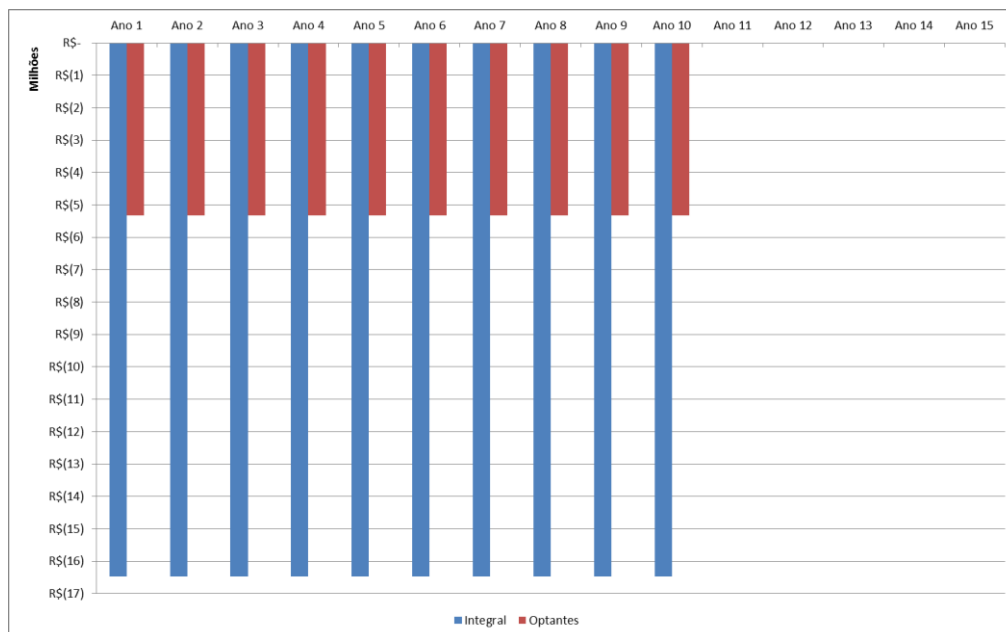


Figura 3.4 – Fluxo de caixa para instalação de medidores (Coelce).

A partir da figura acima, observa-se que despesa é fixa ao longo do período em que os medidores são trocados e cessa depois que o processo é finalizado.

Como o formato do fluxo de caixa é semelhante para as demais empresas, variando somente o montante gasto a cada ano em função da quantidade de unidades consumidoras, os mesmos não são repetidos para as outras distribuidoras. O valor presente desse fluxo de caixa é o valor de “VP(Inst. medidor)” da equação (3.10). A seguir, é mostrado o valor dessa variável para as distribuidoras em todos os cenários estudados:

Tabela 3.4 – Valor presente do gasto com instalação de medidores.

	VP(Inst. Medidor) [R\$ Milhões]	
	Cenário Integral	Cenário Optantes
CEB	R\$ 52,6	R\$ 22,9
Celesc	R\$ 146,0	R\$ 61,4
Celpa	R\$ 98,4	R\$ 43,1
Celtins	R\$ 24,2	R\$ 19,9
Coelce	R\$ 113,1	R\$ 36,6
Copel	R\$ 221,6	R\$ 69,7
Elektro	R\$ 129,0	R\$ 51,0
Eletropaulo	R\$ 372,8	R\$ 199,9
EMG	R\$ 19,3	R\$ 4,0
Sulgipe	R\$ 5,8	R\$ 3,3

3.5.2 Custo adicional da atividade de leitura

Na atualidade, a atividade de leitura resume-se a registrar um único valor (referente ao consumo acumulado) para cada unidade consumidora. Para o faturamento, compara-se esse valor com o lido no mês anterior para obter, por diferença, o consumo do usuário.

Na maioria das unidades da baixa tensão, essa atividade é realizada pessoalmente por um representante da distribuidora. No entanto, há outras formas de leitura, tais como a remota (via celular ou satélite, por exemplo), a local automatizada (por *Bluetooth*), ou ainda a local com impressão da fatura. A distribuidora é livre para escolher a forma de leitura de cada unidade consumidora, e o regulador estabelece apenas condições gerais as quais a empresa deve obedecer (periodicidade da leitura, por exemplo).

Quando formou as tarifas de distribuição no segundo ciclo, a ANEEL estabeleceu custos considerados eficientes para todas as atividades operacionais da empresa, dentre as quais a leitura dos consumidores. Independente da forma de leitura executada pela distribuidora, o regulador estima, com base nas características específicas de cada concessionária, quantos usuários são lidos e o custo de referência para cada forma de leitura.

Tomando o caso da Coelce como exemplo, o modelo de empresa de referência utilizado no segundo ciclo de revisões, ocorrido em 2007 e revisado em 2009, reconheceu um montante de R\$ 15,99 milhões anuais para realizar leituras nos seus 2,39 milhões consumidores existentes na época. Ou seja, para cada consumidor, em média, a empresa recebeu R\$ 6,69 por ano para a atividade de leitura. Atualizando-se esse valor pelo IPCA acumulado desde a reedição da revisão em abril de 2009 até julho de 2012 (19,43%), esse gasto representaria R\$ 7,99 nos dias atuais.¹⁰

Com esse valor, consideram-se remunerados os custos com deslocamento, mão de obra e processamento dos dados de leitura. Na realidade em que os consumidores são faturados pela tarifa branca, a distribuidora precisará registrar, no mínimo, três valores referentes ao consumo (um para cada posto tarifário: ponta, intermediário e fora de ponta), ao invés de um único. Assim, a quantidade de informações coletadas triplicará. No entanto, continuará havendo um único deslocamento, e o tempo para coletar três informações não será o triplo.

¹⁰ A atualização pelo IPCA pode ser calculada pela “Calculadora do Cidadão”, no *site* do Banco Central do Brasil, acessível em <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores>.

Ou seja, não obstante triplicar a quantidade de dados lidos, o tempo e o custo da atividade não aumentarão nessa mesma proporção.

Em uma análise de impacto regulatória sobre a implantação massiva de medidores eletrônicos, os autores estimaram que o custo da leitura dobraria para uma realidade em que, mantida a visita *in loco* mensal, haveria aumento significativo da quantidade de danos coletados. (Moreira, Lamin, & Leite, 2012)

Aqui, adota-se essa mesma premissa: o custo de leitura duplicará. Tendo em vista que, na comparação de alternativas, pode-se concentrar atenção apenas na diferença de custo entre os cenários, (Camargo, 1998) e que o importante para este trabalho é saber o custo incremental da leitura nos consumidores faturados pela tarifa branca, será levado em consideração apenas a diferença entre o novo custo de leitura e o custo anterior. E como o novo é o dobro do anterior, a diferença é equivalente ao custo anterior.

As distribuidoras estariam sujeitas a esse custo quando um usuário passasse a ser faturado pela tarifa branca. Ou seja, o gasto com leitura aumentará de forma proporcional à quantidade acumulada de medidores instalados. Considerando que a instalação ocorrerá a um décimo por ano, o dispêndio será crescente até esse prazo, quando se estabilizará. Voltando ao exemplo da Coelce, o fluxo de caixa ao longo de 15 anos para o dispêndio com leitura seria o mostrado a seguir:

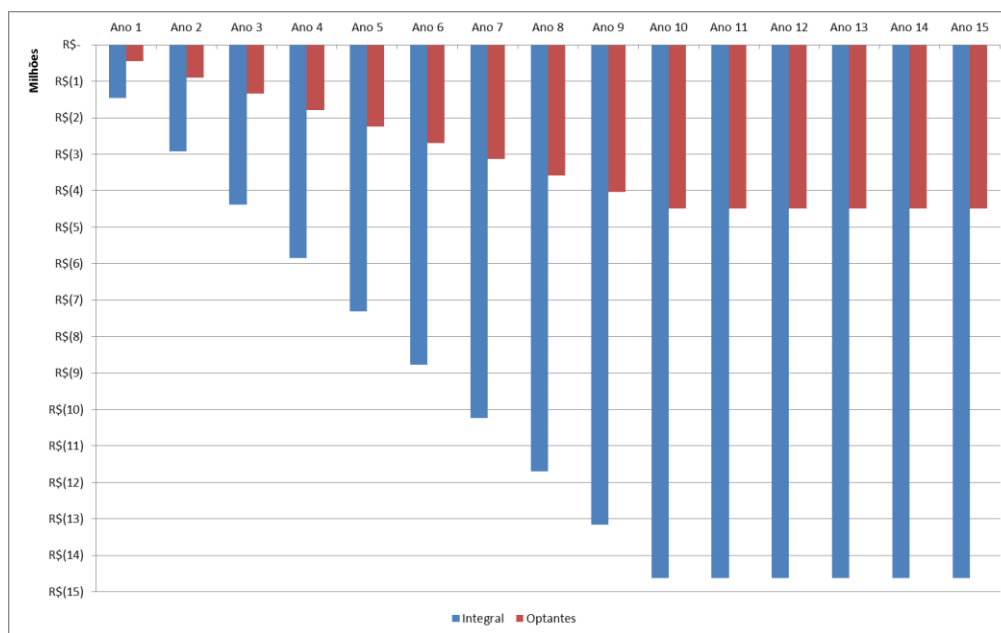


Figura 3.5 – Fluxo de caixa para o gasto adicional com leitura (Coelce).

Também se escolhe não exibir o fluxo de caixa referente ao custo de leitura das outras distribuidoras por ter formato idêntico ao acima demonstrado, variando, evidentemente, apenas o gasto a cada ano.

A Tabela a seguir mostra o valor médio de leitura reconhecido no segundo ciclo de revisões, o IPCA acumulado, o custo de leitura atualizado e o valor presente do fluxo de caixa referente a esse item para cada distribuidora – VP(Leitura).

Tabela 3.5 – Valor presente do gasto adicional com leitura.

	Média de gasto anual com Leitura no 2º ciclo ¹¹	IPCA Acumulado ¹²	Custo de Leitura atualizado	VP(Leitura) [R\$ Milhões]	
				Cenário Integral	Cenário Optantes
CEB	R\$ 9,71	17,42%	R\$ 11,40	R\$ 51,8	R\$ 21,4
Celesc	R\$ 6,06	17,60%	R\$ 7,13	R\$ 89,8	R\$ 35,8
Celpe	R\$ 8,71	17,60%	R\$ 10,24	R\$ 87,1	R\$ 36,1
Celtins	R\$ 7,90	17,88%	R\$ 9,31	R\$ 19,5	R\$ 15,1
Coelce	R\$ 6,69	19,43%	R\$ 7,99	R\$ 78,0	R\$ 23,9
Copel	R\$ 6,10	17,88%	R\$ 7,19	R\$ 137,6	R\$ 41,0
Elektro	R\$ 10,33	17,60%	R\$ 12,15	R\$ 135,2	R\$ 50,6
Eletropaulo	R\$ 10,24	17,88%	R\$ 12,07	R\$ 338,5	R\$ 197,3
EMG	R\$ 7,32	17,88%	R\$ 8,63	R\$ 14,4	R\$ 2,8
Sulgipe	R\$ 6,31	15,91%	R\$ 7,31	R\$ 3,7	R\$ 2,0

3.5.3 Benefício da redução de consumo após a instalação do medidor

Muito embora o foco da tarifa branca seja a diminuição da demanda de pico do sistema, os usuários a ela submetidos tendem a reduzir o consumo total de eletricidade ao modular a carga. Ao postergar o consumo em função da tarifa em determinado horário, o consumidor tende a utilizar menos energia quando retomar esse consumo.

Mais que uma mera suposição, esse efeito foi notado sempre que uma tarifa horária passou a ser aplicada, seja em projetos pilotos nacionais ou em experiências internacionais. Um trabalho que compila diversos casos pilotos de uso de tarifas horárias realizados no mundo

¹¹ Vide resultados das Audiências Públicas referentes ao 2º ciclo de revisões tarifárias de cada distribuidora, disponíveis no site da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=13&idPerfil=2>.

¹² Informações disponíveis no site do Banco Central do Brasil: www.bacen.gov.br.

conclui que os consumidores economizam de 5,13% a 6% de energia elétrica. Esse valor pode alcançar 8,7% se forem utilizados *In Home Displays*, que são visores amigáveis que alertam sobre o alto consumo em tempo real. (Esmig, 2011) Já outra fonte que compila 11 aplicações de tarifas horárias nos Estados Unidos e Canadá indica que, na média, os consumidores reduziram em 5,5% o seu consumo. (Martinez, Donnely, & Laitner, 2010)

Não obstante a literatura especializada mostrar valores em torno de 5%, aqui se adota uma postura conservadora, de modo a favorecer o Cenário Sem Troca, e considera-se a diminuição de **1% (um por cento)** do consumo total. Isso implica que o consumo anual médio do usuário submetido à tarifa branca seria 1% inferior à média do subgrupo ao qual pertence. Para as distribuidoras estudadas, cada consumidor consome anualmente, em média:

Tabela 3.6 – Consumo anual médio dos consumidores submetidos à tarifa branca.¹³

Distribuidora	Consumo Anual Médio [kWh/ano]		
	B1 Residencial Não Baixa Renda	B2 Rural	B3 Demais Classes
CEB	2.579	8.819	10.161
Celesc	2.349	3.791	7.310
Celpe	1.501	1.395	6.565
Celtins	1.636	1.782	7.737
Coelce	1.314	1.478	5.638
Copel	2.286	5.194	8.626
Elektro	1.928	5.324	8.591
Eletropaulo	2.700	17.798	17.297
EMG	1.506	2.335	5.996
Sulgipe	602	2.488	4.033

O benefício associado à redução do consumo dos usuários submetidos à tarifa branca reside na redução de compra de energia pela distribuidora. Ou seja, cada unidade de consumo reduzida resulta em diminuição do montante de energia comprado pela distribuidora. Em última instância, isso reduz os custos de prestação do serviço e tem impactos positivos à modicidade tarifária.

¹³ Informações retiradas da *intranet* da ANEEL.

Logo, a valoração do quanto representa a redução de consumo se dá pelo custo de compra de cada unidade de energia que deixará de ser consumida. Esse valor é estabelecido pela ANEEL para cada distribuidora nos ciclos de revisão tarifária. Na terceira revisão ordinária, a ANEEL estabeleceu os seguintes valores de compra de energia para as distribuidoras estudadas:

Tabela 3.7 – Custo médio de compra da energia para as distribuidoras.

	Custo de Compra [R\$/MWh]
CEB	R\$ 128,58 (Aneel, 2012b)
Celesc	R\$ 128,57 (Aneel, 2012c)
Celpa	R\$ 101,80 (Aneel, 2012d)
Celtins	R\$ 137,67 (Aneel, 2012e)
Coelce	R\$ 119,27 (Aneel, 2012f)
Copel	R\$ 117,39 (Aneel, 2012g)
Elektro	R\$ 93,79 (Aneel, 2012h)
Eletropaulo	R\$ 112,83 (Aneel, 2012i)
EMG	R\$ 153,66 (Aneel, 2012j)
Sulgipe	R\$ 116,66 (Aneel, 2012k)

A monetização do benefício, então, é realizada reduzindo em 1% o consumo médio dos usuários submetidos à tarifa branca, e a energia que deixa de ser consumida é valorada conforme preço estabelecido pela ANEEL na última revisão tarifária.

A redução ocorre a partir do momento em que o medidor é instalado e o consumidor opta pela tarifa branca, de modo que se sentem os efeitos dessa redução desde a instalação até o final do estudo. O valor do benefício é o igual tanto para o Cenário Integral quanto para o Cenário Optantes, uma vez que, em ambos, a quantidade de consumidores submetidos à tarifa branca é o mesmo. A diferença é que, naquele há mais medidores substituídos, sem, entretanto, que haja qualquer alteração de hábito de consumo dos usuários que não optarem pela nova modalidade tarifária.

Para a Coelce, o fluxo de caixa desse benefício seria:

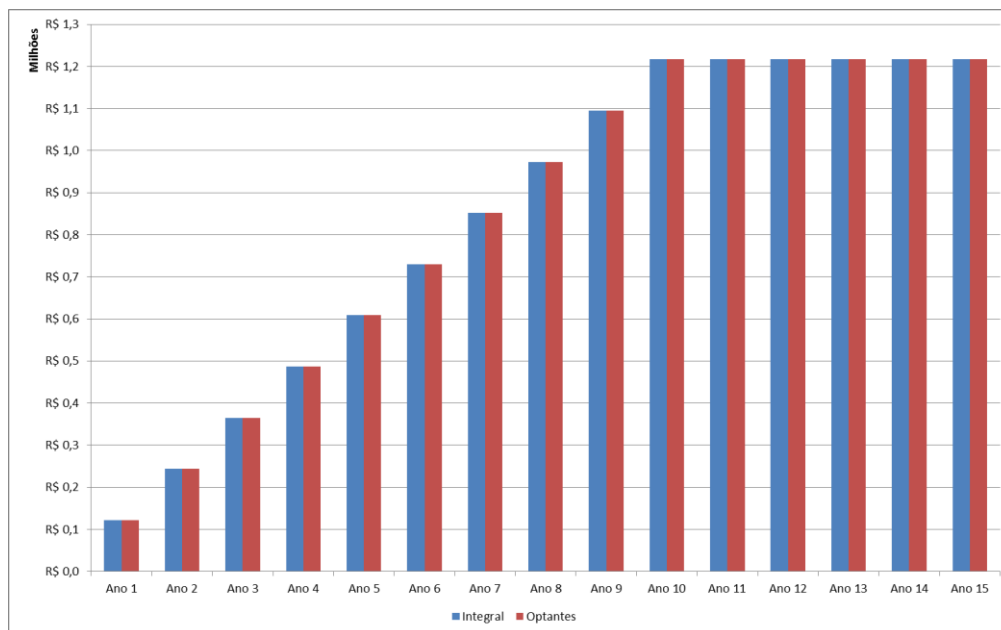


Figura 3.6 – Fluxo de caixa associado à redução de consumo (Coelce).

O valor presente desse fluxo resulta na variável “VP(Consumo)” de (3.10). Os valores calculados para as distribuidoras são:

Tabela 3.8 – Valor presente do benefício associado à redução de consumo.

	VP(Consumo) [R\$ milhões]
CEB	R\$ 8,7
Celesc	R\$ 20,5
Celpe	R\$ 7,2
Celtins	R\$ 5,2
Coelce	R\$ 6,5
Copel	R\$ 22,5
Elektro	R\$ 10,8
Eletropaulo	R\$ 66,6
EMG	R\$ 1,1
Sulgipe	R\$ 0,3

3.5.4 Custo da Expansão do Sistema

Por fim, para completar as variáveis que formam a equação (3.10), é preciso conhecer o quanto cada empresa gasta para expandir a capacidade de atendimento na baixa tensão.

A forma mais intuitiva de obter tal variável seria buscar o quanto cada empresa investiu em expansão e dividir esse gasto pela capacidade aumentada da rede ou pelo crescimento da demanda. Alguns autores apontam que as empresas de distribuição investiram cerca de US\$ 5 bilhões somente em expansão da rede em 2009. (Leite, Albuquerque, Lamin, & Camargo, 2011)

Mas, quando a distribuidora realiza a expansão ou recapacita as suas linhas, o faz visando tanto aumentar a capacidade de atendimento quanto melhorar a qualidade do fornecimento. Assim, muito embora declare de forma separada o investimento em melhoria do em expansão, um é indissociável do outro na prática. Logo, se fosse adotado o valor efetivamente gasto pela distribuidora, se teria um custo superestimado uma vez que a variável estaria contaminada pelos investimentos em melhoria.

Ao invés de adotar o investimento realizado pelas empresas, opta-se por outra metodologia. Combinando diversas informações disponibilizadas no processo de revisão tarifária, propõe-se um valor que reflete com mais fidelidade o gasto em expansão para cada distribuidora estudada. Porém, para possibilitar o correto entendimento de como se obteve esse valor, é preciso minuciar o procedimento de cálculo. Para isso, detalha-se a seguir como se obteve o valor para a Coelce, sabendo que processo análogo foi realizado para as demais empresas aqui estudadas.

A ANEEL, a cada ciclo de revisão tarifária, solicita da distribuidora uma “fotografia” de sua rede no momento em que ocorre a maior carga histórica, mostrando o fluxo de potência entre os diversos níveis de tensão. No caso da Coelce, a maior demanda foi de 1.455,79 MW, já considerando as perdas de potência nos cabos e transformadores. No momento em que a carga máxima ocorreu, o sistema elétrico da empresa apresentava a seguinte configuração:

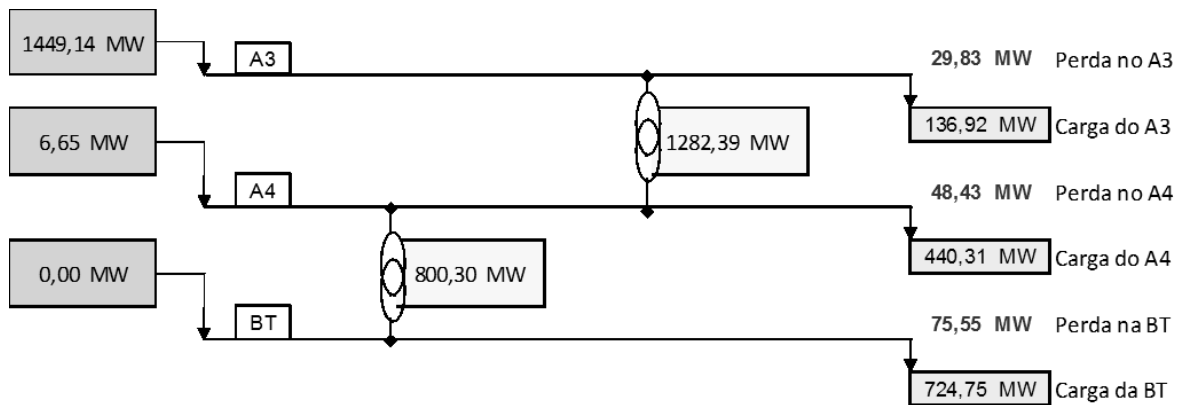


Figura 3.7 – Fluxo de potência na Coelce durante a carga máxima. (Revisão Tarifária/TUSD 2011 - Estrutura Vertical Coelce, 2010)

Pelas informações da figura acima, 62,1% do que é injetado no A4 da Coelce é consumido pela baixa tensão (BT), enquanto que o restante fica nesse próprio nível. Da energia injetada no A3 (69 kV), proveniente da conexão com o Sistema Interligado Nacional, a baixa tensão consome 55,2%.

Os 724,75 MW que a BT consumiam exigiam que 800,30 MW viessem do A4 – a diferença estava sendo perdida nas redes de BT. Desse montante, 0,51% (4,08 MW) viam da injeção de geração no próprio A4 e o restante (796,22 MW) vinha do A3. Por sua vez, esses montantes estavam atravessando as redes de A3 e de A4, que também têm perdas. Ou seja, para que o total de 800,30 MW chegassem à BT, mais do que isso estava sendo injetado no sistema da Coelce.

Considerando a proporção de fluxo de potência e de perdas mostrada na figura acima, o que aconteceria se, no exato momento de carga máxima, fosse requerido 1 MW a mais pela BT? O sistema da Coelce sofreria as seguintes alterações:

1. Para chegar 1,000 MW na BT, seria preciso que viessem 1,104 MW do A4, já que 0,104 MW seriam perdidos na transformação e nas redes da BT;
2. Dos 1,104 MW injetados na BT pelo A4, 1,099 MW viriam do A3, enquanto que o restante (0,005 MW) viria da injeção no próprio A4;
3. Para que os 0,005 MW vindos do A4 atravessassem as redes A4 e cheguem à BT, é necessário a injeção de 0,006 MW, uma vez que 0,001 MW seriam perdidos; e
4. Para que os 1,099MW provenientes do A3 cheguem às redes da BT, é preciso que se injete 1,165 MW, uma vez a diferença será perdida nos cabos do A3 e do A4.

Todo esse fluxo de potência é resumido na figura abaixo:

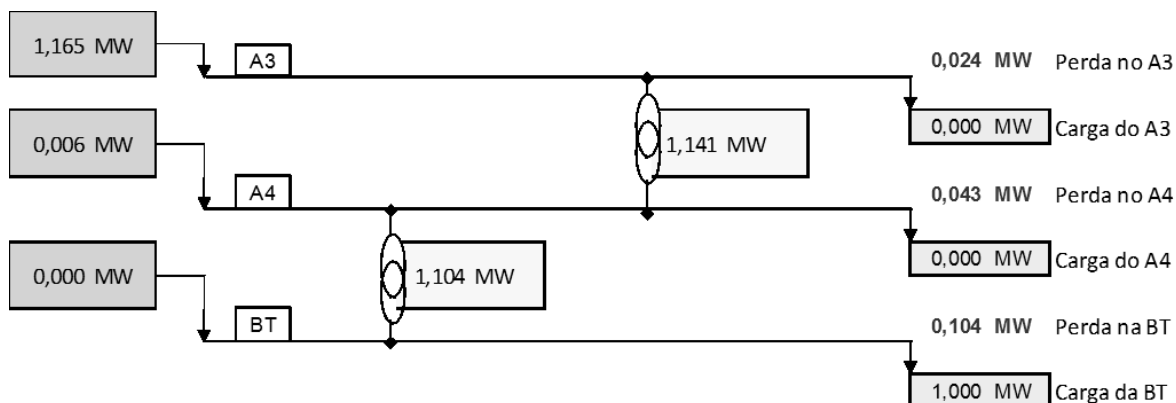


Figura 3.8 – Fluxo de potência exigido de 1 MW adicional na baixa tensão da Coelce.

Da figura acima, vê-se que o acréscimo de uma unidade de demanda na Coelce provoca a circulação de 1,104 unidades adicional na própria BT, 1,147 unidades no A4 e de 1,165 unidades a mais no A3. Esse exemplo da Coelce ilustra que, para expandir a oferta de demanda na baixa tensão, também é preciso que se expandam as redes nos níveis acima conforme as proporções de fluxo e de perdas indicadas na “fotografia” do sistema da distribuidora durante a maior carga história. Com base nisso, valora-se o custo de expansão da baixa tensão somando o gasto de expandir esse nível e os níveis acima nas proporções indicadas. No caso ilustrativo da Coelce, o custo de expansão da BT seria:

$$\text{Custo Expansão} = 1,104 \times \text{Exp. BT} + 1,147 \times \text{Exp. A4} + 1,165 \times \text{Exp. A3} \quad (3.11)$$

O custo de expansão da BT e de cada um dos níveis a montante pode ser valorado pelo denominado “Custo Médio”. Essa variável é calculada pela ANEEL na terceira revisão tarifária e representa a relação entre o valor de todos os ativos de um determinado nível de tensão e a demanda desse nível no momento da carga máxima. No caso específico da Coelce, nosso exemplo, o Custo Médio da BT, do A4 e do A3 definido pela ANEEL está demonstrado abaixo:

Tabela 3.9 – Custo Médio da Coelce. (Aneel, 2012l)

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW)
A3 (69 kV)	R\$ 80,33
A4 (13,8 kV)	R\$ 172,03
BT (380/220V)	R\$ 492,58

Tomando o nível A3 como exemplo, a tabela acima indica que, para cada kW que transita por esse nível, foi necessário um investimento de R\$ 80,33 em ativos. Aplicando-se os valores da Tabela acima na equação (3.11), a variável “Custo Expansão” da equação (3.10)

para a Coelce é R\$ 834,71 / kW. Esse é o valor estimado que a distribuidora deve investir para aumentar a oferta de demanda na baixa tensão.

A partir do fluxo de potência no momento de carga máxima e do custo médio – informações disponíveis no processo de revisão tarifária –, é possível estimar um valor que reflete o montante de investimento necessário para expandir a oferta de demanda na baixa tensão. Para as demais distribuidoras, também se aplica essa metodologia para obter os seguintes resultados:

Tabela 3.10 – Custo Médio da CEB

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW) (Aneel, 2012m)	Proporção
A2	R\$ 53,57	0,906
A3	R\$ 158,49	0,297
A4	R\$ 200,53	1,089
BT	R\$ 202,31	1,062

Tabela 3.14 – Custo Médio da Celesc

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW) (Aneel, 2012n)	Proporção
A2	R\$ 82,47	0,902
A3	R\$ 87,87	0,420
A4	R\$ 181,96	1,075
BT	R\$ 115,72	1,045

Tabela 3.11 – Custo Médio da Celpa.

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW) (Aneel, 2012o)	Proporção
A2	R\$ 100,94	0,244
A3	R\$ 53,62	0,873
A4	R\$ 467,11	0,935
BT	R\$ 198,77	1,017

Tabela 3.15 – Custo Médio da Celtins

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW) (Aneel, 2012p)	Proporção
A2	R\$ 274,82	0,952
A3	R\$ 408,60	0,653
A4	R\$ 365,35	0,892
BT	R\$ 385,70	1,070

Tabela 3.12– Custo Médio da Copel.

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW) (Aneel, 2012q)	Proporção
A2	R\$ 144,20	0,680
A3	R\$ 88,02	0,610
A4	R\$ 222,78	0,930
BT	R\$ 217,16	1,063

Tabela 3.16 – Custo Médio da Elektro.

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW) (Aneel, 2012r)	Proporção
A2	R\$ 32,77	1,029
A3	R\$ 111,12	0,076
A4	R\$ 316,82	1,048
BT	R\$ 164,31	1,054

Tabela 3.13 – Custo Médio da Eletropaulo.

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW) (Aneel, 2012s)	Proporção
A2	R\$ 60,67	1,032
A3a	R\$ 0,00	0,022
A4	R\$ 85,61	1,086

Tabela 3.17 – Custo Médio EMG

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW) (Aneel, 2012t)	Proporção
A2	R\$ 183,69	0,762
A3	R\$ 199,37	0,762
A4	R\$ 356,94	1,067

BT	R\$ 66,44	1,053
----	-----------	-------

BT	R\$ 221,16	1,061
----	------------	-------

Tabela 3.18 – Custo Médio Sulgipe

Nível de Tensão	Custo Médio (R\$/kW) (Aneel, 2012u)	Proporção
A3	R\$ 33,52	0,641
A4	R\$ 465,94	1,034
BT	R\$ 279,83	1,008

Para cada distribuidora, o custo de expansão da BT é:

Tabela 3.19 – Custo de expansão da baixa tensão.

	Custo Expansão
CEB	R\$ 528,84 / kW
Celesc	R\$ 427,83 / kW
Celpa	R\$ 710,34 / kW
Celtins	R\$ 1.267,04 / kW
Coelce	R\$ 834,71 / kW
Copel	R\$ 589,77 / kW
Elektro	R\$ 547,38 / kW
Eletropaulo	R\$ 225,55 / kW
EMG	R\$ 912,91 / kW
Sulgipe	R\$ 785,34 / kW

A tabela acima evidencia uma das razões para a grande diferença tarifária existente entre as distribuidoras brasileiras. Naquelas em que há uma alta densidade de carga, notadamente nas regiões mais urbanizadas, atende-se muitos usuários com poucos quilômetros de rede. É o caso da Eletropaulo, em que os mais de 6 milhões de usuários estão concentrados na Grande São Paulo (cerca de 4.500 km²), sendo mais de 90% residenciais e 0,01% rurais.

Já na Celpa, que atende cerca de 1,8 milhões de consumidores espalhados nos mais de 1,2 milhão de km² do estado do Pará (menos de um terço dos consumidores da Eletropaulo em uma área 267 vezes maior), o investimento necessário para atender as cargas na baixa tensão é mais do que o triplo da Eletropaulo. Fatalmente, o serviço prestado pela Celpa será mais caro.

3.6 REDUÇÃO ACEITÁVEL DA DEMANDA DE PONTA

Os resultados de projetos de implantação de tarifação horária em baixa tensão – experimentais ou não, nacionais e estrangeiros – formam um bom indicador acerca da factibilidade de redução de demanda. Além desses estudos, relatórios europeus indicam valores de redução da demanda de ponta que devem ser adotados em análises de viabilidade econômica de projetos de implantação de redes inteligentes no continente.

Utilizando-os como balizadores é possível avaliar a factibilidade dos cenários deste trabalho. A tabela abaixo resume os resultados de alguns estudos sobre o assunto, assim como traz breve detalhamento dos mesmos.

Tabela 3.20 – Resultados observados/estimados em estudos de aplicação de tarifa horária.

Estudo	Redução da demanda de ponta observada/estimada
Análise de Impacto Regulatório no Brasil – ANEEL (Aneel, 2011c)	Estimada em 3% para implantação de medidores inteligentes e de 5% para redes inteligentes.
Compilação de estudos internacionais. (Esmig, 2011)	Observada uma redução de 5%.
Projeto Piloto da Copel em 1998. (Copel, 1998)	Observada uma redução de 4,6% a 13,9%.
Projeto Piloto da Cemig em 1999. (Souza & Veloso, 1999)	Observada uma redução de 25%
Projeto Piloto da CPFL em 1990. (Cassanti & Plácido, 1993)	Observada uma redução média de 15,6%.

Os resultados acima demonstram reduções de 3% a 25%, não sendo convergentes. Nem poderiam sê-lo, já que os experimentos capturaram comportamentos de grupos diferentes em épocas e condições diversas. Algumas variáveis e fatores externos (como clima, tempo de submissão à tarifa horária, forma de faturamento, relação entre as tarifas de ponta e fora de ponta, poder aquisitivo, estabilidade econômica e etc.) influenciam na resposta do consumidor e, por isso, os resultados dos projetos acima se mostram tão variados.

Mas isso não impede que os mesmos sejam utilizados como baliza nesta dissertação. Sem aprofundar no que teria causado maior ou menor resposta do consumidor nos projetos acima, pode-se prever quais distribuidoras teriam maior capacidade de responder à tarifa branca. Isso é possível pela análise das curvas de carga das empresas. Um fator de carga ruim (consumo concentrado no período de ponta) implica em alta capacidade de modulação de carga. Por outro lado, uma demanda de ponta pouco superior à máxima demanda fora de ponta indica que o usuário não aumenta seu consumo naquele período, e a tarifa branca pouco alteraria a curva de carga. Assim, com base na análise da curva de carga das empresas, pode-se classificá-las quanto à capacidade de seu consumidor em responder à tarifa branca.

Logo, é razoável admitir que para as distribuidoras cujos consumidores mostram-se mais aptos a mudar os hábitos de consumo (com grande crescimento da carga na ponta e fator de carga ruim), se aceita uma redução percentual maior. Já para aquelas que têm boa curva de carga, o percentual de diminuição da demanda de pico aceitável deve ser menor. Assim procedendo, capturam-se as especificidades de cada distribuidora.

Tomando como base os resultados dos estudos suprademonstrados, estabelecem-se os seguintes percentuais de redução da demanda de ponta com a aplicação da tarifa branca:

Tabela 3.21 – Percentual aceitável de redução de demanda de ponta.

Aumento de carga na ponta	Capacidade de resposta à tarifa branca	Percentual aceitável de redução após a tarifa branca
Até 19,9%	Baixa	2,0%
De 20,0% a 49,9%	Média	5,0%
A partir de 50,0%	Alta	10,0%

Conforme a tabela acima, considera-se que é possível reduzir em 10% a demanda de ponta se esta for 50% superior à máxima demanda fora de ponta. Assim, nesse caso, é viável qualquer cenário que requeira uma redução de demanda inferior a 10%.

Se, por exemplo, uma distribuidora tiver um bom fator de carga, considera-se que a tarifa branca é capaz de reduzir somente 2% da demanda de ponta. Se tanto o Cenário Integral quanto o Optantes requeirerem uma redução maior que 2%, ambos serão considerados inviáveis e, nesse caso, o melhor é adotar o Cenário Sem Troca.

Assim, para saber em qual faixa de redução aceitável as distribuidoras estudadas se encaixam, devem-se conhecer as suas curvas de carga. A cada revisão tarifária, para

estabelecer o rateio de custos entre os subgrupos tarifários, a ANEEL promove campanhas de medição. A agência reguladora sorteia diversos consumidores de cada subgrupo tarifário e determina que a distribuidora instale medidores especiais nesses. As medições obtidas são inseridas em um programa computacional¹⁴ que agrega as curvas com formatos semelhantes. Desse modo, os usuários de um mesmo subgrupo tarifário com a mesma tipologia de curva de carga são unidos, formando os “consumidores-tipo”. A partir daí, cada subgrupo tarifário é formado por vários consumidores-tipo que têm curvas parecidas.

No entanto, esse levantamento avalia apenas como os usuários demandam potência da rede. Para relacionar essa demanda de potência (kW) com a energia consumida por eles (kWh), é feito um ajuste nas curvas de carga dos consumidores-tipo. Mantendo-se o mesmo formato, as curvas são “preenchidas” de modo que a área abaixo delas (que representa a energia consumida) seja igual ao mercado de energia verificado pela distribuidora.

No processo de revisão, as curvas “preenchidas” são chamadas de “ajustadas”. Essas curvas de carga ajustadas são disponibilizadas pela ANEEL no âmbito das revisões tarifárias. Para encontrar a curva de carga dos subgrupos B1, B2 e B3, podem-se somar as curvas de carga ajustadas dos consumidores-tipo que compõem esses subgrupos. As curvas de carga das distribuidoras estão mostradas no Apêndice A deste trabalho.

Por ora, mostram-se apenas as curvas da Coelce e da Elektro, para evidenciar as diferenças entre elas, principalmente quanto à concentração do consumo no horário de ponta.

¹⁴ O nome desse programa é Cálculo de Tarifa de Referência – CTR.

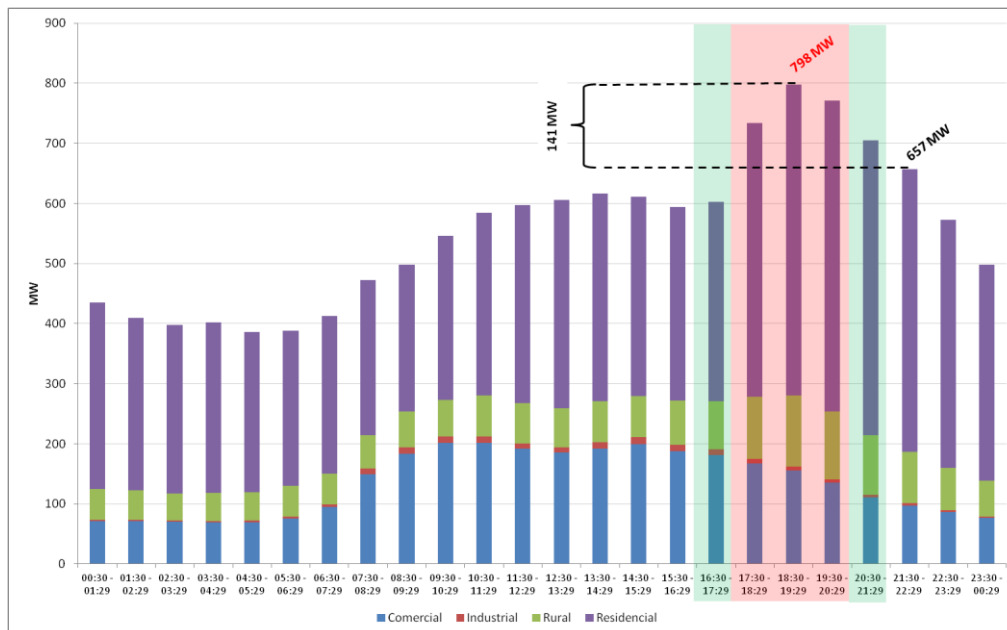


Figura 3.9 – Curva de carga dos subgrupos B1, B2 e B3 da Coelce. (Revisão Tarifária/TUSD 2011 - Estrutura Vertical Coelce, 2010)

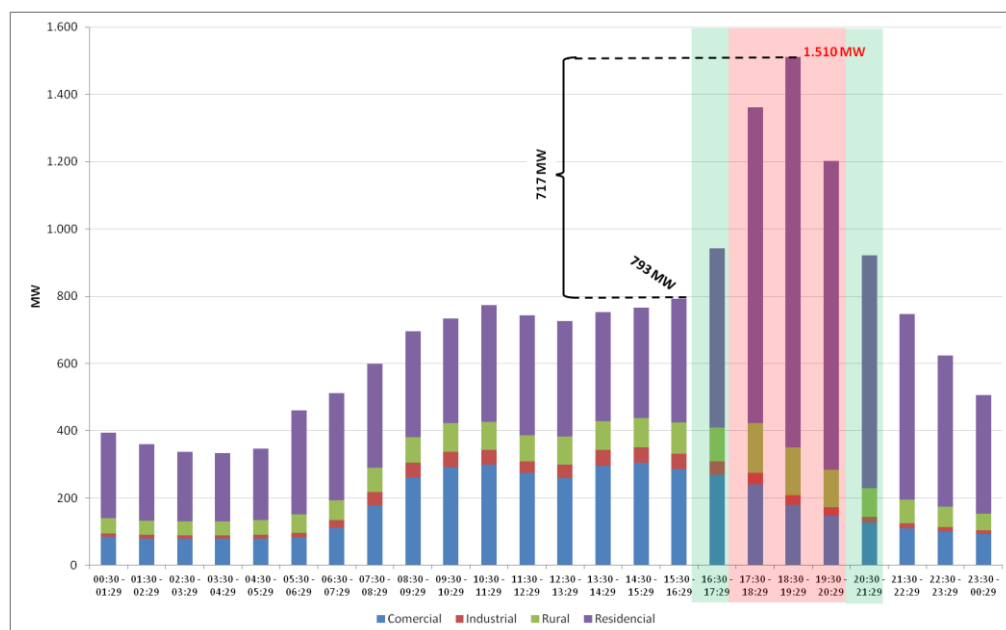


Figura 3.10 – Curva de carga dos subgrupos B1, B2 e B3 da Elektro. (Revisão Tarifária 2011 - Estrutura Vertical - Elektro, 2011)

A área avermelhada no gráfico demonstra o horário de ponta, enquanto que as esverdeadas o posto tarifário intermediário. No caso da Coelce, a diferença entre a máxima demanda e a maior fora da ponta é de 141 MW (21,5%). Esse é o máximo de demanda que a tarifa branca pode diminuir. Qualquer redução além desse valor seria inócua, uma vez que a máxima demanda passaria a ser aquela registrada fora do horário de pico.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Uma vez calculados os parâmetros, resta agora aplica-los na fórmula (3.10) e, finalmente, descobrir a demanda a ser reduzida a cada ano para viabilizar cada cenário. Posteriormente, deve-se avaliar se a redução calculada é possível de ser alcançada. Isso é realizado por meio da análise das curvas de carga das distribuidoras, as quais revelam o potencial de alteração de hábitos dos consumidores.

Com base no melhor cenário individual das 10 empresas estudadas, propõe-se um cenário para o Brasil, ainda que a uniformização possa causar cenários economicamente inviáveis em algumas empresas.

Como o trabalho assenta-se sobre diversas estimativas e expectativas de valores, é feita uma análise de sensibilidade dos parâmetros estimados. Tal análise é útil para avaliar a robustez do resultado final e o quão precisas devem ser as estimativas.

4.2 DEMANDA A SER REDUZIDA EM CADA DISTRIBUIDORA

A tabela seguinte demonstra o valor calculado para cada distribuidora em cada cenário, conforme a equação (3.10):

Tabela 4.1 – Demanda que deve ser reduzida para viabilizar os cenários.

Distribuidora	Demanda a ser reduzida a cada ano	
	Cenário Integral	Cenário Optantes
CEB	26,4 MW	9,8 MW
Celesc	73,3 MW	26,1 MW
Celpa	36,6 MW	14,8 MW
Celtins	4,4 MW	3,4 MW
Coelce	29,7 MW	9,4 MW
Copel	83,2 MW	21,8 MW
Elektro	67,4 MW	24,2 MW
Eletropaulo	448,8 MW	213,6 MW
EMG	5,2 MW	0,9 MW
Sulgipe	1,7 MW	0,9 MW

No caso exemplificativo da Coelce, caso se alcance a redução de demanda calculada, haveria os seguintes fluxos de caixa para cada cenário:

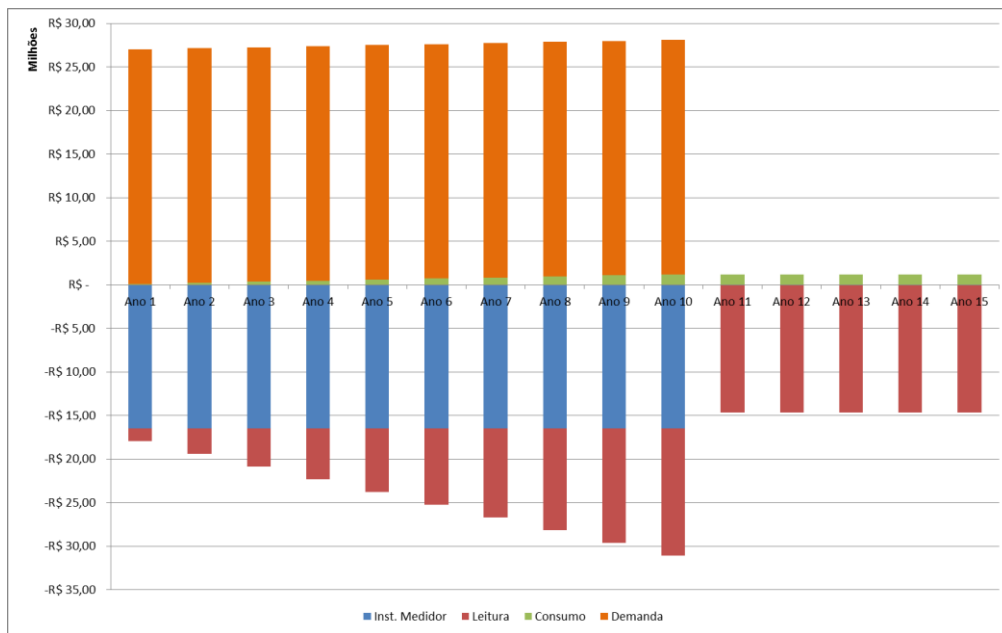


Figura 4.1 – Fluxo de caixa que viabiliza o Cenário Integral da Coelce.

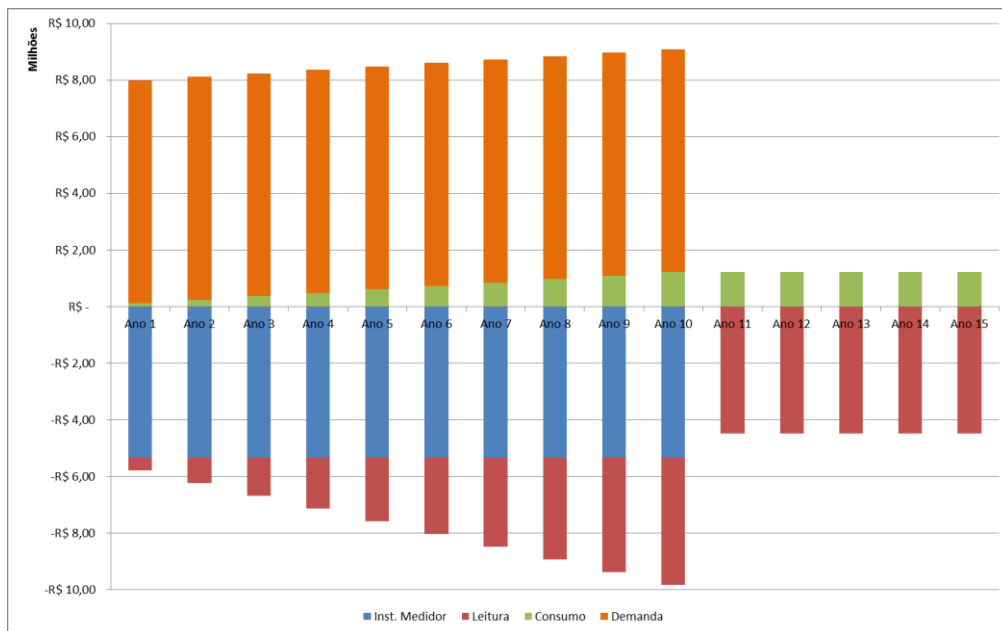


Figura 4.2 – Fluxo de caixa que viabiliza o Cenário Optantes da Coelce.

Agora que se conhece o alvo de redução de demanda, deve-se avaliar se o mesmo é alcançável para escolher um dos três cenários em cada distribuidora.

4.3 O MELHOR CENÁRIO EM CADA DISTRIBUIDORA

Combinando as curvas de carga com os critérios estabelecidos na Tabela 3.21, obtemos o percentual de redução aceitável de carga em cada empresa com base no aumento de carga na ponta:

Tabela 4.2 – Percentual de redução aceitável nas distribuidoras estudadas.

Distribuidora	Maior demanda fora da ponta	Maior demanda na ponta	Aumento da carga na ponta	Capacidade de responder à tarifa branca	Percentual aceitável de redução de demanda na ponta
CEB	443 MW	602 MW	35,8 %	Média	5%
Celesc	1.193 MW	1.271 MW	6,6 %	Baixa	2%
Celpe	512 MW	563 MW	10,1%	Baixa	2%
Celtins	133 MW	141 MW	5,6 %	Baixa	2%
Coelce	657 MW	798 MW	21,5 %	Baixa	2%
Copel	1.708 MW	2.519 MW	47,5 %	Média	5%
Elektro	793 MW	1.510 MW	90,5 %	Alta	10%
Eletropaulo	3.188 MW	4.922 MW	54,4 %	Alta	10%
EMG	108 MW	201 MW	8,6 %	Baixa	2%
Sulgipe	20 MW	28 MW	40,9 %	Média	5%

Para escolher o melhor cenário, segue-se uma lógica simples: como é desejável que se substitua a maior quantidade de medidores possível – uma vez que isso representa um impulsionador à disseminação de redes inteligentes –, sempre se preferirá o Cenário Integral. Caso a redução necessária para viabilizá-lo não seja alcançável (considerando os limites da tabela acima), escolhe-se o Cenário Optantes. Se esse, por sua vez, também for inviável, recomenda-se adotar o Cenário Sem Troca. Desse modo, é indicado um cenário para cada distribuidora.

Por fim, compilando essa lógica, os limites de redução (obtidos a partir da combinação das curvas de carga com os resultados de projetos de aplicação de tarifas horárias) e as demandas a serem reduzidas para viabilizar os cenários (calculadas conforme a equação 3.10), obtém-se o melhor cenário para cada distribuidora, conforme detalhado abaixo:

Tabela 4.3 – Escolha do melhor cenário para cada distribuidora

Distribuidora	Percentual de redução para viabilizar os cenários		Limite aceitável de redução	Melhor Cenário
	Integral	Optantes		
CEB	4,4%	1,6%	5%	Integral
Celesc	5,8%	2,1%	2%	Sem Troca
Celipa	6,5%	2,6%	2%	Sem Troca
Celtins	3,1%	2,4%	2%	Sem Troca
Coelce	3,7%	1,2%	2%	Optantes
Copel	3,3%	0,9%	5%	Integral
Elektro	4,5%	1,6%	10%	Integral
Eletropaulo	9,1%	4,3%	10%	Integral
EMG	2,6%	0,5%	2%	Optantes
Sulgipe	6,0%	3,2%	5%	Optantes

A diversidade das distribuidoras refletiu-se nos resultados, evidenciando a dificuldade para se adotar um único cenário em todo o país. Das dez empresas estudadas, o Cenário Integral mostrou-se o melhor em quatro, enquanto que o Cenário Optantes é aconselhável em três distribuidoras, e nas outras 3 o mais indicado é manter a situação atual (Cenário Sem Troca). Ou seja, adotar um cenário único em todas implica em impor condições economicamente não ideais à maioria das distribuidoras. Diante dessa dificuldade, qual deve ser a postura do regulador?

4.4 O MELHOR CENÁRIO PARA O BRASIL

Uma condição que se impõe à tomada de decisão é a de que a mesma seja uniforme em todo o país, isto é, não se pode determinar que quatro distribuidoras utilizem novos medidores em todos os seus consumidores, que três empresas os usem apenas naqueles que solicitarem a tarifa branca, e que outras três não ofertem a tarifação horária. Se, por absurdo, o regulador assim procedesse, estaria impondo tratamento diferenciado a consumidores semelhantes, já que alguns teriam o direito de optar pela tarifa branca e outros não. Isso afronta não somente o princípio constitucional da isonomia (igualdade entre os iguais), mas também o costume adotado no setor elétrico.

Assim, ainda que se inflijam cenários economicamente inviáveis sob a ótica individual de algumas concessões, a escolha deve ser uniforme em todo o país de modo a não estorvar o

desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Uma vez que é benéfico à sociedade brasileira adotar determinado cenário, não se pode deixar de fazê-lo pelo ônus causado a alguns grupos de consumidores. Caso contrário, o setor elétrico nacional estaria fadado à estagnação tecnológica, já que, dificilmente, uma uniformização seria igualmente benéfica nas 63 concessionárias e nas mais de 50 permissionárias de distribuição.

No entanto, isso não dá liberdade para impor prejuízos aos consumidores de forma indiscriminada. Ao decidir por determinado cenário, deve-se ter atenção especial com as concessões em que há inviabilidade econômica. Existem formas de mitigar eventuais prejuízos e problemas (flexibilização de indicadores, aumento de prazos, criação de subsídios, etc.), as quais são complexas o suficiente para ser objeto de outra dissertação.

Em suma, o cenário adotado deve ser único, sem impedir o desenvolvimento tecnológico e com o cuidado de não causar impactos indesejados individualizados. Para ajudar na decisão, reorganizando as informações demonstradas ao longo deste trabalho, construiu-se a tabela abaixo:

Tabela 4.4 – Comparação entre os cenários nas distribuidoras estudadas.

	Cenário Integral	Cenário Optantes	Cenário Sem Troca
Indicado para:	CEB Copel Elektro Eletropaulo	Coelce EMG Sulgipe	Celesc Celpa Celtins
Quantidade de medidores instalados por ano nas distribuidoras estudadas: (ao longo de 10 anos)	1,9 milhões	0,8 milhões	0
Total gasto pelas distribuidoras estudadas: (em 15 anos)	R\$ 3,70 bilhões	R\$ 1,58 bilhões	R\$ 0,00
Maior dispêndio anual nas distribuidoras estudadas: (no Ano 10)	R\$ 361 milhões	R\$ 154 milhões	R\$ 0,00
Consumo evitado nas distribuidoras estudadas: (em 15 anos)	6,1 GWh	2,5 GWh	0 GWh

Mantendo-se a mesma média de gastos e benefícios por consumidor, e considerando os 63,9 milhões de consumidores dos subgrupos B1 Não Baixa Renda, B2 e B3 existentes no Brasil em 2011, é possível estimar os valores para todo o país e obter uma noção da ordem de grandeza dos gastos ao se adotar um dos cenários para o Brasil:

Tabela 4.5 – Comparação entre os cenários para o Brasil.

	Cenário Integral	Cenário Optantes	Cenário Sem Troca
Estimativa da quantidade de medidores instalados por ano no Brasil: (ao longo de 10 anos)	6,4 milhões	2,6 milhões	0
Estimativa de investimento em todo o Brasil: (em 15 anos)	R\$ 12,3 bilhões	R\$ 5,3 bilhões	R\$ 0,00
Estimativa de maior dispêndio anual no Brasil: (no Ano 10)	R\$ 1,20 bilhões	R\$ 0,51 bilhão	R\$ 0,00
Estimativa de consumo evitado no Brasil: (em 15 anos)	20,4 GWh	8,3 GWh	0 GWh

Embora o Cenário Sem Troca seja o mais conservador por não impor investimentos nem prejuízos a nenhuma distribuidora, não é aconselhável adotá-lo. Tal Cenário seria preferível somente se os demais fossem demasiadamente desvantajosos para a maioria das distribuidoras, o que não é o caso. Isto é, os cenários que impõem troca de medidores obrigatória não mostraram grandes riscos à sua execução.

Desse modo, a escolha fica entre os Cenários Integral e Optantes. Este último é benéfico na medida em que inicia a troca dos medidores a um custo reduzido. Ao adotá-lo, se iniciam os sinais econômicos capazes de criar a cultura de evitar o consumo no momento em que a prestação do serviço é mais cara. Adicionalmente, para executá-lo, as distribuidoras já precisariam fazer grandes mudanças em seus sistemas comerciais e operacionais, de modo que algumas podem se sentir motivadas a promover alterações maiores e iniciar a implantação de redes inteligentes mesmo sem uma determinação mais específica do regulador.

Além desses benefícios, o risco de adotá-lo é menor. O maior perigo do projeto de troca de medidores para implantação da tarifa branca é o consumidor não alterar os hábitos de consumo. Nesse Cenário, somente se investe quando o usuário manifesta intenção em diminuir o uso do sistema elétrico no horário de ponta. Ou seja, o investimento é direcionado àqueles com perfil para beneficiar o sistema elétrico. Isso reduz bastante o risco dos hábitos de consumo ficarem inalterados após a instalação dos medidores.

Ou seja, o Cenário Optantes propicia o usufruto de vários benefícios a custos e riscos reduzidos. Talvez por isso tenha sido adotado pela ANEEL quando da publicação da

Resolução Normativa nº 502/2012. Não obstante, neste trabalho, ousa-se um pouco mais, e se aconselha a adoção de outro. Não pelo fato de o Cenário Optantes ser ruim, mas por existir um com potencial de propiciar ainda mais benefícios: o Cenário Integral.

Esse é considerado ousado principalmente pelo volume de investimentos necessários para realizá-lo. A troca integral dos medidores exigirá grande esforço financeiro e logístico das distribuidoras, pondo algumas em situação difícil, principalmente as pequenas e as que estão sobre intervenção judicial (Celpa) ou administrativa (Celtins, Enersul, Cemat e outras). Por outro lado, é viável em muitas distribuidoras apenas com a redução esperada da demanda de ponta.

O principal aspecto que leva à escolha desse cenário é o fato de o mesmo ser estratégico para a implantação de redes inteligentes. Para os próximos anos, são esperadas diversas mudanças no setor elétrico, tais como a disseminação de geração distribuída a partir de fontes limpas, popularização dos carros elétricos, redes autoajustáveis (*self-healing*), sistemas de automação residencial integrados com o sistema elétrico, etc. Além disso, é inevitável que o consumidor de energia moderno passe a exigir maiores informações sobre a forma como consome eletricidade. Nesse cenário, os operadores das redes precisarão coletar informações em tempo real, investindo em sistemas de telecomunicação e de informática. Para alimentá-los com dados, sistemas de medição avançados precisarão ser instalados. Esse movimento é inexorável e, inevitavelmente, ensejará a troca dos medidores atualmente instalados.

Assim, as redes inteligentes não serão utilizadas apenas para combater problemas específicos, como se faz hoje, mas se tornarão necessárias para manter o sistema elétrico funcionando. Em outras palavras, em breve, deixarão de ser luxo e serão imprescindíveis.

Não se pode esquecer também dos diversos outros ganhos associados à substituição integral dos medidores cujo valor monetário não foi considerado como benefício nesta dissertação: redução das perdas não técnicas e melhoria da qualidade do fornecimento, por exemplo.

Desse modo, há um futuro próximo que já ocasionará uma substituição massiva de medidores. Nessa dissertação, comprovou-se que os custos dessa troca podem ser, em grande parte ou totalmente, compensados com a aplicação da tarifa branca. Portanto, no momento atual, há uma oportunidade ímpar de se promover a troca integral de medidores e

a modernização do setor elétrico. Por tudo isso é que o **Cenário Integral** é considerado o mais indicado para ser adotado no Brasil.

4.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Como esta dissertação vale-se de diversas estimativas, é aconselhável que se faça uma análise de sensibilidade dos parâmetros. Essa análise consiste em identificar o intervalo de valores que podem ser assumidos por determinada variável estimada de modo que as conclusões permanecem inalteradas. Ou seja, encontra-se o conjunto de valores que podem ser assumidos pelos parâmetros que não alteram o resultado final do trabalho.

Para isso, identificam-se, primeiro, as informações coletadas de cada distribuidora estudada:

- Quantidade de unidades consumidoras dos subgrupos B1, B2 e B3 em 2011;
- Consumo médio anual dessas unidades consumidoras em 2011;
- Percentual de consumidores de cada subgrupo que se declararam dispostos a alterar os hábitos de consumo se submetidos à tarifação horária na Pesquisa de Posses e Hábitos – PPH realizada antes do terceiro ciclo de revisões tarifárias.
- Preço médio de compra da energia no terceiro ciclo de revisões tarifárias;
- Fluxo de carga entre os níveis de tensão no momento de carga máxima no terceiro ciclo de revisões tarifárias;
- Curvas de carga ajustadas dos consumidores-tipo no terceiro ciclo de revisões tarifárias;
- Custo Médio de cada nível de tensão no terceiro ciclo de revisões tarifárias; e
- Custo médio para a atividade de leitura no segundo ciclo de revisões tarifárias

Além dessas informações, dados econômicos foram utilizados:

- *Weighted Average Cost of Capital* – WACC (Custo Médio Ponderado do Capital) utilizado no terceiro ciclo de revisões tarifárias; e

- Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA acumulado desde a segunda revisão tarifária e julho de 2012.

Todas essas informações permitiram estimar dados imprescindíveis aos cálculos demonstrados ao longo do trabalho:

- Percentual de consumidores que aderirão à tarifa branca: igual ao percentual de consumidores que se declararam dispostos a alterar os hábitos de consumo na PPH.
- Custo do medidor que será utilizado para faturar os consumidores na nova modalidade tarifária e de sua instalação: R\$ 90,00 para o Cenário Integral e R\$ 95,00 para o Cenário Optantes;
- Aumento no custo para realização da atividade de leitura dos usuários submetidos à nova tarifação: igual ao custo médio de leitura reconhecido no segundo ciclo de revisões tarifárias.
- Redução do consumo nos usuários faturados pela tarifa branca: 1% da média de consumo do subgrupo.
- Taxa de desconto: igual ao WACC do terceiro ciclo de revisões tarifárias (7,5% ao ano).

Por se tratarem de previsões ou expectativas de valores que vão acontecer futuramente, os dados acima estão, naturalmente, sujeitos a imprecisões. A análise de sensibilidade é útil para demonstrar como o erro de estimação afeta o resultado final. Por exemplo, estimou-se que cada medidor instalado custaria R\$ 90,00 no Cenário Integral. Se esse valor fosse R\$ 120,00, a demanda a ser reduzida continuaria sendo viável?

A faixa de valores é importante para saber o quanto se deve aprofundar na precisão de uma estimativa para dar robustez ao estudo. Um intervalo grande significa que o resultado final é pouco sensível à variável que está sendo estimada, de modo que se pode estabelecê-la sem muita precisão. Por outro lado, um intervalo curto implica na necessidade de estimar a variável com o máximo de cuidado possível, aprofundando os estudos, pois o erro deve ser minimizado de modo a não afetar o resultado final.

Na análise de sensibilidade deste trabalho, considera-se que o resultado final permanece inalterado se o resultado individual de 8 distribuidoras não se alterar. Ou seja, se houver

mudança de cenário em mais de duas distribuidoras, considera-se que houve alteração do resultado final.

Desse modo, os parâmetros estimados (percentual de adesão à tarifa branca, custo do medidor, aumento do custo de leitura, redução do consumo e taxa de desconto) são aumentados ou diminuídos, e, a cada passo, a equação 3.10 é recalculada para as 10 distribuidoras. Isso é feito até que o melhor cenário seja alterado em pelo menos três.

Fazendo esse procedimento para cada parâmetro individualmente, encontram-se os seguintes intervalos para os quais o resultado final não se altera em mais de duas distribuidoras:

Tabela 4.6 – Análise de sensibilidade

Parâmetro	Valor utilizado	Intervalo para o qual o resultado final não se altera
Quantidade de consumidores dispostos a aderir à tarifa branca	100% do valor da PPH	Pelo menos 77% da PPH
Custo do medidor	R\$ 90 – Cen. Integral R\$ 95 – Cen. Optantes	Até R\$ 160 – Cen. Integral Até R\$ 169 – Cen. Optantes
Custo adicional de leitura	100% do valor do 2º ciclo de revisões	Até 225% do valor do 2º ciclo de revisões
Redução de consumo	Redução de 1% no consumo médio	Até um aumento de 3,9% no consumo médio
Taxa de desconto	7,5% ao ano (WACC)	A partir de 1,0% ao ano

A seguir, discorre-se sobre os intervalos encontrados para cada variável estimada.

4.5.1 Quantidade de consumidores dispostos a aderir à tarifa branca

Para essa estimativa, utilizou-se a PPH realizada antes do terceiro ciclo de revisões tarifárias. Com base nessa pesquisa, estabeleceu-se que o percentual de consumidores que optariam pela tarifa branca seria igual ao percentual de consumidores que, na PPH, se declararam dispostos a responder a tarifas mais baratas nos horários fora de pico.

Se a quantidade de consumidores fosse reduzida em 23%, o resultado permaneceria inalterado para pelo menos 8 empresas estudadas.

A análise de sensibilidade revela o maior risco do projeto de troca de medidores: o consumidor não estar disposto a alterar os hábitos de consumo. Se a quantidade for um pouco menor em relação à estimada, o melhor cenário passa a ser o Optantes.

Com efeito, a quantidade de usuários que aderirão à tarifa branca é uma variável importante neste trabalho e deve ser estimada com a maior precisão possível.

4.5.2 Custo do medidor

A estimativa do custo do medidor instalado baseou-se no valor de venda de equipamentos eletrônicos de medição e no custo da mão de obra para instalá-los. Entretanto, não há medidores próprios para a baixa tensão capazes de diferenciar o consumo em postos tarifários no mercado nacional. Por isso, foi necessário estimar o preço de venda desses equipamentos quando a tarifa branca efetivamente vigorar.

Mesmo se o custo do medidor for 75% superior ao estimado, deve-se manter a troca integral de medidores. Desse modo, afirma-se que, apesar de o custo do medidor ser um parâmetro importante, o resultado final mostrou-se robusto em relação a ele.

Uma questão interessante demonstrada no estudo de sensibilidade é o preço do medidor que viabilizaria alguma troca de medidores em todas as distribuidoras. Se o medidor instalado custasse R\$ 54 (40% inferior ao originalmente considerado, ou 64% superior ao custo de um equipamento comum), pelo menos o Cenário Optantes seria viável em todas as empresas analisadas.

4.5.3 Custo adicional de leitura

Como o custo dessa atividade é muito baixo atualmente, devido à mão de obra relativamente barata no Brasil, espera-se haver grande variação no valor gasto para leitura dos medidores nos próximos anos, seja por causa da tarifa branca, pela disseminação de redes inteligentes, ou pelo encarecimento da mão de obra. Apesar de a análise de sensibilidade apontar que o custo realizado para a leitura poder ser mais do que o triplo do valor considerado, entende-se que esse intervalo implica cuidados. Isso porque não é difícil que o custo de leitura de um medidor tarifa branca seja mais que o triplo do valor atualmente gasto. Por outro lado, se isso ocorrer, seria apenas nos primeiros anos, enquanto não se usufruísse dos ganhos de escala.

Assim, apesar de poder ter grande elevação com a troca dos medidores, o custo de leitura não se mostra impeditivo para se afirmar, com certo conforto, que o Cenário Integral é robusto em relação a essa variável. No entanto, é preciso acompanhar atentamente a evolução do gasto com leitura após a troca dos medidores, principalmente nos primeiros anos. Adicionalmente, o resultado indica a impossibilidade de utilizar sistemas de telecomunicação no momento atual, visto que o custo de operação provocaria um acréscimo superior ao limite que mantém o resultado final.

4.5.4 Redução de consumo

Também se adotou como premissa que o consumo total do usuário submetido à tarifa branca cairia em 1%. A análise de sensibilidade revelou que, mesmo se o consumo aumentar em 3,9%, o Cenário Integral continua sendo o mais benéfico.

É importante destacar que isso afasta o risco do efeito rebote, no qual o consumidor passaria a consumir mais energia nos horários fora de ponta, já que a eletricidade seria mais barata. Ou seja, ao invés de estimular a redução do consumo, a tarifação horária poderia até provocar um aumento no uso de eletricidade, uma vez que, durante a maior parte do dia, o preço da energia é inferior ao da tarifação convencional. A análise de sensibilidade demonstra que, ainda que esse efeito ocorra, o resultado do estudo se mantém.

4.5.5 Taxa de desconto

A taxa de desconto é importante, pois, a escolha de uma taxa que não corresponda à realidade inutiliza completamente o estudo. (Camargo, 1998) Para trazer os valores futuros ao Valor Presente, utilizou-se uma taxa de desconto equivalente à remuneração regulatória das distribuidoras: 7,5% ao ano. O resultado do estudo é o mesmo para qualquer valor a partir de 1,0% ao ano. Como qualquer taxa de desconto abaixo desse valor afasta-se da realidade atualmente vivida no Brasil, entende-se que a variável tem pouca influência no resultado final.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Se forem observados aspectos individuais de cada distribuidora é impossível ter consenso quanto ao melhor cenário. Cada empresa opera áreas de concessão com diferenças significativas entre si, de modo que a forma de implantar redes inteligentes deve obedecer a essa diversidade. Isso não implica que é impraticável adotar um único cenário em todo o

Brasil. Respeitando as especificidades, visando o desenvolvimento tecnológico setorial e focando na implantação das redes inteligentes, conclui-se que a troca dos medidores de todos os usuários candidatos à tarifação horária é viável e desejável.

A análise de sensibilidade demonstra que as estimativas foram realizadas com um grau de precisão satisfatório, dando robustez ao resultado final. Isso é ratificado pelo fato de se ter adotado estimativas conservadoras, que privilegiem o Cenário Sem Troca, ao passo em que o Cenário Integral foi escolhido.

O estudo de sensibilidade também indica que o uso de sistemas de telecomunicação para realizar a leitura remota ainda tem um custo impeditivo no Brasil. Certamente, a leitura remota custará mais do que o limite de acréscimo de custo da leitura (cerca de R\$ 1,78/mês), o que indica sua inviabilidade econômica na atualidade.

Além disso, se o custo do medidor instalado for até R\$ 54, a troca dos medidores dos que optarem pela tarifa branca torna-se viável em todas as empresas estudadas. Essa é uma conclusão interessante, uma vez que demonstra o limiar de valor do medidor que viabiliza a Resolução Normativa 502/2012 da ANEEL.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A primeira conclusão da dissertação decorre da análise das curvas de carga das distribuidoras. Ao contrário do que se desconfiava no início dos estudos, conclui-se que a região geográfica não é o único fator que leva a uma curva de carga ruim. O critério geográfico foi utilizado na escolha das empresas estudadas porque se esperava diferença de comportamento entre os consumidores de áreas frias e de regiões quentes. No entanto, as curvas de carga das distribuidoras não evidenciaram essa expectativa. Por exemplo, a Copel e a Celesc – que prestam o serviço no Paraná e em Santa Catarina, respectivamente – são vizinhas e localizam-se na Região Sul. Apesar disso, apresentam fatores de carga bastante diferentes.

No entanto, o critério geográfico na escolha das empresas permitiu ratificar que há grandes diferenças entre as distribuidoras brasileiras. Enquanto algumas lidam predominantemente com áreas urbanas densamente povoadas (Eletropaulo, por exemplo), outras são obrigadas a possuir alimentadores de centenas de quilômetros para atender poucos usuários. Essa diversidade não é observável apenas em relação à concentração de carga, mas também é atinente a vários outros fatores, tais como: renda dos consumidores, consumo médio, tamanho da área de atuação, etc. Como as áreas de concessão são diferentes, os problemas enfrentados pelas distribuidoras também são. Isso exige soluções técnicas diversas, de modo que a melhor prática em uma empresa pode ser maléfica em outra.

Essa diversidade foi confirmada nos resultados deste trabalho. As dez empresas estudadas dividiram, quase matematicamente, os três cenários possíveis. Ao escolher um para ser adotado em todas, necessariamente se estaria impondo condições não ideais em pelo menos seis empresas! Isso torna o trabalho da agência reguladora bastante complexo, uma vez que se deve observar as especificidades de cada área de concessão antes e depois de escolher um cenário. Entretanto, a diversidade não é razão para adotar cenários mais conservadores, pois isso impediria o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico nacional. O mais correto é lidar com as diferenças, ao invés de decidir procurando não evidenciá-las.

Com essa linha, concluiu-se que a troca dos medidores por modelos mais modernos em todos os consumidores viabiliza-se com os benefícios advindos da tarifa branca, mesmo que se desprezem outros ganhos importantes, tais como redução das perdas não técnicas.

Apesar de parecer um passo pequeno, o uso de medidores com relógio interno na baixa tensão é revolucionário no setor elétrico e é importante para implantar uma rede mais inteligente. Inicialmente porque exige maior complexidade na fabricação dos equipamentos, tornando pequeno o custo incremental de se dotar o medidor com outras funcionalidades. Além disso, as distribuidoras ficam obrigadas a lidar com mais informações dos consumidores. Atualmente, as empresas coletam um único dado mensal de seus usuários (consumo de energia ativa). Com a tarifa branca, há necessidade de coletar pelo menos três informações (consumo de energia ativa em cada posto tarifário) e de ajustar o relógio interno periodicamente. Com efeito, exige-se melhor preparo do profissional que realiza a leitura, novas soluções tecnológicas e de sistemas de informação. Certamente, em muitos casos, a nova solução empregada será a leitura remota dos usuários, estimulando a implantação de um sistema de telecomunicação voltado para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Esse passo adicional pode, ainda, ser estimulado pela agência reguladora.

Em suma, a massificação de medidores com relógio interno é o embrião da implantação de redes inteligentes no Brasil. É um primeiro passo, viável e desejável, e que deve ser complementado com a disseminação de sistemas de telecomunicação.

Apesar de se acreditar na viabilidade da substituição integral dos medidores, considera-se correta a atitude da ANEEL em determinar a substituição apenas dos medidores que optarem pela nova modalidade tarifária. Por impor pesados custos ao setor elétrico, o assunto merece um estudo cauteloso e parcimonioso. Nessa linha, a publicação da Resolução Normativa nº 502/2012 pela ANEEL foi correta na medida em que inicia uma troca de medidores sem arriscar a modicidade tarifária. Adicionalmente, a solução encontrada pela Agência permite que se observe o comportamento do mercado – principalmente quanto à adesão do consumidor e ao preço dos equipamentos – antes de se adotar uma solução mais arrojada.

Entretanto, tudo é em vão se o consumidor não entender as razões e a magnitude da mudança. Assim, também se conclui que é imprescindível conscientizar a sociedade que a tarifa branca é ofertada para possibilitar a redução dos custos e a melhoria dos serviços de eletricidade. É preciso ter em mente que o usuário não tem noção de que a concentração do consumo na ponta é pernicioso e deve ser evitada. As campanhas devem demonstrar como evitar esse comportamento sem prejuízos ao bem estar do consumidor, evidenciando os benefícios à sociedade. Somente assim se pode usufruir da troca de medidores.

Simplesmente disponibilizar a nova modalidade tarifária sem evidenciar as razões e como isso beneficia a sociedade não trará os resultados desejados. O usuário precisa estar ciente de que o relacionamento com a distribuidora irá mudar, e o consumidor passará a ter um papel mais ativo. É preciso educá-lo no sentido de que a nova tarifa o ajudará a gerir os gastos com eletricidade, e não prejudicá-lo.

Sem a conscientização da parte mais importante do setor elétrico (o consumidor), a implantação da tarifa, a troca de medidores, os estudos de elasticidade e as contas para comprovar a viabilidade econômica terão sido em vão.

Outra recomendação que se faz é direcionada à ANEEL. As análises aqui apresentadas somente foram possíveis em função das diversas informações disponibilizadas pela Agência. Apesar de a grande maioria estar acessível por meio da *Internet*, há grande dificuldade em encontrá-las. Não obstante a ANEEL cumprir o seu dever de transparência ao disponibilizar informações ao público em geral, poderia fazê-lo melhor se os dados fossem organizados de forma mais intuitiva. Assim, recomenda-se à Agência reguladora que reorganize as informações em seu *site* de modo a possibilitar o acesso aos dados de forma mais fácil e intuitiva. Isso aprimoraria controle social e reafirmaria o compromisso de transparência da ANEEL enquanto órgão público.

Quanto às recomendações de estudos futuros, o trabalho demonstrou que é viável utilizar a substituição de medidores motivada pela tarifa branca como passo inicial para disseminar as redes inteligentes no Brasil. Sugere-se que sejam realizados estudos para verificar se é viável exigir implantar um sistema de telecomunicações para tornar a nova medição inteligente no Brasil. Além disso, recomenda-se também fazer uma análise de custos e benefícios voltada para a implantação de redes inteligente, considerando outras variáveis como as perdas não técnicas, melhoria da qualidade e geração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abel, A. (2008). Smart Grid Provisions in H. R. 6, 110th Congress. *Smart Grid*, pp. 2-3.
- Ampla. (2008a). *Experiência da Ampla em Sistemas de Medição Centralizada*. Acesso em 13 de Novembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/Arquivos/PDF/AMPLA-Caludio_Rivera.pdf
- Aneel. (2008b). *Seminário Internacional de Medição Eletrônica*. Acesso em 13 de Novembro de 2012, disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/medi%C3%A7%C3%A3o%20eletr%C3%B4nica.pdf>
- Aneel. (2009a). *Nota Técnica 072/2009-SRD/ANEEL*. Acesso em 6 de Maio de 2011, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2009782.pdf>
- Aneel. (2009b). *Consulta Pública 15/2009*. Acesso em 26 de Abril de 2011, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/detalhes_consulta.cfm?IdConsultaPublica=131
- Aneel. (2010a). *Nota Técnica 044/2010-SRD/ANEEL*. Acesso em 26 de Abril de 2011, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/043/documento/nota_tecnica_0044_2010_srd.pdf
- Aneel. (2010b). *Nota Técnica 362/2010-SRE-SRD/ANEEL*. Acesso em 13 de Novembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf
- Aneel. (2011a). *Apresentação Estrutura Tarifária*. Acesso em 19 de Novembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaResultado.cfm?attAnoAud=2010&attIdeAud=541&attAnoFasAud=2011&id_area=13
- Aneel. (2011b). *Tarifa branca ao consumidor de baixa tensão valerá com novo medidor*. Acesso em 19 de Novembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4921&id_area=90
- Aneel. (2011c). *Nota Técnica 073/2011 – SRD-CGA-ASS-SPG-SGE-SPE-SMA/ANEEL. Anexo III: Análise de Impacto Regulatório (Projeto piloto) - Implantação de Medição Eletrônica em unidades consumidoras do Grupo B*. Brasília, Brasil.
- Aneel. (2012a). *Nota Técnica 098/2012-SRD/ANEEL*. Brasília, Brasil.
- Aneel. (2012b). *Nota Técnica 291/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 28 de Setembro de 2012, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh20121335.pdf>
- Aneel. (2012c). *Nota Técnica 246/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 30 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/032/resultado/nota_tecnica_0246_sre_aneel.pdf
- Aneel. (2012d). *Nota Técnica 240/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 29 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/038/resultado/nota_tecnica_n%C2%B0_240_2012-sre_aneel.pdf
- Aneel. (2012e). *Nota Técnica 210/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 30 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/021/resultado/nt_3crtp_final.pdf
- Aneel. (2012f). *Nota Técnica 080/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 25 de Setembro de 2012, disponível em

- http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/002/resultado/nt_80_2012_sre_revisao_coelce_com_liminar.pdf
- Aneel. (2012g). *Nota Técnica 173/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 1 de Outubro de 2012, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh20121296.pdf>
- Aneel. (2012h). *Nota Técnica 255/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 25 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/031/resultado/ntfinal_elektro.pdf
- Aneel. (2012i). *Nota Técnica 203/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 25 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/025/resultado/nt_203_2012_-_resultados_finais_3rtp_eletropaulo.pdf
- Aneel. (2012j). *Nota Técnica 154/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 2012 de Setembro de 30, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/015/resultado/nota_tecnica_final_emg_3005.pdf
- Aneel. (2012k). *Nota Técnica 308/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 28 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/067/documento/nota_tecnica_308-2012.pdf
- Aneel. (2012l). *Nota Técnica 106/2012-SRE-SRD/ANEEL*. Acesso em 7 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/002/resultado/nt_106_2012_sre_srd_estrutura_tarifaria.pdf
- Aneel. (2012m). *Nota Técnica 283/2012-SRE/SRD/ANEEL*. Acesso em 27 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/042/resultado/nt_-283_2012_et.pdf
- Aneel. (2012n). *Nota Técnica 247/2012-SRE/SRD/ANEEL*. Acesso em 30 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/032/resultado/nt_celesc_et_2012.pdf
- Aneel. (2012o). *Nota Técnica 243/2012-SRE-SRD/ANEEL*. Acesso em 30 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/038/resultado/nota_tecnica_n%C2%B0_0243_2012_-_sre-srd_aneel.pdf
- Aneel. (2012p). *Nota Técnica 200/2012-SRE/SRD/ANEEL*. Acesso em 30 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/021/resultado/07_nt_abertura_ultima_celtins_2012.pdf
- Aneel. (2012q). *Nota Técnica 175/2012-SRE/SRD/ANEEL*. Acesso em 30 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/017/resultado/nota_tecnica_175_copel.pdf
- Aneel. (2012r). *Nota Técnica 260/2012-SRE/SRD/ANEEL*. Acesso em 25 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/031/resultado/nt_estrutura_tarifaria_elektro_pos_ap.pdf
- Aneel. (2012s). *Nota Técnica 204/2012-SRE/SRD/ANEEL*. Acesso em 25 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/025/resultado/nt_-_estrutura_tarifaria_3crtp_eletropaulo_-_2011.pdf

- Aneel. (2012t). *Nota Técnica 162-2012-SRE/SRD/ANEEL*. Acesso em 30 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/015/resultado/07_nt_abertura_ultima_emg_2012.pdf
- Aneel. (2012u). *Nota Técnica 323/2012-SRE/SRD/ANEEL*. Acesso em 28 de Setembro de 2012, disponível em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/067/documento/07_nt_abertura_ap_sulgipe_2012.pdf
- Apolinário, I., Felizardo, N., Garcia, A., Oliveira, P., Trindade, A., & Verdelho, P. (2008). Determination of Time-Of-Day Schedules in the Portuguese Electric Sector. In: ERSE, *A Regulação da Energia em Portugal - 1997-2007* (pp. 125-134). Lisboa.
- Camargo, I. (1998). *Noções Básicas de Engenharia Econômica - Aplicações ao Setor Elétrico*. Brasília: Finatec.
- Camargo, I., Lamin, H., Rabelo, D., & Albuquerque, J. M. (2011). Os Motivadores Brasileiros para as Redes Inteligentes. *Metering International Latin America*, 11-13.
- Cassanti, W. A., & Plácido, R. (1993). A experiência da CPFL para implantação da tarifa amarela. *Eletricidade Moderna*, pp. 50-59.
- Copel. (1998). *Tarifa Amarela - Estruturação e Implantação: Relatório Final*.
- DNAEE. (1985). *Nova Tarifa de Energia Elétrica - Metodologia e Aplicação*. Brasília.
- ESMA. (2009). *Annual report on the progress in smart metering*. Acesso em 4 de Maio de 2011, disponível em http://www.esma-home.eu/UserFiles/file/ESMA_WP5D18_Annual_Progress_Report_2009%281%29.pdf
- Esmig. (2011). *The Potential of Smart Meter Enabled Programs to Increase Energy and Systems Efficiency: a Mass Pilot Comparison*. Bruxelas, Bélgica.
- Exame. (2008). *Conheça as maiores inovações brasileiras da última década*. Acesso em 17 de Maio de 2011, disponível em <http://exame.abril.com.br/negocios/empresas/noticias/m0151118>
- Faruqui, A., & Sergici, S. (2010). *Household response to dynamic pricing of Electricity - A survey of the experimental evidence*.
- G1. (2009). *Medição de luz com chip fica suspensa em cinco municípios no Rio*. Acesso em 16 de Maio de 2011, disponível em G1: <http://g1.globo.com/Noticias/Rio/0,,MUL1077114-5606,00.html>
- Gellings, C. W. (2009). *The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response*. Libum, GA, Estados Unidos: Editora Fairmont Press Inc.
- Gerwen, R. V., Koenis, F., Schrijne, M., & Widdershoven, G. (2010). Intelligent meters in Nederland: Herziene financiële analyse en adviezen voor beleid. Amhem, Holanda. Acesso em 3 de Maio de 2011, disponível em <http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/rapporten/2010/09/03/intelligente-meters-in-nederland-herziene-financiele-analyse-en-adviezen-voor-beleid.html>
- Google. (2012). *Smart Metering Projects Map*. Acesso em 11 de Novembro de 2012, disponível em <http://maps.google.com/maps/ms?ie=UTF8&hl=en&msa=0&msid=115519311058367534348.0000011362ac6d7d21187&ll=53.956086,14.677734&spn=23.864566,77.519531&z=4&om=1>
- Guardia, E. C. (2007). *Metodologia para Cálculo da Elasticidade da Tipologia de Carga Frente à Tarifa de Energia Elétrica*. Itajubá, MG, Brasil: Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá.
- Houthakker, H. S. (1951). Electricity tariffs in theory and practice. *The Economic Journal*, pp. 1-25.

- Hungarian Energy Office. (2010). *Assessment of Smart Metering Models: The Case of Hungary*. Acesso em 11 de Novembro de 2012, disponível em http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/P110874_Hungary_Assessment%20of%20Smart%20Metering%20Models_Dobozi.pdf
- Jornal da Energia. (2009). *Obama anuncia pacote de US\$3,4 bilhões para smart grids*. Acesso em 12 de Abril de 2011, disponível em http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=1840&id_tipo=2&id_secao=12&id_pai=0&titulo_info=Obama%20anuncia%20pacote%20de%20US%243%2C4%20bilh%F5es%20para%20smart%20grids
- Kirschen, D. S., Strbac, G., Cumperayot, P., & Mendes, D. d. (2000). Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 612-617.
- Lafferty, R., Hunger, D., Ballard, J., Mahrenholz, G., Mead, D., & Bandera, D. (2001). *Demand Responsiveness in Electricity Markets*. Acesso em 11 de Novembro de 2012, disponível em http://www.naseo.org/committees/energyproduction/documents/demand_responsiveness_in_electricity_markets.pdf
- Lamin, H. (2009). *Medição eletrônica em baixa tensão: aspectos regulatórios e recomendações para implantação*. Brasília, DF: Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília.
- Leite, D. R., Albuquerque, J. M., Lamin, H., & Camargo, I. M. (2011). Regulatory Impact Analysis of Smart Meters Implementation in Brazil. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)* (pp. 1-8). Washington: IEEE PES ISGT.
- Martinez, K. E., Donnelly, K. A., & Laitner, J. A. (2010). *Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: a Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities*. Washington: American Council for an Energy-Efficient Economy.
- Ministério de Minas e Energia. (2012). *Relatório Smart Grid*. Acesso em 26 de Agosto de 2012, disponível em http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf
- Moreira, N. J., Lamin, H., & Leite, D. R. (2012). Análise de Impacto Regulatório da ANEEL: Um Caso Piloto e as Iniciativas da Agência. In: J. D. Proença, & C. B. Paulo, *Experiências Exitosas em Regulação na América Latina e Caribe* (pp. 53-74). Brasília: Presidência da República.
- NERA. (2008). *Cost Benefit Analysis of Smart Grid and Direct Load Control*. Acesso em 11 de Novembro de 2012, disponível em http://www.nera.com/extImage/PUB_SmartMetering_Overview_Feb2008.pdf
- Parlamento Europeu. (2011). *Pacote clima-energia: "três vintes" até 2020*. Acesso em 12 de Abril de 2011, disponível em <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=IM-PRESS&reference=20081208BKG44004&language=PT>
- Reiss, P. C., & White, M. W. (2008). What changes energy consumption? Prices and public pressures. *Journal of Economics*, pp. 636-663.
- Revisão Tarifária 2011 - Estrutura Vertical - Elektro, Processo nº 48500.000094/2011-73 (ANEEL 2011).
- Revisão Tarifária/TUSD 2011 - Estrutura Vertical Coelce, Processo nº 48500.007120/2010-11 (ANEEL 2010).
- Santos, P. E., Leme, R. C., & Galvão, L. d. (2011). Subprojetos Elasticidade e Gestão da Carga. In: ABRADÉE, *A Estrutura Tarifária em Monopólios Naturais* (pp. 107-146). Brasília.

- Souza, C. M., & Veloso, L. F. (1999). A Importância da Caracterização da Carga no Modelo Concorrencial. *Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico*, (pp. 13-24). Rio de Janeiro.
- Toledo, F. d., Gouvêa, F. P., & Júnior, L. J. (2012). Estudo de Caso: Programa Smart Grid Light. In: F. d. Toledo, *Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes* (pp. 190-284). Rio de Janeiro: Brasport.
- Toledo, F. d., Gouvêa, F. P., & Riella, R. J. (2012). Introdução às redes inteligentes de distribuição de energia elétrica. In: F. d. Toledo, *Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes* (pp. 1-16). Rio de Janeiro: Brasport.
- US Department of Energy. (2009). *A Vision for the Smart Grid*. Acesso em 6 de Agosto de 2012, disponível em http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Whitepaper_The%20Modern%20Grid%20Vision_APPROVED_2009_06_18.pdf
- US Department of Energy. (2010). *What the smart grid means to Americans*. Washington, Estados Unidos.
- White House. (2003). *Circular A-4*. Acesso em 17 de Maio de 2011, disponível em http://www.whitehouse.gov/omb/circulars_a004_a-4/

APÊNDICES

APÊNDICE A – CURVAS DE CARGA:

CEB:

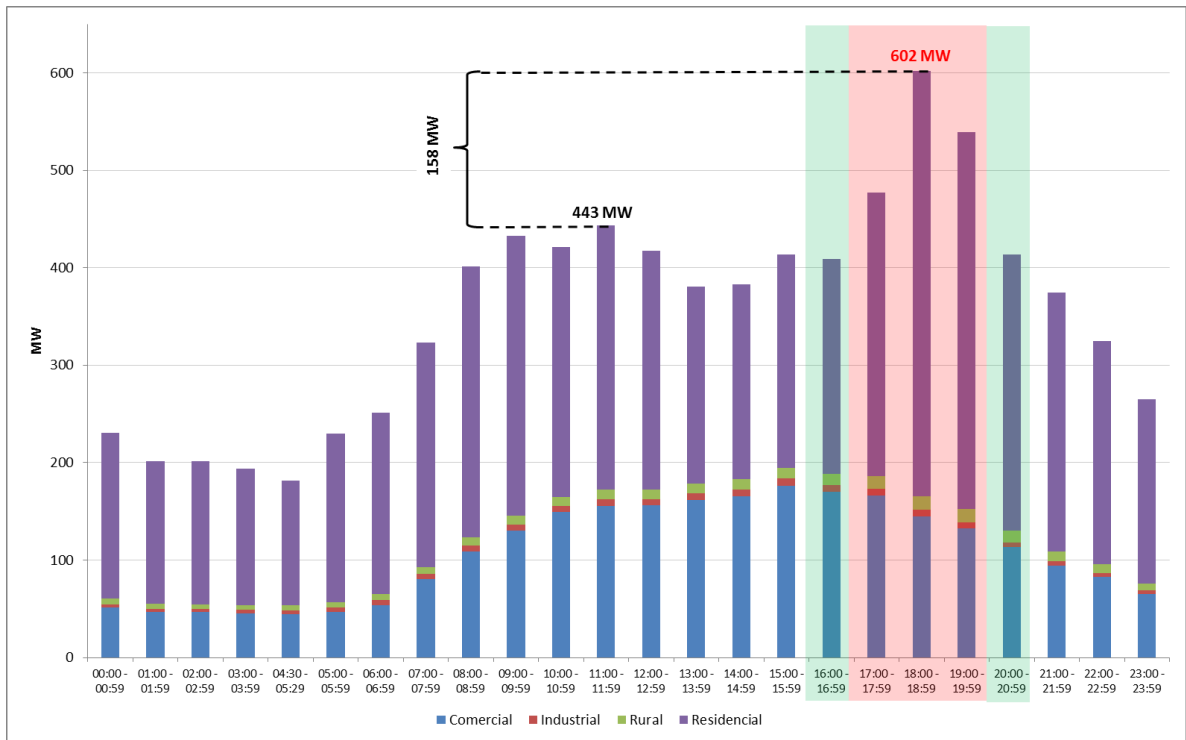


Figura A.1 – Curva de carga da CEB.

Celesc:

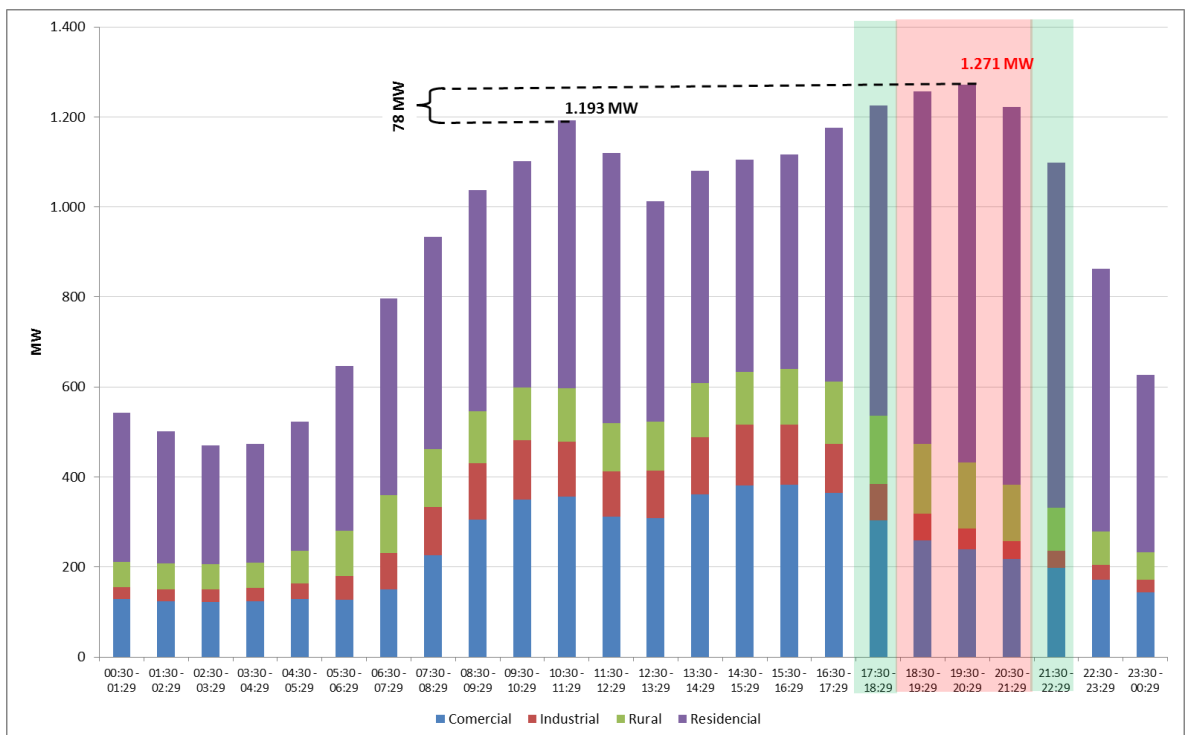


Figura A.2 – Curva de carga da Celesc.

Celipa:

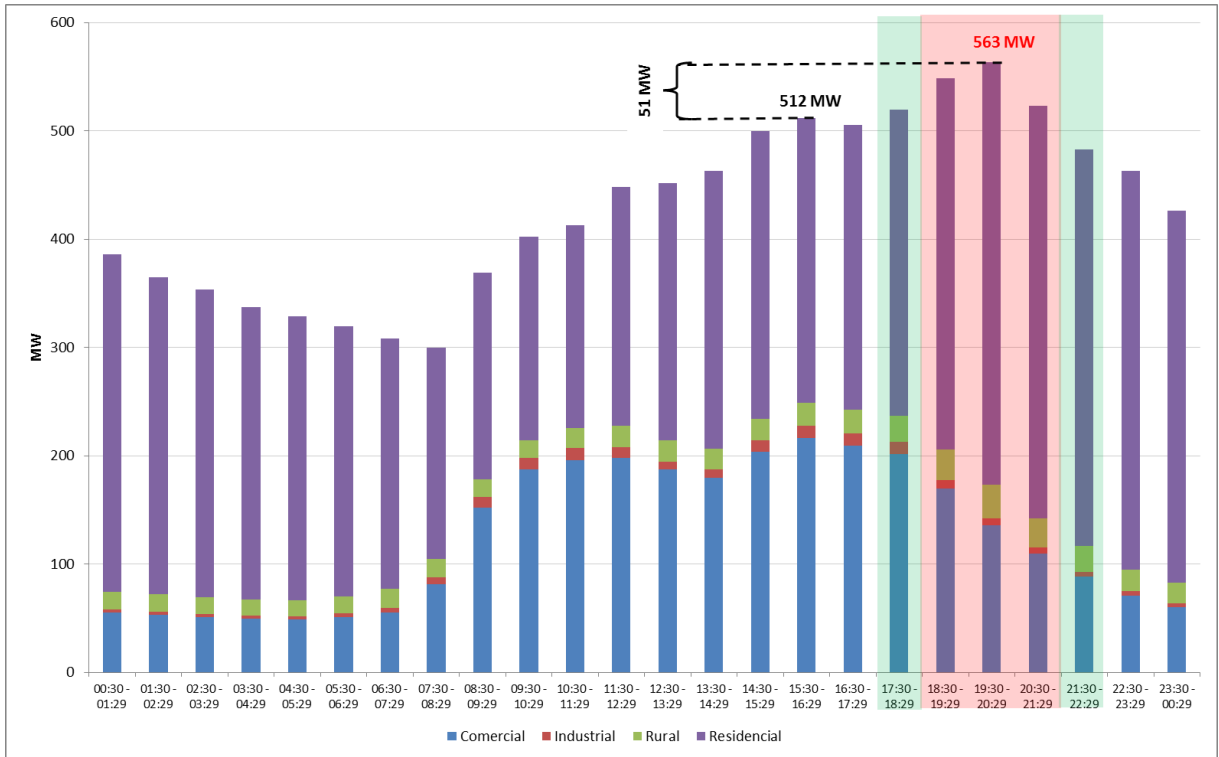


Figura A.3 – Curva de carga da Celipa.

Celtins:

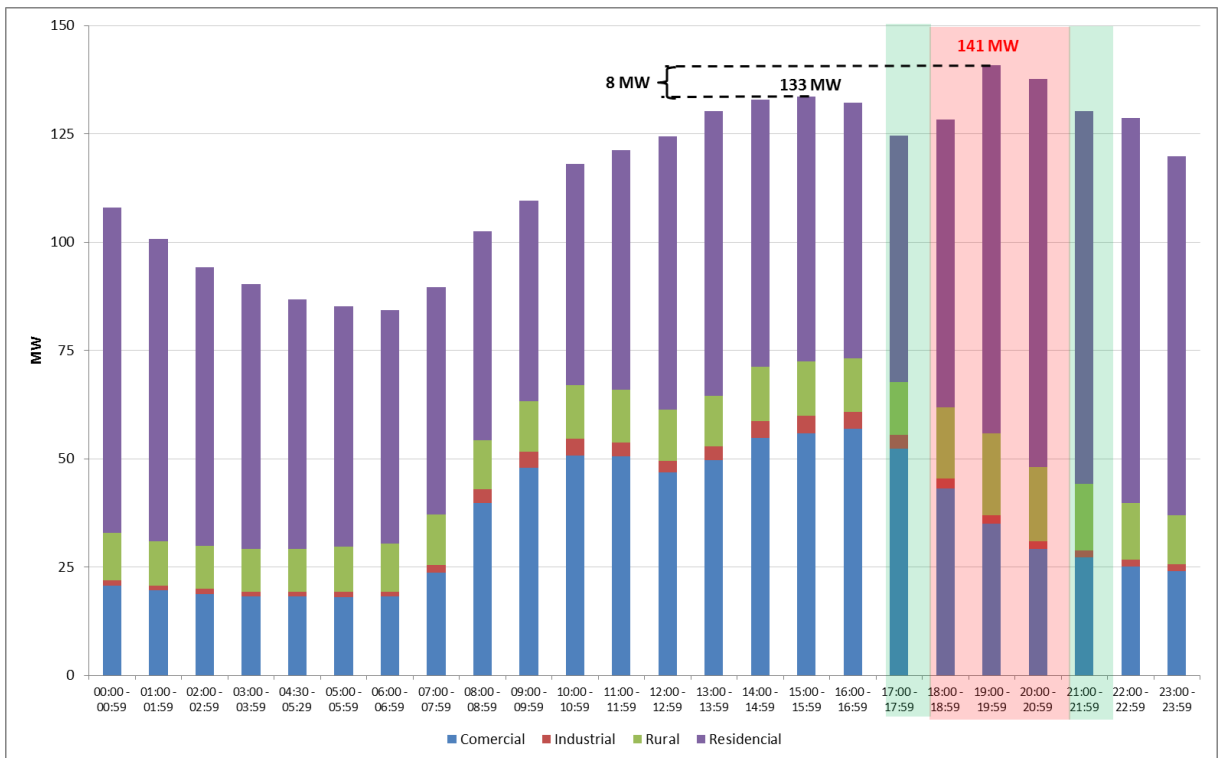


Figura A.4 – Curva de carga da Celtins.

Copel:

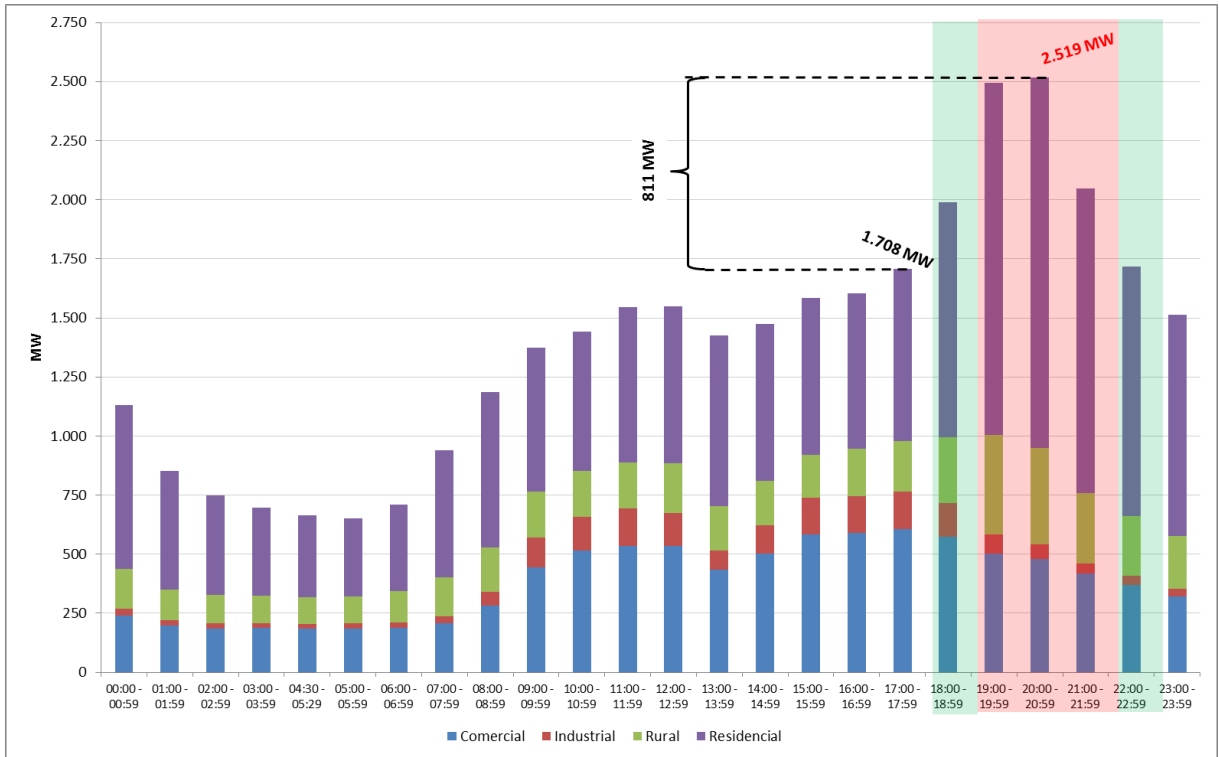


Figura A.5 – Curva de carga da Copel.

Eletropaulo:

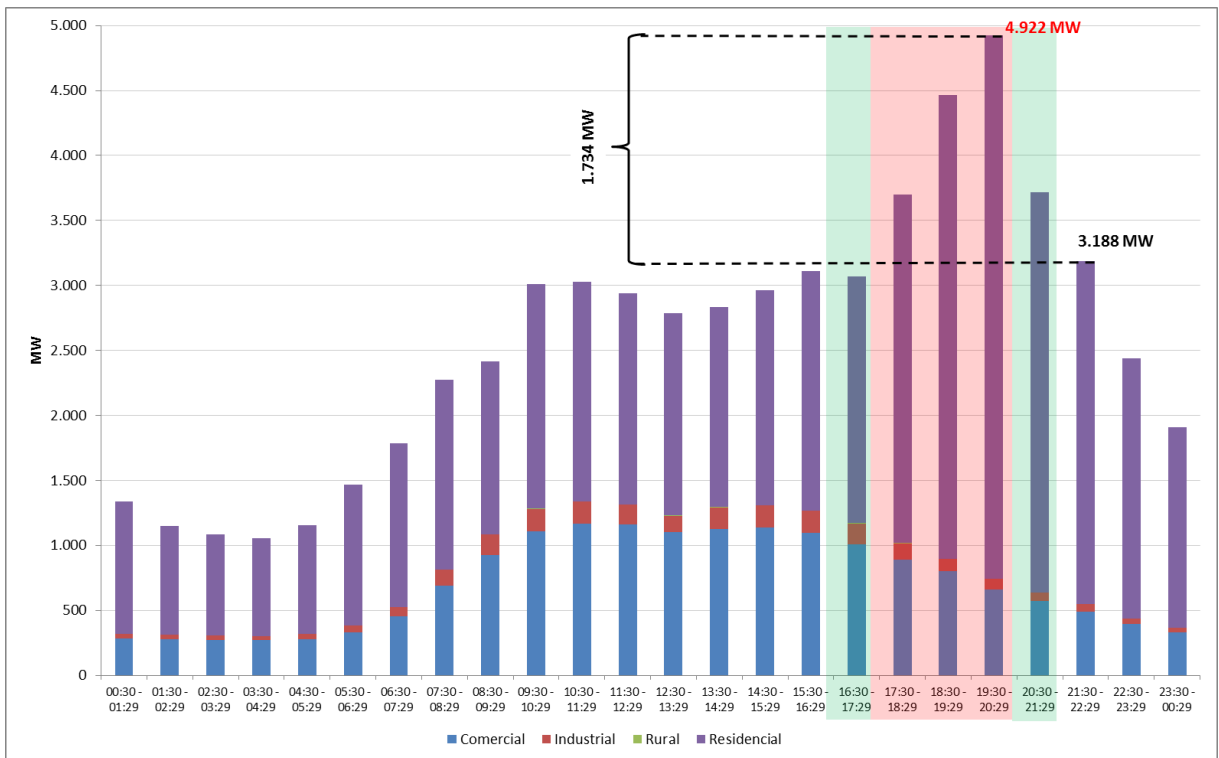


Figura A.6 – Curva de carga da Eletropaulo

EMG:

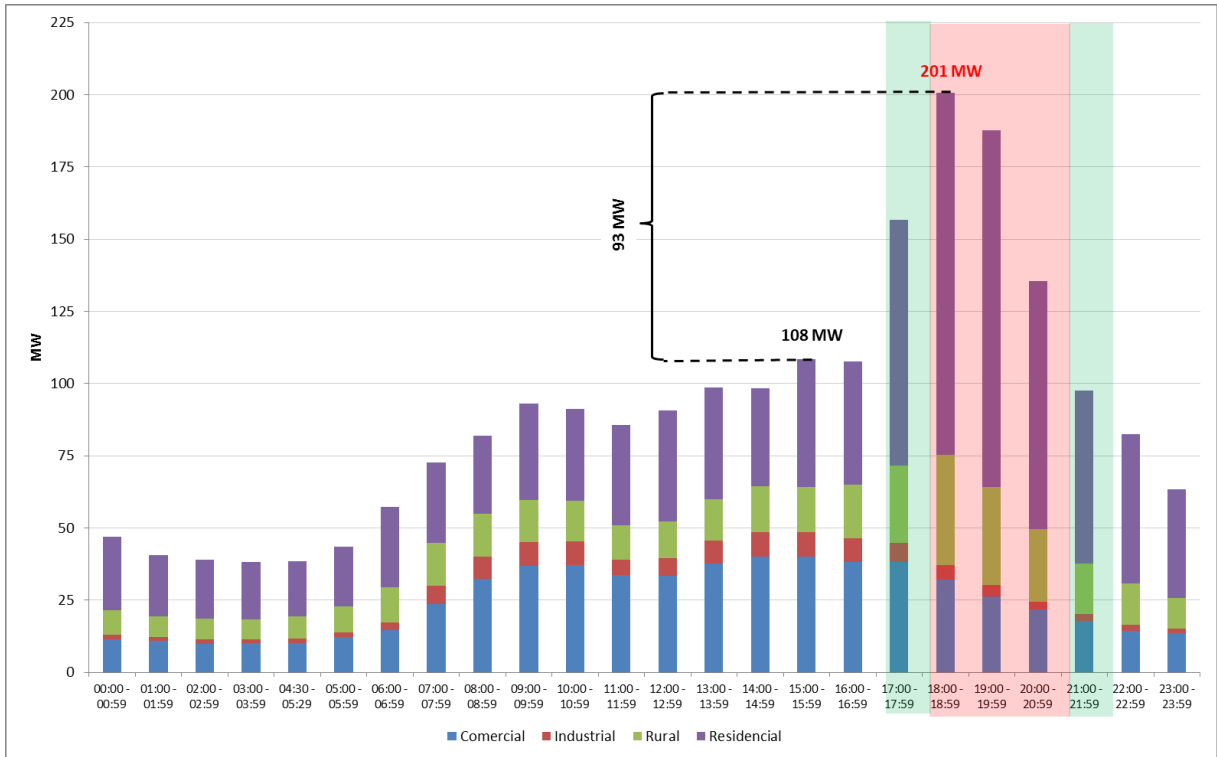


Figura A.7 – Curva de carga da EMG.

Sulgipe:

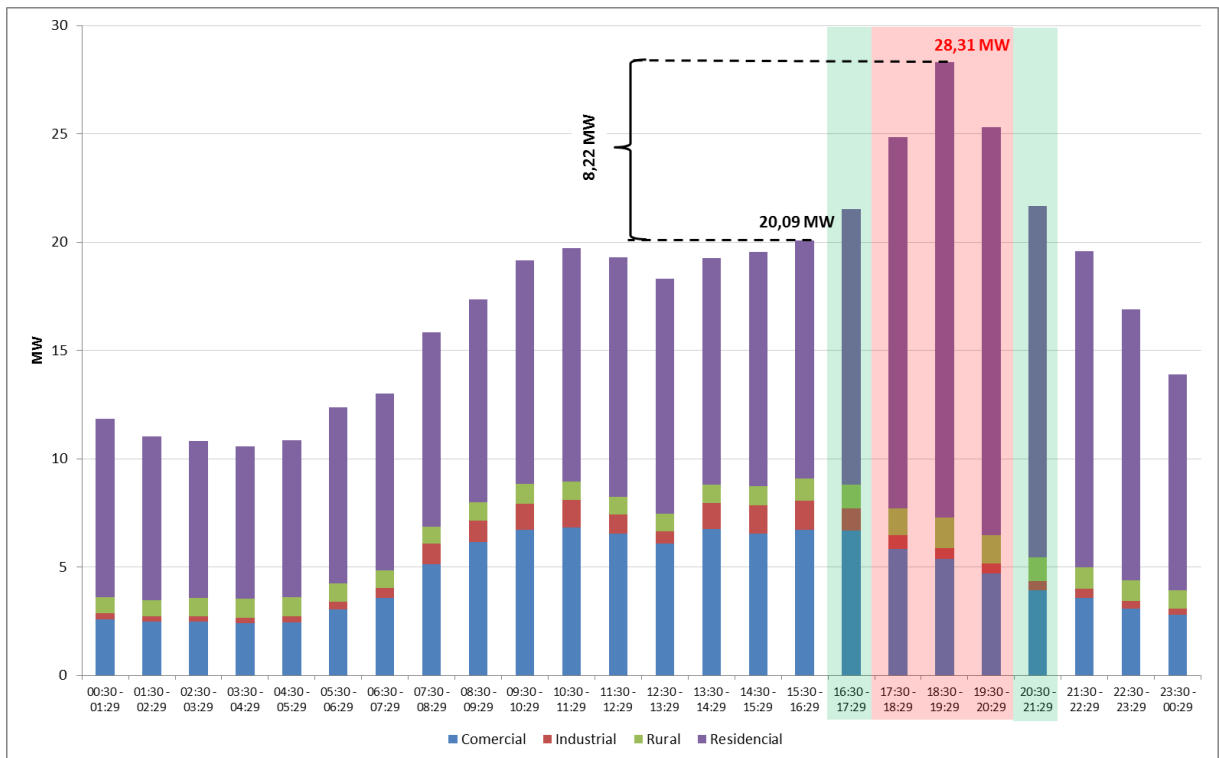


Figura A.8 – Curva de carga da Sulgipe

APÊNDICE B – FLUXOS DE CARGA:

CEB:

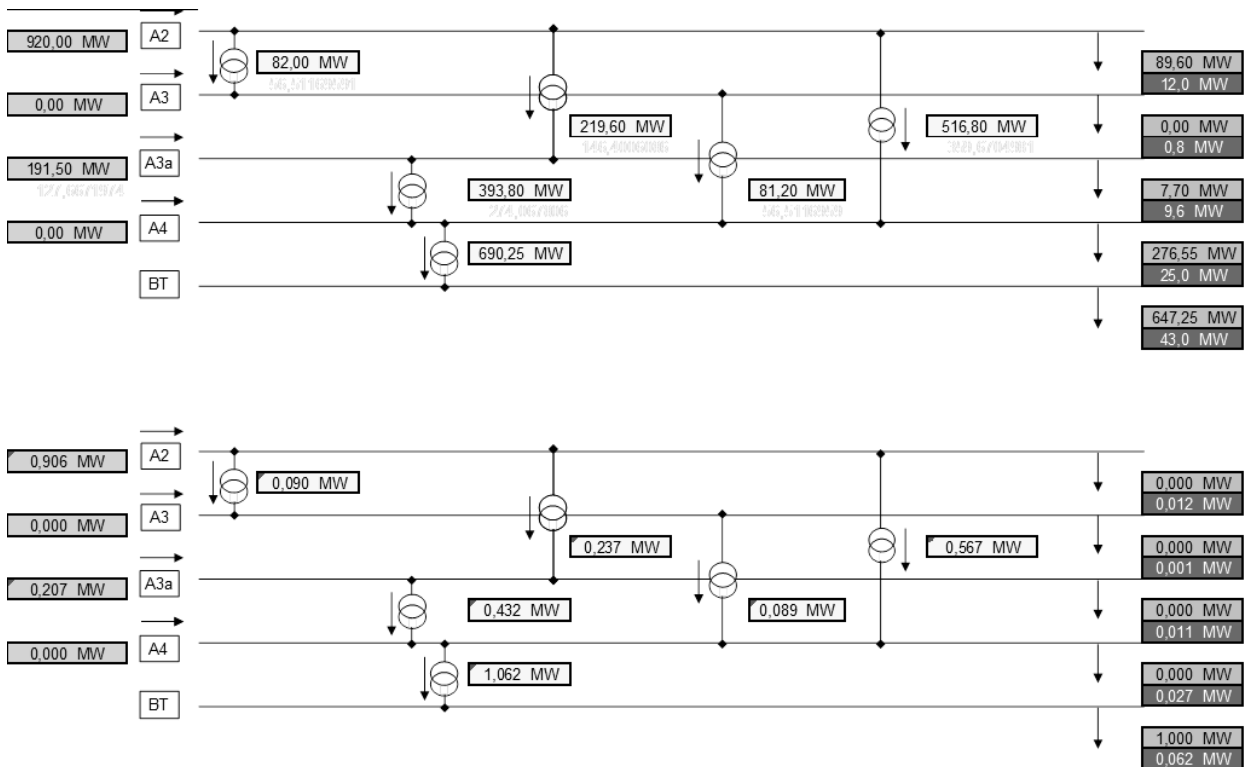


Figura B.1 – Fluxo de carga da CEB.

Celeesc:

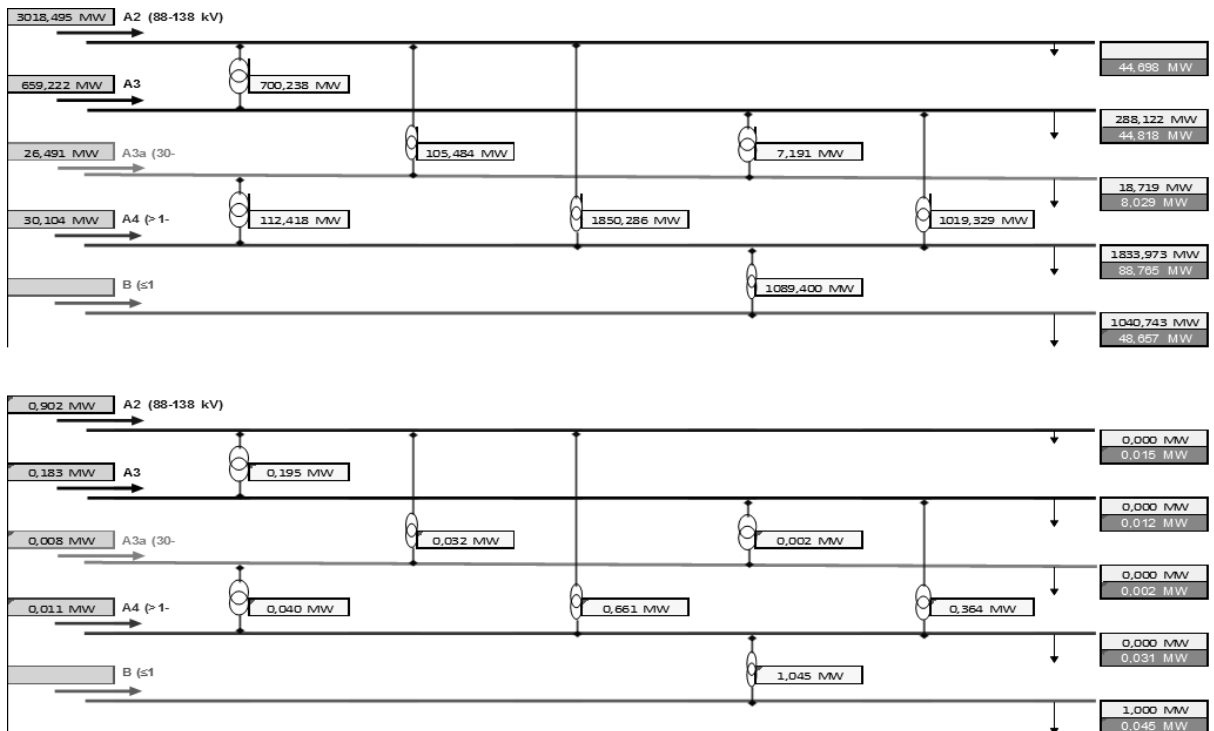


Figura B.2 – Fluxo de carga da Celeesc.

Celpa:

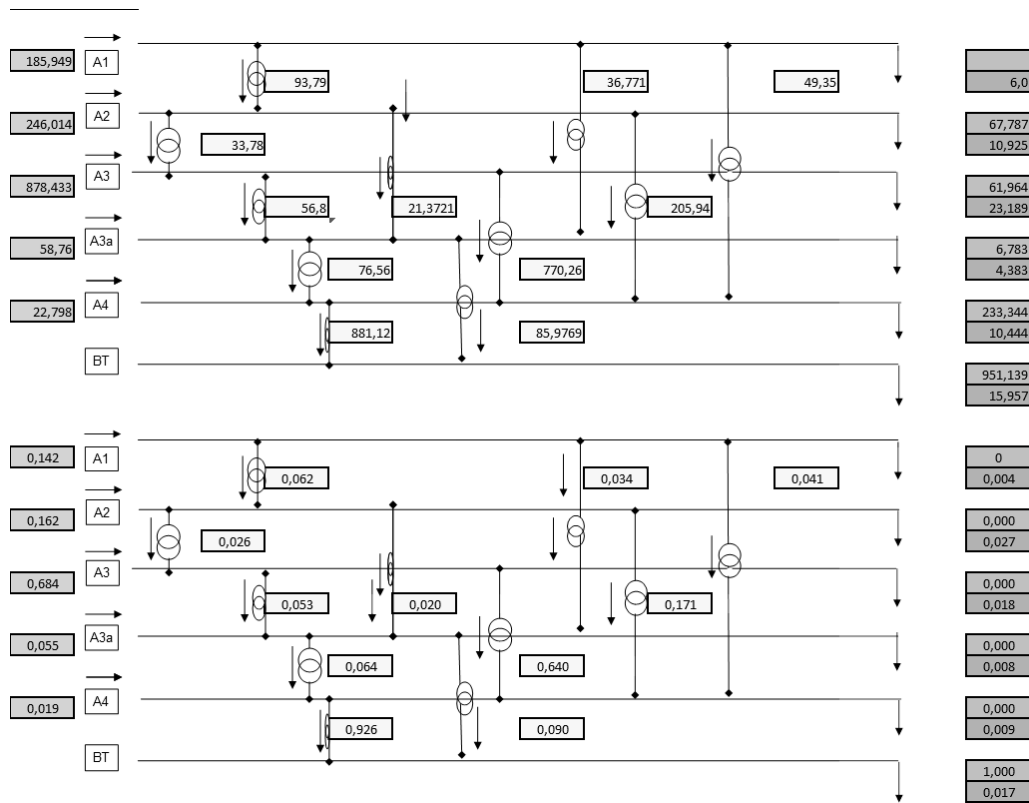


Figura B.3 – Fluxo de carga da Celpa.

Celtins:

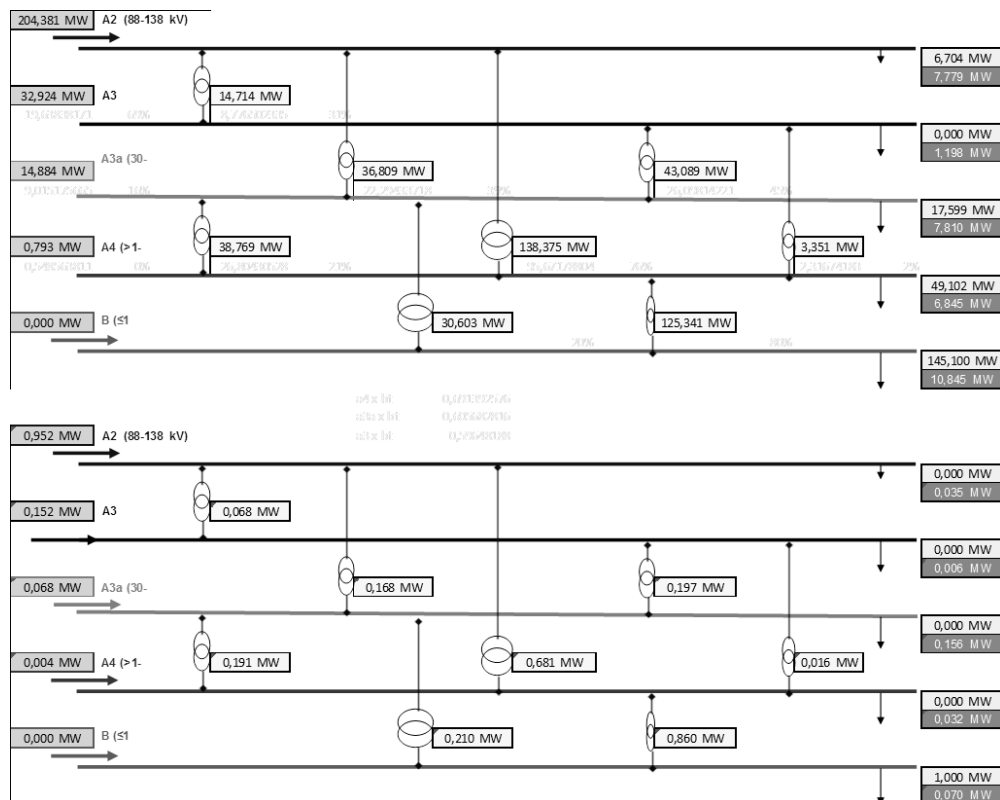


Figura B.4 – Fluxo de carga da Celtins.

Coelce:

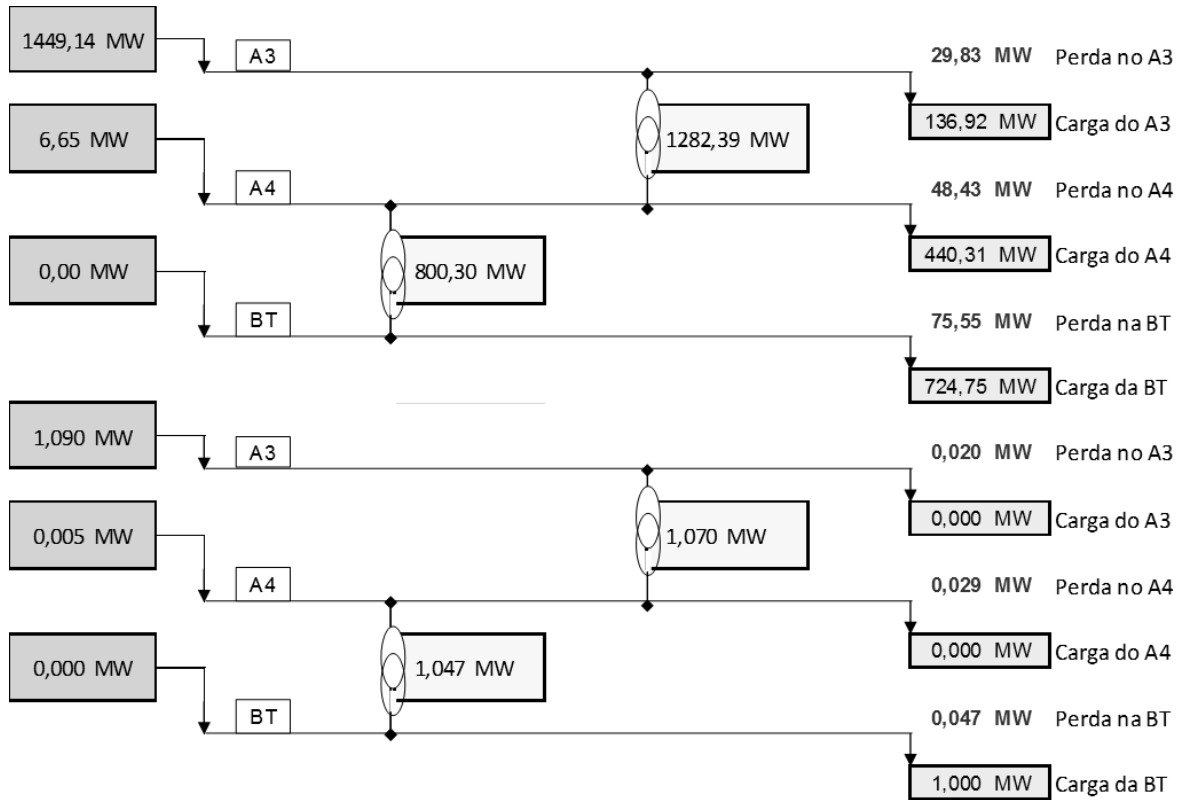


Figura B.5 – Fluxo de carga da Coelce.

Copel:

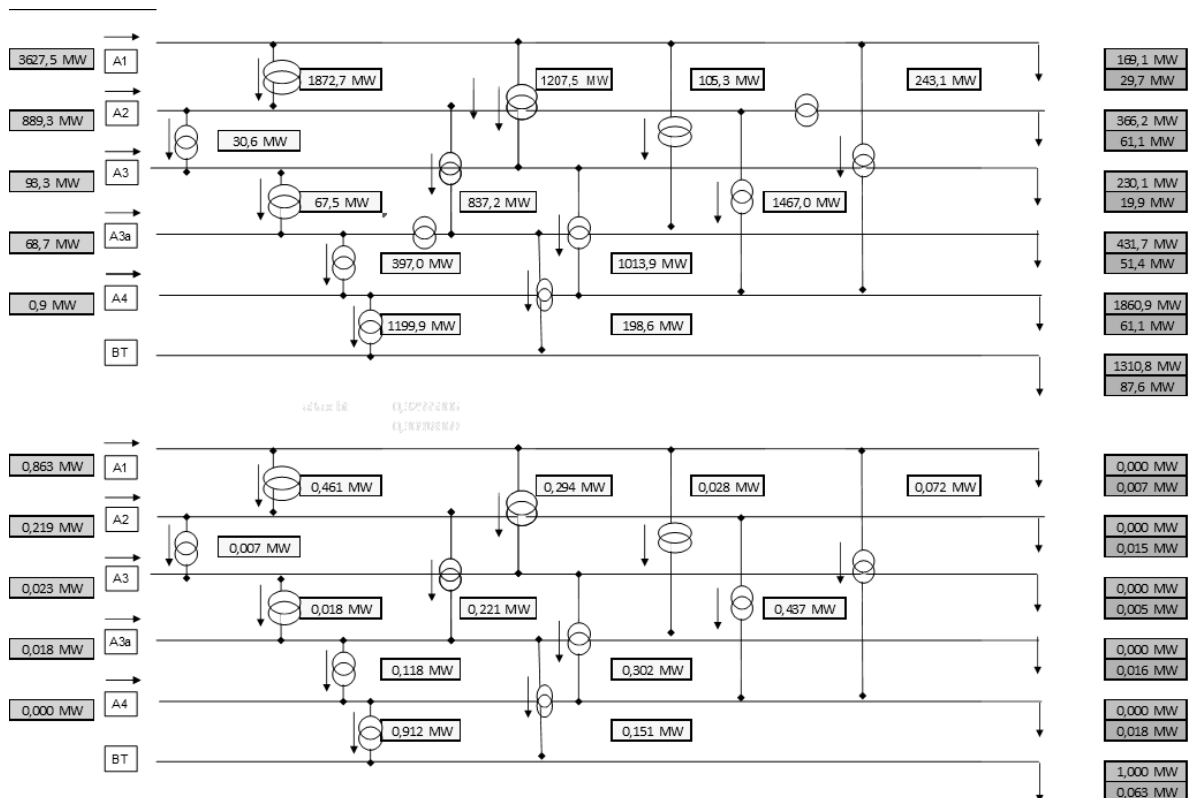


Figura B.6 – Fluxo de carga da Copel.

Elektro:

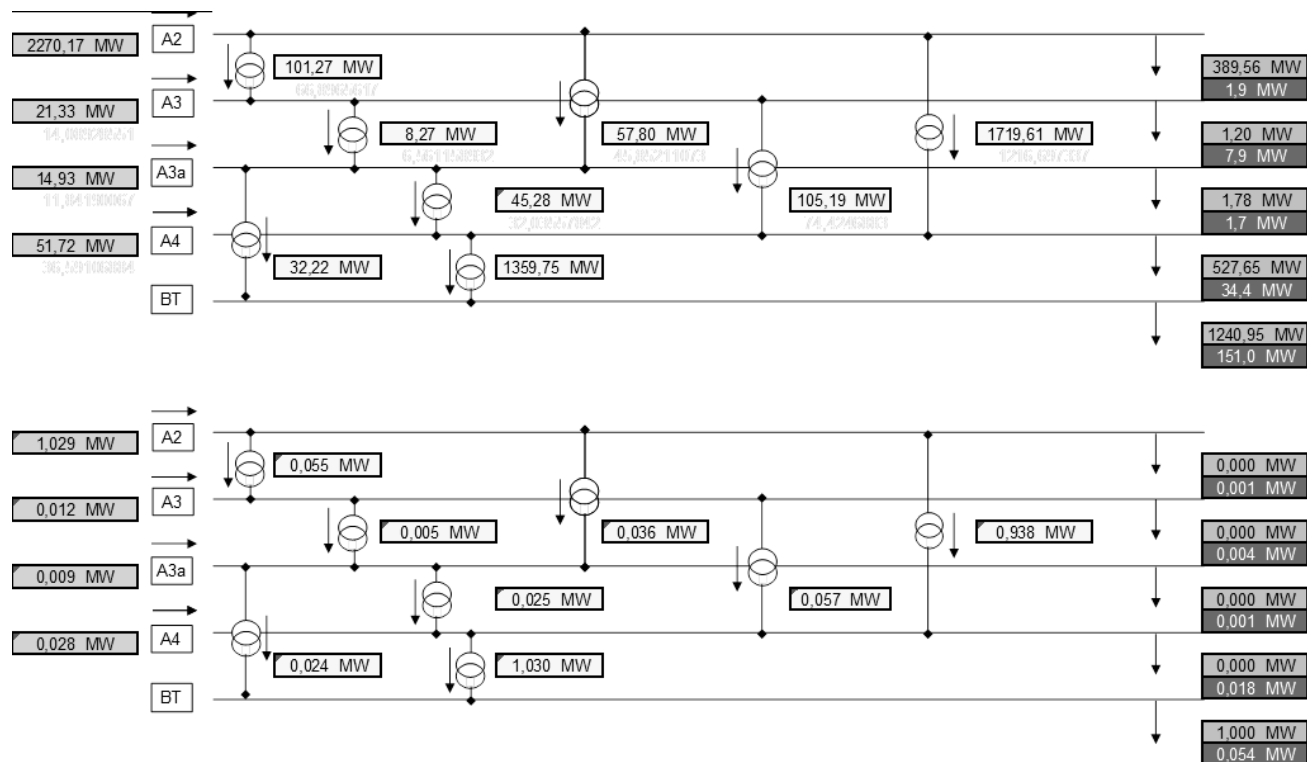


Figura B.7 – Fluxo de carga da Elektro.

Eletropaulo:

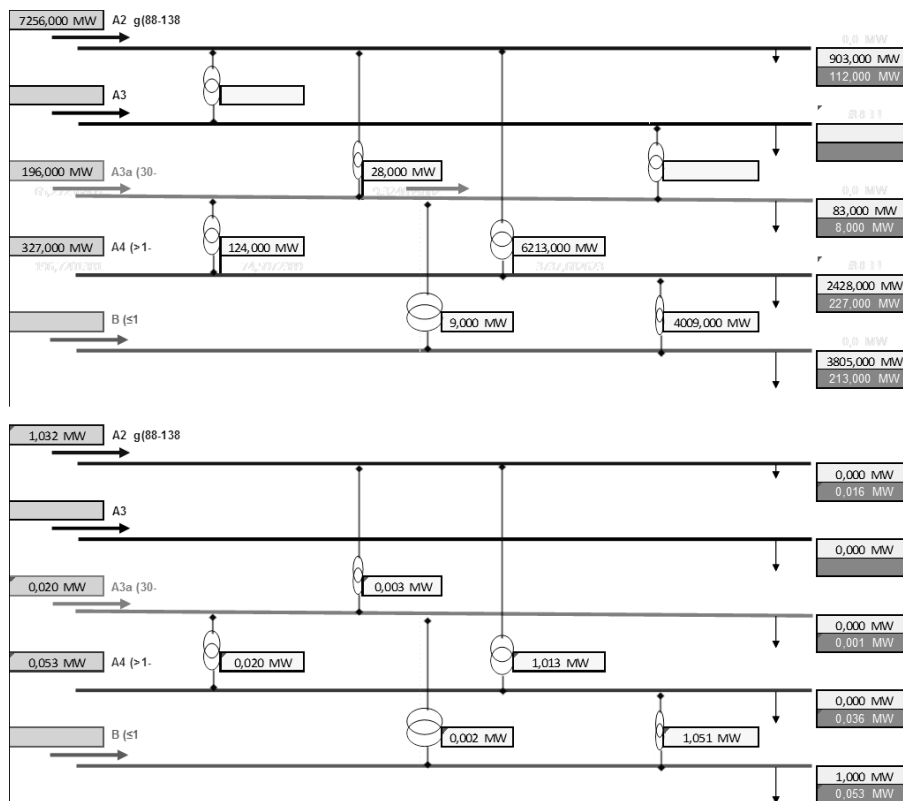


Figura B.8 – Fluxo de carga da Eletropaulo.

EMG:

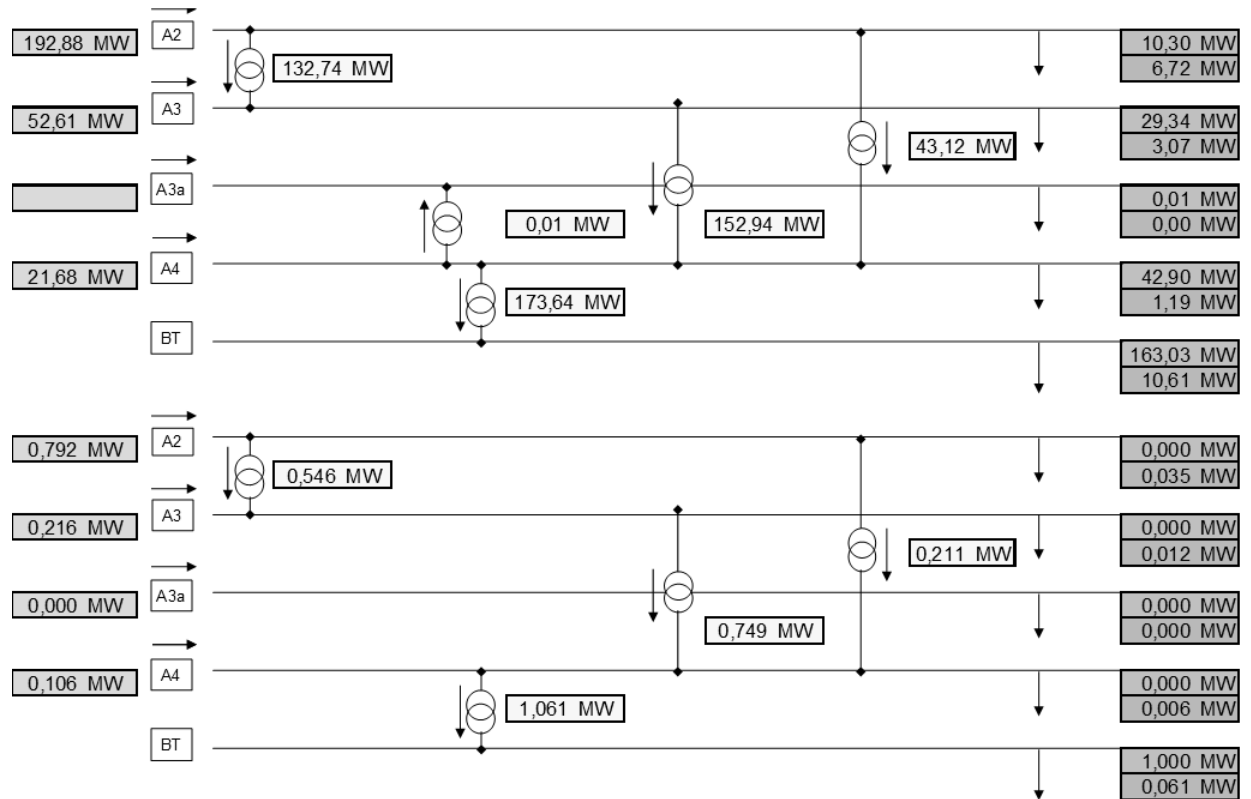


Figura B.9 – Fluxo de carga da EMG.

Sulgipe:

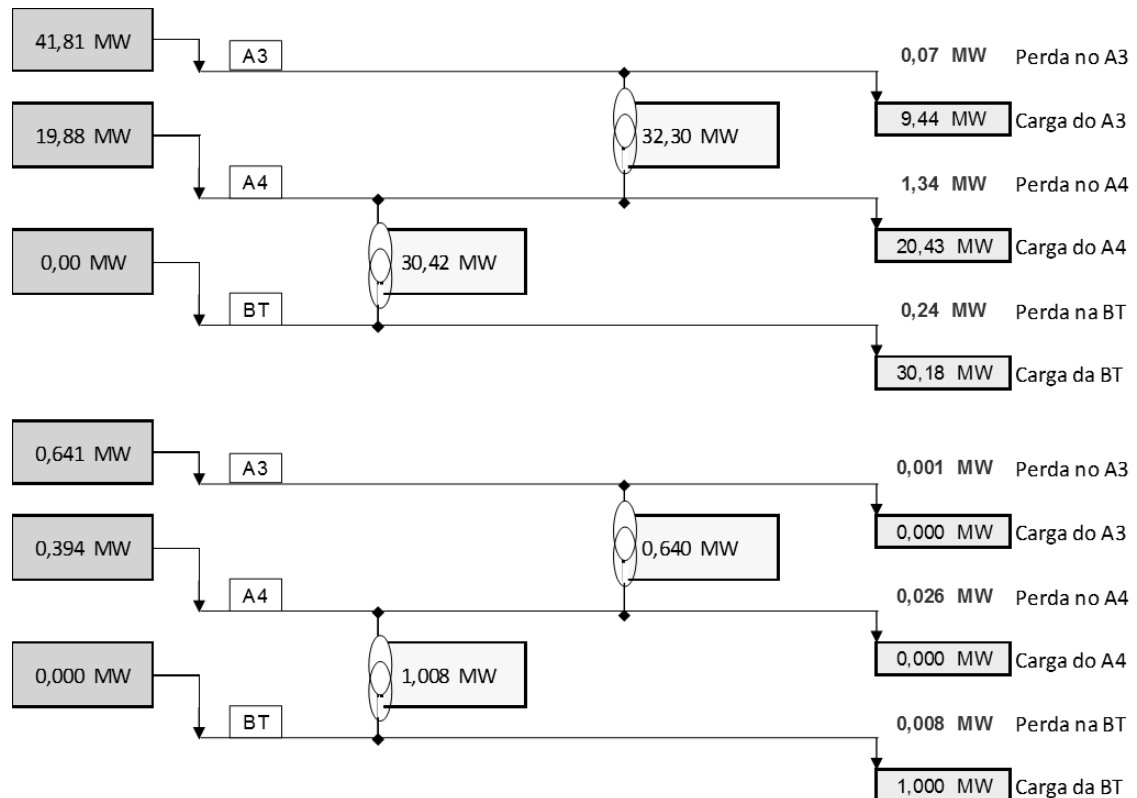


Figura B.10 – Fluxo de carga da Sulgipe.