



Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Manual de Tarifação de Energia Elétrica para Prestadores de Serviços de Saneamento

Outubro 2016 (Versão Revisada)



MINISTÉRIO DAS
CIDADES



Título: Manual de Tarifação de Energia Elétrica para Prestadores de Serviços Saneamento

Elaborado por: AKUT Umweltschutz Ingenieure Burkard und Partner

USt-ID DE 227 840 440

Autor: Frederico Ferreira de Vasconcelos

Revisões: [Evandro Gustavo Romanini](#), Rita Cavaleiro de Ferreira (AKUT-SKAT), André Braga Galvão Silveira (MCidades).

Contribuições: Gustavo Rafael Collere Possetti (SANEPAR), Mauro Obladen de Lara (SANEPAR), Ivan Cionek (Vetorlog), Sebastião de Paula Coura.

Para: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Encargo: Projeto de Eficiência Energética no Abastecimento de Água, GIZ Brasil

No. do Encargo: PN 2013.2079.5

Coordenação: Arnd Helmke Coordenador do Programa Energias Renováveis e Eficiência Energética (GIZ)

Ernani Ciríaco de Miranda, Diretor do Departamento de Articulação Institucional, Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental, Ministério das Cidades.

Outubro 2016 (Versão Revisada)

Informações Legais

1. Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelo(s) autor(es). No entanto, erros com relação ao conteúdo não podem ser evitados. Consequentemente, nem a GIZ ou o(s) autor(es) podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto ou indireto resultante do uso ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou direta ou indiretamente resultante dos erros, imprecisões ou omissões de informações neste estudo.
2. A duplicação ou reprodução de todo ou partes do estudo (incluindo a transferência de dados para sistemas de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida, desde que a GIZ seja citada como fonte da informação. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento escrito da GIZ.

Índice

Sumário Executivo	3
Executive Summary	4
Siglas e Acrônimos	5
1. Introdução	6
2. Conceitos	8
3. Composição Tarifária	10
A Tarifa de Energia Elétrica	10
Grupos Tarifários.....	10
Modalidades Tarifárias	11
<i>Grupo A – Alta Tensão (Binômia)</i>	11
<i>Grupo B – Baixa Tensão</i>	13
Tarifa Branca	13
Bandeiras Tarifárias	14
4. Energia Reativa e Fator de Potência	15
Definição de Energia Reativa e Fator de Potência	15
Cobrança da Energia Reativa e do Fator de Potência na Fatura	16
5. Demanda Contratada	18
Definição de Demanda	18
Definição de Fator de Carga	18
6. Redução na Fatura de Energia Elétrica	20
Correção do Fator de Potência	20
Avaliação da Demanda Contratada	21
Avaliação da Modalidade Tarifária	22
7. Simulações Tarifárias	24
Planilha para Simulação da Demanda Contratual	24
Planilha para Simulação Modalidade Azul	25
Planilha para Simulação Modalidade Verde	<u>2827</u>
Planilha para Simulação Modalidade Convencional	<u>3028</u>
Planilha para Simulação em Baixa Tensão	<u>3229</u>
Planilha para Comparação dos Resultados	<u>3430</u>
Uso das Planilhas para Outras Simulações	<u>3534</u>
8. Recomendações de Boas Práticas	<u>3733</u>
Controle Tarifário.....	<u>3733</u>
Análises de Faturas.....	<u>3935</u>
9. Bibliografia	<u>4137</u>

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Termos e definições da estrutura tarifária de energia elétrica no Brasil.....	8
Tabela 2 – Grupos e subgrupos tarifários.....	10
Tabela 3 – Características do Grupo A em função das diferentes modalidades tarifárias.....	11
Tabela 4 – Cálculo da Fatura - Grupo A.....	11
Tabela 5 – Características - Grupo B.....	13
Tabela 6 – Cálculo da Fatura - Grupo B.....	13
Tabela 7 – Cobrança de Energia Reativa Excedente.....	17
Tabela 8 - Aumento do preço da energia em função do fator de carga.....	18
Tabela 9 – Ações de Controle da Adequação Tarifária.....	3733
Tabela 10 – Análises nas Faturas de Energia Elétrica.....	3935

Índice de Figuras

Figura 1 – Características da Tarifa Branca (extraído de www.aneel.gov.br/tarifa-branca).....	14
Figura 2 - Potência Aparente: Soma Vetorial.....	15
Figura 3 - Gráfico de "Memória de Massa".....	21
Figura 4 – Simulação de Demanda Contratada.....	25
Figura 5 – Simulação de Custos de Demanda Modalidade Azul (AT).....	26
Figura 6 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Azul (AT).....	27
Figura 7 – Simulação de Custos de Demanda Modalidade Verde (AT).....	2928
Figura 8 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Verde (AT).....	3028
Figura 9 – Simulação de Custos de Demanda Modalidade Convencional (AT).....	3129
Figura 10 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Convencional (AT).....	3229
Figura 11 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Branca (BT).....	3330
Figura 12 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Convencional (BT).....	3330
Figura 13 – Comparação dos Resultados.....	3434
Figura 14 – Simulação de Custos com Demanda Não Utilizada.....	3632

Índice de Equações

Equação 1 - Valor da Demanda de Ultrapassagem.....	12
Equação 2 - Potência Aparente.....	15
Equação 3 - Potência Ativa.....	16
Equação 4 - Potência Reativa.....	16
Equação 5 - Potência Aparente.....	16
Equação 6 - Fator de Potência.....	16
Equação 7 - Fator de Potência Médio.....	17
Equação 8 - Fator de Carga.....	18
Equação 9 - Fator de Carga.....	18
Equação 10 - Custo da Energia Elétrica.....	19
Equação 11 - Custo da Energia Elétrica em relação ao Consumo.....	19
Equação 12 - Viabilidade de Correção do FP.....	20
Equação 13 - Viabilidade para Banco de Capacitores.....	20
Equação 14 - Viabilidade para Motores e Bombas.....	21

Sumário Executivo

Os custos com energia elétrica nos prestadores de serviço de saneamento representam gastos suficientemente relevantes que justificam um rigoroso controle dos contratos de energia elétrica. A realização de análises e simulações tarifárias permitem a identificação de potenciais de economia por meio de medidas administrativas como otimizar os parâmetros contratuais ou reaver eventuais cobranças indevidas da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

Nesse sentido, este documento disponibiliza para os prestadores de serviços de saneamento brasileiros um Manual de Tarificação de Energia Elétrica para facilitar o entendimento a respeito das nuances tarifárias do setor elétrico do país e possibilitar a simulação, para uma mesma unidade consumidora, dos custos envolvidos nas modalidades tarifárias disponíveis.

Este Manual pode ser utilizado para auxiliar a escolha da opção que proporciona o menor custo com energia elétrica para uma determinada unidade consumidora que possua o mesmo consumo e demanda.

No documento estão apresentados os conceitos e as definições fundamentais para o entendimento da fatura de energia elétrica, as características dos grupos, subgrupos e modalidades tarifárias e a forma de cálculo da fatura em função das tarifas de consumo e demanda.

Ao fim deste Manual, estão apresentadas sugestões para o desenvolvimento de planilhas eletrônicas em Excel®, ou até mesmo de um aplicativo específico, que permita a simulação de custos com energia elétrica levando em consideração a modalidade tarifária escolhida.

Este documento foi elaborado em setembro de 2016 e revisado em outubro do mesmo ano. Por consequência, as características das modalidades tarifárias e das formas de cobrança dos distintos aspectos na fatura de energia elétrica dizem respeito a essa data. Recomenda-se ao leitor conferir se aconteceram mudanças na ocasião da leitura e aplicação das ferramentas aqui descritas.

Executive Summary

This document aims to make available to the Brazilian water and sanitation utilities a Manual on Electricity Bill to facilitate the understanding of the electric tariff features and enable the simulation of the costs involved in different tariff modalities considering the same consumer unit.

This manual can be used to help choosing the option that gives the lowest cost for the same consumption and demand behavior.

The concepts and definitions for understanding the electricity bill are presented, as well as the characteristics of groups, subgroups and tariff arrangements and the form of invoice calculation depending on both consumption rates and demand.

At the end of this Manual, suggestions to develop a spreadsheet in Excel[®] - or even a specific software - are presented for costs simulation that varies according to the chosen tariff modality.

This document was prepared in September 2016. Consequently, the features of the tariff arrangements and ways of charging the different aspects of the electricity bill relate to that date. We recommend the reader to confirm possible changes at the time of reading and application of the tools described here.

Siglas e Acrônimos

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BMZ	Ministério Federal da Cooperação Econômica e do Desenvolvimento da Alemanha
BT	Baixa Tensão
CIP	Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DRE	Demanda Reativa Excedente
ELETOBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras
ERE	Energia Reativa Excedente
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Cooperação Alemã)
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MCIDADES	Ministério das Cidades
PIS	Programas de Integração Social
REH	Resolução Homologatória (ANEEL)
REN	Resolução Normativa (ANEEL)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNSA	Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental

1. Introdução

A Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental (SNSA) do Ministério das Cidades do Brasil (MCIDADES) e o Ministério Federal da Cooperação Econômica e do Desenvolvimento (BMZ) da Alemanha cooperam no projeto de **Eficiência Energética no Abastecimento de Água – ProEESA**. A coordenação do parceiro alemão está a cargo da Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), sendo a entidade executora o consórcio AKUT/SKAT.

O **ProEESA** atua na melhoria das condições para implantação de medidas em prestadores de serviços de saneamento, com o intuito de aproveitar o potencial de economia existente nos sistemas de abastecimento de água. O objetivo central do projeto é proporcionar reduções significativas nas despesas com energia elétrica, nos consumos energéticos e nas perdas de água, melhorando a conservação das redes de distribuição e das instalações de bombeamento.

Dentre os objetivos do **ProEESA**, destacam-se:

- Desenvolver ferramentas para avaliação de potenciais de eficiência energética.
- Incentivar iniciativas de eficiência energética em sistemas de abastecimento de água.
- Melhorar o uso e a qualidade de instrumentos para o desenvolvimento da eficiência energética nos sistemas de abastecimento de água.

Tendo esses objetivos em vista, o presente documento disponibiliza para os prestadores de serviços de saneamento do país um Manual de Tarifação de Energia Elétrica para facilitar o entendimento a respeito das modalidades tarifárias e possibilitar a simulação entre diferentes arranjos para uma mesma unidade consumidora.

Este Manual pode ser utilizado para auxiliar a decisão pelos prestadores da modalidade tarifária e da demanda contratada que lhes proporciona o menor custo para um mesmo comportamento de consumo e demanda. Além disso, pode-se também avaliar modificações operacionais que proporcionam menores custos com energia elétrica.

Vale lembrar que a melhor adequação tarifária pode reduzir os custos da fatura de energia elétrica para um mesmo modo operacional. Por outro lado, pode-se utilizar as simulações tarifárias para se adequar o modo de operação mais eficiente quanto ao custo da energia. Por exemplo, ajustar a operação para se evitar o consumo energético e a necessidade de demanda nas 3 horas do dia que compõem o horário de ponta, pode reduzir significativamente o valor final da fatura, mesmo que se utilize a mesma quantidade de energia durante um determinado período de tempo (um dia ou um mês). Ou seja, mesmo não representando uma redução efetiva no consumo energético, as simulações tarifárias permitem a gestão eficiente do uso da energia elétrica, reduzindo os custos e apoiando outras ações de eficiência energética.

Os custos com energia elétrica representam gastos suficientemente relevantes que justificam o controle dos contratos de energia elétrica. Recomenda-se que todos os prestadores de serviços de saneamento promovam a capacitação de seus colaboradores, tornando-os capazes de realizar análises e simulações tarifárias. Isso porque é frequente existir potencial de economia a partir da adoção de medidas administrativas que aperfeiçoem parâmetros contratuais e que identifiquem e recuperem eventuais cobranças indevidas da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

No capítulo 2 são apresentados os conceitos fundamentais sobre as tarifas de energia elétrica. No capítulo 3 são apresentados sucintamente os termos da composição tarifária, os grupos e as modalidades existentes. Já no capítulo 4, são descritos os conceitos de energia reativa e de fator de potência, assim como as penalidades cobradas quando este parâmetro diverge do valor preconizado pela distribuidora de energia elétrica. No capítulo 5, apresentam-se os conceitos e a influência no custo das faturas de energia elétrica com a demanda contratada. No capítulo 6, apresentam-se formas de redução dos custos adequando os parâmetros de demanda e modalidade no contrato com a distribuidora de energia elétrica. Esse capítulo apoia o leitor na avaliação da adequação dos vários itens que compõem a fatura de energia elétrica. No capítulo 7 estão apresentadas sugestões para o desenvolvimento de planilhas eletrônicas em Excel[®], ou até mesmo de um aplicativo específico, que possibilitem simular os custos com energia elétrica em função das diferentes modalidades tarifárias disponíveis para unidades consumidoras. Por fim, no capítulo 8 são apresentadas recomendações gerais que devem incorporar práticas dos prestadores de serviços de saneamento para uma melhor gestão das faturas de energia elétrica por meio do adequado enquadramento tarifário e da análise de cobranças indevidas por parte das concessionárias ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

2. Conceitos

Para completo entendimento da estrutura tarifária vigente, é necessário, inicialmente, explicar os termos e as definições relacionados ao consumo e à fatura de energia elétrica, conforme mostrado na Tabela 1:

Tabela 1 – Termos e definições da estrutura tarifária de energia elétrica no Brasil

Termo	Definição
Bandeiras tarifárias	Aplicadas pelas concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, as bandeiras tarifárias refletem os custos reais de geração de energia elétrica. As cores das bandeiras e os custos indicam as condições de geração (verde, amarela e vermelha).
Ciclo de faturamento	Intervalo, entre 23 e 33 dias, para tomada de leitura do consumo de energia elétrica pela concessionária.
Classe de consumo	Refere-se ao enquadramento da unidade consumidora de acordo com sua atividade (residencial, comercial, industrial, rural, poder público e consumo próprio). Unidades consumidoras de sistemas de água e esgoto enquadram-se na classe <i>Poder Público, Serviço Público, Água, Esgoto e Saneamento</i> .
Consumo de energia elétrica	Energia elétrica consumida por uma carga de potência em um determinado intervalo de tempo. Expresso em kWh ou MWh.
Demanda	Médias da potência elétrica ativa ou reativa solicitada ao sistema elétrico por uma carga em operação durante o ciclo de faturamento. Expressa em kW ou kVAr.
Demanda contratada	Potência elétrica ativa a ser disponibilizada pela concessionária de forma contínua na unidade consumidora, conforme definido no contrato de fornecimento. É paga integralmente pelo consumidor, mesmo que uma parcela do valor contratado não seja utilizada. Expressa em kW.
Demanda de ultrapassagem	Parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, quando o limite de tolerância é ultrapassado. Expressa em kW.
Demanda faturável	Valor da demanda de potência elétrica ativa considerada para faturamento. Maior valor entre a demanda medida e a contratada. Expressa em kW.
Demanda medida	Maior demanda de potência ativa verificada entre as demandas integralizadas em intervalo de 15 minutos durante o ciclo de faturamento. Expressa em kW.
Fatura de energia elétrica	Nota fiscal emitida pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica que apresenta as parcelas de consumo e de demanda de energia elétrica, bem como o valor a ser pago em um determinado intervalo de tempo, normalmente mensal.
Fator de carga	Razão entre a demanda e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado.
Grupo tarifário	Refere-se à tensão elétrica na qual a unidade consumidora está interligada. Grupo A para alta tensão (acima de 2,3 kV) e Grupo B para baixa tensão (abaixo de 2,3 kV).
Modalidade tarifária	Refere-se ao conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda na fatura de energia elétrica, conforme contrato.
Período capacitivo	Período de 6 horas consecutivas definido pela concessionária no intervalo entre 23h30 e 06h30 durante o qual se verifica apenas ocorrências de fator de potência inferior a 0,92 capacitivo, a cada intervalo horário do ciclo de faturamento.
Período indutivo	Período complementar ao capacitivo durante o qual se verifica apenas ocorrências de fator de potência inferior a 0,92 indutivo, a cada intervalo horário do ciclo de faturamento.
Período de ponta	Período de 3 horas consecutivas em dias úteis (excetuam-se fins de semana e feriados nacionais) cujos valores das tarifas de demanda e

	consumo de energia elétrica podem ser mais elevados, dependendo da modalidade tarifária. É definido pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica a partir da curva de carga de seu sistema e aprovado pela ANEEL.
Período fora de ponta	Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (demais 21 horas do dia para alta tensão e demais 19 horas para baixa tensão - Tarifa Branca).
Período intermediário	Período de uma hora anterior e uma hora posterior ao horário de ponta, aplicado exclusivamente para a Tarifa Branca em instalações do grupo B (baixa tensão) exceto B4 e B1-baixa renda.
Período seco	Período de 7 meses que vai de maio a novembro. Normalmente de poucas chuvas. Pode ter valores de tarifas mais elevados. A partir da implantação das Bandeiras Tarifárias, este período deixou de ser caracterizado, não mais constando nas Resoluções Homologatórias (REH) da ANEEL para as tarifas das concessionárias e permissionárias.
Período úmido	Período de 5 meses que vai de dezembro a abril. Normalmente é um período chuvoso. A partir da implantação das Bandeiras Tarifárias, este período deixou de ser caracterizado, não mais constando nas Resoluções Homologatórias (REH) da ANEEL para as tarifas das concessionárias e permissionárias.
Postos tarifários	Permitem a contratação e o faturamento do consumo de energia elétrica e da demanda de forma diferenciada. De acordo com a hora do dia (ponta, intermediário e fora de ponta), conforme as modalidades tarifárias (Resolução Normativa ANEEL - REN nº 414/2010 ¹).
Potência Elétrica	Quantidade de energia elétrica solicitada para realizar um trabalho ao longo do tempo. Expressa em W ou kW.
Tarifa	Preço das unidades de consumo de energia elétrica (R\$/MWh) e da demanda (R\$/kW).
Tarifa convencional binômia	Modalidade tarifária caracterizada por uma tarifa de consumo de energia elétrica ativa (R\$/MWh) e uma tarifa de demanda (R\$/kW). Aplicadas aos consumidores em alta tensão (Grupo A). Será extinta gradativamente a partir das próximas revisões tarifárias de cada concessionária ou permissionária.
Tarifa convencional monômia	Modalidade tarifária caracterizada por uma tarifa de consumo de energia elétrica ativa (R\$/MWh). Aplicada aos consumidores em baixa tensão (Grupo B).
Tarifa horária azul	Modalidade tarifária caracterizada por definir duas tarifas diferenciadas para o consumo (R\$/MWh) e duas para a demanda (R\$/kW), referentes aos períodos de ponta e fora de ponta. Aplicadas aos consumidores em alta tensão (Grupo A).
Tarifa horária verde	Modalidade tarifária caracterizada por definir duas tarifas diferenciadas para o consumo (R\$/MWh), referentes aos períodos de ponta e fora de ponta, e uma para a demanda (R\$/kW), independente do horário de utilização. Aplicadas aos consumidores em alta tensão (Grupo A).
Tarifa horária branca	Modalidade tarifária caracterizada por definir três tarifas diferenciadas para o consumo (R\$/MWh) referentes aos períodos de ponta, intermediário e fora de ponta.

Fonte: adaptada de ELETROBRÁS (2011).

¹ [REN nº 414/2010](#)

3. Composição Tarifária

Este capítulo apresenta as características da composição tarifária conforme apresentadas nas faturas de energia elétrica, incluindo os grupos e as modalidades disponíveis no Brasil, tendo-se como referência o ano de 2016.

A Tarifa de Energia Elétrica

“A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas²”.

Para se definir as tarifas, de forma que a distribuidora consiga fornecer energia elétrica com qualidade, são considerados três custos: a energia gerada, o transporte até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) e os encargos setoriais (PIS/COFINS, ICMS e CIP).

No cálculo da tarifa, conforme as premissas de regulação de monopólios naturais, os custos da distribuidora são calculados em duas parcelas. A primeira parcela inclui: a compra de energia, a transmissão e os encargos setoriais. A segunda parcela inclui a distribuição de energia.

Os custos de compra de energia representam 53,5% dos custos das tarifas. Os custos com tributos representam 29,5% e os de distribuição 17%³.

Grupos Tarifários

Conforme descrito nas definições do capítulo 2, os grupos tarifários, A e B, referem-se ao nível de tensão ao qual a unidade consumidora está interligada. O ponto de corte entre alta e baixa tensão convencionou-se ser o valor de 2,3 kV.

No entanto, dentro dos grupos A e B há subdivisões, ou subgrupos, conforme a Tabela 2:

Tabela 2 – Grupos e subgrupos tarifários

Grupo A		Grupo B	
Subgrupo	Característica	Subgrupo	Característica
A1	≥ 230 kV	B1	Residencial
A2	88 a 138 kV	B2	Rural
A3	69 kV	B3	Demais classes
A3a	30 a 44 kV	B4	Iluminação pública
A4	2,3 a 25 kV		
AS	Subterrâneo		

As unidades consumidoras de prestadores de serviços de saneamento, em sua maioria, são classificadas como B3, quando em baixa tensão, e como A4, quando em alta tensão.

² <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>

³ <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo>

Modalidades Tarifárias

Conforme descrito no item anterior, as modalidades são definidas pelo conjunto de tarifas relativas ao consumo e à demanda de potência elétrica ativa.

Grupo A – Alta Tensão (Binômia)

Para o Grupo A, a Tabela 3 traz as características de cada modalidade:

Tabela 3 – Características do Grupo A em função das diferentes modalidades tarifárias

Modalidade	Características
Convencional	Um único valor para demanda contratada e um único valor para energia consumida, independente do posto tarifário (ponta ou fora de ponta). Válido para carga operativa inferior a 150300 150300kW. <i>Esta modalidade será extinta a partir das próximas revisões tarifárias de cada distribuidora de energia elétrica. Unidades consumidoras com contrato de fornecimento nesta modalidade deverão mudar para tarifa azul ou verde (grupo A) ou mudar para grupo B, se viável (referência: setembro de 2016).</i>
Horária verde	Um único valor para demanda contratada, independente do posto tarifário, e valores distintos para o consumo de energia elétrica em função do posto tarifário ponta ou fora de ponta. Válido para carga operativa menor que 2500kW e alimentada em tensão inferior a 69kV.
Horária azul	Valores de demanda contratada e consumo de energia elétrica distintos em função do posto tarifário. Obrigatório para subgrupos A1, A2 e A3 e/ou unidades consumidoras com carga operativa igual ou superior a 2500kW e alimentada em tensão igual ou superior a 69kV. Opcional para os demais subgrupos.

O valor da fatura de energia elétrica será obtido pela soma dos faturamentos dos consumos e das demandas faturável e de ultrapassagem, na ponta e fora de ponta (quando aplicável) e da energia e da demanda reativas excedentes. A essa soma, são aplicadas as alíquotas referentes aos tributos (ICMS, PIS e COFINS), bem como somados outros valores (como iluminação pública) e indenizações, quando aplicáveis.

A Tabela 4 traz o cálculo da fatura de acordo com a modalidade:

Tabela 4 – Cálculo da Fatura - Grupo A

Modalidade	Cálculo da fatura
Convencional binômia (a ser extinta)	$\text{Fatura (R\$)} = \{[(\text{tarifa de consumo} \times \text{consumo medido}) + (\text{tarifa de demanda} \times \text{demanda faturável})] \times (1 - \text{desconto}) + [2 \times \text{tarifa de demanda} \times (\text{demanda medida} - \text{demanda contratada})] + (\text{tarifa de consumo do subgrupo B1} \times \text{energia reativa excedente}) + (\text{tarifa de demanda fora de ponta categoria tarifária azul} \times \text{demanda reativa excedente})\} \times [(1/(1 - \text{tributos}))]$
Horária verde	$\text{Fatura (R\$)} = \{[(\text{tarifa de consumo ponta} \times \text{consumo ponta}) + (\text{tarifa de consumo fora de ponta} \times \text{consumo fora de ponta}) + (\text{tarifa de demanda} \times \text{demanda faturável})] \times (1 - \text{desconto}) + [2 \times \text{tarifa de demanda} \times (\text{demanda medida} - \text{demanda contratada})] + (\text{tarifa de consumo do subgrupo B1} \times \text{energia reativa excedente}) + (\text{tarifa de demanda fora de ponta categoria tarifária azul} \times \text{demanda reativa excedente})\} \times [(1/(1 - \text{tributos}))]$
Horária azul	$\text{Fatura (R\$)} = \{[(\text{tarifa de consumo ponta} \times \text{consumo ponta}) + (\text{tarifa de consumo fora de ponta} \times \text{consumo fora de ponta}) + (\text{tarifa de demanda ponta} \times \text{demanda faturável ponta}) + (\text{tarifa de demanda fora de ponta} \times \text{demanda faturável fora de ponta})] \times (1 - \text{desconto}) + [2 \times \text{tarifa de demanda ponta} \times (\text{demanda medida ponta} - \text{demanda contratada ponta})] + [2 \times \text{tarifa de demanda fora de ponta} \times (\text{demanda medida fora de ponta} - \text{demanda contratada fora de ponta})]\} \times [(1/(1 - \text{tributos}))]$

demanda contratada fora de ponta)] + (tarifa de consumo do subgrupo B1 x energia reativa excedente) + (tarifa de demanda fora de ponta categoria tarifária azul x demanda reativa excedente)} x [(1/(1-tributos)]

De acordo com o Decreto Nº 7891/2013, Art.1º, Inciso IV e Parágrafo 2º, Incisos III e IV, as concessionárias e permissionárias de energia elétrica devem aplicar desconto de 15% sobre as tarifas de energia elétrica para unidades consumidoras de serviço público de água, esgoto e saneamento.

Conforme a Resolução Normativa Nº414/2010, atualizada até a Resolução Normativa Nº725/2016 (ANEEL⁴), Artigo 93, a cobrança por ultrapassagem de demanda será efetuada quando a demanda medida exceder em mais de 5% da demanda contratada. O valor da cobrança por ultrapassagem será realizado conforme a Equação 1:

Equação 1 - Valor da Demanda de Ultrapassagem

$$D_U(p) = [D_{PAM}(p) - D_{PAC}(p)] \times 2 \times T_D(p)$$

Onde:

- $D_U(p)$ é o valor da demanda excedente, por posto tarifário “p”, quando cabível, em R\$;
- $D_{PAM}(p)$ é a demanda de potência medida, por posto tarifário “p”, quando cabível, em kW;
- $D_{PAC}(p)$ é a demanda de potência contratada, por posto tarifário “p”, quando cabível, em kW;
- $T_D(p)$ é a tarifa de demanda de potência aplicável, por posto tarifário “p”, quando cabível, em R\$/kW;
- (p) indica posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias ou período de faturamento para a modalidade convencional binômia.

Ou seja, conforme a Equação 1, a tarifa de demanda de ultrapassagem será igual a duas vezes o valor da tarifa de demanda aplicável ao posto tarifário.

Conforme Coura (2007), a Tarifa Convencional pode ser vantajosa, do ponto de vista do custo da fatura de energia elétrica, para unidades consumidoras com baixo fator de carga e que não podem desligar equipamentos durante o horário de ponta. Segundo o mesmo autor, a Tarifa Verde pode ser vantajosa para unidades consumidoras cujo consumo e demanda são nulos ou muito baixo durante o horário de ponta, enquanto que a Tarifa Azul se mostra mais vantajosa para as unidades consumidoras que não podem reduzir o consumo significativamente durante o horário de ponta. Entretanto, sugere-se que sempre se façam simulações entre as modalidades tarifárias existentes para cada unidade consumidora antes de se contratar uma modalidade específica ou alterar a modalidade contratada, independente do perfil de consumo verificado.

⁴ http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/REN_414-Texto_Compacto-725-2016.pdf/3cc31bf8-4833-4d03-95d9-d93e902bef8c

Notas:

- i. A demanda medida é a maior demanda verificada entre as demandas integralizadas a cada intervalo de 15 minutos do ciclo de faturamento.
- ii. As alíquotas dos tributos ICMS, PIS, COFINS e CIP incide sobre o faturamento de energia em todas as modalidades e são calculados considerando o importe final.
- iii. ICMS é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, com alíquota definida pelo Governo Estadual.
- iv. PIS (Programas de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) são tributos federais com alíquotas definidas pelo Governo Federal.
- v. CIP é a Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública, com alíquota e forma de cobrança definidos pelo Governo Municipal.
- vi. As tarifas são diferenciadas por concessionária com valores homologados pela ANEEL segundo o reajuste anual de tarifas e as revisões tarifárias periódicas (a cada 4 anos).

Grupo B – Baixa Tensão

Para o Grupo B, a Tabela 5 a seguir traz as características de cada modalidade:

Tabela 5 – Características - Grupo B

Modalidade	Características
Convencional monômia	Um único valor para a energia consumida, independente do posto tarifário (ponta ou fora de ponta) e período do ano (seco ou úmido) . No custo da tarifa de consumo está embutido o custo com demanda. <u>As tarifas desta modalidade variam com a bandeira tarifária.</u>
Horária Branca	Valores distintos para a energia consumida em função do posto tarifário (ponta, intermediário e fora de ponta). Nos custos das tarifas de consumo de energia elétrica estão embutidos os custos com demanda. Não é aplicável para fornecimentos nos subgrupos B4 e B1 Baixa Renda.

O valor da fatura de energia elétrica será obtido com base nos valores de consumo de energia elétrica registrados multiplicados pelas tarifas de consumo. Para facilitar o entendimento, a Tabela 6 apresenta o cálculo da fatura de acordo com a modalidade:

Tabela 6 – Cálculo da Fatura - Grupo B

Modalidade	Cálculo da fatura
Convencional	Fatura (R\$) = $\{[(\text{tarifa de consumo} \times \text{consumo}) \times (1 - \text{desconto})] \times [1 / (1 - \text{tributos})]\}$
Branca	Fatura (R\$) = $\{[(\text{tarifa de consumo ponta} \times \text{consumo ponta}) + (\text{tarifa de consumo intermediária} \times \text{consumo intermediário}) + (\text{tarifa de consumo fora de ponta} \times \text{consumo fora de ponta})] \times (1 - \text{desconto})\} \times [1 / (1 - \text{tributos})]$

Notas:

- i. Não há cobrança por ultrapassagem uma vez que não há demanda contratada.
- ii. O faturamento do consumo de energia reativa excedente é opcional e a forma de faturá-la é a mesma para o grupo A
- iii. Caso se constate a energia reativa excedente, a concessionária deve notificar o consumidor que terá um prazo de 3 ciclos de faturamento para corrigi-la. Caso haja cobrança de ERE imediatamente após a constatação pela concessionária, o consumidor pode pedir recuperação por cobrança indevida.

Tarifa Branca

A Tarifa Branca é uma modalidade tarifária horária regulamentada pela REN ANEEL Nº414/2012, aprovada em setembro de 2016, e estará disponível para o consumidor a partir de janeiro de 2018 em função da modernização necessária nos medidores. Aplicável para consumidores em Baixa Tensão (Grupo B, exceto B4 e B1, baixa renda).

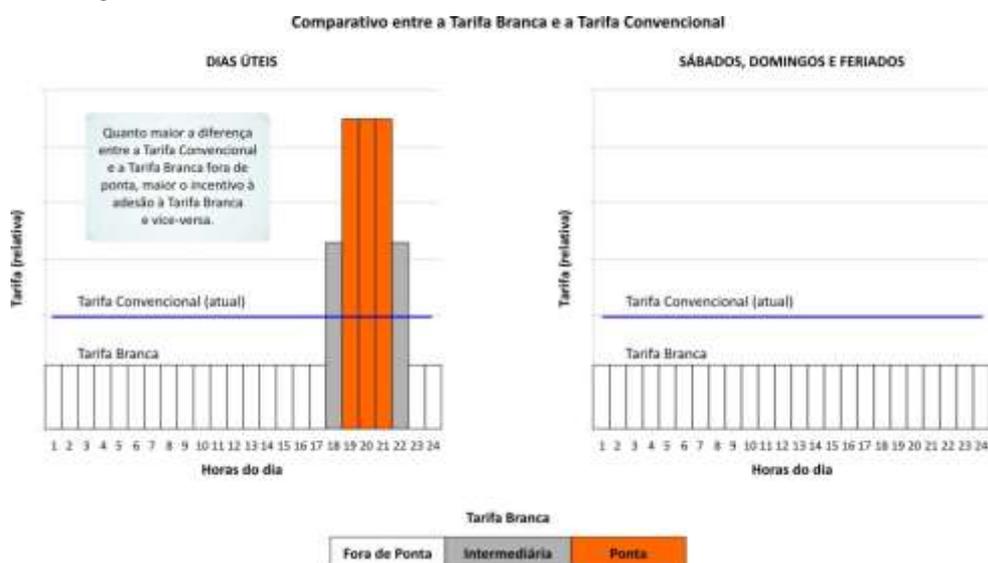
Essa modalidade considera no valor das tarifas a variação do valor da energia elétrica conforme o dia e o horário do consumo. É possível reduzir o valor pago na fatura (gasto) de energia elétrica, caso o hábito de seu consumo seja ajustado para não consumir, ou consumir minimamente, energia nos horários intermediários e de ponta (horários com tarifas mais caras), nos dias úteis. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é fora de ponta para o dia inteiro. O objetivo dessa modalidade é incentivar o deslocamento do consumo dos períodos

de ponta para fora de ponta, quando a rede está com capacidade ociosa e atenuar os picos de consumo no horário de ponta.

O perfil de consumo e a relação entre a Tarifa Branca e a Convencional Monômnia são os fatores que influenciam na vantagem em se adotar a primeira opção. Portanto, é importante simular as contas de energia considerando as duas tarifas, com base nos hábitos de consumo e equipamentos. Quanto maior for a diferença entre a Tarifa Branca fora de ponta e a Tarifa Convencional, maiores serão os benefícios associados com a adoção da primeira.

Na página da ANEEL na internet (<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>), há alguns exemplos comparativos que explicitam os perfis de consumo e as situações nas quais seria vantajoso migrar da Tarifa Convencional para a Tarifa Branca, conforme ilustra a Figura 1:

Figura 1 – Características da Tarifa Branca (extraído de www.aneel.gov.br/tarifa-branca).



Os custos do medidor e de instalação para a Tarifa Branca são de responsabilidade da distribuidora. Porém, os custos para alterações no padrão de entrada da unidade consumidora competem ao consumidor, que pode solicitar medidor com funcionalidades adicionais, desde que arque com a diferença de preço. A fatura nessa modalidade deve discriminar os valores de consumo em cada período (ponta, fora de ponta e intermediário).

Bandeiras Tarifárias

O sistema de Bandeiras Tarifárias, vigente a partir de janeiro de 2015 e aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) reflete os custos reais de geração de energia elétrica e impactam os custos registrados nas faturas de energia elétrica. As cores das bandeiras e os custos associados a cada uma delas indicam as condições de geração de energia elétrica. São três bandeiras: verde, amarela e vermelha:

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia elétrica; sem acréscimo.
- **Bandeira amarela:** condições menos favoráveis de geração de energia elétrica; acréscimo de R\$ 0,015 para cada kWh consumido.
- **Bandeira vermelha - Patamar 1:** condições mais custosas de geração de energia elétrica; acréscimo de R\$ 0,030 para cada kWh consumido.
- **Bandeira vermelha - Patamar 2:** condições ainda mais custosas de geração de energia elétrica; acréscimo de R\$ 0,045 para cada kWh consumido.

4. Energia Reativa e Fator de Potência

Este capítulo apresenta os conceitos e a influência no custo das faturas de energia elétrica da energia reativa e do fator de potência.

Definição de Energia Reativa e Fator de Potência

[Extraído de **Curso de Análise de Investimentos de Projetos de Eficiência Energética para Sistemas de Abastecimento de Água – Ações, Projetos & Tipologias** (VASCONCELOS, 2016)].

A Potência Aparente (S , em VA) é a potência total absorvida por um determinado circuito elétrico.

Equação 2 - Potência Aparente

$$S = VI$$

Na qual V é a tensão elétrica aplicada no circuito e I é a corrente elétrica que por ele flui.

A Potência Ativa (P , em W) pode ser entendida como a quantidade de potência efetivamente transformada em potência mecânica (ou luz, calor, etc.).

Para circuitos puramente resistivos, a tensão elétrica (V) e a corrente elétrica (I) estão em fase. Dessa forma, o fator de potência é igual a 1 e o comportamento de ambas varia conforme a lei de Ohm. Nesses casos, $S=P=V \cdot I$.

Porém, em circuitos capacitivos ou indutivos, como nos casos dos circuitos alimentadores de motores elétricos (rotores magnetizados), a Potência Aparente é a soma vetorial da Potência Ativa com a Potência Reativa.

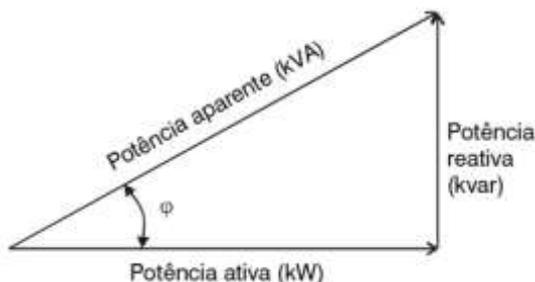
A Potência Reativa (Q , em VAR) é a potência absorvida pelos campos magnéticos de indutores e pelos campos elétricos de capacitores.

Os indutores defasam a corrente elétrica em relação à tensão elétrica, atrasando-a. Os capacitores, por sua vez, defasam a corrente elétrica em relação à tensão elétrica, adiantando-a. Os capacitores, portanto, compensam parte dos indutores nos circuitos elétricos quanto à defasagem da corrente elétrica em relação à tensão elétrica.

O ângulo de fase (φ) é o ângulo de defasagem do vetor resultante de corrente elétrica em relação ao vetor tensão elétrica.

Vetorialmente, a Potência Aparente é a soma do vetor P com o vetor Q , conforme demonstra a Figura 2.

Figura 2 - Potência Aparente: Soma Vetorial.



O Fator de Potência (FP) de um determinado circuito elétrico é a relação entre a Potência Ativa e a Potência Aparente.

Assim,

$$FP = \cos\varphi = \frac{P}{S}$$

Logo, a Potência Ativa pode ser calculada por:

Equação 3 - Potência Ativa

$$P = VI\cos\varphi$$

Por sua vez, a Potência Reativa pode ser expressa por:

Equação 4 - Potência Reativa

$$Q = VI\sin\varphi$$

Por fim, a Potência Aparente pode ser apresentada como:

Equação 5 - Potência Aparente

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

E o fator de potência por:

Equação 6 - Fator de Potência

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}$$

Quando o fator de potência é baixo em um determinado circuito elétrico, a corrente resultante é relativamente alta, aumentando as perdas na instalação. Por conta dessas perdas, as concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica cobram multa caso o fator de potência da instalação fique abaixo de 0,92 para as unidades consumidoras do grupo A, conforme Artigo 95 da Resolução Normativa N°414/2010 da ANEEL.

As causas de baixo fator de potência podem estar associadas com: motores operando em vazio, motores superdimensionados, transformadores operando em vazio, transformadores superdimensionados, tensão acima do normal, grande quantidade de motores de pequena potência com maior folga no dimensionamento (TSUTIYA, 2001).

São projetos típicos para correção do fator de potência: instalação de banco de capacitores junto aos motores, junto ao transformador de entrada e instalação de transformador auxiliar para alimentar pequenas cargas (TSUTIYA, 2001).

Cobrança da Energia Reativa e do Fator de Potência na Fatura

Quando o valor do fator de potência medido na unidade consumidora fica abaixo de 0,92, as concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica estão autorizadas a cobrar pela energia reativa e pela demanda de potência reativa. Essas parcelas são denominadas na fatura de Consumo de Energia Reativa Excedente (ERE) e Demanda Reativa Excedente (DRE). O fator de potência deve ser verificado por medição permanente sendo obrigatório para o grupo A e facultativo para o grupo B.

O fator de potência é verificado a cada intervalo de uma hora e o total de ERE faturada é a somatória dos valores verificados em cada um dos intervalos horários e a DRE é verificada

em relação a demanda medida e a faturável. Caso a unidade consumidora não possua medição apropriada (horária), é verificado o fator de potência médio no ciclo de faturamento. O fator de potência médio (fp_m) para um período (p) é obtido pela fórmula:

Equação 7 - Fator de Potência Médio

$$fp_m = \cos(\tan^{-1} \frac{Q_p}{P_p})$$

A ERE é faturada pela tarifa de consumo (R\$/kWh) do subgrupo B1 e a DRE pela tarifa de demanda (R\$/kW) do grupo A, fora de ponta, modalidade azul.

No período indutivo é verificado somente os fatores de potência menor que 0,92 indutivo (solicitado reativo da rede) e no período capacitivo é verificado somente os fatores de potência menores que 0,92 capacitivo (injetando reativo na rede).

A energia reativa capacitiva é medida em um período de 6 horas consecutivas entre 23h30 e 6h30, sendo normalmente fixado entre 0h00 e 6h00. Já a energia reativa indutiva é medida nas demais horas do dia.

A forma de cobrança da energia (ERE) e da demanda (DRE) reativa excedente, de acordo com a modalidade tarifária, está resumida na Tabela 7:

Tabela 7 – Cobrança de Energia Reativa Excedente

Modalidade	Forma de Cobrança da ERE e da DRE
Todas	{[(Tarifa de consumo subgrupo B1 x ERE) + (Tarifa de demanda grupo A Modalidade Azul, fora de ponta x DRE)] x (1-desconto)} x [1/(1-tributos)]

Notas:

- i. Não há cobrança por ultrapassagem para demanda reativa.

5. Demanda Contratada

Este capítulo apresenta os conceitos e a influência no custo das faturas de energia elétrica com a demanda contratada.

Definição de Demanda

Demanda pode ser definida como a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas à concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado. A grandeza é representada pelas unidades kW e kVAr.

Definição de Fator de Carga

Segundo a Resolução a Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, da ANEEL, o Fator de Carga é definido como sendo a razão entre a demanda e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado (BRASÍLIA, 2010). Também se pode afirmar, que o fator de carga é a razão entre a energia ativa consumida e a energia máxima que poderia ser utilizada em um dado intervalo de tempo (FAGUNDES, 2011).

O Fator de Carga (FC) é o indicador de racionalidade do uso da energia elétrica na unidade consumidora. Para o caso de estações de bombeamento, o FC reflete o nível de utilização dos conjuntos motor-bomba em relação a um determinado período de tempo, normalmente mensal (ou correspondente ao ciclo de faturamento).

O FC é calculado pela relação entre a potência média solicitada pela unidade consumidora (P) e a demanda máxima de potência (D_m) em um período de tempo (T). Calculado pela fórmula:

Equação 8 - Fator de Carga

$$FC = \frac{P}{D_m}$$

Como o consumo de energia (C) é o produto de P e T, tem-se:

Equação 9 - Fator de Carga

$$FC = \frac{C}{T \times D_m}$$

O FC varia de 0 a 1 e é classificado pelas concessionárias conforme a relação da Tabela 8 e a tarifa recebe o seguinte aumento percentual, para unidades consumidoras em alta tensão (preço da energia resultante da composição da demanda e do consumo):

Tabela 8 - Aumento do preço da energia em função do fator de carga

FC	Classificação	Aumento %
0,00-0,35	Péssimo	76%
0,35-0,55	Ruim	18%
0,55-0,75	Regular	7%
0,75-0,90	Bom	3%
0,90-1,00	Ótimo	0%

Nota: Para unidades consumidoras em baixa tensão o valor da tarifa é estabelecido pela ANEEL considerando um valor médio para o FC.

O Custo da Energia Elétrica (CEE) é calculado pela soma do produto da tarifa de demanda (T_d) pela demanda máxima (D_m) com o produto da tarifa do consumo (T_c) pelo consumo medido (C).

Equação 10 - Custo da Energia Elétrica

$$CEE = (T_d \times D_m) + (T_c \times C)$$

Dividindo a expressão pelo consumo (C) e substituindo a expressão de FC na equação, tem-se:

Equação 11 - Custo da Energia Elétrica em relação ao Consumo

$$\frac{CEE}{C} = \frac{T_d}{T \times FC} + T_c$$

Como as tarifas de demanda e consumo são constantes, conclui-se que o CEE é inversamente proporcional ao FC. Isto é, quanto maior o FC menor será o custo da energia por kWh consumido.

Projetos típicos para correção do FC são: substituição de painéis de acionamento (inversores de frequência) e de conjuntos motor-bomba superdimensionados, buscando a operação a plena carga e de forma mais contínua possível. A literatura técnica recomenda um regime de bombeamento mínimo de 14 horas por dia

O fator de carga, portanto, deve ser trabalhado para tender a 1. Nesse caso, pode-se dizer que a gestão da demanda contratada foi aplicada de forma eficiente.

6. Redução na Fatura de Energia Elétrica

Este capítulo apresenta algumas possibilidades de se reduzir os custos com energia elétrica, tendo em vista as informações dos itens anteriores a respeito da composição da fatura de energia elétrica. Nesse sentido, dois procedimentos são aqui abordados:

- Correção do fator de potência (para Grupo A).
- Enquadramento na melhor modalidade tarifária de acordo com o perfil de consumo e demanda ao longo das horas do dia (Grupos A e B).

Correção do Fator de Potência

O procedimento para avaliação da necessidade de se corrigir o fator de potência é simples e de baixo custo.

Para tanto, basta verificar se nas últimas 12 faturas de energia elétrica ocorreram pagamentos relativos ao consumo de energia e/ou demanda reativas excedentes. Caso afirmativo, deve-se avaliar quais as causas do baixo fator de potência e estimar os custos para correção dessas causas. Nesse sentido, pode-se efetuar o dimensionamento correto de componentes elétricos e substituir motores e transformadores superdimensionados, operando em vazio, instalar banco de capacitores, utilizar inversores de frequência, mudar o ponto de conexão ou redimensionar capacitores instalados.

Para evitar que capacitores fiquem permanentemente energizados, conectados à rede elétrica, gerando reativos capacitivos excedentes nos momentos em que as cargas indutivas (motores elétricos de indução) estão desligadas, recomenda-se intertravar o circuito dos capacitores com o circuito de alimentação dos motores, de forma que, ao se desligar a carga indutiva, desligue-se também a capacitiva. Nas avaliações das causas de baixo fator de potência, recomenda-se avaliar a memória de massa de pelo menos 3 ciclos de faturamento, de maneira a se ter um panorama mais amplo do comportamento da unidade consumidora.

Por meio da estimativa de custos da correção do fator de potência (C_{FP}) ou orçamento de empresa especializada (preferível), deve-se avaliar a viabilidade econômica dos procedimentos corretivos comparando-se a soma dos valores pagos com energia e demanda reativas excedentes (C_{reat}) com o valor da parcela anual trazida a valor presente de uma série uniforme de n pagamentos anuais calculados a uma taxa de juros i , de acordo com a Equação 12:

Equação 12 - Viabilidade de Correção do FP

$$C_{reat} \geq C_{FP} \times \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1}$$

Para a instalação de bancos de capacitores, por terem eles uma vida útil estimada de 5 anos (n), aplicando-se uma taxa de juros (i) igual à taxa básica do Banco Central para setembro/2016 (14,25%), a relação acima torna-se:

Equação 13 - Viabilidade para Banco de Capacitores

$$C_{reat} \geq C_{FP} \times 0,293036$$

Para motores elétricos e bombas, cuja vida útil pode ser estimada em mais de 10 anos, a relação acima torna-se:

Equação 14 - Viabilidade para Motores e Bombas

$$C_{reat} \geq C_{FP} \times 0,193588$$

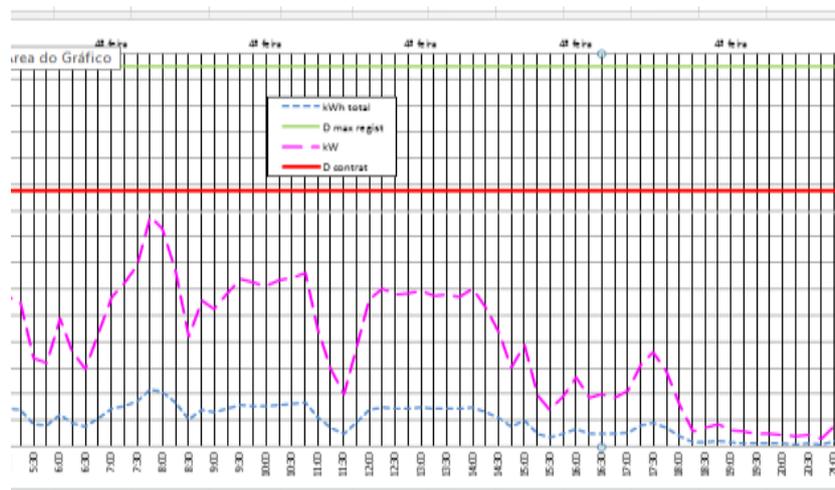
Para outros valores de vida útil e taxa de juros, basta aplicar a Equação 12.

Avaliação da Demanda Contratada

Para se avaliar a demanda contratada e a possibilidade de reduzir os custos ajustando o valor contratado ou os procedimentos operacionais, recomenda-se obter as 36 últimas faturas de energia elétrica e o *Relatório de Demanda* da unidade consumidora, que pode ser solicitado à concessionária ou permissionária distribuidora de energia elétrica. Essas informações estão na chamada memória de massa dos medidores em alta tensão (grupo A) e mostra a *curva de carga* da instalação contendo a demanda ativa e reativa e o consumo ativo e reativo integralizados a cada 15 minutos. Caso não se disponha das 36 últimas faturas, pode-se realizar as mesmas análises considerando-se os valores das 18 ou 12 últimas faturas de energia elétrica.

A memória de massa permite avaliar o uso da energia elétrica ao longo de cada dia e identificar mudanças operacionais que permitam reduzir o valor da fatura de energia. A Figura 3 mostra um exemplo de gráfico retirado de uma memória de massa:

Figura 3 - Gráfico de "Memória de Massa"



Deve-se registrar a cada mês a demanda medida conforme as faturas de energia. Quanto maior o período registrado, melhor serão os resultados da análise. Deve-se atentar para a manutenção das condições de contorno ao longo do período analisado, como: quantidade de motores em operação, potência dos motores, quantidade de água produzida (vazão), etc.

Com essas informações, pode-se traçar o *Gráfico de Histórico de Demanda*. Esse gráfico irá mostrar o padrão de sazonalidade da demanda efetivamente medida, sendo possível identificar o valor de demanda máxima ($D_{m\acute{a}x}$) e compará-lo com a demanda contratada (D_{contr}).

Para unidades consumidoras na modalidade A4, a tolerância de ultrapassagem de demanda é de 5% da contratada. Pode-se avaliar, assim, se $D_{contr} = D_{m\acute{a}x} / 1,05$.

Caso a relação acima não seja verdadeira, deve-se pedir o ajustamento do contrato junto à concessionária ou permissionária distribuidora de energia elétrica para se evitar

pagamentos de parcelas da demanda contratada não utilizada ou multas por ultrapassagem de demanda contratada.

Recomenda-se avaliar a frequência de ultrapassagem da demanda contratada e/ou subutilizada frente aos procedimentos operacionais, de maneira que alterações na demanda contratada não influenciem em procedimentos operacionais ineficientes.

No próximo capítulo será mostrado um exemplo de procedimento para formatação de uma planilha de cálculo ou programação de um aplicativo para realizar a análise de demanda contratada.

Avaliação da Modalidade Tarifária

Para se avaliar a melhor modalidade tarifária para a unidade consumidora, deve-se obter os valores de consumo e demanda nos postos tarifários distintos, quais sejam: ponta, fora de ponta e intermediário.

Essas informações estão totalmente disponíveis nas faturas para as modalidades Azul e Verde do Grupo A. Caso a unidade esteja contratada em modalidade Convencional (se essa ainda estiver vigente) para o Grupo A e Convencional ou Branca para o Grupo B, essas informações deverão ser obtidas por medidor específico a ser instalado, já que os medidores convencionais não possuem recursos horários e memória suficientes (alguns ainda utilizam o ponteiro de arrasto). Como na modalidade convencional binômica a fatura informa apenas o consumo total e a demanda máxima no período e é necessário conhecer os consumos por posto horário, caso não se possa medir, recomenda-se ratear o consumo total informado entre os períodos ponta e fora de ponta considerando um Fator de Carga típico, ou no boletim diário da Operação, ou considerar os totais de horas médias disponíveis para a ponta (66 horas/mês) e fora de ponta (654 horas/mês).

O consumidor pode instalar seu próprio medidor para monitorar e registrar esses valores de maneira a se obter a curva característica de consumo e demanda da instalação, através dos pulsos do medidor da concessionária ou permissionária.

Assim, deve-se preparar uma planilha de cálculo ou programar um aplicativo onde seja possível inserir em uma tabela de *Simulação de Demanda Modalidade Azul*, como dados de entrada, os valores de demanda de ponta e fora de ponta contratados ~~para períodos seco e úmido que resultam no menor gasto anual~~, as tarifas de demanda de ponta, fora de ponta e de ultrapassagem de ponta e fora de ponta e os valores registrados de demanda de ponta, fora de ponta e de ultrapassagem dos últimos 12 meses (ou estimados/esperados para os próximos 12 meses).

Em seguida, deve-se inserir em outras duas tabelas semelhantes de *Simulação de Demanda Modalidade Verde*, inserindo os valores de demanda ~~nos períodos seco e úmido para o menor gasto anual~~, e de *Simulação de Demanda Modalidade Convencional*, inserindo o valor de demanda para o menor gasto anual.

Após as simulações com gastos de demanda, deve-se simular os gastos de consumo para as 3 modalidades, ou apenas 2, caso a modalidade Convencional tenha sido extinta, registrando-se os valores mensais de consumo na ponta e fora de ponta de acordo com a tarifas de consumo aplicáveis.

Finalmente, deve-se somar, para cada modalidade, os valores simulados de demanda e consumo e comparar os resultados. A menor soma das parcelas de demanda e consumo representará a modalidade mais econômica para o perfil de consumo da unidade analisada.

No próximo capítulo, será mostrado um exemplo de procedimento para formatação de uma planilha de cálculo ou programação de um aplicativo para realizar a análise da melhor modalidade tarifária.

Para baixa tensão, os procedimentos são idênticos, porém mais simples, havendo diferenciação apenas para as tarifas de consumo na Modalidade Branca (ponta, fora de ponta e intermediária), caso em que essas informações deverão constar na fatura.

7. Simulações Tarifárias

Este capítulo apresenta um método para simular o custo da tarifa nas modalidades disponíveis para alta e baixa tensão utilizando-se de planilhas capazes de simular os custos inerentes a cada modalidade tarifária, bem como comparar os resultados ao final.

Pelo fato de que os contratos em alta tensão cobram pela demanda contratada, a primeira simulação que se sugere realizar é sobre a Demanda Contratual. Em seguida, sugere-se elaborar as planilhas para simular os custos com demanda e consumo para as modalidades tarifárias Azul, Verde e Convencional (enquanto ainda estiver vigente) em alta tensão e, se possível para a unidade consumidora em análise, os custos de consumo para as modalidades Branca e Convencional em baixa tensão.

Recomenda-se ter as 36 últimas faturas de energia e o *Relatório de Demanda* para essa simulação. No entanto, um mínimo de 12 faturas já é suficiente. No exemplo aqui apresentado, foram consideradas as 24 últimas faturas. Conforme mencionado anteriormente, o *Relatório de Demanda* deve ser solicitado à concessionária, pois o mesmo fica armazenado na memória de massa do medidor de energia. Caso não se possa dispor das 36 últimas faturas, recomenda-se dispor, no mínimo, das 12 a 18 últimas faturas.

A lógica apresentada para montagem das planilhas de simulações pode ser utilizada para programação de um arquivo executável (por exemplo, .exe) ou de um aplicativo a ser disponibilizado em uma página na internet (por exemplo, .php). O ProEESA disponibiliza o arquivo com as planilhas utilizadas como exemplo na página do Ministério das Cidades. Essas planilhas foram desenvolvidas tendo-se como referência o Manual de Tarifação da Energia Elétrica da ELETROBRÁS (2011).

Planilha para Simulação da Demanda Contratual

Em uma planilha de cálculo, deve-se registrar a demanda mensal medida informada nas faturas de energia elétrica no campo *histórico de demanda*. Essas informações estão inseridas nas células B4 a B27 no exemplo mostrado abaixo.

Em seguida, deve-se encontrar o valor da máxima demanda registrada no período. Esse valor está identificado na célula C4 deste exemplo. Utilizou-se a seguinte expressão para essa célula: =MÁXIMO(B4:B27).

Finalmente, admitindo-se que o padrão de demanda permanecerá o mesmo, deve-se calcular qual seria o maior valor de demanda contratada para o qual não se pagaria multa por ultrapassagem.

Para contratos no subgrupo A4, a tolerância de ultrapassagem é de 5%. Portanto, a demanda contratada mais eficiente será aquela igual à demanda máxima registrada dividida por 1,05. Esse valor está registrado na célula D4. Adotou-se a seguinte expressão para essa célula: =C4/(1+D5), lembrando que na célula D5 foi inserido o valor da tolerância para ultrapassagem de demanda.

Portanto, a partir do histórico utilizado nesse exemplo, a demanda máxima registrada foi de **596,5 kW** e a demanda contratada mais eficiente, considerando que o perfil de consumo permanecerá o mesmo, é de **568,1 kW**. Os resultados podem ser visualizados na Figura 4.

Esses dados também podem ser utilizados para se traçar gráficos de tendência da demanda, caso se queira visualizar o comportamento dessa variável a cada mês.

Figura 4 – Simulação de Demanda Contratada

	A	B	C	D
3	Mês	D (kW)	D máx (kW)	D ideal (kW)
4	jan/14	422,8	596,50	568,10
5	fev/14	533,4	*Tolerância ultrapassagem de demanda	5%
6	mar/14	572,0		
7	abr/14	596,5		
8	mai/14	557,3		
9	jun/14	434,9		
10	jul/14	432,6		
11	ago/14	428,8		
12	set/14	503,1		
13	out/14	463,1		
14	nov/14	581,1		
15	dez/14	581,1		
16	jan/15	439,8		
17	fev/15	501,7		
18	mar/15	518,4		
19	abr/15	535,4		
20	mai/15	508,0		
21	jun/15	407,5		
22	jul/15	388,2		
23	ago/15	368,6		
24	set/15	484,4		
25	out/15	441,9		
26	nov/15	526,7		
27	dez/15	520,1		

Planilha para Simulação Modalidade Azul

Para simular os custos de demanda e energia na Modalidade Azul a partir de uma determinada base de dados, deve-se obter os valores mensais de demanda (kW) e consumo (MWh-kWh) em horários de ponta e fora de ponta.

No exemplo mostrado abaixo, os valores mensais de demanda na ponta (D P) estão inseridos nas células B9 a B20, de demanda fora de ponta (D FP) nas células F9 a F20, de consumo na ponta (C P) nas células B34 a B45 e de consumo fora de ponta (C FP) na C34 a C45 (Figuras 4 e 5).

Também deve-se inserir os valores de demanda contratada na ponta (P) e fora de ponta (FP) ~~para os períodos úmido e seco~~ (células A6 a e D6B6) e os valores das tarifas de demanda para ponta (P), ultrapassagem na ponta (Ult P), fora de ponta (FP) e ultrapassagem fora de ponta (Ult FP) – células E6 a H6 – os valores das tarifas de consumo na ponta (P) e fora de ponta (FP) ~~para os períodos úmido e seco~~, conforme as bandeiras tarifárias – células A31 a D34F31.

Para se calcular os custos com demanda, deve-se realizar um teste lógico logo após os valores inseridos para esse parâmetro – células C9 a C20 e G9 a G20. Esse teste visa verificar 3 condições: 0 para demanda registrada menor ou igual à contratada; 1 para demanda registrada maior que a contratada, porém dentro do limite de tolerância (5%); 2 para demanda registrada maior que 1,05 vezes a demanda contratada, a partir de quando se pagará multa por ultrapassagem. Para esse teste, utilizou-se a declaração =SE(B9>\$A\$6;(SE(B9>1,05*\$A\$6;2;1));0) na célula C9. Para as demais células dessa coluna

foram utilizadas declarações análogas. **É importante lembrar que o período úmido é válido para os meses de dezembro a abril e o período seco de maio a novembro.** Os valores de demanda contratada devem estar referenciados de acordo com o período. Os resultados estão apresentados na Figura 5.

Figura 5 – Simulação de Custos de Demanda Modalidade Azul (AT)

	A Período Úmido		C Período Seco		E	G Horo-sazonal Azul		H	I
	P	FP	P	FP	P	U P	FP	U P	
	540	480	510	480	30,00	80,00	9,00	27,00	
Mês	D P(kW)	Teste	D P(R\$)	D U P(R\$)	D FP(kW)	Teste	D FP(R\$)	D U FP(R\$)	
jan/14	422,8	0	16.200,00	0,00	439,8	0	4.320,00	0,00	
fev/14	533,4	0	16.200,00	0,00	501,7	1	4.515,30	0,00	
mar/14	572,0	2	16.200,00	1920,00	518,4	2	4.320,00	1036,80	
abr/14	596,5	2	16.200,00	3390,00	535,4	2	4.320,00	1495,80	
mai/14	557,3	1	16.719,00	0,00	508,0	2	4.320,00	756,00	
jun/14	434,9	0	16.200,00	0,00	407,5	0	4.320,00	0,00	
jul/14	432,6	0	16.200,00	0,00	388,2	0	4.320,00	0,00	
ago/14	428,8	0	16.200,00	0,00	388,6	0	4.320,00	0,00	
set/14	503,1	0	16.200,00	0,00	484,4	1	4.350,60	0,00	
out/14	463,1	0	16.200,00	0,00	441,9	0	4.320,00	0,00	
nov/14	581,1	2	16.200,00	2466,00	526,7	2	4.320,00	1260,90	
dez/14	581,1	2	16.200,00	2466,00	520,1	2	4.320,00	1082,70	
Totais (R\$)			194.919,00	10.242,00			82.074,90	8.632,20	
Total com Demanda (R\$)									262.868,10

Alta Tensão - Modalidade Azul - Simulação de Custos de Consumo

Demanda Contratada (kW)		Tarifas de Demanda (R\$/kW)							
P	FP	Tarifa horária Azul - A4 - com desconto 15%							
		P (85% da Demanda)	U P - S/ Desconto	FP (85% da Demanda)	U FP - S/ desconto				
540	480	19,71	46,38	6,89	16,22				
Mês	D P(kW)	Teste	D P(R\$)	D U P(R\$)	D FP(kW)	Teste	D FP(R\$)	D U FP(R\$)	
jan/16	422,8	0	10.644,21	0,00	439,8	0	3.308,88	0,00	
fev/16	533,4	0	10.644,21	0,00	501,7	1	3.458,47	0,00	
mar/16	572,0	2	10.644,21	1488,16	518,4	2	3.308,88	622,85	
abr/16	596,5	2	10.644,21	2620,47	535,4	2	3.308,88	896,59	
mai/16	557,3	1	10.965,22	0,00	508,0	2	3.308,88	454,16	
jun/16	434,9	0	10.644,21	0,00	407,5	0	3.308,88	0,00	
jul/16	432,6	0	10.644,21	0,00	388,2	0	3.308,88	0,00	
ago/16	428,8	0	10.644,21	0,00	388,6	0	3.308,88	0,00	
set/16	503,1	0	10.644,21	0,00	484,4	1	3.339,21	0,00	
out/16	463,1	0	10.644,21	0,00	441,9	0	3.308,88	0,00	
nov/16	581,1	2	10.644,21	1906,22	526,7	2	3.308,88	757,47	
dez/16	581,1	2	10.644,21	1906,22	520,1	2	3.308,88	650,42	
Totais (R\$)			128.071,53	7.917,07			39.886,48	3.363,49	
Total com Demanda (R\$)									179.258,57

A partir do teste lógico, configura-se os cálculos dos custos com demanda na ponta (D P), fora de ponta (D FP), ultrapassagem na ponta (D U P) e ultrapassagem fora de ponta (D U FP). Respectivamente, esses cálculos estão nas células D9 a D20, E9 a E20, H9 a H20 e I9 a I20.

A regra para cálculo dos custos de demanda são como se segue:

- Se o valor do teste for 0, a demanda será calculada multiplicando-se o valor da demanda contratada para o período pelo valor da tarifa de demanda para o posto tarifário.
- Se o valor do teste for 1, a demanda será calculada multiplicando-se o valor da demanda registrada pelo valor da tarifa de demanda para o posto tarifário.
- Se o valor do teste for 2, a demanda será calculada multiplicando-se o valor da demanda contratada para o período pelo valor da tarifa de demanda para o posto tarifário, porém a demanda de ultrapassagem, calculada apenas para este caso, será obtida multiplicando-se o valor excedente entre a demanda registrada e a contratada pela tarifa de ultrapassagem de demanda.

Nesse exemplo, a declaração da célula D9 é =SE(C9=1;B9*\$E\$6;\$A\$6*\$E\$6) e da célula E9 é =SE(C9=2;(B9-\$A\$6)*\$F\$6;0). Por analogia, respeitando-se ~~os períodos (úmido e seco)~~ as bandeiras tarifárias (verde, amarela e vermelha) e os postos tarifários (ponta e fora de ponta) pode-se configurar as outras células.

Finalmente, obtém-se a soma dos custos calculados (células D22, E22, H22 e I22) e o custo total com demanda somando-se os valores dessas últimas, como se pode observar na célula I23.

Para se calcular os custos com consumo – células D34 a D45 e E34 a E45 – basta multiplicar os valores inseridos pelas tarifas referentes ao mesmo período e posto tarifário. Para esse exemplo foi inserida a declaração =B34*\$A\$31/1000 para a célula D34. As demais podem ser configuradas por analogia.

Finalmente, obtém-se a soma dos custos de consumo na ponta e fora de ponta – células D47 e E47 – a soma com o total dos custos com consumo através da soma das duas células anteriores – célula E48 – e a soma dos custos totais para a Modalidade Azul, somando-se as células E48 e I23 neste exemplo (valor mostrado na célula E50). Os resultados estão apresentados na Figura 6.

Figura 6 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Azul (AT)

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
24									
25	Alta Tensão - Modalidade Azul - Simulação de Custos de Consumo								
26									
27	Tarifas de Consumo (R\$/MWh)								
28	Horo-sazonal Azul								
29	Período Úmido		Período Seco						
30	P	FP	P	FP					
31	447,88	309,76	492,67	340,74					
32									
33	Mês	C P(MWh)	C FP(MWh)	C P(R\$)	C FP(R\$)				
34	jan'14	16.671	94.522	7.466,61	29.279,13				
35	fev'14	18.849	100.526	8.442,09	31.138,93				
36	mar'14	27.717	123.667	12.413,89	38.307,09				
37	abr'14	28.467	124.092	12.749,80	38.438,74				
38	mai'14	24.424	108.540	12.032,97	36.983,92				
39	jun'14	23.919	111.557	11.764,17	38.011,93				
40	jul'14	18.226	83.563	8.978,40	28.473,26				
41	ago'14	15.307	71.993	7.541,30	24.530,89				
42	set'14	24.967	106.667	12.300,49	36.345,71				
43	out'14	21.130	92.496	10.410,12	31.517,09				
44	nov'14	25.514	105.338	12.569,98	35.892,87				
45	dez'14	26.692	115.548	11.954,81	35.792,15				
46									
47	Totais (R\$)			128.645,64	404.711,72				
48	Total com Consumo (R\$)				533.357,36				
49									
50	Total Tarifa Azul (R\$)				796.225,46				

Tarifas de Consumo (R\$/MWh)					
Tarifa horária Azul - com desconto 15%					
Tarifa Verde (TE+TUSD) - 85% da Tarifa		Tarifa Amarela (TE+TUSD) - 85% da Tarifa		Tarifa Vermelha (TE+TUSD) - 85% da Tarifa	
P	FP	P	FP	P	FP
404,89	285,40	417,64	298,15	430,39	310,90
Mês	C P(kWh)	C FP(kWh)	C P(R\$)	C FP(R\$)	Indique a Bandeira
jan/16	16.671	94.522	6.749,90	26.976,20	Verde
fev/16	18.849	100.526	7.631,75	28.689,72	Verde
mar/16	27.717	123.667	11.222,31	35.294,07	Verde
abr/16	28.467	124.092	11.525,98	35.415,36	Verde
mai/16	24.424	108.540	9.889,01	30.976,88	Verde
jun/16	23.919	111.557	9.684,54	31.837,92	Verde
jul/16	18.226	83.563	7.379,51	23.848,55	Verde
ago/16	15.307	71.993	6.197,64	20.546,51	Verde
set/16	24.967	106.667	10.108,86	30.442,34	Verde
out/16	21.130	92.496	8.555,30	26.397,99	Verde
nov/16	25.514	105.338	10.330,34	30.063,04	Verde
dez/16	26.692	115.548	10.807,30	32.976,94	Verde
Totais (R\$)			110.082,44	353.465,51	
Total com Consumo (R\$)				463.547,95	
Total Tarifa Azul (R\$)				642.806,52	

Planilha para Simulação Modalidade Verde

Para simular os custos de demanda e energia na Modalidade Verde, deve-se inserir os mesmos dados da planilha anterior (Modalidade Azul). Porém, nesse caso, simplifica-se os cálculos dos custos de demanda, visto que não há diferenciação no preço das tarifas de demanda em função do posto tarifário (ponta e fora de ponta).

Assim, entra-se apenas com a demanda contratada em função ~~do período (úmido ou seco)~~ das bandeiras tarifárias e com as tarifas de demanda e ultrapassagem.

A lógica de configuração da planilha é a mesma do item anterior, conforme pode-se observar na Figura 7.

Quanto aos cálculos para os custos de consumo e custos totais para a Modalidade Verde, a lógica é idêntica àquela da Modalidade Azul, conforme se pode observar na Figura 8.

O valor total de custos de demanda e consumo para a Modalidade Verde pode ser observado na célula E50.

Figura 7 – Simulação de Custos de Demanda Modalidade Verde (AT)

	A	B	C	D	E
1	Alta Tensão - Modalidade Verde - Simulação de Custos de Demanda				
2					
3	Demanda Contratada (kW)			Tarifas de Demanda (R\$/kW)	
4	Horo-sazonal Verde			Horo-sazonal Verde	
5	Período Úmido	Período Seco		Demanda	Ultrapassagem
6	540	510		9,00	27,00
7					
8	Mês	D P(kW)	Teste	D (R\$)	D U(R\$)
9	jan/14	439,8	0	4.860,00	0,00
10	fev/14	533,4	0	4.860,00	0,00
11	mar/14	572,0	2	4.860,00	864,00
12	abr/14	596,5	2	4.860,00	1525,50
13	mai/14	557,3	1	5.015,70	0,00
14	jun/14	434,9	0	4.590,00	0,00
15	jul/14	432,6	0	4.590,00	0,00
16	ago/14	428,8	0	4.590,00	0,00
17	set/14	503,1	0	4.590,00	0,00
18	out/14	463,1	0	4.590,00	0,00
19	nov/14	581,1	2	4.590,00	1919,70
20	dez/14	581,1	2	4.860,00	1109,70
21					
22	Totais (R\$)			56.855,70	5.418,90
23	Total com Demanda (R\$)				62.274,60

Alta Tensão - Modalidade Verde - Simulação de Custos de Demanda				
Demanda Contratada (kW)			Tarifas de Demanda (R\$/kW)	
Tarifa Horária Verde - A4			Tarifa Horária Verde - A4	
Demanda (Ponta e Fora Ponta)			P e FP (85% da Demanda)	Ultr - Sem desconto
540			6,89	13,79
Mês	D (kW)	Teste	D (R\$)	D U(R\$)
jan/16	439,8	0	3.722,49	0,00
fev/16	533,4	0	3.722,49	0,00
mar/16	572,0	2	3.722,49	441,18
abr/16	596,5	2	3.722,49	778,97
mai/16	557,3	1	3.841,75	0,00
jun/16	434,9	0	0,00	0,00
jul/16	432,6	0	0,00	0,00
ago/16	428,8	0	0,00	0,00
set/16	503,1	0	0,00	0,00
out/16	463,1	0	0,00	0,00
nov/16	581,1	2	0,00	8011,63
dez/16	581,1	2	3.722,49	566,65
Totais (R\$)			22.454,20	9.798,42
Total com Demanda (R\$)				32.252,62

Figura 8 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Verde (AT)

	A	B	C	D	E
25	Alta Tensão - Modalidade Verde - Simulação de Custos de Consumo				
26					
27	Tarifas de Consumo (R\$/MWh)				
28	Horo-sazonal Verde				
29	Período Úmido		Período Seco		
30	P	FP	P	FP	
31	1.174,98	309,76	1.292,49	340,74	
32					
33	Mês	C P(MWh)	C FP(MWh)	C P(R\$)	C FP(R\$)
34	jan/14	16.671	94.522	19.588,09	29.279,13
35	fev/14	18.849	100.526	22.147,20	31.138,93
36	mar/14	27.717	123.667	32.566,92	38.307,09
37	abr/14	28.467	124.092	33.448,16	38.438,74
38	mai/14	24.424	108.540	31.567,78	36.983,92
39	jun/14	23.919	111.557	30.915,07	38.011,93
40	jul/14	18.226	83.563	23.556,92	28.473,26
41	ago/14	15.307	71.993	19.784,14	24.530,89
42	set/14	24.967	106.667	32.269,60	36.345,71
43	out/14	21.130	92.496	27.310,31	31.517,09
44	nov/14	25.514	105.338	32.976,59	35.892,87
45	dez/14	26.692	115.548	31.362,57	35.792,15
46					
47	Totais (R\$)			337.493,34	404.711,72
48	Total com Consumo (R\$)				742.205,06
49					
50	Total Tarifa Verde (R\$)				804.479,66

Alta Tensão - Modalidade Verde - Simulação de Custos de Demanda				
Demanda Contratada (kW)		Tarifas de Demanda (R\$/kW)		
Tarifa Horária Verde - A4		Tarifa Horária Verde - A4		
Demanda (Ponta e Fora Ponta)		P e FP (85% da Demanda)	Ultr - Sem desconto	
540		6,89	13,79	
Mês	D (kW)	Teste	D (R\$)	D U(R\$)
jan/16	439,8	0	3.722,49	0,00
fev/16	533,4	0	3.722,49	0,00
mar/16	572,0	2	3.722,49	441,18
abr/16	596,5	2	3.722,49	778,97
mai/16	557,3	1	3.841,75	0,00
jun/16	434,9	0	0,00	0,00
jul/16	432,6	0	0,00	0,00
ago/16	428,8	0	0,00	0,00
set/16	503,1	0	0,00	0,00
out/16	463,1	0	0,00	0,00
nov/16	581,1	2	0,00	8011,63
dez/16	581,1	2	3.722,49	566,65
Totais (R\$)			22.454,20	9.798,42
Total com Demanda (R\$)				32.252,62

Planilha para Simulação Modalidade Convencional

Para simular os custos de demanda e energia na Modalidade Convencional, se essa modalidade ainda estiver vigente, devem ser inserir os mesmos dados das planilhas anteriores (Modalidade Azul e Verde).

Porém, neste caso, os cálculos de demanda e consumo são ainda mais simples, visto que não há diferenciação no preço das tarifas em função do posto tarifário, como se pode observar nas Figuras 9 e 10:

Figura 9 – Simulação de Custos de Demanda Modalidade Convencional (AT)

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Alta Tensão - Modalidade Convencional - Simulação de Custos de Demanda							
2	*Essa simulação não é aplicável caso a demanda contratada seja maior que 300kW							
3	Demanda Contratada (kW)			Tarifas de Demanda (R\$/kW)		Dmáx		Teste
4	Convencional			Convencional		540		2
5	Período Úmido	Período Seco		Demanda	Ultrapassagem	Teste=1		Simulação válida
6	540	510		30,60	91,80	Teste=2		Simulação inválida
7								
8	Mês	D P(kW)	Teste	D (R\$)	D U(R\$)			
9	jan/14	439,8	0	16.524,00	0,00			
10	fev/14	533,4	0	16.524,00	0,00			
11	mar/14	572,0	2	16.524,00	2937,60			
12	abr/14	596,5	2	16.524,00	5186,70			
13	mai/14	557,3	1	17.053,38	0,00			
14	jun/14	434,9	0	15.606,00	0,00			
15	jul/14	432,6	0	15.606,00	0,00			
16	ago/14	428,8	0	15.606,00	0,00			
17	set/14	503,1	0	15.606,00	0,00			
18	out/14	463,1	0	15.606,00	0,00			
19	nov/14	581,1	2	15.606,00	6526,98			
20	dez/14	581,1	2	16.524,00	3772,98			
21								
22	Totais (R\$)			193.309,38	18.424,26			
23	Total com Demanda (R\$)				211.733,64			

Alta Tensão - Modalidade Convencional - Simulação de Custos de Demanda				
*Essa simulação não é aplicável caso a demanda contratada seja maior que 150kW / Modalidade sendo extinta a partir do 4o Ciclo de Revisão Tarifária)				
Demanda Contratada (kW)		Tarifas de Demanda (R\$/kW)		
Convencional - A4		Convencional - A4		
Demanda (Ponta e Fora Ponta)		P e FP (85% da Demanda)	Ultr - sem desconto	
540		21,09	49,62	
Mês	D (kW)	Teste	D (R\$)	D U(R\$)
jan/16	439,8	0	11.387,79	0,00
fev/16	533,4	0	11.387,79	0,00
mar/16	572,0	2	11.387,79	1587,84
abr/16	596,5	2	11.387,79	2803,53
mai/16	557,3	1	11.752,62	0,00
jun/16	434,9	0	0,00	0,00
jul/16	432,6	0	0,00	0,00
ago/16	428,8	0	0,00	0,00
set/16	503,1	0	0,00	0,00
out/16	463,1	0	0,00	0,00
nov/16	581,1	2	0,00	28834,18
dez/16	581,1	2	11.387,79	2039,38
Totais (R\$)			68.691,57	35.264,93
Total com Demanda (R\$)				103.956,51

Entretanto, deve-se atentar para a impossibilidade de contratação desta modalidade caso a demanda seja superior à 300-150 kW. Por isso, inseriu-se o teste lógico na célula H4, para se verificar esse critério. A declaração dessa célula é =SE(G4<150300;1;2), sendo que na célula G4 inseriu-se a declaração =MÁXIMO(A6:B6).

Figura 10 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Convencional (AT)

	A	B	C	D	E	F	G	H	
24									
25	Alta Tensão - Modalidade Convencional - Simulação de Custos de Consumo								
26									
27	Tarifas de Consumo (R\$/MWh)								
28	Convencional								
29	Período Úmido	Período Seco							
30	321,27	353,40							
31									
32	Mês	C P(MWh)	C FP(MWh)	C T(R\$)					
33	jan/14	16.671	94.522	35.722,98					
34	fev/14	18.849	100.526	38.351,61					
35	mar/14	27.717	123.667	48.635,14					
36	abr/14	28.467	124.092	49.012,63					
37	mai/14	24.424	108.540	46.989,08					
38	jun/14	23.919	111.557	47.876,81					
39	jul/14	18.226	83.563	35.971,93					
40	ago/14	15.307	71.993	30.851,56					
41	set/14	24.967	106.667	46.519,06					
42	out/14	21.130	92.496	40.155,09					
43	nov/14	25.514	105.338	46.242,70					
44	dez/14	26.692	115.548	45.697,44					
45									
46	Totais (R\$)			512.026,02					
47	Total com Consumo (R\$)			512.026,02					
48									
49	Total Tarifa Convencional (R\$)			723.759,66	Simulação inválida				
	Tarifas de Consumo - TUSD + TE (Ponta e Fora Ponta) - R\$/MWh								
	Convencional A4 - 85% da Tarifa								
	Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha						
	295,36	308,11	320,86						
	Mês	C P(kWh)	C FP(kWh)	C T(R\$)	Indique a Bandeira				
	jan/16	16.671	94.522	32.841,74	Verde				
	fev/16	18.849	100.526	35.258,36	Verde				
	mar/16	27.717	123.667	44.712,48	Verde				
	abr/16	28.467	124.092	45.059,52	Verde				
	mai/16	24.424	108.540	39.271,98	Verde				
	jun/16	23.919	111.557	40.013,92	Verde				
	jul/16	18.226	83.563	30.064,20	Verde				
	ago/16	15.307	71.993	25.784,75	Verde				
	set/16	24.967	106.667	38.879,15	Verde				
	out/16	21.130	92.496	33.560,35	Verde				
	nov/16	25.514	105.338	38.648,19	Verde				
	dez/16	26.692	115.548	42.011,72	Verde				
	Totais (R\$)			446.106,36					
	Total com Consumo (R\$)			446.106,36					
	Total Tarifa Convencional (R\$)			550.062,87	Simulação inválida - Demanda >150 kW				

Da mesma maneira, na planilha de cálculo do consumo e do custo total, inseriu-se a declaração =SE(H4=1;H5;H6) na célula E49 para verificar a validade dessa modalidade, mostrando se essa opção é válida ou inválida.

Planilha para Simulação em Baixa Tensão

Para simular os custos da fatura em baixa tensão, basta usar a mesma lógica das planilhas de consumo em alta tensão, visto que, nesse caso, não haverá cobrança por demanda.

Para a Tarifa Branca, deve-se inserir o preço das tarifas de consumo para os horários de ponta (P), intermediário (INT) e fora de ponta (FP) – células A6 a B6 na Figura 11. Em seguida, deve-se inserir o consumo de energia mensal relativo a cada um desses horários (C P, C INT e C FP) – células B9 a D20 – e multiplicar cada consumo pela tarifa respectiva, obtendo-se os custos com cada componente. Finalmente, somam-se cada coluna de custos – células E22 a G22 – e os custos totais – célula G23.

Figura 11 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Branca (BT)

Baixa Tensão - Modalidade Branca - Simulação de Custos de Consumo						
Tarifas de Consumo (R\$/MWh)						
Branca						
P	INT	FP				
973,90	533,25	430,72				
Mês	C P(MWh)	C INT(MWh)	C FP(MWh)	C P(R\$)	C INT(R\$)	C FP(R\$)
jan/14	8.336	8.336	94.522	8.117,94	5.278,46	40.712,52
fev/14	9.425	9.425	100.526	9.178,52	5.968,06	43.298,56
mar/14	13.859	13.859	123.667	13.496,79	8.775,90	53.265,85
abr/14	14.234	14.234	124.092	13.862,01	9.013,36	53.448,91
mai/14	12.212	12.212	108.540	11.893,27	7.733,25	46.750,35
jun/14	11.960	11.960	111.557	11.647,36	7.573,35	48.049,83
jul/14	9.113	9.113	83.563	8.875,15	5.770,81	36.992,26
ago/14	7.654	7.654	71.993	7.453,74	4.846,58	31.008,82
set/14	12.484	12.484	106.667	12.157,68	7.905,18	45.943,61
out/14	10.565	10.565	92.496	10.289,25	6.690,29	39.839,88
nov/14	12.757	12.757	105.338	12.424,04	8.078,37	45.371,18
dez/14	13.346	13.346	115.548	12.997,67	8.451,35	49.768,83
Totais (R\$)				132.393,43	86.084,95	533.450,60
Total Branca (R\$)						751.928,98
Baixa Tensão - Modalidade Branca - Simulação de Custos de Consumo (Disponível a partir de Janeiro/2015)						
Tarifas de Consumo (R\$/MWh)						
Branca - Grupo B3 - 85% de Tarifa						
P	INT	FP				
848,38	435,83	342,84				
Mês	C P(MWh)	C INT(MWh)	C FP(MWh)	C P(R\$)	C INT(R\$)	C FP(R\$)
jan/15	8.336	8.336	94.522	5.403,93	3.632,85	32.495,87
fev/15	9.425	9.425	100.526	6.109,94	4.167,47	34.464,23
mar/15	13.859	13.859	123.667	8.984,63	6.039,94	42.397,87
abr/15	14.234	14.234	124.092	9.227,63	6.203,37	42.543,88
mai/15	12.212	12.212	108.540	7.917,88	5.322,34	37.211,75
jun/15	11.960	11.960	111.557	7.755,38	5.212,38	38.288,09
jul/15	9.113	9.113	83.563	5.907,98	3.971,71	28.648,66
ago/15	7.654	7.654	71.993	4.961,79	3.336,62	24.682,01
set/15	12.484	12.484	106.667	8.093,10	5.440,67	38.589,61
out/15	10.565	10.565	92.496	6.849,33	4.604,53	31.711,24
nov/15	12.757	12.757	105.338	8.270,41	5.558,87	36.113,97
dez/15	13.346	13.346	115.548	8.652,26	5.816,57	38.614,36
Totais (R\$)				88.131,35	59.247,25	424.609,10
Total Branca (R\$)						571.967,79

Para a Tarifa Convencional em baixa tensão, deve-se inserir o preço da tarifa de energia – célula A29, o consumo de energia mensal (C T) – células B32 a B43 – e multiplicar cada consumo pela tarifa, obtendo-se os custos com energia. Somando-se esses custos, obtém-se o custo total – célula C46, conforme se pode observar a na Figura12.

Figura 12 – Simulação de Custos de Consumo Modalidade Convencional (BT)

Baixa Tensão - Modalidade Convencional - Simulação de Custos de Consumo		
Tarifas de Consumo (R\$/MWh)		
Convencional		
	609,74	
Mês	C T(MWh)	C T(R\$)
jan/14	111.193	56.679,52
fev/14	119.375	60.850,21
mar/14	151.384	77.166,48
abr/14	152.559	77.765,42
mai/14	132.954	67.777,07
jun/14	135.476	69.057,54
jul/14	101.789	51.885,92
ago/14	87.300	44.900,30
set/14	131.634	67.099,12
out/14	113.626	57.919,72
nov/14	130.852	66.790,50
dez/14	142.240	138.527,54
Totais (R\$)		835.929,34
Total Branca (R\$)		835.929,34

Baixa Tensão - Modalidade Convencional - Simulação de Custos de Consumo			
Tarifas de Consumo - TUSD + TE (R\$/MWh) - Grupo B3 - 85% da Tarifa			
Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha	
268,32	283,32	298,32	
Mês	C T(MWh)	C T(R\$)	Indique a Bandeira
jan/16	111.193	29.835,31	Verde <input type="button" value="v"/>
fev/16	119.375	32.030,70	Verde <input type="button" value="v"/>
mar/16	151.384	40.619,35	Verde <input type="button" value="v"/>
abr/16	152.559	40.934,63	Verde <input type="button" value="v"/>
mai/16	132.964	35.676,90	Verde <input type="button" value="v"/>
jun/16	135.476	36.350,92	Verde <input type="button" value="v"/>
jul/16	101.789	27.312,02	Verde <input type="button" value="v"/>
ago/16	87.300	23.424,34	Verde <input type="button" value="v"/>
set/16	131.634	35.320,03	Verde <input type="button" value="v"/>
out/16	113.626	30.488,13	Verde <input type="button" value="v"/>
nov/16	130.852	35.110,21	Verde <input type="button" value="v"/>
dez/16	142.240	92.214,69	Verde <input type="button" value="v"/>
Totais (R\$)		459.317,23	
Total Branca (R\$)		459.317,23	

Planilha para Comparação dos Resultados

Enfim, para se comparar os resultados para um mesmo perfil de consumo, sugere-se elaborar uma planilha conforme a Figura 13.

Figura 13 – Comparação dos Resultados

	A	B	C	D
1	Resultados Alta Tensão		Observação	
2	Modalidade	Custo Total		
3	Horária Azul	R\$ 794.348,06		
4	Horária Verde	R\$ 802.673,36		
5	Convencional	R\$ 717.618,24		
6	Melhor Opção	R\$ 794.348,06	Horária Azul	
7				
8	Resultados Baixa Tensão		Observação	
9	Modalidade	Custo Total		
10	Branca	R\$ 751.928,98		
11	Convencional	R\$ 835.929,34		
12	Melhor Opção	R\$ 751.928,98		

Resultados Alta Tensão		Observação
Modalidade	Custo Total	
Horária Azul	R\$ 642.806,52	
Horária Verde	R\$ 969.589,02	
Convencional	R\$ 550.062,87	Simulação inválida - Demanda >150 kW
Melhor Opção	R\$ 642.806,52	Horária Azul
Resultados Baixa Tensão		Observação
Modalidade	Custo Total	
Branca	R\$ 571.987,79	
Convencional	R\$ 459.317,23	
Melhor Opção	R\$ 459.317,23	Convencional

Optou-se por separar os resultados em alta tensão daqueles em baixa tensão uma vez que certas unidades, em função da potência instalada, não podem ser alimentadas em baixa tensão. Portanto, a análise deve ser realizada considerando-se as características de cargas da unidade consumidora e as normas da distribuidora ou permissionária distribuidora de energia elétrica local.

Utilizando-se referência cruzada, inseriu-se nas células B4 a B6 e B13 a B14 os resultados das planilhas anteriores para os custos em alta tensão nas modalidades Azul, Verde e Convencional (enquanto ainda vigente) e em baixa tensão para as modalidades Branca e Convencional.

Para a Modalidade Convencional em alta tensão, inseriu-se os testes lógicos para validade da simulação, tendo-se em vista a restrição de demanda de até ~~300~~ 150kW para se poder optar por essa modalidade.

Na célula C6 está o teste de validade, com a seguinte declaração: =SE("Modalidade Convencional"!H4=1;"Modalidade Convencional"!H5;"Modalidade Convencional"!H6).

Dessa forma, para se obter o resultado da melhor opção, inseriu-se a seguinte descrição na célula B8: =SE(D6=1;MÍNIMO(B4:B6);MÍNIMO(B4:B5)). Na célula C8, por sua vez, inseriu-se a descrição: =SE(B8=B4;A4;SE(B8=B5;A5;A6)).

Para baixa tensão, por não haver necessidade de se avaliar a validade de qualquer simulação, inseriu-se a seguinte descrição na célula B16: =MÍNIMO(B13:B14). Na célula C16, inseriu-se a descrição: =SE(B16=B13;A13;A14).

Uso das Planilhas para Outras Simulações

Como se pode perceber, as planilhas aqui apresentadas podem ser utilizadas para se simular qualquer perfil de consumo de energia elétrica para qualquer tensão elétrica e modalidade tarifária.

Da mesma forma, pode-se utilizá-las para se comparar perfis de consumo de energia elétrica distintos para uma mesma modalidade tarifária, bastando, para tanto, copiar a planilha da modalidade que se pretende simular, inserindo outro perfil de consumo.

Como exemplo dessa utilidade, pode-se simular uma unidade consumidora registrando demanda e consumo em horário de ponta e, em outra planilha, a mesma unidade não registrando demanda e consumo no horário de ponta. Logicamente, essas simulações seriam

feitas a partir de previsões operacionais, considerando-se as mudanças necessárias para tal. O histórico de consumo de energia elétrica pode ser utilizado para essas simulações, porém, deve-se considerar que o consumo normalmente na ponta deverá ser acrescido ao posto fora de ponta, mantendo-se o mesmo valor de consumo energético em um mesmo período de tempo (dia, mês, ano).

Outro exemplo está mostrado na Figura 14, no qual a planilha de simulação de demanda contratada foi utilizada para se verificar o quanto se pagou pela demanda não utilizada ao longo de um ano (diferença entre a demanda contratada e a registrada). Esse valor pode ser utilizado para avaliar se não compensa reduzir a demanda contratada e economizar com a demanda subutilizada, mesmo que se pague multa por ultrapassagem de demanda em 1 ou 2 meses ao longo do ano.

Figura 14 – Simulação de Custos com Demanda Não Utilizada

	A	B	C	D	E	F	G
37	Horário de Ponta		TUD (R\$/kW)	18,00	TDC (R\$/kW)	9,00	
38	Mês	D (kW)	D-Dmáx (kW)	D U (R\$)	D C(R\$)	D máx (kW)	D ideal (kW)
39	jan/14	439,8	-156,7	0,0	R\$ 4.701,00	596,50	568,10
40	fev/14	533,4	-63,1	0,0	R\$ 1.893,00	*Tolerância ultrapassagem de demanda	5%
41	mar/14	572,0	-24,5	0,0	R\$ 735,00		
42	abr/14	596,5	0,0	0,0	R\$ -		
43	mai/14	557,3	-39,2	0,0	R\$ 1.176,00		
44	jun/14	434,9	-161,6	0,0	R\$ 4.848,00		
45	jul/14	432,6	-163,9	0,0	R\$ 4.917,00		
46	ago/14	428,8	-167,7	0,0	R\$ 5.031,00		
47	set/14	503,1	-93,4	0,0	R\$ 2.802,00		
48	out/14	463,1	-133,4	0,0	R\$ 4.002,00		
49	nov/14	581,1	-15,4	0,0	R\$ 462,00		
50	dez/14	581,1	-15,4	0,0	R\$ 462,00		
51							
52	Custo com Demanda Não Utilizada na Tarifa Verde				R\$ 31.029,00		

Ressalta-se que a metodologia aqui aplicada é válida para unidades consumidoras cadastradas no Mercado Cativo de energia elétrica. Para unidades cadastradas no Mercado Livre, deve-se aplicar as regras tarifárias vigentes.

8. Recomendações de Boas Práticas

Este capítulo apresenta recomendações a respeito do controle tarifário e de aspectos relevantes na análise das faturas de energia elétrica que podem proporcionar economia para os prestadores de serviços de saneamento.

Controle Tarifário

Para manter os custos operacionais no menor patamar possível, recomenda-se integrar nas práticas administrativas dos prestadores de serviços às seguintes ações de controle tarifário, listadas na Tabela 9, com periodicidade mínima de uma vez ao ano ou sempre que ocorrer mudanças operacionais, reajuste nas tarifas, inclusão ou exclusão de cargas nas unidades consumidoras (conjuntos motor-bomba), ou alteração nas condições operacionais (como altura manométrica e vazão no caso de estações de bombeamento).

Tabela 9 – Ações de Controle da Adequação Tarifária

Ações de Controle	Motivos
Verificação se as unidades consumidoras estão devidamente cadastradas para beneficiarem do 15% de desconto, inclusive nas tarifas de ultrapassagem de demanda e de reativos excedentes.	<p>A Lei nº 12.783/2013⁵, regulamentada pelo Decreto nº 7.891/2013⁶, determina que os serviços públicos de água, esgoto e saneamento tenham um desconto de quinze por cento na tarifa de uso da energia elétrica.</p> <p>Esse desconto está determinado no Artigo 1º, Inciso IV, “<i>redução na tarifa de uso do sistema de distribuição e na tarifa de energia aplicável à unidade consumidora classificada como de serviço público de água, esgoto e saneamento, nos termos deste Decreto</i>”. Ou ainda, no Artigo 2º, Incisos III e IV, “<i>grupo A, subclasse Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento: <u>quinze por cento</u> para tarifa de uso do sistema de distribuição e para a tarifa de energia das unidades classificadas como Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento</i>” e “<i>grupo B, subclasse Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento: <u>quinze por cento</u> sobre a tarifa do subgrupo B3</i>”.</p>
Manter cadastro atualizado das unidades consumidoras e das faturas de energia elétrica respectivas.	<p>A manutenção e a verificação do histórico das faturas frente ao cadastro da unidade consumidora permitem ao prestador de serviços de saneamento identificar eventuais anormalidades na fatura atual como: erro de leitura da concessionária ou permissionária de energia elétrica, não aplicação de descontos (vide item anterior), multas por ultrapassagem de demanda contratada ou por baixo fator de potência, consumo acima da média histórica (podendo indicar algum problema operacional). Esse cadastro deve conter, no mínimo (COURA, 2017): identificação da unidade consumidora, nº do medidor de energia e matrícula da conta; potência nominal e de trabalho (cv e kW); tensão; corrente; rendimento da instalação (quando bombeamento); fator de potência;</p>

⁵ <http://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2013/lei-12783-11-janeiro-2013-775059-normaatualizada-pl.html>

⁶ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Decreto/D7891.htm

	características dos equipamentos (principalmente conjuntos motor-bomba); tensão de fornecimento; modalidade tarifária; tempo médio de operação; fator de carga; volume bombeado; arranjos operacionais; consumos, demandas e custos dos últimos 12 meses e média de cada um deles.
Confirmação, no mínimo anual, para cada unidade consumidora, da adequação da modalidade tarifária contratada, de forma que seja mais econômica. A verificação requer a realização de simulações, conforme descrito no capítulo anterior.	Contratos celebrados no passado podem estar inadequados para as condições de operação atuais, inclusive utilização de inversores de frequência para ajuste de vazões e implantação de controle automático nas estações de bombeamento. Alterações na produção de água podem requerer ajustes nos contratos. Acompanhamento e atualização dos valores das tarifas de energia elétrica, nas suas várias modalidades.
Verificação, no mínimo anual, para cada unidade consumidora da adequação entre a demanda contratada e a demanda medida.	Alterações na operação, modificações em sistemas de bombeamento ou implantação de controles automáticos podem interferir na demanda requerida pela unidade consumidora. Os respectivos contratos devem estar ajustados a essas alterações operacionais.
Avaliação da correção do fator de potência.	Deve ser comparado o valor da multa em razão do baixo fator de potência e os investimentos necessários para a respectiva correção. Periodicamente, deve ser dada manutenção nos bancos de capacitores, visando manter o fator de potência o mais econômico possível.
Avaliar medidas que permitam operar fora de ponta.	Por vezes o sistema permite desligar ou minimizar o bombeamento em horas de ponta, podendo reduzir a fatura das unidades consumidoras. Considerando a recente elevação das tarifas de energia elétrica, diversas soluções técnicas, como novas captações, maior capacidade dos reservatórios ou instalação de geradores elétricos descentralizados podem ser economicamente viáveis para evitar a operação em horários de ponta. São projetos típicos: aumento ou melhor aproveitamento do volume reservado, modulação de vazão e da carga através de inversores de frequência, redução de perdas de água.
Implantar sistema de automação nas unidades de bombeamento para garantir o cumprimento dos horários de operação, principalmente interrompendo o consumo durante o horário de ponta.	Operações automáticas, sejam por meio de simples horímetros ou até por sistemas de controle e supervisão mais complexos, garantem a operação precisa das estações de bombeamento, evitando o consumo energético não desejado nos horários de ponta.
Acompanhar no mínimo uma vez por mês, por unidade consumidora, os seguintes indicadores: <ul style="list-style-type: none"> • Índice de consumo de energia elétrica (kWh/m³); • Índice de despesas por consumo de energia elétrica (R\$/kWh); • Fator de potência das unidades consumidoras de energia elétrica (cosφ). • Fator de Carga 	Alterações nesses índices ou a ultrapassagem de valores predefinidos para cada unidade consumidora, indicam a necessidade de averiguar a causa (alteração na eficiência eletromecânica, multas por baixo fator de potência ou ultrapassagem de demanda, etc), bem como a necessidade de intervenção para restabelecer os níveis de operação de reduzido consumo de energia elétrica.
Avaliar a possibilidade de negociação de horário de ponta “especial” junto à concessionária.	Caso típico para estações de bombeamentos de esgotos, cuja parada no horário de ponta acarretaria problema ambiental.

Análises de Faturas

Além do controle da melhor tarifa contratada, sugere-se a avaliação de cada fatura para verificar se, eventualmente, não ocorreram erros de faturamento por parte da concessionária ou permissionária distribuidora de energia elétrica. Esses erros podem provocar aumento indevido nos custos das faturas. Esse montante indevido deve ser ressarcido ao consumidor pela concessionária ou permissionária, podendo, inclusive, incorrer em multas, conforme definido na Seção XV da Resolução Normativa da ANEEL Nº 414, de 9 de setembro de 2010:

“Seção XV Do Faturamento Incorreto

Art. 113. A distribuidora quando, por motivo de sua responsabilidade, faturar valores incorretos, faturar pela média dos últimos faturamentos sem que haja previsão nesta Resolução ou não apresentar fatura, sem prejuízo das sanções cabíveis, deve observar os seguintes procedimentos:

II - faturamento a maior: providenciar a devolução ao consumidor, até o segundo ciclo de faturamento posterior à constatação, das quantias recebidas indevidamente nos últimos 36 (trinta e seis) ciclos de faturamento imediatamente anteriores à constatação.

2o Na hipótese do inciso II, a distribuidora deve providenciar a devolução das quantias recebidas indevidamente acrescidas de atualização monetária com base na variação do IGP-M e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês calculados pro rata die, em valor igual ao dobro do que foi pago em excesso, salvo hipótese de engano justificável”.

A Tabela 10 apresenta algumas situações que devem ser consideradas nessa análise:

Tabela 10 – Análises nas Faturas de Energia Elétrica

Análise na Fatura	Motivos
Perdas na Transformação	Para unidades consumidoras do grupo A em que os equipamentos de medição estão instalados depois do transformador, a Resolução 414 da ANEEL, em seu Artigo 94, define o acréscimo de 2,5% aos valores medidos de energia e de demanda, ativas e reativas excedentes, referentes à compensação de perda de energia na transformação. Deve ser verificada a existência dessa cobrança caso os equipamentos de medição estejam instalados antes do transformador, quando a perda de transformação já estaria sendo medida, podendo caracterizar cobranças indevidas.
Horário de Ponta Cadastrado no Contrato de Fornecimento	Conferir se o horário de ponta cadastrado no contrato de fornecimento coincide com aquele cadastrado no medidor da unidade consumidora. Se não houver concordância entre os dois, poderá haver cobrança de consumo e demanda indevida no horário de ponta (exemplo: horário de ponta cadastrado no contrato entre 17h30 e 20h30 e cadastrado no medidor entre 18h00 e 21h00). Essa análise pode ser feita verificando a <i>memória de massa</i> do medidor de energia elétrica.
Cadastramento de Feriados Nacionais	Em feriados nacionais não há cobrança das tarifas de demanda e consumo de horário de ponta (todas as horas do dia são consideradas fora de ponta). Deve-se verificar por meio da <i>memória de massa</i> se 1) esses feriados estão cadastrados, 2) esse registro está atualizado (corresponde com o ano corrente), 3) é cobrado a tarifa de ponta mesmo com os feriados cadastrado corretamente, 4) o feriado está cadastrado de forma retroativa

	(após a ocorrência do feriado com cobrança indevida).
Erros nos procedimentos de faturamento por parte da concessionária	A REN ANEEL 414/2012 define os procedimentos para situações de erros no faturamento, inclusive quanto a forma e valor de eventuais ressarcimentos. Sempre que isso ocorrer, o consumidor deve caracterizar do erro, consultando a Lei e o Código de Defesa do Consumidor. <i>Leis são soberanas frente às Resoluções.</i>
Desconto de 15% nas tarifas para serviços públicos de água, esgoto e saneamento	O desconto deve ser aplicado sobre todas as tarifas, seja no faturamento de consumos normais (grupo A e B), seja nas demandas de ultrapassagens ou reativos excedentes, mesmo que isso não esteja explícito na Resolução vigente. <i>Leis são soberanas frente às Resoluções.</i>

9. Bibliografia

BRASÍLIA. (2010). **Resolução normativa ANEEL nº 414**. Brasília, DF.

COURA, Sebastião de Paula. **A Conta de Energia Elétrica no Saneamento**. Guias Práticos: Técnicas de Operação em Sistemas de Abastecimento de Água/ Organização, Airton Sampaio Gomes, Volume 5. Brasília: SNSA, 2007.

ELETROBRÁS. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Eficiência Energética em Edificações (PROCEL-EDIFICA). **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**, 1ª Edição. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 2011.

FAGUNDES, W. D. (2011). **Estimativa do Fator de Carga (FC) e Fator de Demanda (FD) de Consumidores de Energia Elétrica Via Medição e Pesquisa de Posses e Hábitos**. Rio de Janeiro, RJ, BR.

SOBRINHO, R.A. **Gestão das Perdas de Água e Energia em Sistemas de Abastecimento de Água da EMBASA: Um Estudo dos Fatores Intervenientes na RMS**. Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia como requisito para a obtenção do título de Mestre em Meio Ambiente, Águas e Saneamento. UFBA, 2012.

TSUTIYA, M.T. **Redução do Custo de Energia Elétrica em Sistemas de Abastecimento de Água**, 1ª Edição. São Paulo: ABES, 2001.

VASCONCELOS, F.F. **Curso de Análise de Investimentos de Projetos de Eficiência Energética para Sistemas de Abastecimento de Água – Ações, Projetos & Tipologias**, 1ª Edição. Brasília: ProEESA, 2016.