



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

Gracielle Muniz

**MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SISTEMA DE
ABASTECIMENTO DE ÁGUA DO RIO DAS VELHAS NA
REGIÃO METROPOLITANA DE BELO HORIZONTE**

Florianópolis
2016

Gracielle Muniz

**MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SISTEMA DE
ABASTECIMENTO DE ÁGUA DO RIO DAS VELHAS NA
REGIÃO METROPOLITANA DE BELO HORIZONTE**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Sebastião Roberto Soares.

Florianópolis
2016

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Muniz, Gracielle

Medidas de eficiência energética no sistema de abastecimento de água do Rio das Velhas na região metropolitana de Belo Horizonte / Gracielle Muniz; orientador, Sebastião Roberto Soares - Florianópolis, SC, 2016.

85 p.

Dissertação (mestrado profissional) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental.

Inclui referências

1. Engenharia Ambiental. 2. 1. Eficiência Energética. 3. 2. Sistema de Abastecimento de Água. 4. 3. Saneamento. I. Soares, Sebastião Roberto. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental. III. Título.

Gracielle Muniz

**MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO SISTEMA DE
ABASTECIMENTO DE ÁGUA DO RIO DAS VELHAS NA
REGIÃO METROPOLITANA DE BELO HORIZONTE**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Ambiental”, e aprovada em sua forma final pelo Programa Pós-graduação da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 14 de setembro de 2016.

Prof. Maurício Luiz Sens, Dr.
Coordenador do Curso

Prof. Sebastião Roberto Soares, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina
Orientador

Banca Examinadora:

Prof. Maurício Luiz Sens, Dr.
Coordenador do Curso

Prof.^a Maria Eliza Nagel Hassemer, Dr.^a
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof.^a. Cláudia Lavina Martins, Dr.^a.
Universidade Federal de Santa Catarina

Dedico este trabalho a Deus e aos meus pais Adamastor e Neide, pois
sem vocês não estaria onde estou hoje.
Ao meu marido Guilherme Diniz e a minha filha Giovanna Diniz, que
sempre me apoiaram e me ajudaram nessa etapa tão difícil.
E aos meus familiares que sempre estiveram presentes em todos estes
momentos e aos amigos.
Muito obrigado, devo a concretização deste trabalho a todos vocês.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pelo o que sou e pelas vitórias em minha vida.

Ao Professor Dr. Sebastião Roberto Soares, pelos ensinamentos, conselhos e paciência na orientação desta tese.

A Companhia de Água e Esgotos de Minas Gerais (COPASA), pelo fornecimento de informações e dados.

A todos, que contribuíram direta ou indiretamente na realização deste trabalho, os meus sinceros agradecimentos.

“It's cheaper to save energy than buy it”.
(Amory Lovins)

RESUMO

O consumo mensal de energia elétrica da Companhia de Saneamento de Minas Gerais – COPASA, no município de Belo Horizonte situa-se em torno de 190 GWh (SNIS 2014), o que representa uma despesa mensal de aproximadamente 13 milhões de reais ou 15% dos custos totais da empresa. É a segunda maior conta de despesa da COPASA e um dos itens mais significativos dos seus custos operacionais. As principais operações de saneamento que utilizam energia elétrica são os bombeamentos, cerca de 90 % do consumo de energia para operação da Estação de Tratamento, se dá nas elevatórias de água e esgoto. Para a redução de custos com energia elétrica é muito importante buscar eficiência nessas operações, entretanto, algumas medidas administrativas também podem proporcionar economia significativa nas contas. O presente estudo visa analisar as oportunidades de eficiência energética em empresas de tratamento e distribuição de água e propor medidas que levam a redução de custo com energia elétrica.

A metodologia utilizada para a análise da redução de custo de energia elétrica baseia-se em ações administrativas e operacionais. Dentre os principais resultados, identificou-se que as principais ações e medidas administrativas são: correção da classe de faturamento; regularização da demanda contratada; alteração da estrutura tarifária; desativação de instalações sem utilização; conferência de leitura da conta de energia elétrica; entendimentos com as companhias energéticas para redução de tarifas. As medidas operacionais são: ajuste dos equipamentos; diminuição da potência dos equipamentos; controle operacional; automação do sistema de abastecimento de água; alternativas para geração de energia elétrica.

Como resultados da implementação de um Projeto de Eficiência Energética, além, do ganho financeiro tem-se como benefício à mudança nos padrões de consumo energético das empresas. Três propostas são apresentadas e avaliadas objetivando a melhor forma de operação do Sistema de Abastecimento do Rio das Velhas para uma redução no consumo de energia hora-ponta.

Palavras-chave: 1.Sistema de Abastecimento de Água; 2.Consumo de energia. 3 Eficiência Energética

ABSTRACT

The monthly electricity consumption of COPASA, in the city of Belo Horizonte, is around 190 GWh (SNIS 2014), which represents a monthly expense of approximately 13 million reais or 15% of Total costs of the company. It is the second largest expense account of COPASA and one of the most significant items of its operating costs. The main sanitation operations that use electric energy are the pumping, about 90% of the energy consumption for operation of the Treatment Station, is in the elevators of water and sewage. To reduce energy costs, it is very important to seek efficiency in these operations, however, some administrative measures can also provide significant savings in the accounts. The present study aims to analyze energy efficiency opportunities in water treatment and distribution companies and propose measures that lead to cost reduction with electric energy.

The methodology used to analyze the cost reduction of electric energy is based on administrative and operational actions. Among the main results, it was identified that the main actions and administrative measures are: correction of the class of billing; Settlement of contracted demand; Change in the tariff structure; Deactivation of unused facilities; Lecture reading electric bill; Agreements with energy companies to reduce tariffs. The operational measures are: equipment adjustment; Decrease in equipment power; operational control; Automation of the water supply system; Alternatives for electric power generation.

As a result of the implementation of an Energy Efficiency Project, besides, the financial gain has as a benefit the change in the energy consumption patterns of the companies. Three proposals are presented and evaluated aiming at the best way to operate the Rio das Velhas Supply System for a reduction in hour-end energy consumption.

Keywords: 1. Water Supply System Power, 2. Consumption 3. Energy efficiency

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva de carga do sistema em um dia típico	26
Figura 2 - Característica sazonal do consumo de eletricidade.....	26
Figura 3 - Modelo de Sistema de Gestão de Energia	34
Figura 4 - Relação entre relações entre kW, kVAr e kVA	41
Figura 5 - Medição de indutivo e capacitivo	45
Figura 6 - Variação da vazão por alteração de rotação.....	51
Figura 7 - Variação de vazão por introdução de perda de carga	51
Figura 8 - Fluxograma do Sistema Abastecimento Rio das Velhas	58
Figura 9 - Custo operacional na produção de água tratada.....	59
Figura 10 – Plataforma do sistema contratado ACS	65
Figura 11 - Layout do Sistema de Gestão de Energia	66
Figura 12 - Custo com energia para 6.000 L/s em HP	73
Figura 13 - Projeção pós-investimentos de 6.000 L/s para 1.500 L/s....	75
Figura 14 -Projeção pós- investimento de 6.000 L/s para 2.250 L/s.	77
Figura 15 - Economia com os Investimentos	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Tarifas da concessionária CEMIG.	29
Tabela 1- (Continuação) Tarifas da concessionária CEMIG.	30
Tabela 2 – Faturamento por tipo de tarifa.....	31
Tabela 3 – Despesas com operação de saneamento em 2014	32
Tabela 4 - Proposta para instalações com baixo fator de potência.....	49
Tabela 5 – Principais Municípios da RMBH	56
Tabela 6 - Características de motores do baixo recalque	60
Tabela 7 - Características de motores do alto recalque	61
Tabela 8 - Valor da conta de energia Maio/2014	72
Tabela 9 - Projeção de valores de 6.000 L/s para 1.500 L/s HP.	74
Tabela 10- Projeção de valores de 6.000 L/s para 2.250 L/s.	76
Tabela 11- Análise da situação atual (Comparação projeto x real).....	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAB - Adutora de Água Bruta
AAT - Adutora de Água Tratada
CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais.
CMB - Conjunto Motor-bomba
COS - Centro de Operações de Sistemas
COPASA - Companhia de Saneamento de Minas Gerais.
CV - Cavalo Vapor
DN - Diâmetro Nominal
EEAB - Estação Elevatória de Água Bruta
EEAB - Estação Elevatória de Água Bruta
EEAT- Estação Elevatória de Água Tratada
Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
ETA - Estação de Tratamento de Água
ETA - Estação de Tratamento de Água
Gwh – Gigawatts hora
HFP – Hora Fora de Ponta
HP – Hora Ponta
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
KW - Kilo Watt
KWh - Kilo Watt Hora
KVA - kilo Volt Amper
KV - Kilo Volt
m.c.a - Metro de Coluna d'Água
MCIDADES – Ministério das Cidades
NR 10 – Norma Regulamentadora 10/Segurança em instalações elétricas
OMS- Organização Municipal de Saúde
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
pH - Potencial Hidrogenionico
PNE – Plano Nacional de Energia
PROCEL SANEAR - Programa de Eficiência Energética em Saneamento Ambiental
RAP - Reservatório Apoiado
RAT - Reservatório Água Tratada
RMBH - Região Metropolitana de Belo Horizonte
rpm - Rotação Por Minuto
RSE - Reservatório Semi-Enterrado
SAA - Sistema de Abastecimento de Água
SANEAR- Eficiência Energética no Saneamento Ambiental
SGE – Sistema de Gestão de Energia

SNIS - Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento

SNSA - Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental

TE – Tarifa de Energia

TWh – Terawatts horas

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC – Unidade Conservação

V - Voltagem

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	17
1.2 OBJETIVOS	19
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1 O SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO E O CUSTO DA ENERGIA EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA	19
2.1.1 Resolução nº. 414/2010 da ANEEL	20
2.2 AÇÕES PARA GESTÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	32
2.2.1 Considerações Gerais	32
2.2.2 Gestão das Faturas	33
2.2.3 Ações Administrativas	36
2.2.4 Ações Operacionais	38
2.3 UTILIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA DE ABASTECIMENTO RIO DAS VELHAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE BELO HORIZONTE	53
2.3.1 Apresentação da COPASA	54
2.4 A ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÁGUA SISTEMA RIO DAS VELHAS	57
2.4.1. Consumo de Energia Elétrica	58
2.4.1.1 Especificação de motores da Elevatória de Baixo Recalque e Alto Recalque	60
2.4.2 Periodicidade de Bombeamento de Água	62
3. METODOLOGIA	62
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	64
4.1 AÇÕES ADMINISTRATIVAS IMPLEMENTADAS NO SISTEMA DE ABASTECIMENTO RIO DAS VELHAS PARA CONTROLE ENERGIA ELÉTRICA	64
4.1.1 Gerenciamento das Faturas de Energia Elétrica	64
4.1.2 Faturamento de Energia	65
4.1.3 Faturamento Comercial	66
4.1.4 Relatórios Finais	66
4.1.5 Revisão dos Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica	68
4.1.6 Eliminação de Erro no Faturamento de Consumo e Demanda	69
4.2 AÇÕES OPERACIONAIS IMPLEMENTADAS NO SISTEMA DE ABASTECIMENTO RIO DAS VELHAS PARA CONTROLE ENERGIA ELÉTRICA	70
4.2.1 Investimentos operacionais	70
5. CONCLUSÃO	81
6. REFERÊNCIAS	83

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Nos anos 50 e 60, de modo a propiciar um bom serviço de abastecimento público de água à população, o fornecimento de energia elétrica para os sistemas de saneamento básico era fortemente subsidiados pelo governo. A partir da década de 70 iniciou-se um processo de retirada gradativa do subsídio às tarifas de energia elétrica para o saneamento e as concessionárias dos serviços de água e esgoto.

A Eletrobrás desde 1996, preocupada com a utilização racional de energia chamada também simplesmente de eficiência energética, e com os custos de eletricidade no setor de saneamento básico veem investindo em parceria com a Secretaria de Saneamento Ambiental (SNSA) do Ministério das Cidades, que lançou uma chamada pública intitulada Eficiência Energética no Saneamento Ambiental (PROCEL – SANEAR). Esta última visa promover a conservação e o uso racional de energia elétrica e água em sistemas de abastecimento das empresas de saneamento. Com essa iniciativa a Eletrobrás espera reduzir em 20% o gasto de energia no setor, uma vez que o segmento está entre os que mais consomem eletricidade no país.

O consumo de energia por sistemas de abastecimento de água é de 9,47 Twh/ano (SNIS 2014), que representa 2,3% do consumo global de energia elétrica no Brasil.

As grandes Companhias de Água, responsáveis pela captação, tratamento e distribuição de água potável, começaram a ser cobradas por utilizar a energia de forma ineficiente (consumo excedente de energia reativa) ou pelo não cumprimento dos contratos de fornecimento de energia elétrica (ultrapassagem da demanda elétrica contratada).

Nas últimas décadas depara-se com uma crise energética em função hidrológica, que resultou e resultará em mudanças culturais nos diversos segmentos da sociedade. Por outro lado, a cultura do desperdício já está com seus dias contados, pois o cidadão hoje, cliente de um serviço público ou privado, não admitirá do seu fornecedor uma forma de gestão que não seja aliada á eficácia e a eficiência na prestação deste serviço.

Mas a lição maior desse período de crise e transição foi a de que combater o desperdício significa usufruir de todo o conforto e vantagens proporcionados pela energia elétrica, da melhor maneira possível, diminuindo o máximo possível os custos, sem abrir mão da qualidade dos serviços e equipamentos. Além da economia direta no consumo, o

combate ao desperdício de energia elétrica trás outras vantagens tanto para o consumidor como para o País:

- Criar a consciência contra o desperdício e a cultura do uso racional dos energéticos;
- Reduz custos para o setor elétrico, para os consumidores e para o País;
- Otimiza investimentos já efetuados no sistema elétrico;
- Reduz a demanda no horário de ponta;
- Melhora as instalações elétricas;
- Posterga ou reduz os investimentos na expansão do sistema elétrico;
- Aumenta a produtividade e a competitividade;
- Melhora o controle do processo de produção;
- Reduz o consumo de outros bem nobres como a água, gases e combustíveis diversos utilizados no processo de produção;
- Garante melhores condições de atendimento ao mercado consumidor de energia elétrica;
- Melhora a eficiência de processos e equipamentos;
- Minimiza o impacto ambiental causado pelas instalações de geração, transmissão e distribuição de energia;
- Forma profissionais capacitados para atuarem neste nicho do mercado de trabalho.

Os primeiros passos rumo à eficiência energética nas empresas deste seguimento passam por ações internas das empresas, sejam elas administrativas ou operacionais.

Embora não existam dados consolidados sobre quanto da energia consumida é desperdiçada, estima-se que a despesa anual dos prestadores de serviços de saneamento, somente pela ineficiência energética é de R\$ 375 milhões de reais (PROCEL – SANEAR). Despesa esta que, pela ausência de marco regulatório para o setor, é frequentemente repassada para a sociedade via tarifa. A sociedade, por sua vez, está no limite de seu orçamento, o que tem contribuído para aumentar a inadimplência, que por sua vez acarreta menor faturamento, impactando negativamente os investimentos dos prestadores de serviços de saneamento.

1.2 OBJETIVOS

Apresentar ações e medidas de Eficiência Energética para redução do custo operacional de energia elétrica em Sistemas de Abastecimento de Água do Rio das Velhas.

Objetivos Específicos propõem-se:

- a) Analisar as alternativas administrativas e operacionais para economia de energia elétrica;
- b) Analisar a atual utilização de energia elétrica no sistema de Abastecimento Rio das Velhas da Região metropolitana de Belo Horizonte;
- c) Avaliar diferentes cenários de eficiência energética no Sistema de Abastecimento do Rio das Velhas da Região Metropolitana Belo Horizonte.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO E O CUSTO DA ENERGIA EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

A comercialização da energia elétrica compreende um conjunto de ações orientadas, aplicadas em determinados segmentos de mercado, cujos resultados esperados devem atender as diretrizes definidas no processo de planejamento da concessionária, visando o cumprimento de seus objetivos.

Portanto, a definição de programas de comercialização tem como base o estudo permanente do mercado, no sentido de identificar características próprias de determinados segmentos, que possam ser traduzidas em oportunidades para a oferta de determinados produtos - diferentes modalidades de fornecimento de energia, os quais são desenvolvidos e apresentados sob a forma de programas, que atendem aos interesses do mercado, bem como as diretrizes da Empresa. O conhecimento detalhado das características do sistema tarifário constitui de imediato, a primeira alternativa a ser estudada com o objetivo de reduzir os custos com energia elétrica.

A estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento, que pode ser em baixa tensão ou alta tensão.

As tarifas de energia elétrica são determinadas pela entidade que regula o setor elétrico brasileiro, denominada Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A ANEEL foi criada na década de 90 quando teve início a reestruturação do setor elétrico brasileiro. A estrutura do setor, inicialmente monopolista e centralizada, passou por uma reestruturação com a privatização das companhias de energia elétrica, segundo um modelo adotado mundialmente que dividiu a indústria de energia em quatro segmentos:

- Geração;
- Transmissão;
- Distribuição;
- Comercialização.

Trata-se de uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Suas atribuições consistem em regular e fiscalizar os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e os consumidores. Entre outros encargos se destaca a garantia de tarifas justas e a qualidade do serviço fornecido pelas concessionárias aos consumidores, além de ser responsável por promover e estabelecer os pontos regulatórios para a competição do setor. Para atingir estas finalidades a ANEEL conta com a descentralização de suas atividades para as agências reguladoras estaduais que firmam convênios entre os Governos Estaduais e o Governo Federal.

A configuração atual do sistema tarifário brasileiro foi definida praticamente em um único instrumento legal, a Resolução Nº 456/2000 da ANEEL atualizada pela Resolução nº414/2010.

2.1.1 Resolução nº. 414/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica

A Resolução Nº 414/2010 da ANEEL foi publicada no Diário Oficial da União em 09/09/2010 e atualizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 479, de 03.04.2012. Estabelece a responsabilidade pela instalação de medição para faturamento tanto os direitos e obrigações das distribuidoras, quanto os direitos e obrigações dos consumidores.

O objetivo central que culminou com esta resolução residia na necessidade de aprimoramento do relacionamento entre os agentes responsáveis pela prestação do serviço público de energia elétrica e os consumidores.

Para a elaboração da referida Resolução foram levados em consideração a necessidade do melhor aproveitamento ao sistema elétrico e, a conseqüente diminuição de investimentos para ampliação de sua capacidade. Oportunidade se consolidou das disposições vigentes no período que estavam relacionadas ao fornecimento de energia elétrica, com tarifas diferenciadas para a demanda de potência e consumo de energia, conforme os períodos do ano, os horários de utilização e a estrutura tarifária horo-sazonal.

Um ponto bastante interessante e, de extrema importância que foi levado em consideração para a elaboração dessa resolução, foram as sugestões recebidas dos consumidores, de organizações de defesa do consumidor, de associações representativas dos grandes consumidores de energia elétrica, das concessionárias distribuidoras e geradores de energia elétrica, de organizações sindicais representativas de empregados de empresas e distribuidoras de energia elétrica.

2.1.1.1 Classes de Fornecimento (ANEEL,2015)

Para efeito de aplicação de tarifas, os consumidores são divididos em classes e subclasses apresentadas a seguir:

I – Residencial

- A. Residencial – Fornecimento para unidade consumidora com fim residencial, incluído o fornecimento para instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações, com predominância de unidades consumidoras residenciais;
- B. Residencial baixa Renda – Fornecimento para unidade consumidora residencial, caracterizada como “baixa renda” de acordo com os critérios estabelecidos em regulamentos específicos.

II – Industrial

Fornecimento para unidade consumidora em que seja desenvolvida atividade industrial, inclusive transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado como atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que realizado de forma integrada fisicamente à unidade consumidora industrial,

devendo ser feita a classificação das atividades conforme definido no Cadastro Nacional de Atividades Econômicas – CNAE. Como exemplo, podemos citar extração de carvão mineral, extração de minerais metálicos, fabricação de produtos têxteis, fabricação de celulose, papel e produtos de papel, etc.

III – Comercial, Serviços e outras Atividades

Fornecimento para unidade consumidora em que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços, ressalvado o disposto no inciso VII deste artigo, ou outra atividade não prevista nas demais classes, inclusive o fornecimento destinado às instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações com predominância de unidades consumidoras não residenciais, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- A. Comercial;
- B. Serviços de Transporte, exclusive tração elétrica;
- C. Serviços de Comunicações e telecomunicações;
- D. Outros Serviços e Outras Atividades.

IV – Rural

Fornecimento para unidade consumidora localizada em área rural, onde seja desenvolvida atividade relativa à agropecuária, inclusive o beneficiamento ou a conservação dos produtos agrícolas oriundos da mesma propriedade, sujeita à comprovação perante a concessionária, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

Agropecuária;

- A. Cooperativa de Eletrificação Rural;
- B. Industrial Rural;
- C. Coletividade Rural;
- D. Serviço Público de Irrigação Rural
- E. Escola Agrotécnica;
- F. Residencial Rural.

V – Poder Público

Fornecimento para unidade consumidora onde, independentemente da atividade a ser desenvolvida, for solicitado por pessoa jurídica de direito público que assuma as responsabilidades inerentes à condição de consumidor, com exceção dos casos classificáveis como Serviço Público de Irrigação Rural, Escola Agrotécnica, Iluminação Pública e Serviço Público, incluindo nessa classe o fornecimento provisório, de interesse do Poder Público, e também solicitado por pessoa jurídica de direito público, destinado a

atender eventos e festejos realizados em áreas públicas, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- A. Poder Público Federal;
- B. Poder Público Estadual ou Distrital; e
- C. Poder Público Municipal.

VI – Iluminação Pública

Fornecimento para iluminação de ruas, praças, avenidas, túneis, passagens subterrâneas, jardins, vias, estradas, passarelas, abrigos de usuários de transportes coletivos, e outros logradouros de domínio público, de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público ou por esta delegada mediante concessão ou autorização, incluindo o fornecimento destinado à iluminação de monumentos, fachadas, fontes luminosas e obras de arte de valor histórico, cultural ou ambiental, localizadas em áreas públicas e definidas por meio de legislação específica. Excluído o fornecimento de energia elétrica que tenha por objetivo qualquer forma de propaganda ou publicidade.

VII – Serviço Público

Fornecimento, exclusivamente, para motores, máquinas e cargas essenciais à operação de serviços públicos de água, esgoto, saneamento e tração elétrica urbana e/ou ferroviária, explorados diretamente pelo Poder Público ou mediante concessão ou autorização, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- A. Tração Elétrica; e
- B. Água, Esgoto e Saneamento.

VIII – Consumo Próprio

Fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria concessionária, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

- A. Próprio;
- B. Canteiro de Obras; e
- C. Interno.

2.1.1.2 Grupos de Faturamento

Para efeito de faturamento, os consumidores são divididos em dois grupos:

- Grupo A – alta tensão

- Grupo B – baixa tensão

Consumidores de Alta Tensão

Os consumidores do grupo A, são faturados considerando consumo e demanda mensais de energia ativa e reativa excedente se houver. As tarifas aplicáveis seguem dois sistemas: o convencional e o horo-sazonal azul ou verde (ANEEL,2015).

O grupo A é composto por unidades consumidoras com tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3kV, ou atendidas em tensão inferior a 2,3kV por sistema subterrâneo de distribuição. Assim, o grupo A está dividido em função da tensão ou localização, uma vez que estes fatores influem no valor da tarifa de energia elétrica. Os subgrupos estão divididos em:

- Subgrupo A1 – consumidores cuja tensão de fornecimento seja igual ou superior a 230kV;
- Subgrupo A2 – consumidores cuja tensão de fornecimento esteja entre 88kV a 138 kV;
- Subgrupo A3 – consumidores cuja tensão de fornecimento seja igual a 69kV;
- Subgrupo A3a – consumidores cuja tensão de fornecimento esteja entre 30 kV e 44 kV;
- Subgrupo A4 – consumidores cuja tensão de fornecimento esteja entre 2,3 kV e 24 kV;
- Subgrupo AS – consumidores atendidos em baixa tensão (inferior a 2,3 kV) que estejam localizados em área de distribuição subterrânea, ou que tenha previsão de vir a sê-lo e que atenda à condição de consumo mensal igual ou superior a 30.000 kWh, no mínimo, em três meses consecutivos no semestre anterior à opção, ou então, celebração de contrato de fornecimento, fixando demanda igual ou superior a 150 kW.

Consumidores de Baixa Tensão

Os consumidores do grupo B (ANEEL,2015) atendidos com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV são faturados somente com a componente de consumo de energia ativa e reativa quando houver medição. Pertencem a este grupo, consumidores que possuem potência instalada inferior a 75 kVA. O grupo B está dividido, em função da

classificação, uma vez que esta classificação é que influi na tarifa de energia elétrica, portanto, estão divididas em:

- Subgrupo B1 – residencial e subgrupo B1 – residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 – rural, subgrupo B2 – cooperativa de eletrificação rural e subgrupo B2 – serviço público de irrigação;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

2.1.1.3 Sistema Tarifário

As tarifas de eletricidade em vigor possuem estruturas com dois componentes básicos na definição do seu preço (ANEEL, 2015)

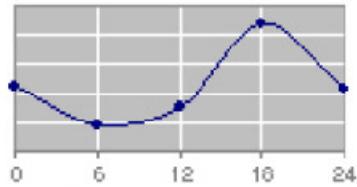
- Componente relativo à demanda de potência (quilowatt ou kW);
- Componente relativo ao consumo de energia (quilowatt-hora ou kWh).

Até 1981, o único sistema utilizado, denominado Convencional, não permitia que o consumidor percebesse os reflexos decorrentes da forma de utilizar a eletricidade, já que não havia diferenciação de preços segundo sua utilização durante as horas do dia e períodos do ano.

Era indiferente para o consumidor utilizar a energia elétrica durante a madrugada ou no final da tarde, assim como consumir durante o mês de junho ou dezembro. Com isso, o perfil do comportamento do consumo ao longo desses períodos reflete uma tendência natural, vinculada exclusivamente aos hábitos de consumo e às características próprias do mercado de uma determinada região.

O gráfico (Figura 1) mostra o comportamento médio do mercado de eletricidade, ao longo de um dia. Observa-se, no horário das 17 às 22 horas, uma intensificação do uso da eletricidade. Esse comportamento resulta das influências individuais das várias classes de consumo que normalmente compõem o mercado: industrial, comercial, residencial, iluminação pública, rural e outras.

Figura 1 - Curva de carga do sistema em um dia típico



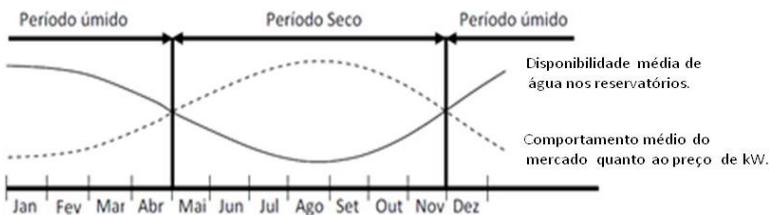
Fonte: ANNEEL, 2015

O horário de maior uso, acima identificado, é denominado "horário de ponta" do sistema elétrico, e é justamente o período em que as redes de distribuição assumem maior carga, atingindo seu valor máximo aproximadamente às 18 horas, variando um pouco este horário de região para região do país.

Devido à maior carga no sistema de distribuição neste horário, verifica-se que um novo consumidor a ser atendido pelo sistema custará mais à concessionária nesse período de maior solicitação do que em qualquer outro horário do dia, tendo em conta a necessidade de ampliação do sistema para atender ao horário de ponta.

Da mesma forma, o comportamento do mercado de eletricidade ao longo do ano tem características próprias, e pode ser visualizado na Figura 2.

Figura 2 - Característica sazonal do consumo de eletricidade



Fonte: ANEEL, 2015

A curva de traço contínuo representa a disponibilidade média de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, constituindo o potencial predominante de geração de eletricidade. A curva pontilhada representa o comportamento médio do mercado de energia elétrica a nível nacional, assumindo um valor máximo justamente no período em que a disponibilidade de água fluente nos mananciais é mínima.

Este fato permite identificar, em função da disponibilidade hídrica, uma época do ano denominada "período seco", compreendido entre maio e novembro de cada ano, e outro denominado "período úmido", de dezembro de um ano até abril do ano seguinte. O atendimento ao mercado no período seco só é possível em virtude da capacidade de acumulação nos reservatórios das usinas que estocam a água afluyente durante o ano.

Assim, o fornecimento de energia no período seco tende, também, a ser mais oneroso, pois leva à necessidade de se construir grandes reservatórios, e eventualmente, operar usinas térmicas.

Devido a estes fatos típicos do comportamento da carga ao longo do dia, e ao longo do ano em função da disponibilidade de água, foi concebida a Estrutura Tarifária Horo-Sazonal (ANEEL,2015), com suas tarifas, Azul e Verde, que compreendem a sistemática de aplicação de tarifas e preços diferenciados de acordo com o horário do dia (ponta e fora de ponta) e períodos do ano (seco e úmido).

Tarifa Azul

A tarifa azul é uma modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia, ou seja, a tarifa azul se caracteriza pela cobrança de demanda de potência (kW) e consumo de energia (kWh) onde os preços se encontram segmentados da seguinte forma:

- Demanda de potência (kW)
 - a) Um preço para ponta;
 - b) Um preço para fora ponta.
- Consumo de energia (kWh)
 - a) Um preço para ponta em período úmido;
 - b) Um preço para fora de ponta em período úmido;
 - c) Um preço para ponta em período seco;
 - d) Um preço para fora de ponta em período seco.

Aplicar-se-á obrigatoriamente às unidades consumidoras do grupo A, com tensão de fornecimento superior a 69 kV. Pode ser aplicada a consumidores com tensão de fornecimento inferior a 69kV desde que a demanda contratada seja superior a 30 kW.

Tarifa Verde

A tarifa verde é uma modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. A tarifa verde se caracteriza pela cobrança de demanda de potência (kW) e consumo de energia (kWh), no entanto se diferencia da tarifa azul na medida em que não diferencia horário nem época do ano na cobrança de demanda. Além disso, o preço do kWh em horário de ponta é aproximadamente cinco vezes superior ao cobrado em horário fora ponta.

A tarifa verde será aplicada segundo a seguinte estrutura:

- Demanda de potência (kW)
 - a) Um preço único (independente de período e horário);
- Consumo de Energia (kWh)
 - b) Um preço para ponta em período úmido;
 - c) Um preço para fora de ponta em período úmido;
 - d) Um preço para ponta em período seco;
 - e) Um preço para fora de ponta em período seco.

A tarifa verde será aplicada por opção a todos os consumidores do grupo A com tensão de fornecimento inferior a 69 kV desde que a demanda contratada seja superior a 30 kW.

Tarifa Convencional

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela cobrança de demanda de potência (kW) e consumo de energia (kWh) sem distinção de horário do dia ou período do ano, isto é:

Demanda de potência (kW)

- Um preço único (independente de período e horário).

Consumo de energia (kWh)

- Um preço único (independente de período e horário).

A tarifa convencional será aplicada por opção a todos os consumidores do grupo A com tensão de fornecimento inferior a 69 kV desde que a demanda contratada seja superior a 30 kW e inferior a 300 kW.

Na Tabela 1, são apresentadas as tarifas da concessionária CEMIG que atende o estado da Minas Gerais para os subgrupos A3, A4 e B3. Na Tabela 3 os itens de faturamento por tipo de tarifa.

Tabela 1- Tarifas da concessionária CEMIG.

SUBGRUPO	MODALIDADE	UC	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA			
				TUSD		TE	TUSD		TE	
				RS/kWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/kWh	RS/MWh	RS/MWh	
A.2 (RES. n.º 13.88.V)	AZUL	VOTORANTIM METAIS ZINCO	P	1.43	59,68	310,43	0,00	0,00	0,00	
			FP	1.48	59,68	208,22	0,00	0,00	0,00	
	AZUL APE	VOTORANTIM METAIS ZINCO	P	1.43	1,41	0,00	0,00	0,00	0,00	
			FP	1.48	1,41	0,00	0,00	0,00	0,00	
	AZUL	NA	P	5,64	65,35	340,43	5,30	17,07	281,91	
			FP	1,87	65,35	208,22	1,73	17,07	169,82	
	AZUL APE	NA	P	5,64	7,07	0,00	5,30	5,98	0,00	
			FP	1,87	7,07	0,00	1,73	5,98	0,00	
	DISTRIBUIÇÃO	EEB	P	5,64	5,54	0,00	5,30	4,70	0,00	
			FP	1,87	5,54	0,00	1,73	4,70	0,00	
			NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			P	5,64	5,54	0,00	5,30	4,70	0,00	
		EMG	FP	1,87	5,54	0,00	1,73	4,70	0,00	
			NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			UHE SALTO GRANDE - MG	NA	1,68	0,00	0,00	1,56	0,00	0,00
			PCH NINHO DA AGUIA	NA	1,33	0,00	0,00	1,21	0,00	0,00
	GERAÇÃO		UHE AMADOR AGUIAR II (C BRANCO II)	NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00
			UHE AMADOR AGUIAR I (C BRANCO I)	NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00
			UTE VALE DO TIJUCO I	NA	3,19	0,00	0,00	2,95	0,00	0,00
			UHE SOBRAGI	NA	1,82	0,00	0,00	1,66	0,00	0,00
			UHE SANTA CLARA - MG	NA	2,29	0,00	0,00	2,11	0,00	0,00
			UHE QUEIMADO	NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00
			UHE PORTO COLOMBIA	NA	3,57	0,00	0,00	3,28	0,00	0,00
			PCH MUCURI	NA	2,26	0,00	0,00	2,09	0,00	0,00
			UTE SAO JUDAS TADEU	NA	3,22	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00
			UTE LDC BIOENERGIA LAGOA DA PRATA	NA	0,73	0,00	0,00	0,66	0,00	0,00
			PCH MALAGONE	NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00
			UHE RETIRO BAIXO	NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00
			PCH UNAI BAIXO	NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00
			PCH FAIOL	NA	2,29	0,00	0,00	2,11	0,00	0,00
			PCH CARANGOLA	NA	0,23	0,00	0,00	0,20	0,00	0,00
			UHE PICADA	NA	1,51	0,00	0,00	1,37	0,00	0,00
			UHE RISOLETA NEVES (CANDONGA)	NA	2,58	0,00	0,00	2,36	0,00	0,00
UHE ITUTINGA			NA	1,46	0,00	0,00	1,33	0,00	0,00	
UHE MASCARENHAS DE MORAES (PEIX)			NA	3,22	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00	
UHE MIRANDA			NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00	
UTE JUIZ DE FORA			NA	1,48	0,00	0,00	1,35	0,00	0,00	
UTE IGARAPE			NA	0,89	0,00	0,00	0,80	0,00	0,00	
UHE IGARAPAVA			NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00	
UTE AURELIANO CHAVES (IBRITE)	NA	1,29	0,00	0,00	1,17	0,00	0,00			

Tabela 2- (Continuação) Tarifas da concessionária CEMIG.

SUBGRUPO	MODALIDADE	UC	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONOMICA			
				TUSD		IE	TUSD		IE	
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
A3 (69kV)	AZUL	UHE FUNIL - MG	NA	1,42	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00	
		UTE VALE DO TIUCO II	NA	7,54	0,00	0,00	6,88	0,00	0,00	
		UTE VALE DO SAO SIMAO	NA	3,19	0,00	0,00	2,95	0,00	0,00	
		UTE REGAP	NA	1,15	0,00	0,00	1,04	0,00	0,00	
		UHE BATALHA	NA	3,22	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00	
		UTE ENERVALE	NA	3,19	0,00	0,00	2,95	0,00	0,00	
		PCH FORTUNA 2	NA	2,26	0,00	0,00	2,09	0,00	0,00	
		UTL DIVEA	NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00	
		UTE SANTA JULIANA	NA	3,22	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00	
		UTE ITIUTABA	NA	3,22	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00	
		UTE BEVAP	NA	3,21	0,00	0,00	2,98	0,00	0,00	
		NOVAS CENTRAIS GERADORAS, EM AL, NAO CONSIDERADAS NOMINALMENTE NESTE QUADRO	NA	2,89	0,00	0,00	2,64	0,00	0,00	
		PCH SENHORA DO PORTO	NA	2,26	0,00	0,00	2,09	0,00	0,00	
		PCH JACARE	NA	2,26	0,00	0,00	2,09	0,00	0,00	
		UHE CAMARGOS	NA	1,46	0,00	0,00	1,33	0,00	0,00	
		NA	P	17,04	76,94	340,43	16,44	26,92	281,91	
	NA	FP	4,79	76,94	208,22	4,55	26,92	169,82		
	A3a (30 a 44kV)	AZUL APE	NA	P	17,04	18,66	0,00	16,44	15,84	0,00
				FP	4,79	18,66	0,00	4,55	15,84	0,00
				P	17,04	14,58	0,00	16,44	12,36	0,00
FP				4,79	14,58	0,00	4,55	12,36	0,00	
DISTRIBUIÇÃO		COELBA	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			NA	5,32	0,00	0,00	5,06	0,00	0,00	
GERAÇÃO		AZUL	NA	28,98	77,16	340,43	28,01	27,08	281,91	
			FP	8,28	77,16	208,22	7,93	27,08	169,82	
A3a (30 a 44kV)		AZUL APE	NA	P	28,98	18,88	0,00	28,01	16,00	0,00
				FP	8,28	18,88	0,00	7,93	16,00	0,00
	NA			8,28	0,00	0,00	7,93	0,00	0,00	
	VERDE	NA	P	0,00	783,24	340,43	0,00	707,22	281,91	
			FP	0,00	77,16	208,22	0,00	27,08	169,82	
			NA	8,28	0,00	0,00	7,93	0,00	0,00	
VERDE APE	NA	P	0,00	724,97	0,00	0,00	696,14	0,00		
		FP	0,00	18,88	0,00	0,00	16,00	0,00		
A4 (2,3 a 25kV)	CONVENCIONAL	NA	NA	29,14	77,16	219,24	28,10	27,08	176,16	
			NA	5,32	0,00	0,00	5,06	0,00	0,00	
	GERAÇÃO	AZUL	NA	28,98	78,18	340,43	28,01	27,94	281,91	
			FP	8,28	78,18	208,22	7,93	27,94	169,82	
	AZUL APE	NA	P	28,98	19,90	0,00	28,01	16,86	0,00	
			FP	8,28	19,90	0,00	7,93	16,86	0,00	
			NA	8,28	0,00	0,00	7,93	0,00	0,00	
			P	0,00	784,26	340,43	0,00	708,08	281,91	
	VERDE	NA	FP	0,00	78,18	208,22	0,00	27,94	169,82	

Fonte: CEMIG, 2015

Tabela 3 – Faturamento por tipo de tarifa

Grupo	Tarifa	Valores a serem faturados				
		Consumo	Demanda	Ultrapassagem de Demana	Excesso de energia reativa	Impostos
A	Convencional	Total medido no mês	Maior valor entre: Demanda contratada e demanda medida	Aplicavel quando a demanda medida supera a contratada 10%	Cobrada sempre que o fator potencia (indutivo e capacitativo) seja inferior a 0,92.	ICMS+PIS+ CONFIS
	Azul	Diferenciado entre: Período do ano (seco e úmido) e Período do dia Ponta e Fora Ponta	Para s Horarios de Ponta e Fora Ponta maior valor entre: Demanda contratada e Demanda medida	Aplicavel quando a demanda medida supera a contratada em: 5% para os subgrupos A1, A2 e A3. 10% para os subgrupos A3a, A4, e AS	Cobrada sempre que o fator de potência (indutivo e capacitativo) seja inferior a 0,92.	ICMS+PIS+ CONFIS
	Verde	Diferenciado entre: Período do ano (seco e úmido) e Período do dia Ponta e Fora Ponta	Maior valor entre: Demanda contratada e Demanda medida	Aplicavel quando a demanda medida supera a contratada em: 5% para os subgrupos A1, A2 e A3. 10% para os subgrupos A3a, A4, e AS	Cobrada sempre que o fator de potência (indutivo e capacitativo) seja inferior a 0,92.	ICMS+PIS+ CONFIS
B	Convencional	Total medido no mês			Cobrada sempre que o fator de potência (indutivo e capacitativo) seja inferior a 0,92.	ICMS+PIS+ CONFIS

Fonte: CEMIG, 2015

2.1.1.4 A tarifa de energia elétrica nos sistemas de abastecimento

Devido à elevada presença de motores em todo o sistema de abastecimento de água, as empresas deste setor se revelam como grandes consumidores de energia elétrica. De fato, segundo o Sistema Nacional de Informações Sobre Saneamento – SNIS, as empresas do setor de saneamento consumiram no ano de 2014 aproximadamente 9,47 TWh, o que corresponde a 2,32% do consumo nacional para este ano segundo o Balanço Energético Nacional 2014. Cerca de 95% do consumo de energia elétrica nos sistemas de abastecimento de água é atribuível aos sistemas de bombeamento. A menor parcela é destinada a sistemas auxiliares e à iluminação (TSUTIYA, 2001).

O custo operacional com energia elétrica é ainda potencializado pelo fato de que o regime de operação das unidades ser quase sempre permanente, salvo quando há reservação. Assim, a energia figura como

o segundo item na composição média das despesas de operação, ficando atrás apenas das despesas com pessoal, como mostra a Tabela 4.

Tabela 4 – Despesas com operação de saneamento em 2014

Tipo de Despesa	Percentual na despesa de operação (%)
Pessoal Próprio	40%
Energia Elétrica	18%
Serviços a Terceiros	16%
Outras Despesas	13%
Despesas Fiscais e Tributárias	10%
Produtos Químicos	3%

Fonte: Adaptado SNIS, 2014

Como forma de subsidiar as empresas de abastecimento de água, é concedido um desconto na tarifa para a classe Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento. A evolução das tarifas de energia elétrica aplicadas ao saneamento nos mostra que com o passar dos anos, houve uma diminuição significativa nos descontos dados às empresas deste segmento. No fim da década de 60 este desconto era de 80%, passando a 30% na década de 70 e a 15% na década de 80. Hoje este desconto é de 15%. A diminuição deste desconto aliado ao aumento das tarifas acima da média da inflação são as principais causas deste grande impacto das tarifas no custo operacional das empresas

2.2 AÇÕES PARA GESTÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.2.1 Considerações Gerais

Para otimização energética de uma instalação, um dos primeiros pontos a serem considerados é a avaliação do histórico de contas e análise da melhor tarifa a ser empregada. Esta ação, apesar de não ser uma ação de eficiência energética propriamente dita, é de suma importância no que diz respeito à possibilidade de obtenção de recursos financeiros, necessários para os investimentos futuros.

Através da análise de contas e adequação tarifária pode-se, muitas vezes, eliminar muitas indesejáveis e até chegar a propostas de alterações dos processos produtivos, de modo a reduzir a utilização da

energia no horário de ponta, onde as tarifas de consumo e demanda são mais caras.

As contas de energia elétrica são fontes de informações importantes, confiáveis e de fácil acesso, pois trazem informações a respeito de como a energia está sendo utilizada em determinado local. Portanto, o primeiro passo que deve ser dado em um estudo visando à redução do custo de energia elétrica, deve ser a análise das faturas mensais de fornecimento de energia, o que permite conhecer como a empresa compra e utiliza a energia elétrica e identificar várias opções de economia auxiliando a elaborar um programa de diminuição de despesas com eletricidade.

É na fatura de energia onde se encontram dados como demanda elétrica contratada e a demanda efetivamente medida, o consumo de energia reativa, a classe de tarifação e a tensão de fornecimento da unidade consumidora, etc.

Com o auxílio de um banco de dados podem ser gerados relatórios que identifiquem desvios de demandas contratadas, excedente de consumo de energia reativa, consumo de energia ativa superior a uma média histórica, etc. e assim detectar a existência de anormalidades no faturamento mensal. Além disso, é possível guardar um histórico da operação das unidades consumidoras que poderá ser acessado por técnicos através da intranet da empresa. Neste sentido, o acompanhamento das contas é uma ferramenta importante de controle, atuando como “termômetro de investimentos”, devendo ser criteriosamente analisado antes de qualquer investimento. Algumas medidas de otimização energética, muitas vezes, não são implementadas devido aos elevados custos envolvidos quando comparados aos possíveis decréscimos nas contas de energia elétrica.

2.2.2 Gestão das Faturas

Antes da reestruturação do setor elétrico brasileiro na década de 90, as empresas do setor de saneamento conviviam com um modelo em que o uso da energia elétrica não figurava como um problema que merecesse atenção dos gestores, já que o atraso no pagamento e os acordos para perdão de multas eram constantes. O insumo energia era fornecido por uma empresa que também era gerida pelo Estado.

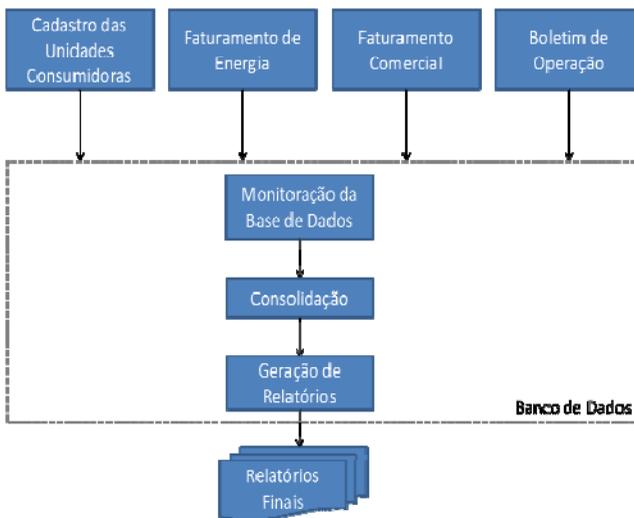
Hoje, com a privatização de parte das empresas de fornecimento de energia, as empresas de saneamento têm que conviver com uma realidade completamente diferente, o que faz com que estas empresas voltem os olhos para a redução dos custos com energia.

A gestão das faturas de energia através de um Sistema de Gestão de Energia (SGE) que possibilite a preparação dos dados para uma análise minuciosa das grandezas envolvidas no processo de medição elétrica leva a uma observação mais atenta do que ocorre com as unidades consumidoras.

O SGE é um software capaz de receber dados operacionais e gerar relatórios que vão conduzir o gestor de energia da empresa para diversas ações que possibilitem a redução do custo operacional. A implementação deste sistema é uma atividade que deve envolver diversos setores da empresa como aqueles responsáveis pelo controle operacional, gestão comercial e, obviamente, gestão de energia e ainda a concessionária de energia, visto que esta deverá disponibilizar o resultado do faturamento mensal de todas as unidades consumidoras da empresa em meio magnético no formato próprio do SGE.

As principais estruturas de formação deste modelo, fundamenta-se nos conceitos e diretrizes do Programa Nacional de Combate ao Desperdício de Água (PNCDA), da *International Water Association* (IWA), das resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica no Setor de Saneamento (PROCEL SANEAR) que são apresentados no diagrama de blocos na Figura 3.

Figura 3 - Modelo de Sistema de Gestão de Energia



Fonte: PROCEL SANEAR, 2015

A realização do Cadastro de Unidades Consumidoras (UC) é a caracterização e identificação única de cada UC. O código de cadastro de cada UC deve coincidir com o utilizado pela concessionária para que este possa ser identificado no faturamento.

Faturamento de Energia – Este módulo é responsável pelos dados de faturamento apurados pela medição da concessionária de energia, portanto, será fornecido mensalmente pela concessionária. O banco de dados deve ser capaz de ler o formato do ficheiro consolidado pela concessionária e atribuir os valores medidos a cada unidade consumidora cadastrada;

O faturamento Comercial e a entrada de dados comerciais da empresa sobre faturamento apresentando volumes de água produzidos e outros resultados financeiros mensais;

Boletim de Operação; este módulo contém o resultado da operação das UC no período coincidente ao de faturamento da concessionária contendo informações como tempo de operação, paradas (programadas ou não) e acionamentos de conjuntos motor-bomba.

Os relatórios finais; este módulo contempla os relatórios que irão subsidiar os estudos de gestão de energia e eficiência energética.

O objetivo é que com os relatórios gerados pelo SGE possam ser realizadas ações no sentido de tornar o uso da energia mais eficiente. E pode ser dar prioridade às ações que não necessitam de alterações no sistema operacional por serem ações que podem ser aplicadas sem nenhum custo para as empresas. As ações propostas para redução do custo de energia elétrica em sistemas de abastecimento de água dividem-se em duas fases:

1ª Fase – Ações Administrativas

- Correta utilização da demanda contratada
- Alteração da estrutura tarifária
- Desativação de unidades consumidoras sem utilização
- Busca por erros de leitura

2ª Fase – Ações Operacionais

- Correção do fator de potência
- Alteração da tensão de alimentação
- Melhoria do fator de carga
- Utilização de inversor de frequência

2.2.3 Ações Administrativas

2.2.3.1 Correta utilização da demanda contratada

Esta ação consiste em identificar unidades que estejam operando com demanda elétrica em desacordo com o contrato de fornecimento de energia estabelecido para ela. Podem ser identificados dois casos:

- Demanda medida superior à contratada – Neste caso, o consumidor irá pagar a tarifa de ultrapassagem sobre a diferença entre a demanda medida e a contratada. Como referido no capítulo anterior, o valor da demanda de ultrapassagem é três vezes superior ao da demanda contratada.
- Demanda medida inferior à contratada – Neste caso o consumidor estará pagando por uma demanda não utilizada.

A observação das demandas medidas face às demandas contratadas é uma ação contínua, visto que esta situação adversa pode ocorrer em qualquer mês ao longo do ano. No caso de demanda medida superior à contratada, a ultrapassagem de demanda pode ocorrer basicamente por dois fatores:

- Necessidade operacional de utilização de maior demanda – Exemplo: o manancial está com nível baixo e por isso é necessário a instalação de outro conjunto motor-bomba para garantir a vazão requerida.
- Erro do operador – Exemplo: o operador aciona dois conjuntos que não devem operar simultaneamente.

No caso da ocorrência de demanda medida inferior à contratada, provavelmente houve erro na previsão da demanda que a unidade iria operar, fazendo com que a empresa tenha um sobre custo e que eleva o preço médio da eletricidade.

A demanda contratada apenas poderá ser alterada após o prazo de meses da última alteração contratual. Daí a importância de uma previsão correta por parte da área que realiza o controle operacional da empresa.

Segundo a Resolução 414/2010 da ANEEL, qualquer ajuste de demanda só será efetuado se a unidade consumidora estiver de acordo com as normas técnicas da concessionária e da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e se o consumidor estiver com o pagamento em dia.

2.2.3.2 Alteração da Estrutura Tarifária

A relação de opções tarifárias permite ao consumidor escolher aquela que melhor satisfaz a sua necessidade com menor custo. A escolha da tarifa de uma determinada unidade operacional é feita mediante a simulação das diversas opções e escolha daquela que resulta em menor custo.

A simulação da tarifa é feita tendo como base o número de horas diárias de bombeamento e a potência dos motores instalados na unidade operacional. Assim, obtêm-se o valor a ser pago em cada uma das opções tarifárias. Preferencialmente, a opção tarifária deve ser feita na fase de projeto. Nesta fase, é possível dimensionar a unidade limitando-se as horas de funcionamento para que ela opere, na medida do possível, fora do horário de ponta quando a tarifa é significativamente mais baixa. Um aspecto que normalmente acontece na prática, segundo (GOMES, 2004) é que, ao longo do tempo, a demanda de água do sistema de abastecimento cresce mais do que a prevista e então a instalação de recalque, que inicialmente estava projetada para operar durante um período inferior a 21 horas (duração do horário fora de ponta), será forçada a funcionar também no horário de ponta, o que vai onerar significativamente o custo de energia do sistema. Este é um caso típico onde a alteração tarifária poderá representar economia significativa.

2.2.3.3 Desativações de unidades consumidoras inutilizadas

Por vezes acontece de uma unidade operacional ficar sem ser utilizada por vários meses e a empresa continuar pagando o valor mínimo estabelecido (equivalente a 100 kWh). A dispersão geográfica das unidades consumidoras e a conseqüente falta de fluxo de informações justificam o fato de estas unidades permanecerem com a mediação de energia mesmo não sendo utilizadas. O levantamento das unidades consumidoras cadastradas na empresa que estão desativadas e com medição de energia, é uma ação importante que culminará na redução do custo com energia elétrica, mediante o contato com a concessionária solicitando retirar a medição de energia e o desagrupamento comercial destas unidades.

2.2.3.4 Busca por erros de leitura

A comparação dos valores medidos pela concessionária com dados coletados em campo são um meio de detectar erros de leitura e faturamento de consumo e demanda por parte da concessionária. Esta comparação poderá ser feita mediante a instalação de equipamentos que realizem a medição em paralelo com a da concessionária fornecendo um meio seguro de informação.

Temos também a opção de um operador da empresa poder verificar a leitura no medidor da unidade consumidora e fornecer os dados para comparação.

Se o erro for detectado, uma nova leitura é solicitada à concessionária que, verificando a ocorrência do mesmo, procede com o refaturamento e devolução dos valores pagos indevidamente.

2.2.4 Ações Operacionais

2.2.4.1 Melhorias do fator de carga

O fator de carga é um índice que reflete o regime de funcionamento de uma dada instalação. Um fator de carga elevado, próximo a 1 (um), indica que as cargas elétricas foram devidamente distribuídas ao longo do tempo. Por outro lado, um fator de carga baixo, indica que houve concentração de consumo de energia elétrica em um curto período de tempo, determinando uma demanda elevada.

Dependendo da característica de funcionamento da unidade consumidora, existirá sempre um limite superior para o fator de carga. Este limite poderá ser determinado tanto pela característica dos equipamentos e processos em que estão inseridos como pelo tempo de funcionamento.

Segundo (PROCEL, 2014), para controlar e melhorar o fator de carga deve-se buscar ações que influenciem demanda e consumo da seguinte forma:

- Redução da demanda com o deslocamento de cargas para o período de fora de ponta, reduzindo desta forma a demanda máxima registrada;
- Aumento da produção em períodos de baixa demanda. Nas tarifas, convencional e horo-sazonal verde, o fator de carga é único porque existe um único registro de demanda de energia,

enquanto que para tarifa horo-sazonal azul haverá dois fatores de carga, um para horário de ponta e outro para fora de ponta.

A análise do fator de carga, além de mostrar se a energia elétrica está sendo utilizada de forma racional, traz uma conclusão importante para definir o tipo de tarifa mais adequada para a instalação. Um fator de carga elevado no horário de ponta poderá indicar que a tarifa horo-sazonal azul é mais indicada quando comparada à tarifa horo-sazonal verde.

Para o cálculo do fator de carga é considerado um “mês médio” com 730h, sendo 66h no horário de ponta e 664h fora de ponta. Para a tarifa horo-sazonal azul, o fator de carga (ponta e fora de ponta) pode ser calculado pelas equações:

$$FC_p = \frac{kWh_p}{kW_p \times 66} \quad (1)$$

Onde:

FC_p Fator de carga na ponta

kWh_p , Consumo registrado na ponta

kW_p Demanda registrada na ponta

$$FC_{fp} = \frac{kWh_{fp}}{kW_{fp} \times 664} \quad (2)$$

Onde:

FC_{fp} , Fator de carga fora ponta

kWh_{fp} , Consumo registrado fora da ponta

kW_{fp} , Demanda registrada fora da ponta

Para tarifa Horo-sazonal verde, o fator de carga pode ser calculado por um único fator considerado o consumo de fora ponta.

$$FC = \frac{kWh_p + kWh_{fp}}{kW \times 730} \quad (3)$$

Onde:

FC , Fator de carga

kWh_p , Consumo registrado na ponta

kW_{fp} , Demanda registrada fora da ponta

Para a tarifa convencional, o fator de carga e calculado da seguinte forma:

$$FC = \frac{kWh}{kW \times 730} \quad (4)$$

Onde:

FC , Fator de carga

kWh , Consumo registrado na ponta

kW , Demanda registrada fora da ponta

2.2.4.2 Correções do Fator de Potência

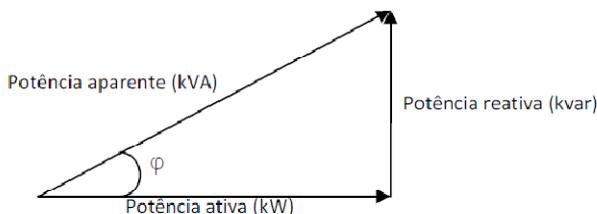
A maioria das cargas das unidades consumidoras consome energia reativa indutiva, tais como: motores, transformadores, reatores para lâmpadas de descarga, fornos de indução, entre outros. As cargas indutivas necessitam de campo eletromagnético para seu funcionamento, por isso sua operação requer dois tipos de potência:

- Potência Ativa: Potência que efetivamente realiza trabalho gerando calor, luz, movimento, etc. É medida em kW.
- Potência Reativa: potência usada apenas para criar e manter o campo eletromagnético das cargas indutivas. É medida em kVA.

Assim, enquanto a potência ativa é sempre consumida na execução de trabalho, a potência reativa, além de não produzir trabalho, circula entre a carga e a fonte de alimentação, ocupando um espaço no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer mais energia ativa.

O fator de potência é a razão entre a potência ativa e a potência aparente. Ele indica a eficiência do uso da energia. Um alto fator de potência indica uma eficiência alta e um fator de potência baixo indica baixa eficiência energética. Um triângulo retângulo é frequentemente utilizado para representar as relações entre kW, kVAr e kVA, conforme a Figura 4.

Figura 4 - Relação entre kW, kVAr e kVA



Da Figura 4 podemos estabelecer:

$$FP = \frac{kW}{kVA} = \cos \varphi = \cos \left(\text{arc tg} \left(\frac{kvar}{kW} \right) \right) \quad (5)$$

$$FP = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kvarh^2}} \quad (6)$$

Segundo (TSUTIYA, 2005) as principais causas do baixo fator de potência em instalações de saneamento são:

- Motores operando em vazio – os motores elétricos consomem praticamente a mesma quantidade de energia reativa necessária à manutenção do campo magnético, operando em vazio ou a plena carga. Entretanto, o mesmo não acontece com a energia ativa, que é diretamente proporcional à carga mecânica aplicada no eixo do motor. Assim, quanto maior a carga, maior será a energia ativa consumida e quanto menor a carga mecânica aplicada, menor a energia consumida, conseqüentemente, menor o fator de potência.
- Motores superdimensionados – geralmente os motores superdimensionados resultam de um projeto inadequado ou, no caso de uma instalação existente, é muito comum o costume da substituição de um motor por outro de maior potência quando da manutenção para reparos dos motores; por acomodação a substituição transitória passa a ser permanente não se levando em consideração que o superdimensionamento provocará baixo fator de potência.
- Transformadores operando em vazio – de forma análoga aos motores, os transformadores operando em vazio consomem quantidade de energia reativa relativamente grande quando comparada com a energia ativa, provocando baixo fator de potência.
- Transformadores superdimensionados – é o caso particular da utilização de transformadores de grande potência, para alimentar pequenas cargas durante longos períodos.
- Nível de tensão acima da nominal – quanto maior for a tensão aplicada aos motores de indução além da nominal, maior será a quantidade de energia reativa consumida e, portanto, menor será o fator de potência.
- Grande quantidade de motores de pequena potência – a utilização simultânea de muitos motores de pequena potência provoca baixo fator de potência, uma vez que o

dimensionamento correto dos mesmos às máquinas neles acopladas não é simples, ocorrendo com frequência o superdimensionamento.

As principais conseqüências de um baixo fator de potência são:

- Perdas na instalação – as perdas de energia elétrica ocorrem em forma de calor e são proporcionais ao quadrado da corrente total Ri^2 . Como essa corrente cresce com o excesso de energia reativa, estabelece-se uma relação entre o incremento das perdas e o baixo fator de potência, provocando o aumento do aquecimento de condutores e equipamentos.
- Quedas de tensão – o aumento da corrente devido ao excesso de energia reativa leva a quedas de tensão acentuadas, podendo ocasionar a interrupção do fornecimento de energia elétrica e a sobrecarga em certos elementos da rede. Esse risco é acentuado durante os períodos nos quais a rede é fortemente solicitada. As quedas de tensão podem provocar ainda, a diminuição da intensidade luminosa das lâmpadas e aumento da corrente nos motores.
- Subutilização da capacidade instalada - A energia reativa, ao sobrecarregar uma instalação elétrica, inviabiliza sua plena utilização, condicionando a instalação de novas cargas a investimentos que seriam evitados se o fator de potência apresentasse valores mais altos. O "espaço" ocupado pela energia reativa poderia ser então utilizado para o atendimento de novas cargas. Os investimentos em ampliação das instalações estão relacionados principalmente aos transformadores e condutores necessários. O transformador a ser instalado deve atender à potência total dos equipamentos utilizados, mas devido à presença de potência reativa, a sua capacidade deve ser calculada com base na potência aparente das instalações.

Uma forma de reduzir a circulação de energia reativa pelo sistema elétrico consiste em “produzi-la” o mais próximo possível da carga, utilizando condensadores. Instalando-se condensadores junto às cargas indutivas, a circulação de energia reativa fica limitada a estes equipamentos. Na prática, a energia reativa passa a ser fornecida pelos condensadores, liberando parte da capacidade do sistema elétrico e das instalações da unidade consumidora. Isso é comumente chamado de

“compensação de energia reativa”. A correção pode ser feita instalando os condensadores de quatro maneiras diferentes, tendo como objetivos a conservação de energia e a relação custo/benefício (ABRADEE, 2004):

- Correção na entrada da energia de alta tensão - corrige o fator de potência visto pela concessionária, permanecendo internamente todos os inconvenientes citados pelo baixo fator de potência e o custo é elevado.
- Correção na entrada da energia de baixa tensão - permite uma correção bastante significativa, normalmente com bancos automáticos de condensadores. Utiliza-se este tipo de correção em instalações elétricas com elevado número de cargas com potências diferentes e regimes de utilização pouco uniformes. A principal desvantagem consiste em não haver alívio sensível dos alimentadores de cada equipamento.
- Correção por grupos de cargas - o capacitor é instalado de forma a corrigir um setor ou um conjunto de pequenas máquinas (menor que 10cv). É instalado junto ao quadro de distribuição que alimenta esses equipamentos. Tem como desvantagem não diminuir a corrente nos circuitos de alimentação de cada equipamento.
- Correção localizada - é obtida instalando-se os condensadores junto ao equipamento que se pretende corrigir o fator de potência.

Apresentando as seguintes vantagens:

- a) Reduz as perdas energéticas em toda a instalação;
- b) Diminui a carga nos circuitos de alimentação dos equipamentos;
- c) Pode-se utilizar em sistema único de acionamento para a carga e o capacitor, economizando-se um equipamento de manobra;
- d) Gera potência reativa somente onde é necessário.

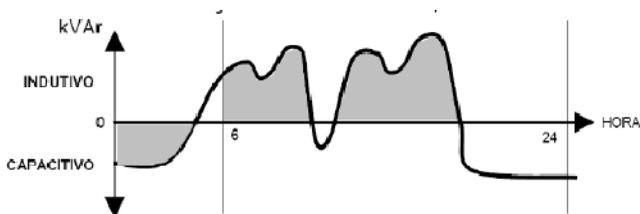
A escolha da melhor alternativa dependerá de análise técnica e econômica de cada instalação. Em sistemas de abastecimento de água as cargas são geralmente motores e, dependendo da potência e tensão dos motores, será decidida a forma de compensação.

O fator de potência não influi diretamente na energia elétrica paga nas contas mensais, isso porque os medidores de energia medem apenas a potência absorvida e não a potência aparente. Entretanto, nos motores em que o fator de potência é baixo, as correntes são maiores,

aumentando as perdas na instalação, e em consequência, as concessionárias cobram uma sobretaxa pela energia elétrica para fator de potência abaixo de 0,92, resultando em aumento das contas mensais.

A legislação anterior à Resolução 456/2000 da ANEEL estabelecia a cobrança de um ajuste pelo baixo fator de potência (abaixo de 0,85 até 1992 e abaixo de 0,92 a partir de 1992). A nova legislação estabelece o faturamento de energia reativa excedente. Com isso, as concessionárias passam a faturar a quantidade de energia ativa que poderia ser transportada no espaço ocupado por esse consumo de energia reativa. Assim, é cobrado o consumo e demanda de energia reativa com tarifa igual aquela aplicada à energia ativa. Outro ponto definido pela resolução 411/2010 da ANEEL é o período de tarifação da energia reativa indutiva e capacitiva: das 6h da manhã às 24h o fator de potência deve ser no mínimo 0,92 para a energia e demanda de potência reativa indutiva fornecida pela concessionária, e das 24h até as 6h no mínimo 0,92 para energia e demanda de potência reativa capacitiva recebida pela concessionária. A Figura 5 mostra um exemplo desta forma de cobrança. A parte cinza seria passível de faturamento.

Figura 5 - Medição de indutivo e capacitivo



Fonte: ANEEL, 2015

A ocorrência de excedente de reativo é verificada pela concessionária através do fator de potência mensal ou do fator de potência horário. O fator de potência mensal é calculado com base nos valores mensais de energia ativa ("kWh") e energia reativa ("kVArh"). O fator de potência horário é calculado com base nos valores de energia ativa ("kWh") e de energia reativa ("kVArh") medidos de hora em hora.

Para a unidade consumidora faturada na estrutura tarifária horosazonal ou na estrutura tarifária convencional, o faturamento correspondente ao consumo de energia elétrica e à demanda de

potências reativas excedentes, é calculado de acordo com as seguintes fórmulas:

$$FER_p = \sum_{t=1}^N \left[CA_t \cdot \left(\frac{f_r}{f_t} - 1 \right) \right] \cdot TCA_p \quad (7)$$

Onde:

FER_p = Valor de faturamento, por Horário “p” (Ponta ou Fora Ponta), correspondente ao consumo de energia reativa excedente a quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ f_r ” no período de faturamento;

CA_t = Consumo de energia ativa medido em cada intervalo de 1 hora “t” durante o período de funcionamento.

Onde:

f_r = Fator de potência de referência igual a 0,92.

f_t = Fator de potência da unidade consumidora, calculado em intervalo “t” de uma hora, durante o período de faturamento.

TCA_p = Tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento de cada posto horário.

$$FDR_p = \left[\text{MAX}_{t=1}^n \left(DA_t \times \frac{f_r}{f_t} \right) - DF_p \right] \times TDA_p \quad (8)$$

Onde:

FDR_p = Calor do faturamento, por horário “P” (Ponta ou Fora Ponta), correspondente a demanda de potencia reativa excedente a quantidade permitida pelo fator de potencia de referência “ f_r ” no período de faturamento.

DA_t = Demanda medida no intervalo de 1 hora “t”, durante o período de faturamento;

f_r = Fator de Potência de referência igual a 0,92

f_t = Fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “t” de 1 hora, durante o período de faturamento;

DF_p = Demanda faturável em cada horário “p” no período de faturamento;

TCA_p = Tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento de cada posto horário.

A demanda de potência e o consumo de energia reativa excedentes, calculados através do fator de potência mensal, serão faturados pelas expressões seguintes. O fator de potência mensal é utilizado em unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional que não possui instalado medidor que permita a leitura do fator de potência horário e conseqüente aplicação das fórmulas.

$$FDR = \left(DM \times \frac{f_r}{f_m} \right) - DF \times TDA \quad (9)$$

Onde:

FDR = valor do faturamento total correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ F_r ”, no período de faturamento;

DM = Demanda medida durante o período de faturamento;

f_r = Fator de potência de referência igual a 0,92;

f_m = Fator de potência indutivo médio das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

DF = Demanda faturável no período de faturamento;

TCA = Tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento.

$$FER = CA \times \left(\frac{f_r}{f_m} - 1 \right) \times TCA \quad (10)$$

FER = valor do faturamento total correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência " f_r ", no período de faturamento;

CA = Consumo de energia ativa medida durante o período de faturamento;

f_r = Fator de potência de referência igual a 0,92;

f_m = Fator de potência indutivo médio das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

TCA = Tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento.

A Tabela 5, propõe ações que podem ser realizadas em instalações com baixo fator de potência, bem como onde instalar os condensadores.

Tabela 5 - Proposta para instalações com baixo fator de potência.

Local	Causas de baixo fator de Potência	Consequências do baixo fator de potência	Ações
Entrada de energia de alta tensão	Grandes Transformadores alimentando pequenas cargas ou me vazio por longos períodos	Esses transformadores consomem uma quantidade d energia rativa realmente grande, comparada a aenergia ativa, provocando baixo fator de potência. Transformadores e capacitores parmanente ligados acarretam perdas de engria e redução de vida util, estando sujeitos também a maiores riscos a avaria. Verificar a tensão de operação da rede apos a instalação de capacitores.	Instalação de uma transformador auxiliar de menor potência para alimentar as pequenas cargas e possibilitar o desligamento do transformador principal. Instalação de capacitores estáticos na alta tensão.
Entrada de energia de baixa tensão	Nível de tensão da instalação acima da nominal	Avararia da instalação com desgaste prematuro. Aumento do desgaste nos dispositivos e proteção e manobra da instalação elétrica. Incremento de perdas de potência. Aumento de investimento em condutores e equipamentos .Condutores sujeitos a limitação térmica de corrente. Saturação da capacidade dos equipamentos, impedindo a ligação de novas cargas. Dificuldade de regulação do sistema. Se os capacitores forem ligados com a a tensão elevada, eles a elevariam ainda mais, agravando o problema.	Verificar e ajustar os "taps" do trnsformador para tensão adequada. Regular os "taps" fazendo o ajuste de tensão secundaria da rede de instalação de capacitores.
	Motores trabalhando em vazio (sem carga) durante parte do tempo.	Quanto menor a carga mecânica solicitada, menor a energia ativa consumida, consequentemente, menor o fator de potência. Sem carga mecânica em seu eixo, os motores de indução consomem energia reativa para manutenção de campo magnéticos	A principipl medida é eliminar os períodos de funcionamento vazio. Em motores de defícil perdida, é recomedável a instalação de capacitores ou até mesmo a utilização de motores síncronos.
Junto a carga	Motores supradimensionados para respectivas cargas	A plena carga, os motores de indução também consomem energia reativa para manutenção de campo magnético.	Instalar motor corretamente demensionado para potência exigida pela máquina
	Grande quantidade motores de pequena potência	Podem comandar a ponta de carga e tomar insuficiente a compensação do fator de potência anteriormente existente. Flutuações de tensão podem ocasionar queima de motores.	Instalar capacitores para garantir o fator de potência acima de 0.92. Calcular a compensação para 0.95 para as flutuações das cargas e eventuais diferenças.
	Lâmpadas de descarga	Alteração do fator de potência devido ao reator que limita a corrente de funcionamento e apresenta baixo fator de potência como caractérisitca de operação	Usar reatores com alto fator de potência.

2.2.4.3 Mudança da Tensão de Alimentação

Consiste na alteração do padrão de entrada de energia de baixa para alta tensão. Para tanto, deve-se realizar obras para a construção de nova entrada de energia em alta tensão fazendo-se necessário que a empresa possua um transformador próprio para alimentar os equipamentos desta unidade. O consumo com tarifa em alta tensão geralmente é mais econômico que em baixa tensão. No entanto cada caso deve ser estudado separadamente, visto que em uma unidade com baixo fator de carga o custo que passará a incorrer pelo fato de se contratar demanda elétrica, poderá tornar esta alternativa mais onerosa que continuar em baixa tensão.

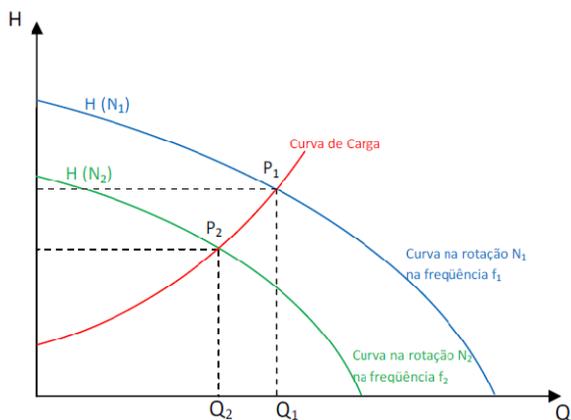
2.2.4.4 Utilização de Inversor de Frequência

Para abastecimento de água da zona alta, tradicionalmente no Brasil, tem sido utilizado o reservatório elevado alimentado por uma estação elevatória com bombas de rotação constante. De um modo geral, verifica-se que o reservatório elevado tem a função principal de garantir a pressão na rede, sendo o seu volume insuficiente para que lhe seja atribuída à finalidade de reservação (TSUTIYA, 2007). Em um sistema de abastecimento, quando o bombeamento de água é dirigido diretamente ao consumidor, torna-se necessário controlar a vazão em função da demanda. Em geral, esse tipo de abastecimento é realizado para atender regiões onde os estudos econômicos financeiros mostraram que os custos para implantação de sistemas tradicionais de abastecimento com utilização de reservatórios são mais elevados.

A bomba (ou um grupo de bombas) geralmente é selecionada para garantir a máxima vazão necessária ao sistema, nas condições de rendimento máximo. Entretanto, quando o sistema solicita uma vazão menor, torna-se necessário efetuar o controle de vazão da bomba através da mudança de suas características ou das características do sistema de bombeamento. O controle de vazão das bombas, através das modificações nas características do sistema de bombeamento, pode ser realizado através de manobras de válvulas, enquanto que o controle de vazão pelas variações da curva característica da bomba pode ser feito através do controle do número de bombas e pela variação da rotação das bombas. Uma bomba centrífuga, para uma determinada rotação e um diâmetro do rotor, opera segundo uma curva Vazão (Q) x Altura Manométrica (H) e um rendimento, para cada ponto de operação ao longo desta curva. Quando ocorre o deslocamento deste ponto de

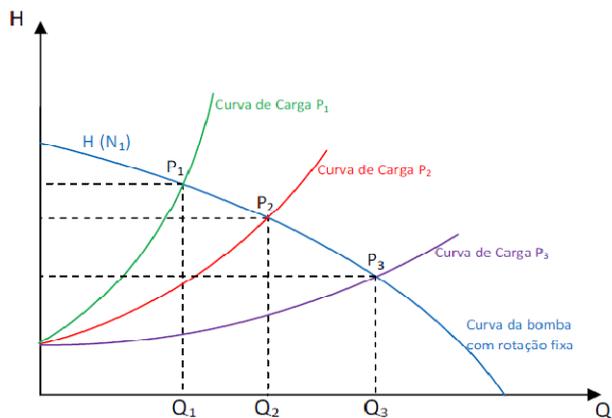
operação pela variação da demanda de água ou da altura manométrica, o motor poderá vir a operar fora do ponto de trabalho nominal e em condições de baixo rendimento, além de demandar uma potência acima das necessidades. A Figura 6 e Figura 7 mostram a variação da curva característica da bomba (Q-H) decorrente da variação da rotação da bomba e da perda de carga.

Figura 6 - Variação da vazão por alteração de rotação



Fonte: TSUTIYA, 2007

Figura 7 - Variação de vazão por introdução de perda de carga



Fonte: TSUTIYA, 2007

A rotação dos motores elétricos da indução é dada pela expressão:

$$N_s = \frac{120 f}{p} \quad (11)$$

Onde:

N_s = Rotação síncrona, RPM

f = Frequência, Hz

P = Número de pólos.

Dentre os vários tipos de equipamentos de variação de rotação destaca-se o inversor de frequência, que é um equipamento eletrônico que varia a frequência da tensão aplicada e, conseqüentemente, a rotação do motor. No caso de bombas centrífugas, isso resulta na possibilidade de controlar a vazão.

Além disso, o inversor pode ser utilizado para partida e parada suave do motor, pois aumentando ou diminuindo sua rotação através de uma rampa de aceleração, faz-se com que a corrente de partida ou parada possa ser controlada.

Inversores de frequência são indicados normalmente para as seguintes situações (SNSA, 2014):

- Em sistemas com pressurização na rede, tipo booster, quando é necessário manter constante a pressão na rede independentemente da demanda de água;
- Nas elevatórias de esgoto, em função do nível e autonomia do poço de chegada, pode-se diminuir a vazão da bomba demandando menos potência da rede elétrica e ainda associando esta situação com horários em que a tarifa de energia elétrica seja de menor valor.

As principais vantagens e desvantagens de um inversor de frequência são apresentadas a seguir (RALIZE e MARQUES, 2006):

Vantagens:

- Montagem simples;
- A corrente do motor é controlada de forma suave, sem picos;

- Permite variar a rotação do motor em função da variação da frequência da tensão;
- As proteções elétricas (sobrecorrente, supervisão trifásica, etc.) são incorporadas no próprio equipamento, reduzindo o número de componentes e o tamanho do painel;
- Manutenção do fator de potência próximo de 1(um), eliminando a necessidade de correção por meio de condensadores;
- Proporciona economia de energia elétrica.

Desvantagens:

- Custo elevado;
- O inversor de frequência gera harmônicas que fluem para o sistema elétrico da instalação e para a rede elétrica externa causando interferências com outros consumidores.

2.3 UTILIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA DE ABASTECIMENTO RIO DAS VELHAS DA REGIÃO METROPOLITANA DE BELO HORIZONTE

A atuação da Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental (SNSA) do Ministério das Cidades (MCIDADES) tem como objetivo central assegurar os direitos humanos fundamentais de acesso à água potável e à vida em ambiente salubre nas cidades e no campo, mediante a universalização dos serviços de abastecimento de água, esgotamento sanitário, limpeza urbana e manejo de resíduos sólidos, drenagem urbana e manejo das águas pluviais.

Para o alcance de seus objetivos, cabe à SNSA/MCIDADES a liderança no processo de aplicação das diretrizes nacionais e de execução da política federal de saneamento básico estabelecidas na Lei n.º 11.445/2007. Neste sentido, atua não só na implementação de programas de governo como também na articulação permanente com a sociedade, os agentes do setor saneamento, os Estados e municípios, os demais ministérios e órgãos do governo federal.

Assim, compete à SNSA/MCIDADES, no exercício de sua missão, além de criar e implementar programas contínuos de investimentos, prestar assistência técnica; qualificar o setor saneamento; apoiar Estados e municípios na estruturação da gestão dos serviços; dispor ferramentas, instrumentos e tecnologias para o desenvolvimento do setor; administrar o sistema nacional de informações sobre saneamento; promover e fortalecer a capacitação

dos profissionais do setor; realizar estudos e pesquisas; manter linha editorial; fomentar pesquisas científicas; apoiar iniciativas da sociedade, em especial das entidades do setor saneamento; dentre outros temas relevantes.

No governo federal, sob a liderança da SNSA/MCIDADES, parte significativa dessas ações tem sido desenvolvida pelo Programa de Modernização do Setor Saneamento (PMSS), que busca contribuir para a melhoria dos serviços no País, atuando nos Estados e municípios, bem como com os prestadores e reguladores dos serviços públicos de saneamento, sobretudo com vistas ao estabelecimento de

novos modelos de gestão, objetivando o aumento da eficiência e da capacidade de financiamento do setor, tendo como meta maior a universalização dos serviços. Neste contexto, como integrante do corpo técnico do Serviço de execução do Plano Municipal de Saneamento Básico, foi apresentado à COPASA - unidade Estação Tratamento de Água do Sistema Rio Das Velhas – ETA SRV a proposta de implementação do Projeto de Medidas de Eficiência Energética.

2.3.1 Apresentação da COPASA

A Companhia de Saneamento de Minas Gerais – COPASA MG é uma empresa de economia mista. Sua principal atividade é a prestação de serviços em abastecimento de água, esgotamento sanitário e resíduos sólidos.

Em 5 de julho de 1963, foi criada, por meio da Lei Estadual nº 2.842, a Companhia Mineira de Água e Esgotos (COMAG), com a finalidade de definir e executar uma política ampla de saneamento básico para o Estado de Minas Gerais.

Em 1971, o Governo Federal instituiu o Plano Nacional de Saneamento (PLANASA). À mesma época, o Departamento Municipal de Águas e Esgoto de Belo Horizonte (DEMAE), responsável pela prestação desses serviços na cidade de Belo Horizonte, incorporou-se à COMAG.

A partir daí, a COMAG começou a passar por uma série de modificações para se ajustar às necessidades da Política de Saneamento Básico do Estado de Minas Gerais, entre elas, a alteração de seu nome para Companhia de Saneamento de Minas Gerais (COPASA MG), por meio da Lei 6.475/74.

Em 2006, a Companhia realizou sua Oferta Inicial de Ações (*INITIAL PUBLIC OFFERING - IPO*), ingressando no Novo Mercado da BM&FBOVESPA, segmento diferenciado que exige maior transparência e regras mais rígidas de governança corporativa.

Em abril de 2008, foi realizada uma oferta secundária de ações em que o acionista Município de Belo Horizonte alienou a totalidade de suas ações, e o acionista Estado de Minas Gerais vendeu parte de suas ações, sem perder o controle acionário da Empresa.

A água tratada é um produto industrial que exige altos investimentos para a sua produção, reservação, distribuição e controle de qualidade. Para garantir sua quantidade e qualidade dentro dos padrões estabelecidos pela Organização Mundial de Saúde - OMS, a COPASA exerce um rigoroso controle e investe em programas de preservação dos mananciais de onde a água é retirada para abastecimento público.

Sob o aspecto sanitário, o abastecimento de água visa fundamentalmente:

- Controlar e prevenir doenças;
- Facilitar a prática de hábitos higiênicos com a instalação de pias, tanques e chuveiros para a lavagem de mãos, a limpeza de vasilhas, o preparo dos alimentos, a lavagem de roupas e o banho diário.

Ciente do correto funcionamento e atendimento do SAA para a Região Metropolitana de Belo Horizonte – RMBH (

Tabela 6) que possui uma população de 5.829.921 habitantes distribuída em 16 municípios. E Conforme a estimativa de julho de 2011, a RMBH é a terceira maior aglomeração urbana do Brasil. A maior do Brasil fora do eixo Rio - São Paulo. A Copasa vem investindo na redução do custo com energia e busca a eficiência na suas Estações de tratamento.

Tabela 6 – Principais Municípios da RMBH

Maiores Cidades da Região Metropolitana e Colar Metropolitano de BH		
Cidade	População ¹⁴⁰¹	%
1º Belo Horizonte	2.502.557	42,9%
2º Contagem	648.766	11,1%
3º Betim	417.307	7,2%
4º Ribeirão das Neves	322.659	5,5%
5º Sete Lagoas	232.107	4,0%
6º Santa Luzia	216.254	3,7%
7º Ibirité	173.873	3,0%
8º Sabará	134.382	2,3%
9º Vespasiano	118.557	2,0%
Demais Cidades	1.063.459	18,2%
Total	5.829.921	100,0%

Fonte: IBGE, 2015

2.4 A ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÁGUA SISTEMA RIO DAS VELHAS

A Bacia Hidrográfica do Rio das Velhas localiza-se nos municípios de Ouro Preto, Itabirito, Rio Acima e Nova Lima. Drena área de, aproximadamente, 1.700 km² até a captação do Sistema Rio das Velhas, em Nova Lima. O sistema Rio das Velhas está localizado no distrito de Bela Fama, em Nova Lima, e é o maior e o mais estratégico sistema produtor de água da região metropolitana de Belo Horizonte. Responsável pelo fornecimento de água tratada para 43% da população da RMBH, o sistema produz uma média de 470 milhões de litros/dia, que abastecem Belo Horizonte, Nova Lima, Raposos, Sabará e Santa Luzia.

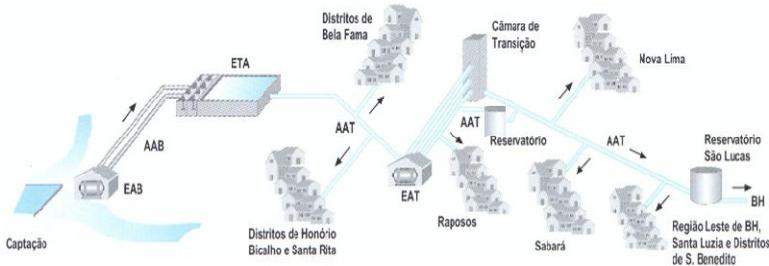
Em síntese, o sistema de produção Rio das Velhas é constituído pelas seguintes partes:

- Captação;
- Estação Elevatória de Água Bruta (Baixo Recalque) – EAB;
- Adutora de Água Bruta;
- Estação de Tratamento de Água – ETA;
- Adutora de Água Tratada – 1º Trecho;
- Estação Elevatória de Água Tratada (Alto Recalque) – EAT;
- Adutora de Água Tratada – 2º Trecho;
- Túnel-Reservatório;
- Subestações elétricas.

A captação do sistema Rio das Velhas é classificada como do tipo superficial (Figura 8), localiza-se no distrito de Bela Fama, município de Nova Lima. Nos últimos anos, a COPASA-MG destaca que o Rio das Velhas apresentou próximo à captação as seguintes vazões hidrológicas:

- Mínima: 10 m³/s
- Média: 14 m³/s
- Máxima: 885 m³/s

Figura 8 - Fluxograma do Sistema Abastecimento Rio das Velhas



Fonte: COPASA, 2014

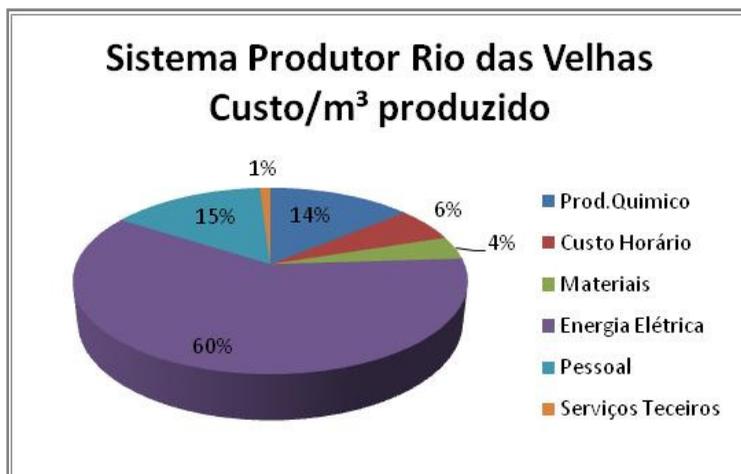
2.4.1. Consumo de Energia Elétrica

Atualmente, a Estação de Tratamento de Água Sistema Rio das Velhas (ETA SRV), gerenciada pela Companhia de Saneamento de Minas Gerais (COPASA-MG), tem uma demanda contratada junto à Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) de aproximadamente 37.000 kW de energia elétrica mensais, que são utilizados, dentre outros, nos processos que envolvem bombeamento de água. Isso significa um custo de R\$ 2.800.000,00 mensais aos cofres do governo estadual. A fim de minimizar estes custos e também dar segurança ao sistema, garantindo o crescimento vegetativo, paradas programadas para manutenção, paradas repentinas por falhas técnicas, falta de energia elétrica e também dar apoio a outros sistemas de abastecimento interligados, a COPASA-MG investiu e vem investindo cerca de R\$ 60 milhões em um projeto de uso eficiente de energia utilizando as regras definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para as tarifas de consumo em horário de ponta e fora de ponta.

A ETA SRV tem contrato com a concessionária CEMIG, regendo que a classificação da unidade consumidora seja de serviço público, sendo assim, são descontados 15% no valor da energia na tarifação. A medição é THS Azul A2, fazendo que a tarifa tenha valores bem diferentes para os horários dentro e fora da ponta.

De acordo com o gráfico representado na Figura 9, o consumo de energia elétrica constitui a maior parte dentre os custos com a operação do sistema produtor Rio das Velhas.

Figura 9 - Custo operacional na produção de água tratada



Fonte: CEMIG, 2014

Este elevado consumo de energia se deve a dois fatores importantes no processo de produção de água tratada: ao elevado consumo de energia elétrica no bombeamento da água entre os recalques, do alto recalque para o reservatório, e ao horário em que ocorre o bombeamento.

A subestação elétrica principal do sistema produtor do Rio das Velhas, localizada junto à EAR, e com capacidade instalada de 37,5 MVA, recebe a energia da subestação da concessionária Cemig de Nova Lima, por meio de uma linha de transmissão de 138 kV de propriedade da COPASA-MG.

A subestação principal fornece energia que supre a EAR e por linha de transmissão interna de 3.900 m supre toda ETA e a EBR. Possui três transformadores trifásicos com potência de 12,5 MVA (com ventilação forçada), dois com relação de 138 kV / 6,6 kV e um com 138 kV / 13,2 kV / 6,6 kV.

Existe ainda neste pátio uma subestação elétrica elevadora de 6,6 kV / 13,8 kV, com a finalidade de alimentar a linha de transmissão para a ETA e EBR com dois transformadores de 3 MVA, relação 6,6 kV / 14,4 kV.

2.4.1.1 Especificação de motores da Elevatória de Baixo Recalque e Alto Recalque

Próxima à captação está instalada a Elevatória do Baixo Recalque (EBR), dotada de nove poços de sucção sob o piso. Com capacidade nominal instalada de 10 m³/s, o recalque é realizado com a ajuda de nove conjuntos moto-bomba, de eixo vertical, com tubulação de sucção em aço de 600 mm (diâmetro) e de recalque de 800 mm (diâmetros), elevando a água a uma altura geométrica de 26,7 m e manométrica de 28 m.c.a até a Estação de Tratamento de Água (ETA). Conforme mostra a

Tabela 7, os motores das bombas estão divididos em dois grupos e futuramente está prevista a instalação de um terceiro. Estes são alimentados por duas subestações elétricas de 13,8 kV e que possuem três transformadores de 12,5 MVA cada.

Tabela 7 - Características de motores do baixo recalque

Motores	Características
Unidade de 1 a 5	Constituído de bombas centrifugas com vazão nominal de 750 l/s e motores assíncronos com potência de 750 cv, alimentados com tensão nominal em 440Vca, acionados através Softstarter.Rendimento das bombas de modelo 24QL19 ≈ 75%,rotor de bronze.
unidade de 6 a 9	Constituído de bombas centrifugas com vazão nominal de 1500 l/s e motores assíncronos com potência de 750 cv, alimentados com tensão nominal em 2600Vca, acionados através partida direta.Rendimento das bombas de modelo 28HH1200 ≈ 80%, rotor de bronze.
Futura unidade 10	Será constituída de uma bomba centrífuga com vazão nominal de 1500 l/s, motor síncrono com potência de 750 cv, alimentado de uma tensão nominal de 2600V a ecionado através de partida direta

Fonte: COPASA, 2014

A partir deste ponto a água bruta é conduzida em duas canalizações paralelas em aço, com diâmetro de 1.800 mm, extensão de 800 m cada, para a ETA.

A ETA desse sistema é do tipo convencional que consiste na medição de vazão, aplicação de produtos químicos (cal, cloro férrico ou sulfato de alumínio), misturadores rápidos (coagulação), floculação mecanizada, decantação, filtros descendentes, desinfecção (cloração), fluoretação e correção de pH. A água tratada é levada por gravidade em uma adutora de 3.330 m de canalização, sendo 3.072 m em concreto armado e 258 m em aço, diâmetro de 2.400 mm para a chamada Elevatória do Alto Recalque (EAR), onde fica armazenada em um reservatório de compensação, em concreto armado com capacidade de 9.000 m³. Esta estação abriga ainda a subestação elétrica e a casa de máquinas.

Com capacidade nominal instalada de 6,75 m³/s, a estação elevatória do alto recalque é constituída de nove conjuntos com bombas centrífugas de eixo horizontal, com tubulação de sucção em aço de Ø 400 mm (diâmetro) e de recalque de 600 mm (diâmetro), para 750 L/s cada. Conforme mostra a Tabela 8, os motores das bombas estão divididos em três grupos. Estes motores tocam diretamente as bombas que elevam a água a uma altura geométrica de 190 m e manométrica de 195 m.c.a até a caixa de transição (“Stand-Pipe”).

Tabela 8 - Características de motores do alto recalque

Motores	Caractéísticas
Unidade de 1 a 5	Constituído de bombas centrífugas com vazão nominal de 1500 l/s e motores síncronos com potência de 2637 cv, alimentados com tensão nominal em 6600Vca, acionados através de partida com chave compensadora. Rendimento das bombas de modelo 24QL19 ≈ 83%, rotor de bronze.
Unidade de 6 a 9	Constituído de bombas centrífugas com vazão nominal de 1500 l/s e motores síncronos com potência de 2637 cv, alimentados com tensão nominal em 6600Vca, acionados através de partida com chave compensadora. Rendimento das bombas de modelo 28HH1200 ≈ 83%, rotor de bronze.
Unidade 10 e 11	Será constituída de uma bomba centrífuga com vazão nominal de 1500 l/s, motor síncronos com potência de 5578 cv, alimentado de uma tensão nominal de 13200V a cionado através de partida direta. Rendimento das bombas Worthington modelo 16LNH27 ≈ 80% rotor de bronze.

Fonte: COPASA, 2014

2.4.2 Periodicidade de Bombeamento de Água

Periodicidade de bombeamento de água. De acordo com a COPASA-MG, a periodicidade de bombeamento entre os recalques se dá da seguinte forma:

- Da captação para o baixo recalque, e do baixo recalque para o alto recalque no horário de ponta (HP), seis bombas são ligadas refletindo em 6.000 L/s de vazão. No horário fora de ponta (HFP) são ligadas 11 bombas no total, equivalente a 8.250 L/s de vazão.
- No bombeamento de água do alto recalque para os reservatórios, durante o horário de ponta (HP), são acionadas sete bombas, o que reflete em 5.250 L/s de vazão. No horário fora de ponta (HFP), são ligadas nove bombas, que equivalem a 6.750 L/s de vazão.

Em fevereiro de 2014, a média de demanda da RMBH foi de 6.154,6 L/s e este valor pode variar entre 3.840 L/s e 7.780 L/s dependendo do clima, enquanto o limite máximo de exploração do Rio das Velhas equivale a 8.771 L/s.

3. METODOLOGIA

Para a análise da redução de custo de energia elétrica no sistema de abastecimento de água de Rio das Velhas, foi utilizada a metodologia apresentada a seguir:

Ações administrativas: correção da classe de faturamento; regularização da demanda contratada; alteração da estrutura tarifária; desativação de instalações sem utilização; conferência de leitura da conta de energia elétrica; entendimentos com as companhias energéticas para redução de tarifas.

Ações operacionais: ajuste dos equipamentos (correção do fator de potência, alteração da tensão de alimentação); diminuição da potência dos equipamentos (melhoria no rendimento do conjunto motor-bomba, redução das perdas de carga nas tubulações, melhoria do fator de carga nas instalações, redução do índice de perdas de água, uso racional da água); controle operacional (alteração no sistema de bombeamento-reservação, utilização do inversor de frequência, alteração nos procedimentos operacionais da ETA); automação do sistema de abastecimento de água. Com a responsabilidade pela implementação das ações e direcionamento de

corpo técnico COPASA, para a análise do Projeto de Medidas de Eficiência Energética foi necessária a observação de importantes itens do sistema de abastecimento como: comportamento de um sistema de tratamento de água durante a captação pela estação de água bruta (EAB), o tratamento na estação de tratamento (ETA) e o bombeamento desta água para o reservatório já existente pela elevatória de água tratada (EAT).

Os seguintes documentos e instalações foram avaliados:

- Projeto da obra;
- Prognóstico de crescimento da população abastecida pelo sistema (crescimento vegetativo);
- Potência instalada em kW;
- Demanda contratada no horário de ponta em kW;
- Demanda contratada fora do horário de ponta em kW;
- Consumo de energia elétrica em kW/h no horário de ponta;
- Consumo de energia elétrica em kW/h fora do horário de ponta;
- Reserva de água existente;
- Valor total da obra;
- Nova potência instalada em kW;
- Nova demanda contratada no horário de ponta em kW;
- Nova demanda contratada fora do horário de ponta em kW;
- Novo consumo de energia elétrica em kW/h no horário de ponta;
- Novo consumo de energia elétrica em kW/h fora do horário de ponta;
- Nova reserva de água existente;
- Cálculo da economia na fatura de energia elétrica junto à concessionária.

Ao final destes passos, verificou-se a viabilidade do Projeto de Gestão de Energia, comparando-se os dados coletados com os valores de custo para a instalação do processo convencional e do projeto de otimização com a 3 proposta de funcionamento, relacionado ao conjunto de energia elétrica e eficiência energética.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 AÇÕES ADMINISTRATIVAS IMPLEMENTADAS NO SISTEMA DE ABASTECIMENTO RIO DAS VELHAS PARA CONTROLE ENERGIA ELÉTRICA.

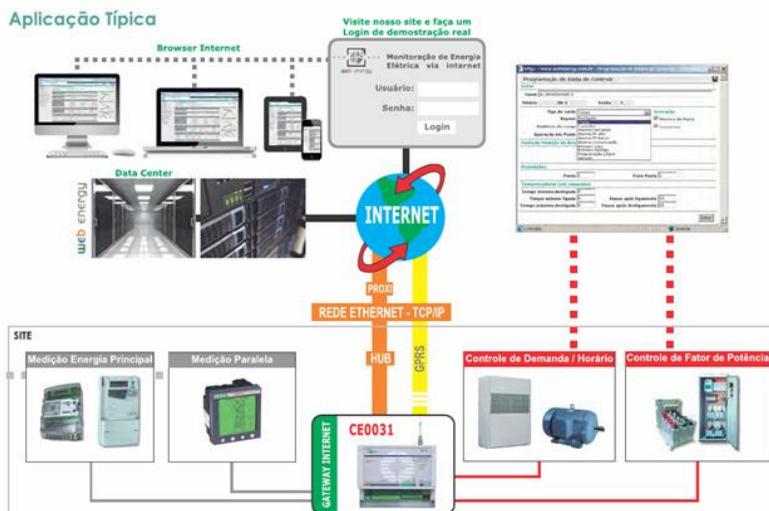
4.1.1 Gerenciamento das Faturas de Energia Elétrica

Para auxiliar esta atividade, a orientação da equipe técnica da COPASA foi à contratação um software que recebesse os dados de faturamento da concessionária e fornecem relatórios variados que auxilie na supervisão do sistema elétrico da empresa. Com avaliação das empresas no mercado, valores repassados a diretoria, o programa foi aprovado.

O programa para gerenciamento de contas de energia da COPASA é multiusuário, isto é, vários usuários têm acesso através da intranet da empresa.

O servidor encontra-se instalado na sede central e é de responsabilidade do Departamento de Gestão de Energia. O banco de dados foi desenvolvido sob a plataforma ACS (Figura 10) por uma empresa contratada para automação de todo Sistema Rio das Velhas, com a instalação de um Centro de Operação Regional (COR), interligado ao centro de operações do Sistema (COS) localizado na unidade regional da empresa, no bairro Santo Antonio, em Belo Horizonte.

Figura 10 – Plataforma do sistema contratado ACS



Fonte: COPASA, 2015

4.1.2 Faturamento de Energia

Mensalmente, a concessionária encaminha os dados relativos ao faturamento ao escritório central em formato eletrônico de acordo com um layout pré-definido para que seja lido pelo SGE. Para cada unidade consumidora, o banco de dados é alimentado com os seguintes dados:

1. Código da Unidade Consumidora;
2. Ano de referência;
3. Mês de referência;
4. Data da leitura do mês de referência;
5. Data de Vencimento da fatura do mês de referência;
6. Classe e subclasse de fornecimento;
7. Indicadores de continuidade individuais;
8. Consumo mensal potência ativa (kWh);
9. Demanda de potência ativa mensal (kW);
10. Faturamento de energia reativa excedente – FER (R\$);
11. Faturamento de demanda de potência reativa excedente – FDR (R\$);

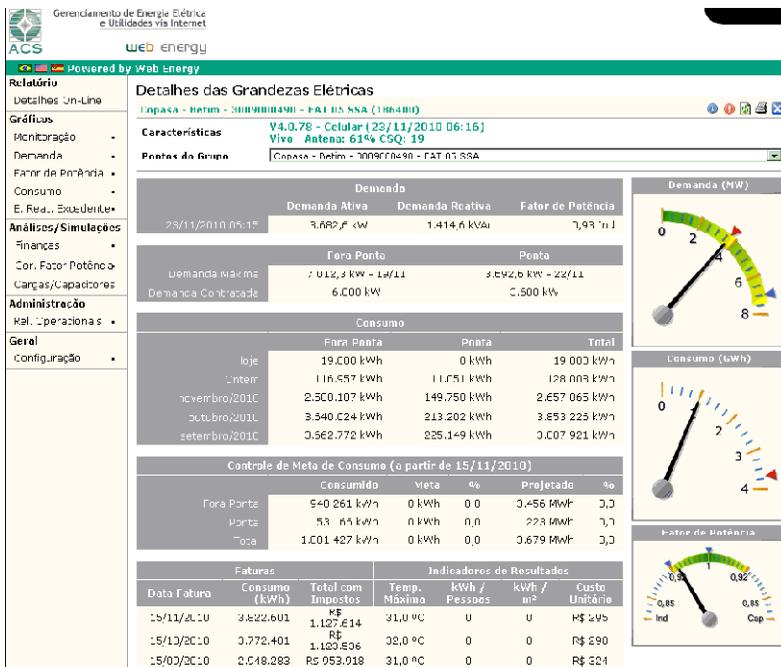
4.1.3 Faturamento Comercial

Os dados relativos ao faturamento comercial são importados do software que faz a gestão comercial da COPASA. Os itens de interesse são o volume de água faturado total e por cidade de atendimento a RMBH (para cálculo dos indicadores corporativos) e despesa mensal (para situar a despesa com energia na despesa mensal).

4.1.4 Relatórios Finais

Uma vez alimentado o banco de dados, é possível gerar relatórios de interesse para a supervisão do uso da energia na COPASA (Figura 11).

Figura 11 - Layout do Sistema de Gestão de Energia



Fonte: COPASA, 2015

Segundo o relatório os principais itens são:

Ultrapassagem de consumo (Convencional, Ponta e Fora Ponta) – Este relatório tem a função de apresentar aquelas unidades que apresentaram consumo de energia elétrica (kWh) acima do valor máximo previsto, valor este que é calculado com base nos dados de potência instalada e tempo de operação quando do cadastro da unidade. De posse desta informação, o Departamento de Gestão Energia consulta o Departamento de Controle Operacional para saber se houve maior tempo de operação ou se aumentou a carga mecânica na unidade. Neste caso, atualiza-se no cadastro o consumo máximo previsto. Se não houve mudança na operação, o Departamento Gestão de Energia vai investigar a causa do aumento do consumo (roubo de energia, motor deteriorado causando perda de rendimento, válvula estrangulada, etc.). Dependendo da modalidade tarifária escolhida para a unidade, ela figurará apenas no relatório convencional (modalidade tarifária convencional) ou nos relatórios de ponta e fora ponta (modalidade tarifária horo-sazonal).

Ultrapassagem de demanda (Convencional, Ponta e Fora Ponta) – Este relatório tem como função apresentar aquelas unidades que tiveram a demanda medida superior à contratada, gerando multa por ultrapassagem de demanda (tarifa aplicada três vezes superior). A informação é tratada da mesma forma que no relatório de ultrapassagem de consumo, entretanto, existe a possibilidade de ter ocorrido falha do operador da unidade, acionando simultaneamente conjuntos motor-bomba que não estavam previstos para operar ao mesmo tempo ou acionando (ou não desligando) conjuntos motor-bomba em horário de ponta. Neste caso, o DGE pede a concessionária o relatório emitido pelo medidor para saber em que data e horário ocorreu a ultrapassagem e assim conhecer o operador responsável pela unidade naquele momento. Este é um relatório de grande interesse, visto que a ultrapassagem de demanda gera grande ônus financeiro para a empresa.

Consumo abaixo do previsto (Convencional, Ponta e Fora Ponta) – A função deste relatório é conhecer as unidades que estão operando com consumo abaixo do previsto em projeto. A partir deste relatório, podemos identificar unidades que não estão sendo utilizadas (pelo manancial ter secado, por exemplo), mas que mesmo assim ainda estão sendo faturadas pela concessionária.

Demanda abaixo da contratada (Convencional, Ponta e Fora Ponta) – Este relatório permite identificar as unidades em que a demanda medida para um determinado mês é inferior à demanda contratada. Com essa informação, é possível proceder com o ajuste da demanda contratada no próximo período de ajuste do contrato;

Fator de Potência inferior a 0,92 – A função deste relatório é identificar as unidades que estão operando com fator de potência inferior a 0,92, resultando no pagamento de multa por baixo fator de potência;

Fator de carga inferior a 0,50 – Este relatório permite identificar as unidades que operam com baixo fator de carga (abaixo de 0,5). A partir desta informação é possível realizar estudos, para cada unidade com baixo fator de carga, para a sua utilização mais racional, inclusive com o deslocamento da operação do horário de ponta para o horário fora de ponta. Despesas com Energia (total ou reativa) – A função deste relatório é apresentar a despesa com energia elétrica total ou apenas com energia reativa (quando houver). Esta informação é importante para acompanhamento da despesa para cada unidade e ainda para gerar os indicadores de corporativos;

Despesas com demanda ultrapassada – Apresenta a despesa que a COPASA teve com multas por ultrapassagem de demanda;

Despesa com tributos – Apresenta a despesa da COPASA com impostos;

Indicadores corporativos – A função deste relatório é apresentar a relação indicadora entre o uso de energia elétrica e o desempenho comercial da COPASA, gerando indicadores como:

- a) Despesa com energia por unidade de consumo (R\$/kWh),
- b) Despesa com energia por metro cúbico de água faturado (R\$/m³),
- c) Consumo de energia por metro cúbico de água faturado (kWh/m³), entre outros;

4.1.5 Revisão dos Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica

No primeiro semestre do ano de 2014, a despesa média da COPASA com ultrapassagem de demanda era aproximadamente R\$ 200.000,00. Os contratos haviam sido estabelecidos no ano de 2010 e desde esta data ainda não haviam sido revistos. Com o aumento da população, houve um aumento na demanda por água, assim, houve ampliação em várias elevatórias, o que levou ao aumento da demanda por energia elétrica. Com o objetivo de reduzir esta despesa, começou-se a trabalhar na revisão dos contratos de fornecimento de energia.

4.1.6 Eliminação de Erro no Faturamento de Consumo e Demanda

Os casos de erro de leitura no faturamento de consumo de energia elétrica (kWh) são comuns principalmente nas unidades onde a leitura é feita por um funcionário da concessionária. Já os casos de erro de faturamento de demanda de potência ativa (kW) ocorrem principalmente por erros de programação do medidor de energia que deve conter informações sobre os feriados nacionais. Datas em que não ocorre separação entre horário de ponta e fora ponta (bem como nos finais de semana).

Através do relatório Ultrapassagem de Consumo, são identificadas unidades que apresentaram consumo acima do previsto. O primeiro passo no sentido da verificação do consumo foi consultar a área operacional para verificar se o tempo de operação da unidade foi acima do previsto para o período de faturamento, caso em que é aceitável o consumo estar acima do previsto. Caso não tenha havido este incremento na operação, o Departamento Gestão de Energia, solicita ao operador que faça a leitura do medidor para saber se está de acordo com aquela apresentada no faturamento da concessionária.

Esta ação pode ser realizada de forma automática no Sistema de Gestão de Contas de Energia da COPASA. Constatada a divergência da leitura do medidor face à apresentada pela concessionária, o DGE notifica a concessionária para que se faça nova leitura e a devolução do valor pago a mais. A investigação de erros no faturamento de demanda tem início com o relatório que mostra as unidades onde houve ultrapassagem de demanda. Para cada unidade que consta no relatório, é consultado o Departamento de Controle Operacional que informa se houve ou não o acionamento de algum motor de forma que a soma das potências dos motores acionados ultrapassa a demanda contratada (configurando erro do operador da unidade).

Caso não tenha ocorrido esta situação, a COPASA solicita da concessionária o relatório da memória de massa do medidor de energia que indica o dia e a hora da ultrapassagem para confrontar com o boletim de operação da unidade.

2 AÇÕES OPERACIONAIS IMPLEMENTADAS NO SISTEMA DE ABASTECIMENTO RIO DAS VELHAS PARA CONTROLE ENERGIA ELÉTRICA.

4.2.1 Investimentos operacionais

Apesar do conhecimento da existência de tarifas diferenciadas para os períodos de ponta e fora ponta e do impacto financeiro de se utilizar tarifas horo-sazonais, as unidades operacionais da COPASA ainda não estavam sensibilizadas por parte de seus operadores, sobre a importância de se deslocar a carga do horário de ponta para fora ponta. Assim, foi feito um trabalho de sensibilização para que, já na previsão de operação, fosse considerada a possibilidade de concentrar ao máximo o bombeamento no horário fora de ponta.

Desde a sua implantação, em 1969, pela primeira vez, em 2014 o sistema de produtor Rio das Velhas vem passando por uma reforma de modernização, envolvendo recursos da ordem de R\$ 140 milhões. Deste valor, R\$ 60 milhões são recursos destinados à modernização dos sistemas elevatórios, pois, como dito anteriormente, são os principais responsáveis pelo consumo de energia na ETA.

As obras incluem, entre outros quesitos, a substituição de toda a parte elétrica do sistema, visando atender à Norma de Regulamentação nº 10 (NR 10), e melhoria significativa dos custos com energia elétrica por seu uso eficiente. A concepção técnica básica de início de projeto prevê três etapas que devem ser executadas em três anos de 2014-2017:

- 1ª etapa – Construção de oito filtros ETA, oito decantadores ampliando em 50% a capacidade de tratamento, automatização do sistema.
- 2ª etapa – Conclusão do atual baixo recalque.
- 3ª etapa – Conclusão da 2ª etapa e instalação de um novo transformador, um novo motor no baixo recalque e também no alto recalque.

A empresa afirma ainda que a captação de água bruta passou por uma completa reforma predial. Além disso, foi instalada uma nova peneira rotativa para evitar o arraste de materiais grosseiros para o conjunto moto-bomba.

Já na Estação de Tratamento de Água (ETA) foram construídos mais dois módulos de tratamento, compostos por oito floculadores, dois

decantadores e oito filtros, resultando na ampliação de 50% da capacidade de tratamento da ETA.

Na elevatória de água tratada também deveram ser instalado três conjuntos moto-bombas. O projeto prevê a construção de dois reservatórios com capacidade para armazenar 32 milhões de litros de água, permitindo dessa forma, o armazenamento de água para distribuição em horários de ponta, em que o uso da energia elétrica com o bombeamento será reduzido. Estas obras significam um grande ganho ambiental para o Rio das Velhas e vão garantir, com mais segurança, o abastecimento da Região Metropolitana de Belo Horizonte, durante 24 horas por dia.

No entanto, para que esta nova concepção de produção em horários fora de ponta possa ser julgada como eficiente, do ponto de vista econômico, a alteração do pacote de energia contratado junto à CEMIG foi indispensável.

4.2.1.1 Eficientização Operacional

Como resultado da implementação das ações administrativas e operacionais de medidas de eficiência energética, gerou-se a necessidade de uma nova forma de operação do sistema. Onde este deverá operar objetivando a continuidade de atendimento a demanda em hora ponta com a redução do consumo de energia e menor custo de investimento.

Proposta de operação 1

Produção de 6.000 L/s em horário de ponta. A primeira situação a ser analisada é a utilização da energia no modelo tradicional, ou seja, utilizando conforme necessidade em HFP e em HP. Pode-se observar que o consumo principal de energia está concentrado em HFP, 87% da energia consumida (itens 1 e 3 da Tabela 9). Dificilmente este percentual pode ser reduzido para se conseguir alguma economia, porém, esse benefício pode-se prover por meio da redução do consumo em HP com a redução do bombeamento neste horário e com o bombeamento de água em HFP para armazenamento nos novos reservatórios. Além dos valores de consumo de HFP, a Tabela 9 mostra o consumo de energia em HP. No caso analisado nessa tabela, os valores de HP contabilizados fazem menção ao bombeamento de água referente à vazão de 6.000 L/s. Nesta situação é analisado o consumo de energia em HP (itens 2 e 4 da Tabela 9) com o bombeamento de 6.000 L/s no

respectivo horário, que em valores correspondem a R\$ 926.829,29 (29% do valor total do custo com energia). Como pode ser observada, a diferença entre os valores das tarifas de demanda ativa em HFP e HP, bem como os valores das tarifas de energia ativa em HFP e HP são demasiadamente incompatíveis. Uma diferença de 600% para a demanda e de 150% para a energia.

A Tabela 9 mostra os valores da conta de energia da ETA SRV do mês de maio de 2014. Essa tabela demonstra como estava estruturado o consumo de energia na estação.

Estes valores podem ser mais bem analisados pelo gráfico representado na Figura 12, indicando a proporcionalidade de cada um com a tarifação de energia.

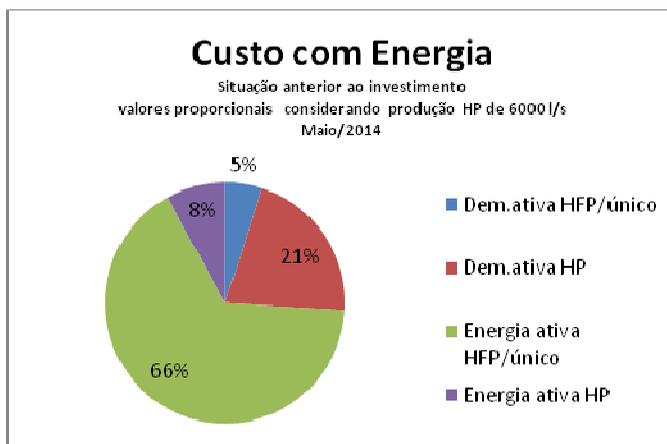
Conhecido os valores de consumo envolvidos em ambos os horários, pode-se projetar o remanejamento dos horários de produção. Isso quer dizer produzir um pouco mais em HFP e armazenar para distribuição de acordo com a demanda, além de reduzir a produção em horários cujo valor da energia seja mais elevado.

Tabela 9 - Valor da conta de energia Maio/2014

Item	Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço R\$	Valor R\$
1	Demanda Ativa HFP/único (kw)	20.88	6,773	141.420,24
2	Demanda Ativa HP (kw)	16.589	40,603	673.563,17
3	Energia Ativa HFP/único (kw/H)	10.314.043	0,201	2.073.122,64
4	Energia Ativa HP (kw/H)	806.58	0,314	253.266,12
5	Subtotal			3.141.372,17
6	Desconto 15%			471.205,83
7	Total			2.670.166,34

Fonte: Muniz, COPASA (2015)

Figura 12 - Custo com energia para 6.000 L/s em HP



Fonte: COPASA, 2015

Para se obter a otimização no horário funcional da ETA, todo este investimento exige do sistema um regime de funcionamento criterioso, que leva a estação de tratamento a produzir em plena carga fora do horário de ponta, principalmente entre 23h e 5h, quando o consumo é menor. O objetivo é encher os reservatórios com capacidade de 32 milhões de litros de água. Com esta estratégia, a expectativa da empresa é diminuir ao máximo a produção durante as três horas diárias consecutivas do horário de ponta, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais. Esta estrutura tarifária de horário de ponta é escolhida pela concessionária de energia entre 19h e 22h.

Proposta operação 2

Produção de 1.500 L/s em horário de ponta projetando um novo cenário de economia, produzindo em HP 1.500 L/s ao invés de 6.000 L/s. A Tabela 10 traz a análise da redução dos custos. Essa redução é possível levando em conta o aumento da produção nas horas com a tarifação reduzida e com diminuição da produção no período horosazonal com tarifa de maior valor. Neste cenário, foi considerada a redução do pacote de demanda ativa em HP de 16.589 kW para 7.500 kW, o aumento da produção em HFP, traduzindo no acréscimo de

energia ativa da ordem de 354.960 kW/h e, conseqüentemente, na redução do mesmo valor na tarifação da energia ativa em HP.

É relevante frisar que este cenário não remete necessariamente a uma redução da produção com o intuito de economizar, mas sim de um remanejamento do regime de funcionamento dos principais equipamentos responsáveis pelo consumo de energia. Pode-se avaliar que nesta projeção o custo total com energia reduziu significativamente em 14%. Quantitativamente, isso quer dizer uma economia mensal média de R\$ 360 mil e de R\$ 4,32 milhões anuais. Com esta base é possível projetar o tempo de retorno do investimento de R\$ 60 milhões em aproximadamente 13 anos.

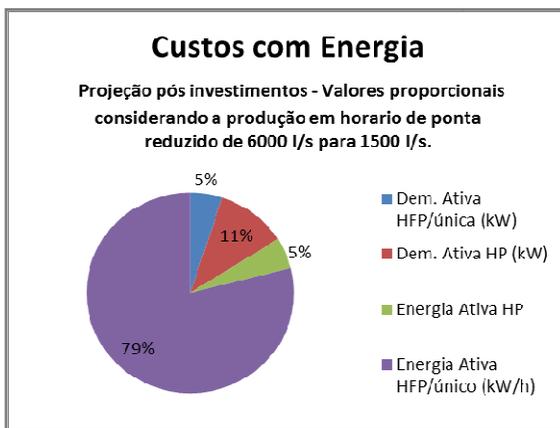
Os novos valores de cada tarifa podem ser mais bem avaliados pelo gráfico representado na Figura 13 que indicando a proporcionalidade de cada um com a tarifação de energia.

Tabela 10 - Projeção de valores de 6.000 L/s para 1.500 L/s HP.

Item	Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço R\$	Valor R\$
1	Demanda Ativa HFP/único (kw)	20.880	6,773	141.420,24
2	Demanda Ativa HP (kw)	7.500	40,603	304.522,50
3	Energia Ativa HFP/único (kw/H)	10.669. 003	0,201	2.144.469,60
4	Energia Ativa HP (kw/H)	375.143	0,314	117.794,90
5	Subtotal			2.708.207,25
6	Desconto 15%			406.231,09
7	Total			2.301.976,16

Fonte: Muniz, COPASA, 2015

Figura 13 - Projeção pós-investimentos de 6.000 L/s para 1.500 L/s.



Fonte: COPASA, 2015

Considerando o desenvolvimento da empresa por meio do crescimento vegetativo e novas concessões para abastecimento de outras cidades, os lucros conquistados com a otimização energética diminuirá com o aumento do tratamento de água no horário de ponta conforme foi apresentado na Tabela 10 e no gráfico representado na Figura 1.

Essa redução dos lucros será compensada com o faturamento nas contas de água dos novos clientes da empresa e com o que ainda restar de consumo para alcançar a demanda total em litros por segundo na ponta como era antes da obra, e assim até a saturação da ampliação feita.

Ao longo do tempo, devido à expansão do setor industrial, o aumento da demanda por água em núcleos urbanos e o aumento do volume de perdas de água em muitos sistemas de abastecimento, fruto este da obsolescência de redes e de baixos investimentos, os 1.500 L/s projetados na Proposta 1 podem não ser suficientes.

Um novo cenário se faz necessário projetar. Este seria um valor intermediário entre os demais apresentados nos demais cenários, pois se deve considerar, além dos fatores citados, uma sobre demanda imediata.

Projeta-se uma situação em que, em horário de ponta, a água armazenada seja insuficiente e os 1.500 L/s avaliados na proposta 2 não serão capazes de satisfazer o consumo imediato.

Proposta operação 3

Produção de 2.250 L/s em horário de ponta. Novamente projeta-se um novo cenário de economia, produzindo em HP 2.250 L/s ao invés de 6.000 L/s. A Tabela 11 traz a análise da redução dos custos. Essa redução também só é possível levando em conta o aumento da produção nas horas com a tarifação reduzida e com a diminuição da produção no período horo-sazonal com tarifa de maior valor, porém em proporções menores comparativamente a proposta 2.

Nesta situação, foi considerada a redução do pacote de demanda ativa em HP de 16.589 kW para 10.500 kW, o aumento da produção em HFP, o que traduz no acréscimo de energia ativa da ordem de 354.960 kW/h comparado a proposta 1 e, conseqüentemente, na redução do mesmo valor na tarifação da energia ativa em HP. No caso da produção de 2.250 l/s em HP, o custo com energia ativa neste horário tende a aumentar não tanto como a situação de 6.000 L/s, mas não se reduz como o verificado quando se projeta a produção de 1.500 L/s.

Observa-se que, nesta projeção, o custo total com energia reduziu também em significativos 8,24%. Quantitativamente isso quer dizer uma economia mensal média de R\$ 220 mil e R\$ 2,6 milhões anuais. Com esta base é possível projetar o tempo de retorno do investimento de R\$ 60 milhões em aproximadamente 23 anos, mesmo considerando a crescente demanda.

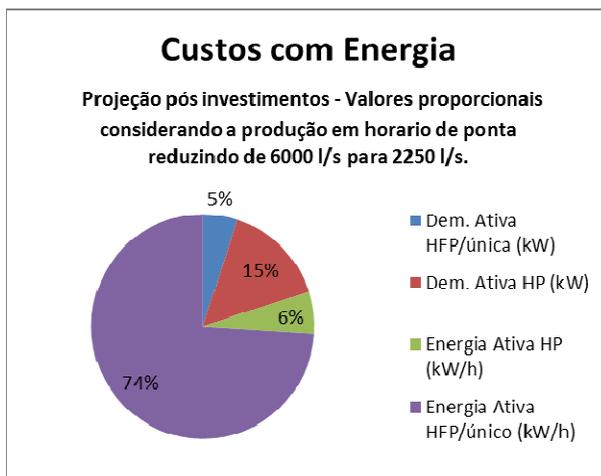
Os valores de cada tarifa podem ser mais bem avaliados pelo gráfico representado na Figura 14, indicando a proporcionalidade de cada um com a tarifação de energia.

Tabela 11- Projeção de valores de 6.000 L/s para 2.250 L/s.

Item	Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço R\$	Valor R\$
1	Demanda Ativa HFP/único (kw)	20.880	6,773	141.420,24
2	Demanda Ativa HP (kw)	10.500	40,603	426.331,50
3	Energia Ativa HFP/único (kw/H)	10.669. 003	0,201	2.144.469,60
4	Energia Ativa HP (kw/H)	542.000	0,314	170.188,00
5	Subtotal			2.882.409,34
6	Desconto 15%			432.361,40
7	Total			2.450.047,94

Fonte: Muniz, COPASA (2015)

Figura 14 -Projeção pós- investimento de 6.000 L/s para 2.250 L/s.



Fonte: COPASA, 2015

Com o levantamento das propostas de operação, foi possível identificar que economizar energia e ainda manter ou melhorar o processo produtivo das empresas são processos complicados e que requerem muita dedicação por parte dos responsáveis.

A implantação do SGE só traz resultados significativos se for bem implementado, e para isto a solução está no treinamento do pessoal e o investimento na área de tecnologia da informação.

Os dados apresentados nestes três cenários mostram que a operacionalidade de um sistema de tratamento de água é complicada principalmente quando se trata de energia elétrica, porém, qualquer atuação na tentativa de otimização de processos para economia de energia é bem-vinda. No objeto deste estudo, todo o investimento realizado prevê como benefícios a:

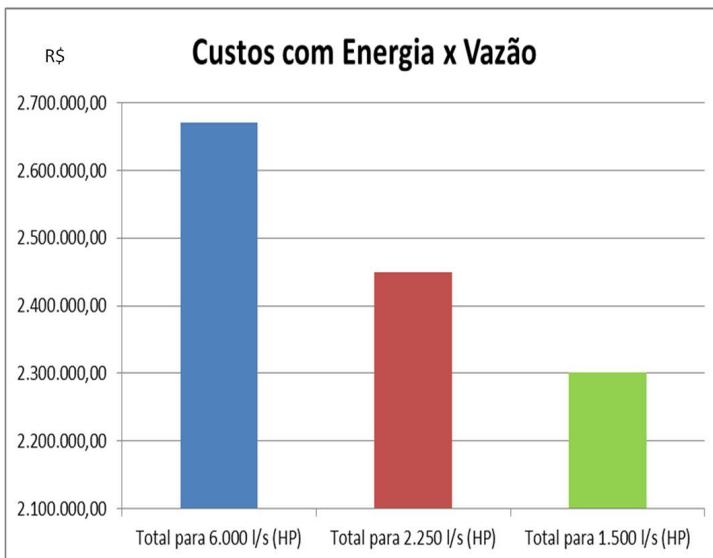
- Redução de cerca de R\$ 4 milhões ao ano no custo com energia elétrica;
- Redução de R\$ 340 mil ao ano no custo com manutenção;
- Redução considerada no custo com produtos químicos;

- Redução de R\$ 1,4 milhão ao ano no custo com perda de faturamento por desabastecimento (paralisações durante o ano);
- Possibilidade de aumentar a produção em até 55%, em relação ao que era antes da idealização do projeto e, consequentemente o respectivo faturamento.

Cabe ainda salientar que existem fatores que precisam ser considerados como, por exemplo, o aumento vegetativo. O aumento no consumo de água por conta de novas ligações e concessões para abastecimento de outras cidades diminuirá gradualmente com os custos evitados com a energia elétrica, conforme aponta o gráfico representado na

Figura 15, porque aumentará a produção no horário de ponta. Este problema será resolvido com o faturamento no fornecimento da água para outros clientes e novos investimentos com novos reservatórios e bombeamentos.

Figura 15 - Economia com os Investimentos



Fonte: Muniz, 2015

Por meio da Tabela 12, pode-se aferir o quanto, na atual situação, o projeto contribui com a economia de energia na empresa e ainda é possível avaliar o período de payback, considerando o investimento da ordem de R\$ 60 milhões.

Verificando os valores da Tabela 12, fica evidenciado que, na atual situação o sistema operando de forma a bombear tanto na proposta 1 com 1.500 L/s ou na proposta 2 com 2.250 L/s durante HFP e mesmo avaliando payback para os períodos de 13 e 22 anos, ainda é viável a sua implementação com grande retorno de eficiência.

Tabela 12- Análise da situação atual (Comparação projeto x real)

Situação	Valor de conta de energia	Redução % do valor de 2014	Economia média mensal	Economia média anual	Período de payback (anos)
Pré-investimentos (maio 2014)	2.670.166,34	-			
Proposta 2 1500 l/s HP	2.301.976,16	14%	368.190,00	4.418.280,00	13,00
Proposta 3 2250 l/s HP	2.450.047,94	8%	220.118,00	2.641.416,00	22,00
Proposta 1 * 6.000 l/s HP	2.610.270,25	2%	60.000,00	720.000,00	86

Fonte: Muniz, COPASA (2015)

O projeto foi concebido de forma que os ganhos de eficiência energética possam ser implementados em etapas, visto que, em algumas situações não existem recursos suficientes para realização de todas as ações.

A compra de novos equipamentos representa um grande processo de planejamento estratégico e gerenciamento tecnológico que podem influenciar no resultado final, considerando ainda:

- Atraso na execução do projeto: o prazo contratual era de três anos, passou para sete anos.
- Atraso na execução do projeto civil /obras inacabadas: as obras citada, que garante a total otimização adequação perfeita do moderno sistema de abastecimento de água, não forem 100% finalizadas.

- Projetos inadequados e erros na execução: falta de alguns estudos e obras contratadas sem projeto.
- Decisões política e econômica: mudanças no planejamento dos recursos destinados ao projeto de infraestrutura do sistema de abastecimento de Belo Horizonte

Com a implementação das ações administrativas, os principais benefícios foram:

• **Conhecimento e eliminação dos desperdícios de energia:** Por meio de um sistema de registro e análise contínuo de dados, o sistema de gerenciamento de energia elétrica proporcionou a COPASA máxima transparência dos fluxos de energia da empresa. Com isso, os gestores conseguem identificar os dispositivos com elevado consumo de energia para avaliar de forma mais objetiva, os potenciais de economia e implementar medidas para eliminar desperdícios. Com os fluxos de energia documentados, eles também conseguem otimizar o contrato de fornecimento de energia e melhorar seus investimentos.

• **Integração dos setores:** O setor de compras da COPASA não estava adaptado a especificações técnicas mais detalhadas e isso confrontava com empresas que estavam acostumadas a vender seus produtos (válvulas, registros) com especificações mais simplificadas e, conseqüentemente, trazendo a aquisição de produtos de menor confiabilidade e garantia operacional.

• **Mudança nos padrões de consumo da empresa:** Os dados de consumo registrados automaticamente pelo sistema, também oferecem a possibilidade de aumentar a conscientização dos custos de energia em todos os departamentos da empresa. Com os dados em mãos, os gestores puderam, inclusive, conscientizar a mão de obra acerca do consumo de energia e permitir que ela tenha uma maior participação na redução dos custos. Esta estratégia acabou entusiasmando os membros de cada departamento e fazendo com que colaborem cada vez mais para a otimização da energia.

A COPASA aprimorou sua gestão com o Projeto de Eficiência Energética com a dotação orçamentária para a infra-estrutura necessária ao projeto. O que se verifica é que há uma receptividade e comprometimento por parte dos colaboradores e de toda a equipe do Comitê Gestor para que o projeto continue e possa obter resultados ainda maiores a médio e a longos prazos.

5. CONCLUSÃO

Foi objetivo deste trabalho, contribuir para o referido problema do alto consumo de energia elétrica em sistema de Abastecimento de Água do Rio das Velhas.

A aplicação do Sistema de Gestão de Energia mostrou a importância de se ter uma forma de gerenciar as faturas de energia elétrica em uma empresa de saneamento. Sem este sistema, a detecção de tão variadas falhas no uso da energia se torna praticamente impossível.

A grande vantagem da aplicação do SGE foi definir a forma de agir para operacionalizar as medidas de redução de desperdício.

A COPASA obteve uma redução de mais de R\$200.000,00 mensais na fatura de energia em um ano de aplicação apenas com ações administrativas. E com ações operacionais, a redução de mais de R\$ 4.418.280,00 no ano. O que representa uma redução de 14% no gasto anual com energia.

Tendo em conta a análise dos resultados, o trabalho realizado apresenta as seguintes contribuições:

- Economia de R\$ 4 milhões ao ano com energia;
- Economia de R\$ 340 mil ao ano em manutenção;
- Conscientização dos funcionários e integração de setores;
- Um modelo de Gestão de Energia para demais Empresas de Sistema de Abastecimento de Água.

SUGESTÕES PARA FUTURAS PESQUISAS

Com a realização deste trabalho foi possível identificar algumas direções de futuras investigações:

- Para a consolidação de um programa de eficiência energética faz-se necessário coordenar as ações através da criação de uma Comissão Interna de Conservação de Energia com delegação de poderes explícitos e bem definidos, envolvendo gestores da empresa principalmente das áreas de operação e manutenção;
- As perdas elétricas em um sistema de abastecimento de água também estão associadas às perdas de água, assim o combate efetivo às perdas de água mostra-se de grande importância quando a intenção é reduzir o consumo de energia;
- O uso da automação para a redução do consumo de eletricidade, visto que a automação consiste na substituição da ação humana

pela mecânica, o que contribuiria para melhorar a eficiência dos processos e aumentaria a segurança na operação do sistema.

6. REFERÊNCIAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Manual de Orientação aos Consumidores: Energia Reativa Excedente. Rio de Janeiro, 2004.

ANA – Agência Nacional de Águas - <http://www2.ana.gov.br/> . acessado em Maio de 2016.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 556, DE 18 de junho de 2013. Aprovar os Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em Março 2016

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 456/2000. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em Janeiro de 2014.

ANEEL e a prestação adequada dos serviços públicos de energia elétrica. 2008. 112 f. Monografia (Especialização em Gestão Pública) – Universidade Estadual de Goiás, Luziânia, 2008.

BAHIA, Sérgio Rodrigues (coord.) et al. Eficiência Energética nos sistemas de saneamento. Rio de Janeiro: IBAM/DUMA, 2004.

BARROS, Raphael T. de V. et al. Saneamento. Belo Horizonte: Escola de Engenharia da UFMG, 1995. (Manual de saneamento e proteção ambiental para os municípios).

CASSIANO FILHO, A.; TSUTIYA, M. T. Economia nos custos de energia elétrica em obras sanitárias através da escolha adequada das tarifas. Revista DAE, v. 52, p. 08-20, 1992

CABRERA, E. (1977) Uso Eficiente del Agua, Directrice y Herramientas Efficient Use Rationale On Walter, Guidelines and Tools, Euro Water, Valencia, Espanha,. (apud Barbosa et al, 2000).

COSTA, G. J. C. Iluminação Econômica: Cálculo e Avaliação. EDIPUCRS. Porto Alegre, 2006. 4ª Edição. 561p.

DACACH, N. G.; Sistemas Urbanos de Água. LTC. Rio de Janeiro, 1979. 2ª Edição.

FRANCATO, A.L., BARBOSA, P. S. F., (1999). Operação Otimizada de Sistemas Urbanos de Abastecimento. IV Simpósio de Hidráulica e Recursos Hídricos dos Pais de Língua Oficial Portuguesa – IV SILUBESA. Anais.

GOMES, Airton Sampaio; PNCDA- Programa Nacional de Combate ao Desperdício de Água. Guias Práticos. Técnicas de operação em sistemas de abastecimento de Água. Ministério das Cidades. 2007. 5v.

GOMES, H. P.; Sistemas de Abastecimento de Água: Dimensionamento Econômico e Operação de Redes Elevatórias. Editora Universitária - UFPB. João Pessoa, 2004. 242p. 2ª Edição.

KUBOTA, H.; TSUTIYA, M. T. Economia de energia elétrica: estudo comparativo de consumo de energia elétrica em diversos métodos de controle de vazão. In: 15o Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental, 1989, Belém. Anais do 15o Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental. Rio de Janeiro : ABES, 1989. v. 2. p. 31-44.

MARINA BOUZON, Determinação do padrão de operação ótimo para o custo energético de um sistema de distribuição de água, Revista Produção Online, Florianópolis, SC, v.13, n. 2, p. 500-519, abr./jun. 2013.

MAGALHÃES, C. P.; et all; Redução do custo de energia elétrica em sistemas de abastecimento de água a partir da racionalização e adequação tarifária na unidade de negócios de Itaberaba. In: XXI Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental, 1999, João Pessoa.

MIRANDA, E.C. Gerenciamento de perdas de água. Capítulo 17. In: Abastecimento de água para consumo humano. Léo Heller e Valter Lúcio de Pádua (Organizadores). Belo Horizonte: Editora UFMG, 2006.

ORMSBEE , L. E.; REDDY, S.L.; (1995). Nonlinear Heuristic for Pump Operations. Journal of Water Resource Planning and Management, ASCE, v. 121, N° 4. p. 302- 309, New York, NY, USA.

PEREIRA, JOSÉ ALMIR RODRIGUES Abastecimento de água: informação para eficiência hidroenergética / José Almir Rodrigues Pereira e Marise Teles Condurú. - João Pessoa: Editora Universitária – UFPB, 2014.

Plano Nacional de Eficiência Energética – Premissas e diretrizes básicas, Ministério de minas e energia/Secretaria de planejamento e desenvolvimento energético versão: 18/10/2011

PROCEL SANEAR. Plano de Ação Procel Saneal 2006/2007. Eletrobrás, Setembro de 2005.

RODRIGO VOTRE - Automação No Controle De Perdas e Redução de Impactos Ambientais em Sistemas de Abastecimento de Água / Universidade Federal Do Paraná. Curitiba, 2014

Relatório de Sustentabilidade COPASA 2015. Disponível em <http://www.copasa.com.br/wps/wcm/relatorioanual> 2015. Acessado em dezembro de 2015.

SNIS – Sistema Nacional de Informações de Água e Esgoto – 12. Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgotos – 2014. Ministério das Cidades. Brasília, 2014. Disponível em <http://www.snis.gov.br>.

TSUTIYA, M. T. Redução do custo de energia elétrica em sistemas de abastecimento de água. São Paulo, 2005: Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental. 185 p.