

**REDE DOCTUM DE ENSINO  
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CARATINGA  
CURSO SUPERIOR DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA CORREÇÃO DE FATOR DE  
POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RURAIS MONOFÁSICAS**

**JOSÉ FRANCISCO RIBEIRO JÚNIOR**

**Trabalho de Conclusão de Curso**

**Caratinga/MG**

**2016**

**JOSÉ FRANCISCO RIBEIRO JÚNIOR**

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA CORREÇÃO DE FATOR DE  
POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RURAIS MONOFÁSICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Banca Examinadora do Curso Superior de Engenharia Elétrica do Instituto Tecnológico de Caratinga da DOCTUM Caratinga como requisito parcial para obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Professor Orientador: Guilherme Cassimiro de Araújo Borges.

**Caratinga/MG**

**2016**

TERMO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DO TRABALHO

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA CORREÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RURAIS MONOFÁSICAS**

Nome completo do aluno: JOSÉ FRANCISCO RIBEIRO JÚNIOR

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi apresentado perante a Banca de Avaliação composta pelos professores Guilherme Cassimiro De Araújo Borges, Robson Da Silva e Reginaldo Eustáquio, às 20:10 horas do dia 15 de dezembro de 2016, como requisito parcial para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica. Após a avaliação de cada professor e discussão, a Banca Avaliadora considerou o trabalho: aprovado (aprovado ou não aprovado), com a qualificação: Excelente (Excelente, Ótima, Bom, Satisfatório ou Insatisfatório).

*mf*

Trabalho indicado para publicação:  SIM ( ) NÃO

Caratinga, 15 de dezembro de 2016

\_\_\_\_\_  
Professor Orientador e Presidente da Banca

*Robson da Silva*  
\_\_\_\_\_  
Professor Avaliador 1

*Reginaldo Eustáquio*  
\_\_\_\_\_  
Professor Avaliador 2

\_\_\_\_\_  
Aluno(a)

\_\_\_\_\_  
Coordenador(a) do Curso

*A Deus por eu ser quem sou, onde sou e com quem sou!*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, pois até aqui me ajudou o Senhor! À minha mãe Elaine e ao meu pai José Francisco pelo amor e dedicação. Ao meu irmão Matheus que ao meu lado também construiu o seu trabalho de conclusão de curso, compartilhando momentos inesquecíveis. Aos meus amigos de trabalho (Construrede e CEMIG), Ramon, Everton, Carlos, Anezio, Ernani, Moacyr, Patrícia Souza, Márcio Luis, Fabiana, Gabriela, Wellynghton, Thiago, Antônio, Felipe B. Aos professores do Curso de Engenharia Elétrica, em especial meu orientador Guilherme Cassimiro de Araújo Borges pelos ensinamentos, paciência e dedicação. Aos meus colegas de curso e a todos que de maneira direta ou indireta tenham contribuído para a construção do trabalho. A minha mais sincera gratidão!

*"Deixem que o futuro diga a verdade e avalie cada um de acordo com o seu trabalho e realizações. O presente pertence a eles, mas o futuro pelo qual eu sempre trabalhei pertence a mim."*  
(Nikola Tesla)

RIBEIRO JÚNIOR, José Francisco . **ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA CORREÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RURAIS MONOFÁSICAS**. Caratinga, 2016. Trabalho de Conclusão de Curso Superior de Engenharia Elétrica - Curso de Engenharia Elétrica. Instituto Tecnológico de Caratinga, Rede DOCTUM, Caratinga, 2016.

## **RESUMO**

O presente trabalho analisa a viabilidade técnica da aplicação de compensação reativa em redes de distribuição de energia elétrica rurais (RDR) monofásicas, através da instalação de capacitor aplicado no circuito de média tensão. O intuito é equilibrar o fator de potência (fp) que se altera de maneira significativa em determinados períodos de tempo, causando algumas anomalias que agem diretamente na qualidade e continuidade da energia elétrica fornecida. A rede monofásica foi analisada devido à inexistência de normatização específica para a instalação de capacitores nesta configuração de rede. Sendo assim, será apresentado o estudo de caso constituído dos tópicos que comprovam a eficácia do proposto.

**Palavras-chave:** Capacitor. Fator de Potência. Rede Monofásica.

RIBEIRO JÚNIOR, José Francisco . **ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA CORREÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RURAIS MONOFÁSICAS**. Caratinga, 2016. Trabalho de Conclusão de Curso Superior de Engenharia Elétrica - Curso de Engenharia Elétrica. Instituto Tecnológico de Caratinga, Rede DOCTUM, Caratinga, 2016.

### **ABSTRACT**

The present work analyzes the technical feasibility of the application of reactive compensation in single-phase rural electricity distribution networks (RDR), through the installation of capacitor applied in the medium voltage circuit. The intention is to balance the power factor (fp) that changes significantly in certain periods of time, causing some anomalies that act directly on the quality and continuity of the electric power supplied. The single-phase network was analyzed due to the lack of specific regulations for the installation of capacitors in this network configuration. Thus, the case study will be presented, which will be the topics that prove the effectiveness of the proposal.

**Key-words:** Capacitor. Power Factor. Single-Phase Network.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 1</b>	– Diagrama do fator de potência . . . . .	18
<b>Figura 2</b>	– Fatura de energia CEMIG . . . . .	32
<b>Figura 3</b>	– Chave fusível . . . . .	41
<b>Figura 4</b>	– Instalação do banco de capacitores fixos . . . . .	48
<b>Figura 5</b>	– Instalação do transdutor . . . . .	49
<b>Figura 6</b>	– Instalação do banco de capacitores automáticos. . . . .	50
<b>Figura 7</b>	– Banco de capacitores automáticos . . . . .	51
<b>Figura 8</b>	– Diagrama elétrico da Subestação Caratinga . . . . .	54
<b>Figura 9</b>	– Diagrama elétrico do alimentador CGAU 13. Escala 1:150000 . . . . .	56
<b>Figura 10</b>	– Abrangência territorial da derivação 31794. Escala 1:130000 . . . . .	57
<b>Figura 11</b>	– Dados elétricos do religador 31794 . . . . .	61
<b>Figura 12</b>	– Religador 31794 . . . . .	62
<b>Figura 13</b>	– Dados elétricos do capacitor instalado. . . . .	63
<b>Figura 14</b>	– Capacitor instalado . . . . .	64
<b>Figura 15</b>	– Instalação do RE1000 . . . . .	65
<b>Figura 16</b>	– Capacitor instalado . . . . .	70
<b>Figura 17</b>	– Nível de corrente elétrica na derivação 31794 . . . . .	73
<b>Figura 18</b>	– Simulação de fluxo de potência no ponto de instalação do capacitor . . . . .	74
<b>Figura 19</b>	– Comportamento da derivação 31794, após o capacitor entrar em operação . . . . .	75
<b>Figura 20</b>	– Comportamento da corrente e PQ, após o capacitor entrar em operação . . . . .	76

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b>	– Limites Globais Anuais de DECI e FECi . . . . .	37
<b>Tabela 2</b>	– Proteção dos Bancos de Capacitores . . . . .	52
<b>Tabela 3</b>	– Materiais utilizados na construção do banco de capacitor . . . . .	70
<b>Tabela 4</b>	– Interrupções no fornecimento de energia na derivação 31794 em 2015 (CON- DIS; GEMINI, 2016) . . . . .	78
<b>Tabela 5</b>	– Interrupções no fornecimento de energia na derivação 31794 em 2016 (CON- DIS; GEMINI, 2016) . . . . .	79

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
AWG	American Wire Gauge
CA	Cabo sem alma de aço
CA	Corrente alternada
CAA	Cabo com alma de aço
CC	Corrente contínua
CEI/IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COD	Centro de Operação da Distribuição
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
FP	Fator de Potência
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IEF	Instituto Estadual de Florestas
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROORC	Projetos e Orçamentos de Redes de Distribuição por Computador
PU	Por unidade
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RDA	Rede de Distribuição Aéreas
RDR	Redes de Distribuição Rurais
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
$\mu$ f	Micro Farad

## LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampere
c	Capacitivo
DaN	Decanewton
$\Delta$	Delta
F	Farad
Hz	Hertz
i	Indutivo
kA	Quiloampere
kV	Quilovolt
kVA	Quilovoltampere
kVAr	Quilovoltampere reactivo
kW	Quilowatt

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>17</b>
2.1 FATOR DE POTÊNCIA	17
<b>2.1.1 Cargas Lineares e Não-Lineares</b>	17
<b>2.1.2 Principais Causas do Baixo Fator de Potência</b>	19
<b>2.1.3 Efeitos do Baixo Fator de Potência</b>	19
<b>2.1.4 Legislação Básica Sobre o Fator De Potência</b>	20
2.1.4.1 Divisão dos Grupos Consumidores	21
2.1.4.2 Tarifas Horo-Sazonais	21
<b>2.1.5 Distorções Harmônicas</b>	22
2.1.5.1 Principais Causas de Distorções Harmônicas nas Instalações Elétricas	23
2.1.5.2 Taxa de Distorção Harmônica (THD)	23
2.1.5.3 Efeitos das Harmônicas nas Instalações Elétricas	24
<b>2.1.6 Correção do Fator de Potência</b>	25
2.2 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA - QEE	26
<b>2.2.1 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST</b>	26
<b>2.2.2 Qualidade do Produto</b>	26
2.2.2.1 Tensão em Regime Permanente	27
2.2.2.2 Indicadores Individuais e Coletivos	28
2.2.2.3 Critérios de Medição Amostral	28
2.2.2.4 Desequilíbrio de Tensão	29
2.2.2.5 Flutuação de Tensão	29
2.2.2.6 Variação de Tensão de Curta Duração	30
2.2.2.7 Variação de Frequência	30
<b>2.2.3 Qualidade Do Serviço</b>	31
2.2.3.1 Indicadores de Continuidade Individuais	31
2.2.3.2 Indicadores de Continuidade Coletivos	33
<b>2.2.4 Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia</b>	34
2.2.4.1 Eficiência na Gestão Econômica	34
2.2.4.2 Eficiência na Prestação do Serviço de Distribuição	35
2.2.4.3 Indicador de Desempenho Global de Continuidade	38
2.3 FUNDAMENTOS DE PROTEÇÃO	39
<b>2.3.1 Principais Falhas</b>	39
<b>2.3.2 Requisitos Básicos de um Sistema de Proteção</b>	40

2.3.2.1 Seletividade . . . . .	40
2.3.2.2 Velocidade . . . . .	40
2.3.2.3 Confiabilidade . . . . .	40
2.3.2.4 Automação . . . . .	40
<b>2.3.3 Elementos De Proteção . . . . .</b>	<b>41</b>
2.3.3.1 Proteção por Fusíveis . . . . .	41
2.3.3.2 Proteção por Relés . . . . .	42
2.3.3.3 Proteção por Religador . . . . .	43
<b>2.3.4 Principais funções ANSI . . . . .</b>	<b>44</b>
<b>2.4 CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS CAPACITORES . . . . .</b>	<b>45</b>
<b>2.4.1 Conceitos Básicos . . . . .</b>	<b>45</b>
<b>2.4.2 Bancos de Capacitores em Rede de Distribuição Aéreas - RDA . . . . .</b>	<b>46</b>
<b>2.4.3 Aplicação dos Bancos de Capacitores . . . . .</b>	<b>47</b>
2.4.3.1 Banco de Capacitores Fixos . . . . .	47
2.4.3.2 Banco de Capacitores Automáticos . . . . .	48
<b>2.4.4 Conexão dos Bancos de Capacitores . . . . .</b>	<b>51</b>
<b>2.4.5 Proteção de Bancos de Capacitores . . . . .</b>	<b>52</b>
<b>3 ESTUDO DE CASO . . . . .</b>	<b>54</b>
3.1 LOCAL EM ESTUDO . . . . .	54
3.2 DERIVAÇÃO MONOFÁSICA EM ESTUDO . . . . .	56
3.3 PROBLEMÁTICAS DO ESTUDO . . . . .	57
3.4 POSSÍVEIS SOLUÇÕES . . . . .	58
<b>3.4.1 Conversão da Derivação 31794 para Trifásico . . . . .</b>	<b>59</b>
3.4.1.1 Orçamento de Conversão Trifásica da Derivação 31794 . . . . .	59
3.5 PROTEÇÃO DO SISTEMA . . . . .	61
3.6 INSTALAÇÃO DO CAPACITOR . . . . .	63
<b>3.6.1 Coleta e Processamento dos Dados . . . . .</b>	<b>64</b>
<b>3.6.2 Dimensionamento do Capacitor . . . . .</b>	<b>66</b>
<b>3.6.3 Recursos Necessários . . . . .</b>	<b>69</b>
<b>3.6.4 Orçamento Financeiro de Construção do Banco . . . . .</b>	<b>71</b>
<b>4 RESULTADOS . . . . .</b>	<b>72</b>
4.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO ESTUDO DE CASO . . . . .	79
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>81</b>
<b>6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS . . . . .</b>	<b>83</b>
<b>APÊNDICE A AUTORIZAÇÃO COORPORATIVA . . . . .</b>	<b>86</b>
<b>ANEXO A PROORC – ORÇAMENTO DE SERVIÇOS . . . . .</b>	<b>87</b>
<b>ANEXO B PROORC – ORÇAMENTO DOS PRINCIPAIS MATERIAIS . . . . .</b>	<b>88</b>

<b>ANEXO C ORÇAMENTO DE INSTALAÇÃO DO CAPACITOR . . . . .</b>	<b>89</b>
---------------------------------------------------------------	-----------

## 1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica no país faz com que as redes de distribuição sejam cada vez mais exigidas, o que afeta diretamente seu desempenho, devido principalmente às perdas técnicas. Essas perdas associam-se a parâmetros intrínsecos da rede, tais como o baixo fator de potência (ANEEL, 2016).

Do ponto de vista estritamente econômico a construção e manutenção das redes de distribuição rurais monofásicas são desvantajosas para as concessionárias, o que as torna elemento menos prioritário do sistema elétrico de potência (CEMIG, 1991). Sendo importante ressaltar a inexistência de procedimentos normatizados, que possibilitem a melhoria da qualidade da energia elétrica fornecida para esta modalidade de rede, no que diz respeito à correção do fator de potência através da instalação de capacitores.

Para a construção do presente trabalho, analisou-se um caso real de RDR monofásica, apresentando falhas e, conseqüentemente, frequentes interrupções no fornecimento de energia.

O estudo de caso apresentado foi elaborado com base em um equipamento que apresentava uma taxa anormal de desligamentos em consideração aos outros, tal equipamento de proteção é um religador que funciona com módulos de proteção, sendo um deles o relé de sobrecorrente, sendo que, quando a corrente de *pick-up* (corrente mínima de atuação dos relés) é atingida, o religador interrompe o fornecimento de energia.

Devido esse religador estar instalado em uma região produtora de café, observou-se que o maior número de interrupções ocorreu no período da safra, sendo possível constatar ainda, que o funcionamento simultâneo de diversos motores sobrecarregava o sistema, exigindo níveis de corrente superior ao qual o sistema, bem como sua proteção foram dimensionados. Essa condição é confirmada através da análise do circuito onde o religador está inserido. Desta forma, foi possível perceber o baixo fator de potência, que nesse caso, estava relacionado às cargas de natureza indutivas.

Baseado nisso, foi instalado um capacitor no sistema de média tensão para realizar a compensação reativa, elevando o fator de potência para valores mais próximos do unitário e reduzindo a circulação de corrente pelo sistema. Uma vez que a corrente foi reduzida e o valor de *pick-up* não foi mais atingido, o religador não deve atuar por motivo de sobrecorrente.

O trabalho se divide em quatro capítulos, sendo este primeiro a introdução.

No segundo capítulo será abordado o referencial teórico acerca dos principais assuntos que compõem o trabalho. Mencionado capítulo traz os fundamentos necessários para o atendimento e elaboração do estudo de caso, tais como a sistemática que envolve o fator de potência; os parâmetros de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) estabelecidos pela Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); os fundamentos que envolvem a proteção de sistemas elétricos e à aplicação de capacitores como compensador reativo. Buscou-se tratar os assuntos, direcionando-os às redes de distribuição de energia elétrica.

O terceiro capítulo trará o estudo de caso, onde houve de fato aplicação de um capacitor na RDR em estudo. Nesta etapa será demonstrada a metodologia utilizada na construção do estudo de caso, além do dimensionamento do capacitor e o comportamento do sistema após sua aplicação. Desta forma, será possível verificar sua eficácia através dos resultados dispostos de forma gráfica e analítica, subsidiados principalmente pelas grandezas medidas diretamente do sistema antes e depois da instalação do capacitor.

O quarto e último capítulo abordará as considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

O presente referencial teórico traz alguns assuntos elementares para o trabalho. Serão abordados a sistemática que envolve o fator de potência, a qualidade da energia elétrica, os elementos de proteção e os fundamentos gerais dos capacitores. Todos os temas possuem grande relevância e abrangência no ramo da eletricidade e neste caso, buscou-se direcioná-los para a aplicação no processo de distribuição de energia elétrica.

### 2.1 FATOR DE POTÊNCIA

Para o melhor entendimento do projeto em questão é fundamental entender alguns conceitos que envolvem o fator de potência (fp). Conhecer e controlá-lo é essencial para o bom funcionamento do sistema elétrico como um todo. Sendo assim, este tópico tenta mostrar de forma sucinta os principais aspectos relacionados ao fator de potência.

#### 2.1.1 Cargas Lineares e Não-Lineares

Segundo Mamede (2012), analisando as grandezas elementares de potência elétrica em circuitos de corrente alternada (CA), potências (ativa (P), aparente (S) e reativa (Q)), surgem algumas relações comportamentais quando visto suas respectivas formas de ondas senoidais em suprimento de cargas linearmente distintas.

As cargas elétricas se dividem basicamente em dois blocos: cargas lineares e cargas não-lineares.

As cargas lineares são aquelas que obedecem a Lei de Ohm, ou seja, cargas resistivas.

$$V = R.I \quad (2.1)$$

Onde:

V – Tensão ou diferença de potencial, dada em Volts;

R – Resistência, dada em Ohms;

I – Corrente, dada em Amperes.

Os circuitos compostos por cargas puramente resistivas são caracterizados por possuírem linearidade senoidal. Constituídas normalmente por dispositivos tais como, chuveiros e lâmpadas incandescentes, possuem ondas de tensão e corrente em fase, ou seja, sua polaridade se altera instantaneamente a cada ciclo senoidal. Para este tipo de carga, toda a energia transportada

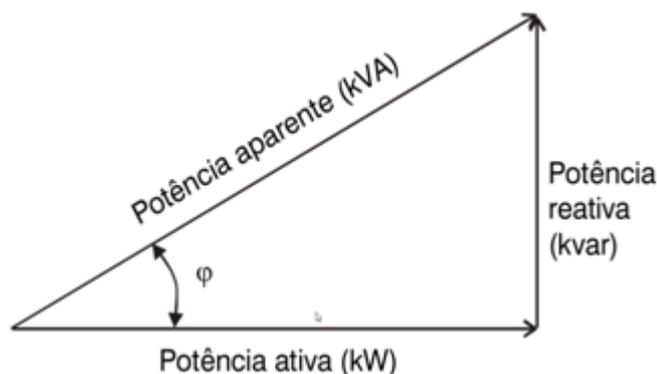
pelo sistema elétrico é transformada em trabalho (desprezando as perdas de transporte), sendo representada neste caso a potência ativa, (MAMEDE, 2012).

As cargas não-lineares se caracterizam pela razão de deslocamento das ondas senoidais de corrente e tensão a partir do suprimento de cargas consumidoras de potência reativa. Neste caso, não se atribui o termo resistência, mas sim impedância, uma vez que o sistema se relaciona com a frequência, medida em *Hertz*.

A potência reativa se divide em dois blocos, sendo uma reativa indutiva, formada geralmente por equipamentos como os transformadores e a outra reativa capacitiva, formada comumente por equipamentos como os capacitores.

O sistema elétrico, quando composto por cargas de natureza indutivas, pode ser caracterizado como um circuito ineficiente pelo baixo fator de potência indutivo. Tal como, quando o circuito é composto em sua maior parte por cargas de natureza capacitiva.

Segundo Mamede (2012), a potência aparente é definida pela soma fasorial das potências ativa e reativa, denominando a partir destas a relação fator de potência, podendo ser explicada através da relação trigonométrica do triângulo retângulo a seguir:



**Figura 1:** Diagrama do fator de potência

**Fonte:** (WEG, 2015)

O fator de potência, sendo a relação entre as duas quantidades representadas pela mesma unidade de potência, é um número adimensional. O fator de potência pode ser também definido como o cosseno do ângulo formado entre o componente da potência ativa e o seu componente total, ou seja,  $Fp = \cos \varphi$ . (MAMEDE, 2012, p. 138).

Definindo  $\varphi$  como o ângulo do fator de potência e através da relação trigonométrica supracitada, tem-se:

$$Pap = \sqrt{P^2at + P^2re} \quad (2.2)$$

Pat – Componente ativo de potência;

Pap – Potência aparente;

Pre – Potência reativa.

Na prática, o fator de potência é extraído a partir do cosseno do ângulo de defasagem entre a onda senoidal da corrente e tensão. Em cargas puramente reativas indutivas a corrente sempre estará atrasada  $90^\circ$  em relação à tensão nos ciclos senoidais. Em cargas reativas capacitivas puras, a tensão sempre estará atrasada  $90^\circ$  em comparação a corrente. Já em circuitos puramente resistivos, como mencionado anteriormente, os ciclos de tensão e corrente estão em fase e neste caso o fator de potência é unitário (CREDER, 2007).

### 2.1.2 Principais Causas do Baixo Fator de Potência

Alguns fatores são predominantes para a ocorrência do baixo fator de potência. Mesmo com o desequilíbrio natural da composição das cargas, existem algumas ações que maximizam o efeito, e outras que, porém, podem ser evitadas (MAMEDE, 2012).

Exemplos de procedimentos que ocasionam baixo fator de potência são listados a seguir:

- Transformadores operando a vazio ou em cargas leves;
- Grande quantidade de motores de pequena potência operando simultaneamente durante um longo período de tempo;
- Motores superdimensionados;
- Motores de indução trabalhando a vazio durante um longo período de tempo;
- Reatores para suprimento de lâmpadas de descarga;
- Fornos a arco e de indução eletromagnética;
- Máquinas de solda a transformador;
- Equipamentos eletrônicos.

### 2.1.3 Efeitos do Baixo Fator de Potência

Segundo ANEEL (2012), baixos valores de fator de potência remetem no aumento da circulação de energia reativa, elevando a corrente total que circula nas redes de distribuição da concessionária e das unidades consumidoras, sobrecarregando todo o sistema. Suas principais consequências provocam:

- Aumento da conta de consumo de energia;

- Limitação na capacidade dos condutores e equipamentos da rede;
- Aumento das perdas na rede elétrica;
- Quedas e flutuações de tensão nas redes de distribuição.

#### 2.1.4 Legislação Básica Sobre o Fator De Potência

Com a crescente demanda na utilização de equipamentos supridos por potência reativa, a legislação que envolve o assunto passou por diversas alterações até chegar ao que se conhece atualmente. Ainda com o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, conforme o Decreto nº 62.724 de 17 de maio de 1968 e com a nova redação dada pelo Decreto nº 75.887 de 20 de junho de 1975, criou-se as primeiras referências para o fornecimento de potência reativa, com uma limitação mínima de 0,85 (WEG, 2015).

Atualmente com a denominação ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), através do decreto nº 479 de 20 de março de 1992, estabeleceu-se que o fator de potência mínimo devesse ser de 0,92 para fábricas, indústrias e consumidores com grande demanda de energia elétrica mensal ou que acabam consumindo grande quantidade de energia reativa.

Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente (ANEEL, 2016, p. 21).

Conforme cita Mamede (2012), o consumo de potência reativa indutiva é maior em relação à capacitiva. Diante dessa observação e a partir do histórico de demanda do sistema, ficou estabelecido que se a demanda reativa exceder o limite de 0,92, seja capacitiva (de 0 às 6 horas) ou indutiva (das 6 às 24 horas), serão faturadas a demanda reativa e, se for o caso, a energia reativa como excedentes de reativos.

Destarte, pode-se observar que nos horários de maior consumo, o controle de reativos se dará através da energia reativa indutiva, haja vista a composição das cargas. Deve haver, ainda, o cuidado para que nos horários em que o consumo diminuir significativamente, o quadro não se inverta e o baixo fator de potência seja causado pela carga reativa capacitiva, levando em conta os esforços de compensação em atuação.

De fato, ainda existem muitas discussões no que diz respeito às responsabilidades da correção do fator de potência. Segundo ANEEL (2013), às concessionárias defendem a ideia do repasse igualitário das responsabilidades do controle do fator de potência a todos os consumidores. No entanto, a ANEEL exclui essa possibilidade, haja vista a dificuldade em adquirir, instalar e realizar manutenções nos equipamentos que fazem o controle do fator de potência, pelos consumidores do grupo B (consumidores residenciais).

#### 2.1.4.1 Divisão dos Grupos Consumidores

De acordo com a ANEEL (2010), as unidades consumidoras de energia estão divididas em grupos e subgrupos, de acordo com a classe de tensão de atendimento. Os grupos recebem parâmetros de tratamentos diferenciados, principalmente na questão de faturamento da energia consumida. Desta forma ficam divididos assim:

Grupos:

- Grupo A - Atendimento em tensão superior a 2,3 kV;
- Grupo B - Atendimento em tensão igual ou inferior a 2,3 Kv.

Subgrupo A:

- Subgrupo A1 - Atendimento em tensão igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2 - Atendimento em tensão de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3 - Atendimento em tensão de 69 kV;
- Subgrupo A4 - Atendimento em tensão de 2,3 kV a 44 kV;
- Subgrupo AS - Atendimento em tensão inferior a 2,3 kV (sistema subterrâneo).

Subgrupo B:

- Subgrupo B1 - Atendimento Residencial;
- Subgrupo B2 - Atendimento Rural;
- Subgrupo B3 - Atendimento Demais Classes;
- Subgrupo B4 - Atendimento da Iluminação Pública.

#### 2.1.4.2 Tarifas Horo-Sazonais

Baseado no comportamento natural da etapa de geração de energia, que se apresenta principalmente na oferta dos recursos hídricos do país, criou-se formas de tarifação horo-sazonais. Em síntese, essas tarifações estabelecem parâmetros dinâmicos para o faturamento de energia, levando em consideração determinados períodos de tempo.

A determinação da Estrutura Tarifária procurava, além de adequar as tarifas aos custos, melhorar a conformação da curva de carga do sistema para otimizar o aproveitamento de sua capacidade e diminuir os custos relativos a investimentos. Logo, foram definidas tarifas horo-sazonais para os grandes consumidores, com preços diferenciados para a energia consumida nos períodos seco e úmido e para a energia e demanda nos períodos de ponta e fora de ponta dos sistemas de distribuição, denominadas Tarifa Horo-Sazonal Azul e Tarifa Horo-sazonal Verde (ANEEL, 2009, p. 3).

É importante entender algumas definições presentes na tarifação de energia.

- Horário de ponta: Corresponde ao intervalo de 3 (três) horas consecutivas, definido pela concessionária, compreendido entre 17 e 22 horas, de segunda à sexta-feira;
- Horário fora de ponta: Corresponde às horas complementares às 3 (três) horas relativas ao horário de ponta, acrescido do total de horas dos sábados e domingos;
- Período seco: Compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelas leituras dos meses de maio a novembro de cada ano;
- Período úmido: Compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelas leituras dos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Neste contexto, foram definidas as tarifas horo-sazonais azul e verde, sendo parâmetros que se adequam de acordo com as necessidades dos consumidores. Referidas tarifas, tornam-se fixadas através de contratos e levadas em consideração para o cálculo de faturamento de energia. A partir dessas, cria-se estímulo para a transferência de demandas para horários em que o sistema está menos carregado e torna-se consciente o consumo para os períodos do ano em que os recursos hídricos diminuem (ANEEL, 2009).

Do mesmo modo para as tarifações horo-sazonais, caso não sejam respeitados os valores limites do fator de potência, ou seja, FP abaixo de 0,92 serão acrescentados ao faturamento valores adicionais, variando de acordo com o consumo.

Conforme ANEEL (2010), a cobrança de energia reativa pelas concessionárias é imposta obrigatoriamente aos consumidores do grupo A, facultativa para os subgrupos B2, B3 e B4 e não aplicada ao subgrupo B1.

### **2.1.5 Distorções Harmônicas**

Com o grande avanço tecnológico da eletrônica de potência, houve também o aumento exponencial da presença de cargas não-lineares no sistema elétrico. Tudo isso está diretamente ligado ao crescimento das distorções harmônicas.

Este fenômeno está presente na maioria dos processos referentes à energia elétrica, sempre se referenciando às falhas. No caso deste trabalho, é importante entender os conceitos

básicos das distorções harmônicas, haja vista sua relação com fator de potência e banco de capacitores, que são os assuntos principais.

Distorções harmônicas e fator de potência são efeitos diretamente relacionados. Em circuitos onde existam componentes harmônicos, devem ser considerados seus valores para determinação do fator de potência, principalmente durante o cálculo de faturamento de energia.

Uma distorção senoidal é dita harmônica quando a deformação se apresenta de forma similar em cada ciclo da frequência fundamental. Sendo que, neste caso, o seu espectro refletido em função do comprimento da senoide contém apenas as frequências múltiplas inteiras da onda primária. Esse tipo de deformação periódica geralmente é imposta pela relação não linear tensão e corrente características de determinados componentes da rede (POMILIO, DECKMANN, 2003. p. 1).

#### 2.1.5.1 Principais Causas de Distorções Harmônicas nas Instalações Elétricas

Segundo Mamede (2010), quando há presença de harmônicos numa instalação, alguns malefícios podem aparecer, prejudicando o funcionamento e a qualidade do serviço. Os componentes harmônicos surgem principalmente por:

- Cargas operadas por arcos voltaicos, como lâmpadas de descargas e máquinas de solda a transformador;
- Cargas operadas por fontes chaveadas, como reatores e transformadores operando com sobretensão;
- Cargas operadas por fontes chaveadas, como equipamentos eletrônicos.

#### 2.1.5.2 Taxa de Distorção Harmônica (THD)

A primeira indicação da presença significativa de harmônicas em um sistema pode ser um fator de potência medido, diferente do cosseno de  $\varphi$ , havendo representação de um fator de potência menor ao calculado.

As fórmulas de quantificação das distorções harmônicas se dividem em dois blocos, que analisam de forma sistemática a tensão e a corrente elétrica.

“A taxa de distorção harmônica é uma notação muito utilizada para definir a importância do conteúdo harmônico de um sinal alternado”(SCHNEIDER, 2003 p. 8).

- Distorção Harmônica Total de Tensão (DHTV)

$$DHTV = \sqrt{\frac{\sum_{h>1}^{hmax} v_h^2}{v_1^2}} \times 100(\%) \quad (2.3)$$

- Distorção Harmônica Total de Corrente (DHTI)

$$DHTI = \sqrt{\frac{\sum_{h>1}^{hmx} I_h^2}{I_1^2}} \times 100(\%) \quad (2.4)$$

Onde:

V<sub>h</sub> - Valor eficaz da tensão de ordem "h";

I<sub>h</sub> - Valor eficaz da corrente de ordem "h";

V<sub>1</sub> - Valor eficaz da tensão fundamental;

I<sub>1</sub> - Valor eficaz da corrente fundamental;

H - Ordem da componente harmônica.

### 2.1.5.3 Efeitos das Harmônicas nas Instalações Elétricas

Entre os principais efeitos causados pelos componentes harmônicos, podem ser citados:

- Erros adicionais em medidores de energia elétrica;
- Perdas adicionais em condutores e barramentos;
- Sobrecarga em motores elétricos;
- Atuação intempestiva de equipamentos de proteção.

Com destaque em relação aos erros na medição de energia elétrica, já houve grande discussão no que diz respeito ao faturamento da energia reativa. Os grandes consumidores evidenciaram divergências nas cobranças feitas pelas concessionárias, alegando que os componentes harmônicos contribuem para o baixo fator de potência. Desta forma houve alteração nos cálculos de faturamento (ANEEL, 2012).

Segundo ANEEL (2012), quando existem distorções harmônicas na rede de distribuição de energia, o cálculo do fator de potência não será o mesmo para os circuitos lineares e nestes casos, a regulamentação atual (REN nº 414/2010 e PRODIST) define o fator de potência utilizado para fins de faturamento e controle de reativos pela seguinte equação:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.5)$$

Onde:

fp - Valor do fator de potência do período de faturamento;

P - Consumo de energia ativa medida durante o período de faturamento;

Q - Consumo de energia reativa medida durante o período de faturamento;

Fator de potência de deslocamento: razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado e medidas considerando-se as componentes de tensão e corrente apenas na frequência nominal da rede elétrica. (ANEEL, 2012).

Outro efeito importante que deve ser levado em consideração na correlação harmônicos e correção de FP (Utilizando capacitor) é a ressonância. Esse efeito é muito comum em sistemas que possuem altos valores de distorções harmônicas e pode ser classificado como ressonância em série e paralela. De forma básica, o efeito pode trazer alguns malefícios, como sobrecorrentes e aumento elevado nos níveis de tensão e impedância, o que por sua vez pode causar danos aos capacitores e demais componentes do circuito (MAMEDE, 2012).

Conforme ANEEL (2012), diversos estudos circundam as distorções harmônicas, porém no Brasil ainda não existe legislação quanto aos limites de harmônicas no sistema elétrico. De fato, conhecer e quantificar os níveis de harmônicas não é tarefa fácil. Os equipamentos de medição são de certa forma, limitados, se baseando principalmente em osciloscópios e analisadores numéricos, pouco direcionados ao processo de distribuição de energia elétrica.

### 2.1.6 Correção do Fator de Potência

Conhecendo um pouco mais sobre o fator de potência, nota-se a importância em mantê-lo dentro dos limites estabelecidos. Sendo assim, serão evidenciados os principais procedimentos utilizados atualmente na correção do fp.

Segundo Mamede (2012), existem três formas para correção do fp, sendo:

- Aumento do consumo de energia ativa: Este procedimento se baseia no consumo racional de energia, mantendo principalmente o dimensionamento dos motores e transformadores com operação em carga plena, evitando o desperdício de energia e situações que possam abaixar o fp, conforme citado anteriormente;
- Utilização de motores síncronos superexcitados: Neste caso a instalação dos motores pode ser feita exclusivamente para a correção do fp, ou de forma mista, atendendo a produção, no caso das indústrias. Este procedimento se destina principalmente ao setor industrial, levando em consideração seu custo de instalação e manutenção periódica;
- Utilização de capacitores: É forma mais utilizada para correção de fator de potência, tanto na indústria e principalmente pelas concessionárias de energia. De fato, sua sistemática de aplicação se apresenta de forma mais simples e com menor custo. Ainda assim, diversos

fatores devem ser levados em consideração, como seu dimensionamento, localização física, características de atuação entre outros. Neste caso, será abordado um tópico específico para os capacitores.

## 2.2 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA - QEE

Através da busca pela melhoria da qualidade de energia em âmbito mundial, criou-se o termo Qualidade de Energia Elétrica (QEE), estabelecendo parâmetros normativos que buscam garantir o bom funcionamento dos processos de transmissão e distribuição de energia. O objetivo principal é manter a continuidade do processo, o que resulta no tratamento sistemático e pontual de vários aspectos técnicos.

No Brasil, os agentes reguladores da QEE são, no processo de transmissão de transmissão de energia, ONS (Operador Nacional do Sistema) e no processo de distribuição de energia, ANEEL. Tratando-se ambos de órgãos federais, se baseiam e fazem parte de organizações internacionais de processos relacionados à energia elétrica, tais como a norte americana IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos), a à europeia CEI/IEC (Comissão Eletrotécnica Internacional).

Este tópico traz os principais aspectos relativos ao assunto. É importante conhecer as formas e níveis de transgressão que as componentes elétricas podem sofrer, sendo possível desta forma, identificar possíveis anomalias durante a construção do estudo de caso.

### 2.2.1 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST

O PRODIST é a referência nacional de procedimentos relacionados à distribuição de energia. O documento foi escrito com o objetivo de estabelecer e unificar parâmetros que abordam a qualidade do produto e a qualidade dos serviços prestados aos consumidores. A partir da definição de valores de referência, procedimentos de medições, caracterização de fenômenos e análise de continuidade, foram estabelecidos indicadores que deverão ser apurados, qualificando os serviços prestados pelas concessionárias (ANEEL, 2016).

#### 2.2.2 Qualidade do Produto

Esta seção analisa alguns componentes do sistema em regime permanente ou transitório. Verifica-se principalmente o comportamento da tensão, bem como sua forma de onda. A ANEEL considera os aspectos a seguir, sendo fundamental a definição básica de cada. Neste caso, é possível notar que dois destes aspectos já foram especificados no capítulo anterior.

- Tensão em regime permanente;

- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Variação de frequência.

#### 2.2.2.1 Tensão em Regime Permanente

Em harmonia com ANEEL (2016), o módulo 8 do PRODIST estabelece parâmetros para medir a qualidade da tensão fornecida. São descritos procedimentos de medição, bem como equipamentos padronizados para coletas dos dados, indicadores coletivos e individuais de conformidade de tensão, limites adequados, critérios de medição e procedimentos de tratamento e compensação ao consumidor, em caso de tensão fora dos padrões.

São estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição, de registro e dos prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores (ANEEL, 2016 p. 5).

A coleta de dados para análise da tensão pode ocorrer de duas formas, através de auditoria regular ANEEL, por meio de amostragem ou por reclamação dos consumidores.

Os consumidores ficam divididos entre, os que são atendidos em tensão ininterrupta e os que não são atendidos em tensão ininterrupta. Sendo assim, pode-se criar analogia entre os clientes prioritários, como os industriais e os menos prioritários, como os consumidores do subgrupo B.

Os valores de tensão coletados por medição são comparados a tensão nominal ou a contratada, de acordo com a classe consumidora. Para o critério de comparação avaliativa, os níveis de tensão se caracterizam em três categorias, sendo elas adequadas, precárias ou críticas, de acordo com o distanciamento entre os valores coletados e os valores de referência.

A coleta dos dados deve ser efetuada por equipamentos que operam através de amostragem digital, com no mínimo três requisitos: taxa amostral de 16 amostras por ciclos, conversor analógico digital de sinal de tensão com 12 bits e precisão de até 1% da leitura. Os valores coletados devem ser apurados permitindo análise dos indicadores individuais, tabela de medição e histograma de tensão.

Os dados coletados devem ser armazenados em mídia digital por um período mínimo de 5 anos, estando disponíveis para auditorias da ANEEL e também caso solicitado, para consulta dos consumidores.

#### 2.2.2.2 Indicadores Individuais e Coletivos

Para que sejam gerados os indicadores individuais, são necessários conjuntos de 1008 (mil e oito) leituras válidas, coletadas em intervalos consecutivos de dez minutos cada.

Em posse dos dados, podem ser calculados os índices de Duração Relativa da Transgressão para tensão precária (DRP) e para tensão crítica (DRC), através das seguintes expressões:

$$DRP = [(nlp/1008)]x100(\%) \quad (2.6)$$

$$DRC = [(nlc/1008)]x100(\%) \quad (2.7)$$

O nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precárias e críticas.

Os limites para os indicadores deverão obedecer a alterações máximas para DPR 3% (três por cento) e para DRC 0,5% (cinco décimos por cento).

Para os indicadores coletivos e com base nas medições amostrais realizadas, pode ser calculado o índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC), através da equação:

$$ICC = [Nc/NL]x100(\%) \quad (2.8)$$

Onde:

NC - Total de unidades consumidoras com DRC, não nulo;

NL - Total de unidades consumidoras objeto de medição.

#### 2.2.2.3 Critérios de Medição Amostral

A Concessionária deverá manter cadastro eletrônico dos clientes e através de sorteio realizar medição amostral no mês de setembro de cada ano.

Em períodos trimestrais são enviadas às concessionárias relações de unidades consumidoras que deverão ser efetuadas medições para verificação dos DRP e DRC. Os dados coletados deverão ser enviados à ANEEL.

O número de amostras coletadas, ou seja, de consumidores auditados, varia de acordo com o número de clientes que a concessionária possui. Logicamente quanto maior o número de

clientes, maior a amostra. Por exemplo, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, que possui número de clientes superior a três milhões, deverá apresentar amostras mínimas de 300 consumidores (ANEEL, 2016).

Para os consumidores atendidos em tensão ininterrupta, caso haja reclamação relacionada à qualidade de tensão, deverão ser realizadas duas leituras com equipamento de medição. Caso comprovado reclamação improcedente, o cliente poderá solicitar nova medição, porém se comprovado novamente improcedência, o consumidor deverá arcar com os custos da medição, (ANEEL, 2016).

Restando procedente a reclamação do cliente, consistente na violação dos limites DRP ou DRC, o mesmo deverá ser ressarcido através de compensação financeira.

Na sequência do módulo 8 do PRODIST, são descritos tópicos referentes ao Fator de Potência e Harmônicos. Como ambos são assuntos importantes para o trabalho, foram abordados anteriormente utilizando as referências da ANEEL, além de outras bibliografias, enriquecendo ainda mais os temas

#### 2.2.2.4 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão logicamente é abordado para os sistemas trifásicos, calculado a partir da equação a seguir:

$$FD\% = (V - /V+)x100 \quad (2.9)$$

Onde:

FD = Magnitude da tensão de sequência negativa (RMS);

V - = Magnitude da tensão de sequência positiva (RMS);

V + = Magnitude de tensões trifásicas de linha (RMS).

As medições das grandezas devem ser realizadas por sistemas capazes de efetuar o processamento dos dados de forma computacional. Para que as tensões de sequência zero sejam eliminadas, as tensões devem ser medidas entre duas fases.

Com exceção dos circuitos de baixa tensão, os valores de referências dos sistemas de distribuição, com relação ao desequilíbrio de tensão, deve ser igual ou inferior a 2%.

#### 2.2.2.5 Flutuação de Tensão

"A flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão"(ANEEL, 2016, p. 26). Em termos de qualidade de nível de tensão, a flutuação se refere

diretamente ao efeito de cintilação luminosa, que nada mais é do que a variação de luminosidade das lâmpadas.

A terminologia para a caracterização da flutuação de tensão está na identificação dos índices Pst (Severidade de Curta Duração) e Plt (Severidade de Longa Duração). Essas grandezas são derivadas de medições e descritas em níveis de sensação de cintilação luminosa.

#### 2.2.2.6 Variação de Tensão de Curta Duração

"Variações de tensão de curta duração são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo"(ANEEL 2016, p. 29).

A terminologia para variação de tensão de curta duração se dá conforme as siglas abaixo, caracterizando-se de acordo com o tempo de variação.

- TCD - Variação de Tensão de Curta Duração;
- IMT - Interrupção Momentânea de Tensão;
- AMT - Afundamento Momentâneo de Tensão;
- EMT - Elevação Momentânea de Tensão;
- ITT - Interrupção Temporária de Tensão;
- ATT - Afundamento Temporário de Tensão;
- ETT - Elevação Temporária de Tensão

Neste caso, o nível de qualificação do fenômeno se baseia de acordo com sua duração e frequência. "O afundamento ou a elevação de tensão que representa o intervalo de três minutos é o de menor ou de maior amplitude da tensão, respectivamente."(ANEEL, 2016 p. 30).

A ANEEL não atribui metas ou padrões de desempenho para a Variação de Tensão de Curta Duração, e destaca que o afundamento e elevação de tensão devem ser tratados de forma distinta.

#### 2.2.2.7 Variação de Frequência

"O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência entre 59,9 Hz e 60,1 Hz."(ANEEL 2016, p. 31).

Os parâmetros de avaliação da Variação de Frequência são simples e diretos. O descompasso da grandeza pode levar o Sistema Interligado Nacional (SIN) a um colapso. Neste caso, a

supervisão de alterações é integral e em situações extraordinárias permite em um prazo máximo de trinta segundos, apenas variações entre 59,5 Hz e 60,5 Hz.

Nos casos em que os valores de frequência estiverem fora dos limites supracitados, sistemas como o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), pode atuar. Tais sistemas trabalham com princípios de relés de sub e sobrefrequência, eliminando cargas menos prioritárias conectadas ao sistema, fazendo com que a frequência retorne aos valores limites.

### 2.2.3 Qualidade Do Serviço

A ANEEL estabelece procedimentos que permitem avaliar a prestação de serviços das concessionárias. São definidos alguns indicadores baseados, sobretudo no tempo e frequência de atendimento às ocorrências emergenciais.

"Por meio do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço, as distribuidoras, os consumidores e a ANEEL podem avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico"(ANEEL, 2016 p. 42).

Neste contexto, o principal indicador que qualifica o desempenho das concessionárias quanto ao atendimento emergencial é o TMAE (Tempo Médio de Atendimento a Emergências). O TMAE é o resultado de um conjunto de ações que se fundamentam no tempo médio de preparação, tempo médio de deslocamento, tempo médio de execução e correção das causas de interrupção do fornecimento de energia.

Todas as ocorrências emergenciais deverão ser consideradas durante a coleta de dados que irão compor o indicador, que deverá ser apresentado mensalmente pelas concessionárias. Até mesmo as ocorrências oriundas de Dia Crítico (DICRI), deverão ser consideradas.

O DICRI trata-se de indicador que tem como objetivo identificar situações extraordinárias, onde as interrupções acontecem em grande número, de forma descontrolada e imprevisível, como ocorre, por exemplo, em catástrofes naturais. O DICRI nada mais faz do que analisar o histórico de ocorrências emergenciais, criando média dos valores que são comparados aos das ocasiões extraordinárias. Se o número de ocorrências emergenciais for superior a média calculada pelo DICRI, a concessionária fica isenta de compensação aos consumidores, (ANEEL, 2016).

Na apuração do TMAE não são consideradas as solicitações referentes à iluminação pública, serviços comerciais, reclamações relacionadas ao nível de tensão e reclamações referentes às interrupções programadas de energia elétrica. Para o último, quando os consumidores são devidamente comunicados sobre a interrupção com antecedência.

#### 2.2.3.1 Indicadores de Continuidade Individuais

Em todas as unidades consumidoras devem ser apurados:

- DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;
- FIC - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;
- DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora;
- DICRI - Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora.

As apurações dos indicadores supracitados devem ser registradas mensalmente, sendo descritos nas faturas de energia elétrica enviada aos consumidores. Caso os índices estejam fora da meta, os consumidores deverão ser compensados.

Informações Técnicas				
Tipo de Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia	41.539	41.769	1	230

Informações Gerais		Valores Faturados			
Tarifa vigente conforme Res. Aneel nº 626, de 07/04/08. Nota fiscal de 01/2009 quitada em 23/01/2009. Considerar nota fiscal quitada após débito em sua c/c. Há débitos anteriores. O pagamento desta conta não quita débitos anteriores.		<b>Descrição</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço</b>	<b>Valor (R\$)</b>
		Energia elétrica kWh	230	0,56436655	129,80
		<b>Encargos/Cobranças</b>			
		Contrib. Custeio Ilum. Pública			11,37
		Multa 2% conta de 01/2009 sobre R\$ 149,64			2,99
		Restituição de Pagamento			15,00-

Indicadores de Qualidade de Fornecimento				
Região: Sua região.				
Mês:12/2008	DIC	FIC	DMIC	Considerando
Apurado	0,00	0,00	0,00	interrupções
Permitido	22,00	14,00	11,00	acima de 3min
Tensão: Nominal = 220/127V Min. = 201/116V Máx. = 231/133V				

Indica a qualidade individual do fornecimento de energia em sua localidade, sendo:

**DIC (Duração de Interrupção por Consumidor)** - Exprime o intervalo de tempo que cada cliente ficou privado do fornecimento de energia elétrica no período, considerando as interrupções maiores ou iguais a 03 (três) minutos.

**FIC (Frequência de Interrupção por Consumidor)** - Exprime o número de interrupções que cada cliente sofreu no período, considerando as interrupções maiores ou iguais a 03 (três) minutos.

**DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Consumidor)** - Exprime o tempo máximo de interrupção contínua do fornecimento de energia para o cliente.

DEZ/08	337	12,04	28
NOV/08	370	11,21	33

<b>PAGAR</b>
<b>9,16</b>
0000.XXXX
<b>COFINS (R\$)</b>
6,80

**REAVISO DE CONTA(S) VENCIDA(S) / DÉBITO(S) ANTERIOR(ES)**

Figura 2: Fatura de energia CEMIG

Fonte: (<http://www.cemig.com.br>)

### 2.2.3.2 Indicadores de Continuidade Coletivos

Para cada conjunto de unidades consumidoras devem ser apurados os indicadores DEC e FEC, através das equações 2.10 e 2.11, respectivamente.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (2.10)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (2.11)$$

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.12)$$

$$FIC = n \quad (2.13)$$

Onde,:

- DEC - duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- FEC - frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;
- I - índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;
- Cc - número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;
- n - número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;  
t (i) - tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão.

Os indicadores DEC e FEC possuem enorme relevância e observância pelas concessionárias. Deste modo, mais a frente serão relatados os impactos resultantes às concessionárias, pelo não cumprimento das metas impostas pela ANEEL.

Na apuração dos indicadores DEC e FEC devem ser consideradas todas as interrupções, admitidas apenas as seguintes exceções:

- Falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- Interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;

- Interrupção em Situação de Emergência;
- Suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- Vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- Ocorridas em Dia Crítico;
- Oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) estabelecido pelo ONS.

## **2.2.4 Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia**

Visto anteriormente a sistemática que envolve os indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica, torna-se importante ressaltar e entender as consequências para as concessionárias, pelo não cumprimento das metas desses indicadores.

Geralmente os contratos de concessão são firmados em longos períodos de tempo, variando entre 20 e 30 anos. Ao fim dos contratos a tendência é que o mesmo se renove, em forma de aditivo, levando em conta principalmente a complexa mobilização de ativos de uma concessionária, (ANEEL, 2015).

Deste modo, durante a criação do aditivo contratual é importante que alguns pontos sejam revisados, melhorando cláusulas frágeis do contrato, além da criação de novos objetos que qualifiquem a distribuição de energia elétrica.

No caso da CEMIG, em 2015 o contrato entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Ministério de Minas e Energia, que é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica, passou pelo Quinto Aditivo das Concessões com duração de 30 anos, a partir de 1º de janeiro de 2016 até 31 de dezembro de 2045.

O aditivo traz diversas cláusulas inéditas, enfatizando principalmente a melhoria da Qualidade de Energia Elétrica. Sendo que a partir do quinto aditivo passam a existir duas formas de extinção do contrato, ou seja, a concessionária perder o direito de operar.

### **2.2.4.1 Eficiência na Gestão Econômica**

Segundo ANEEL (2015), a primeira forma de extinção ocorre através da quebra das condições de eficiência na gestão econômica e financeira da concessionária. Não se trata de assunto específico para abordar no trabalho, mas a título de conhecimento. O Quinto Termo de Aditivo de Contrato estabelece, basicamente, que a geração operacional de caixa, subtraído dos

investimentos de reposição e dos juros da dívida da empresa, deve ser maior ou igual a zero. Ou seja, a empresa não poderá possuir dívida maior do que seu faturamento.

#### 2.2.4.2 Eficiência na Prestação do Serviço de Distribuição

A segunda forma que poderia trazer a extinção do contrato, e a que de fato interessa ao trabalho, se dá através do descumprimento dos limites globais dos indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC. O aditivo é conciso e estabelece valores limites aos indicadores.

**"Subcláusula Sexta** – A DISTRIBUIDORA se compromete a respeitar os padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL."(ANEEL, 2015 p. 300).

**Subcláusula Sétima** – O descumprimento de padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL poderá obrigar a DISTRIBUIDORA a compensar os usuários pela má qualidade da prestação do Serviço de Distribuição, conforme regulação da ANEEL, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas.

**Subcláusula Oitava** – O descumprimento de limites anuais globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou por três vezes em cinco anos poderá, conforme regulação da ANEEL, implicar a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio, até que os parâmetros regulatórios sejam restaurados, observando o inciso I, da Subcláusula Primeira, da Cláusula Sétima.

**Parágrafo Único** – Nos últimos cinco anos do Contrato, visando assegurar a adequada Prestação do Serviço pela DISTRIBUIDORA, o disposto nesta Subcláusula se aplicará no caso de qualquer descumprimento de Limites Anuais Globais de Indicadores de Continuidade Coletivos. (ANEEL, 2015 p. 300).

Deste modo, as concessionárias promovem efetivos trabalhos de controle dos DEC e FEC. Para os critérios de interrupção do fornecimento de energia que podem influenciar negativamente nos índices supracitados, ficam definidas basicamente, as interrupções programadas e as interrupções acidentais.

Neste contexto, o FEC se mostra um índice menos instável e mais fácil de manter na meta. Sua filosofia se baseia em não interromper o fornecimento de energia por várias vezes em um dado período, independente do tempo das interrupções. Como forma de controle do FEC, são estabelecidos, por exemplo, parâmetros às solicitações para interrupções programadas, não permitindo interromper o fornecimento de energia de forma consecutiva em um mesmo circuito, para o mesmo consumidor, seguindo a filosofia do FEC (ANEEL, 2015).

Nesta linha de raciocínio, deve-se ter por parte da concessionária um plano eficiente de execução de manutenção preventiva de seu ativo. Em alguns casos a manutenção preventiva se torna elemento menos prioritário quando vista em uma percepção distorcida que a caracteriza apenas como despesa. De fato, a substituição de um ativo, seja um poste, um transformador de potência, ou qualquer outro elemento que já faça parte do ativo da concessionária, entraria como despesa, não sendo reconhecido pela ANEEL no momento do reajuste tarifário. No entanto, a

manutenção preventiva é comprovadamente eficaz e indispensável para o bom funcionamento do sistema (ANEEL, 2003).

A manutenção preventiva apresenta duas situações totalmente opostas para o funcionamento de um sistema elétrico. Obviamente, quando é aplicada uma boa metodologia de manutenção preventiva, inúmeras interrupções acidentais do fornecimento de energia são evitadas.

Um exemplo básico se dá no controle da vegetação próximo à rede de distribuição. Grande parte das ocorrências de interrupção do fornecimento em áreas rurais ocorre através da vegetação que rui ou toca à rede elétrica. Neste caso, se houver a consolidação de uma limpeza de faixa efetiva, pode-se afirmar que a interrupção do fornecimento pela causa vegetação está eliminada. Criando neste caso, uma forma de controle dos indicadores de continuidade.

Já o DEC denota um desafio para as concessionárias. A ANEEL estabeleceu metas com valores relativamente baixos, analisando o histórico do indicador nos últimos anos. As metas foram definidas de forma decrescente para o decorrer do contrato, ou seja, os valores limites cairão a cada ano. O DEC é um indicador que engloba muitos fatores e a possibilidade da variação deste, trazem muita instabilidade ao processo. Seu controle é feito de modo integral e de forma soberana, ou seja, qualquer procedimento que possa prejudicar o DEC é descartado (ANEEL, 2015).

Algumas ações são indispensáveis para manter o DEC na meta. Nas interrupções programadas, alguns critérios são estabelecidos, como o limite de clientes horas desligados; a utilização de geradores para suprir uma parte do fornecimento de energia, alimentando circuitos onde não haverá intervenções; ou também a utilização de equipes que trabalham com a rede energizada, são exemplos de procedimentos que podem ser aplicados. Porém se ainda assim não for possível garantir o DEC na meta, as interrupções programadas não serão aprovadas, sendo esta parte controlável do processo (CEMIG, 2015).

Para o DEC as interrupções acidentais são ainda mais relevantes, ressaltando mais uma vez a importância da manutenção preventiva. Porém esse tipo de interrupção, como o próprio nome sugere, é imprevisível, tornando-se parte sem controle do processo. O abaloamento de uma estrutura que sustenta o alimentador de uma sede municipal não é previsível. No entanto, se o fornecimento de milhares de consumidores for interrompido por diversas horas, o montante será contabilizado no cálculo do DEC (ANEEL, 2003).

A seguir, estão presentes algumas definições e os valores dos respectivos DEC e FEC que CEMIG deverá manter ao longo do Contrato de Concessão.

"O Critério de Eficiência com relação à Qualidade do Serviço Prestado será mensurado por Indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica."(ANEEL, 2015, p. 318).

**"Subcláusula Primeira** – Serão avaliados os indicadores DEC<sub>i</sub> – Duração Equivalente

de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora e FECi – Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora."(ANEEL, 2015, p. 318).

"**Subcláusula Segunda** – Os indicadores DECI e FECi correspondem à Parcela de Origem Interna do Sistema de Distribuição das Interrupções consideradas para o Cálculo dos Indicadores DEC e FEC definidos em Regulação da ANEEL, conforme Equações a seguir:"(ANEEL, 2015, p. 318).

$$DECi = DECip + DECind \quad (2.14)$$

$$FECi = FECip + FECind \quad (2.15)$$

Onde:

DECI = Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna Por Unidade Consumidora;

DECip = DEC devido a Interrupção de Origem Interna ao Sistema de Distribuição e Programada, não Ocorrida em Dia Crítico, conforme definido em regulação da ANEEL;

DECind = DEC devido A Interrupção de Origem Interna ao Sistema de Distribuição, não Programada e não Expurgável, conforme definido em Regulação da ANEEL;

FECi = Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

FECip = FEC devido a Interrupção de Origem Interna ao Sistema de Distribuição e Programada não Ocorrida em dia Crítica, conforme definido em Regulação da ANEEL; e

FECind = FEC devido a Interrupção de Origem Interna ao Sistema de Distribuição, não Programada e Não Expurgável, conforme definido em Regulação da ANEEL. (ANEEL, 2015, p. 318).

A tabela 1 traz os valores limites globais anuais para os Indicadores DECI e FECi, que devem ser mantidos pelas concessionárias.

**Tabela 1:** Limites Globais Anuais de DECI e FECi

DECI (Horas)					FECi (interrupções)				
2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
11,62	11,32	11,03	10,73	10,44	8,12	7,76	7,39	7,03	6,67

**Fonte:** (Cemig, 2015)

"**Subcláusula Quarta** – O Descumprimento do Critério de Eficiência com relação à Qualidade do Serviço Prestado, por dois anos consecutivos durante o período de avaliação ou no ano de 2020, acarretará a **Extinção da Concessão (...)**"(Grifo nosso), (ANEEL, 2015, p. 319).

"**Parágrafo Único** – Será considerado como Descumprimento do Critério de Eficiência com relação à Qualidade do Serviço Prestado a violação do limite de pelo menos um dos Indicadores de Continuidade (...)", (ANEEL, 2015, p. 319).

#### 2.2.4.3 Indicador de Desempenho Global de Continuidade

A ANEEL desenvolve um trabalho de comparação de desempenho anual das concessionárias. Definido como Desempenho Global de Continuidade, sendo também conhecido como *Ranking* das Concessionárias.

O item 5.8.5 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST estabelece que:

##### 5.8.5 Indicador de desempenho global de continuidade

5.8.5.1 O indicador de desempenho global de continuidade é um indicador com periodicidade anual, calculado de acordo com as seguintes etapas:

- a) cálculo dos indicadores anuais globais DEC e FEC da distribuidora, tanto dos valores apurados quanto aos limites;
- b) cálculo do desempenho relativo anual para os indicadores DEC e FEC, que consiste na razão do valor apurado pelo limite dos indicadores;
- c) cálculo do desempenho relativo global, que consiste na média aritmética simples entre os desempenhos relativos anuais dos indicadores DEC e FEC, com duas casas decimais; e
- d) apuração do indicador de desempenho global de continuidade, obtido após a ordenação, de forma crescente, dos desempenhos relativos globais das distribuidoras. (...) (ANEEL, 2016, p. 50)

A ANEEL divulga anualmente o *Ranking* mostrando quais concessionárias prestaram os melhores e piores serviços. O indicador Global não possui o objetivo de criar atrito entre as concessionárias, pelo contrário, o intuito é desenvolver uma competição saudável. Neste caso, às empresas que apresentarem maus resultados deverão alterar seus procedimentos, visando melhor posição no *Ranking*. Enquanto que, as empresas que estão no topo deverão se empenhar ainda mais para se manterem. Por fim, os consumidores são os mais beneficiados.

As concessionárias ficam divididas em dois blocos, sendo as que possuem mercado de energia elétrica maior que 1 TW/h e as que possuem mercado menor ou igual a 1 TW/h.

Conforme cita ANEEL (2015), neste ano a CEMIG ficou em décimo terceiro, dentre trinta e seis concessionárias, no *Ranking* de Desempenho Global de Continuidade, no bloco das concessionárias com mercado acima de 1 TW/h, com os valores de DEC E FEC Apurado Anual de 11,54 horas e 5,58 interrupções respectivamente.

Já no *Ranking* das distribuidoras em relação ao valor absoluto do DEC apurado, a CEMIG ficou na oitava colocação, dentre trinta e seis concessionárias.

Contudo, foi possível notar que o contrato contempla diversas penalidades que as concessionárias podem sofrer, caso não cumpram as metas estabelecidas pela ANEEL. Ao longo do texto foram citados de forma direta os pontos principais do contrato, até mesmo como forma de divulgação dessas informações. Desta feita, é possível minimizar certa impotência, muitas vezes distorcida, na relação entre os consumidores e as concessionárias.

## 2.3 FUNDAMENTOS DE PROTEÇÃO

Em todos os sistemas elétricos devem ser previstos ocorrências de falhas. Essas falhas irão acontecer, podendo trazer sérios danos ao sistema e, principalmente oferecer risco a vida (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014).

O dimensionamento dos elementos de proteção, quando não é devidamente tratado, pode levar a não atuação do sistema no caso de uma falha, ou atuarem indevidamente quando não deveriam. O bom dimensionamento deverá minimizar os impactos durante a falha, preservando os equipamentos e garantindo menor período de paralisação do sistema.

A sistemática que envolve a proteção de sistemas elétricos é muito extensa e complexa. Para cada processo existe um parâmetro, que no geral se assemelha aos dos demais processos, porém com suas particularidades. Neste caso, serão citadas as principais características de proteção, direcionando o estudo para o processo de distribuição de energia.

### 2.3.1 Principais Falhas

As principais falhas que ocorrem em sistema elétrico são os curtos-circuitos e as sobrecargas. O curto-circuito, geralmente se origina de falhas na isolação de um ponto ou de fatores externos que atuam sobre o sistema, sendo que, podem ocorrer entre as três fases, entre duas fases quaisquer e entre fase e terra, no caso de circuitos solidamente aterrados. No instante da ocorrência surgem em pequenos períodos de tempo, correntes elétricas de valores muito elevados, que podem trazer danos irreversíveis ao sistema (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014).

A sobrecarga é caracterizada pela utilização inapropriada do sistema, onde é exigida a circulação de carga acima da qual o sistema foi projetado, inclusive dos elementos de proteção, que se tiverem sido bem dimensionados devem atuar, preservando o sistema.

Os pontos característicos na identificação de falhas e operação dos elementos de proteção são: a elevação da corrente, subtensão e sobretensão.

## 2.3.2 Requisitos Básicos de um Sistema de Proteção

### 2.3.2.1 Seletividade

A filosofia da seletividade consiste em isolar a falha o mais próximo possível da mesma, desconectando o menor número de cargas, que no caso do sistema de distribuição de energia são consumidores (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014).

### 2.3.2.2 Velocidade

Os dispositivos de proteção podem ser parametrizados quanto ao tempo de atuação. A partir da definição de um tempo mínimo de atuação, a velocidade de operação deve ser a menor possível. Em alguns casos, as opções de seletividade e coordenação do sistema podem alterar a lógica de velocidade, fazendo com que os dispositivos atuem em um tempo maior, de acordo com as necessidades do sistema.

### 2.3.2.3 Confiabilidade

É a condição de atuação sistemática do dispositivo no instante em que o mesmo for requisitado. No caso do rompimento de um condutor de energia elétrica em área urbana, onde o condutor rompido se encontra sobre solo, próximo a pedestres e veículos, o risco de choque elétrico é enorme e neste caso a proteção não pode falhar.

Para o exemplo supracitado e na visão de uma concessionária de energia elétrica, um acidente com vítima seria de sua total responsabilidade. Na melhor das hipóteses, caso seja comprovado que o sistema elétrico em questão, esteja dentro dos padrões e normas estabelecidos pelos órgãos competentes, a concessionária responderá por crime culposo. Caso contrário, se comprovado irregularidades nos procedimentos de proteção, a concessionária poderá responder por crime doloso, de acordo com o Artigo 6º, §1º da Lei Federal 8.987/1995 (REPÚBLICA, 1995). Tudo isso reforça ainda mais a importância de um sistema de proteção confiável.

### 2.3.2.4 Automação

A evolução da automação possibilitou o avanço a partir da operação automática dos elementos de proteção. Em alguns casos eram necessárias intervenções e ajustes manuais nos dispositivos após uma ocorrência ou após reconfiguração do sistema. Tudo isso trazia ineficiência ao processo, levando em consideração principalmente o tempo de mobilização e a capacitação necessária às equipes de manutenção.

Sendo assim, os novos sistemas são projetados para trabalharem de forma automática e no mínimo com os elementos principais operados a partir de telecomando.

### 2.3.3 Elementos De Proteção

Os elementos de proteção se dividem basicamente em dois segmentos, os que utilizam fusíveis e os que operam com os princípios de relés.

Conforme afirma (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014), no processo de distribuição de energia, os principais elementos de proteção, de forma respectiva são:

**Disjuntores:** Geralmente são empregados nas saídas das subestações, fazendo a proteção dos alimentadores. Devem ser o último dispositivo a atuar durante falhas, visto que, no caso de atuação desligará todo o circuito à jusante.

**Religadores:** São dispositivos que operam com os princípios de relés, analisando as principais grandezas elétricas. Esses dispositivos são inseridos em pontos estratégicos do sistema. Mais à frente, será relatado texto específico aos Religadores.

**Chave fusível:** a chave fusível é o dispositivo que mais atua no processo de distribuição. Esse dispositivo é utilizado em grande escala, fazendo a proteção de equipamentos, condutores e ainda oferecendo opções de manobras.

#### 2.3.3.1 Proteção por Fusíveis

A proteção por elo fusível é feita a partir da combinação do conjunto chave e elo fusível (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014).



**Figura 3:** Chave fusível

**Fonte:** (<http://www.cemig.com.br/>)

A partir dessa combinação são constituídos três tipos de proteções, contra sobrecarga, sobrecorrente e curto-circuito. Nos sistemas de distribuição com tensão nominal de 13,8 kV, são empregadas as chaves fusíveis com as proteções citadas anteriormente, com capacidades nominais de 100 A / 10 KA e no caso do curto-circuito, emprega-se o elo fusível de acordo com a necessidade.

Os dispositivos que operam com fusíveis possuem metodologia de funcionamento comum. Basicamente, o que os diferencia é a relação de fusão de seu elemento metálico. A fusão desse elemento significa a abertura, desconexão e isolamento da falha.

Existem três tipos básicos de elos fusíveis, que são os do tipo H, K e T.

Os elos fusíveis do tipo H possuem características de fusão rápida, porém com retardo proposital. Este tipo de elo fusível é ideal para proteção de transformadores de baixa potência, como por exemplo, transformadores monofásicos. Em sua aplicação o fusível do tipo H consegue oferecer proteção rápida, porém elimina atuações indevidas em situações comuns de funcionamento de equipamentos, tais como a corrente *Inrush*, durante a magnetização dos equipamentos (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014).

Os elos fusíveis do tipo T são dispositivos com tempo de fusão retardada. São muito utilizados em longas derivações de distribuição. A característica principal para esta aplicação está no fato de não atuação durante sobrecargas sutis, que são comuns na distribuição de energia em áreas rurais. Durante os horários de picos e temporadas de safra, por exemplo, o sistema altera sua circulação de carga, sendo obviamente a maior. Neste caso, a utilização de outro tipo de fusível causaria interrupção instantânea do fornecimento de energia, devido à fusão indevida do fusível.

Já os elos fusíveis do tipo K, possuem característica de fusão rápida, sendo a mais rápida entre os tipos citados. Sua utilização se dá principalmente em equipamentos prioritários ao sistema, geralmente de custo financeiro elevado. São exemplos religadores, capacitores e transformadores de alta potência. Neste caso, quando solicitada, a proteção atuará de forma instantânea.

### 2.3.3.2 Proteção por Relés

Os relés oferecem uma vasta gama de proteção aos circuitos elétricos. Esses dispositivos evoluíram muito desde que foram inventados, ainda no ano de 1901. Os primeiros relés construídos foram os eletromecânicos, que ao longo do tempo evoluíram para os relés eletrônicos e digitais (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014).

Nos dias atuais, os projetos elétricos são elaborados com a proteção a partir de relés eletrônicos e principalmente digitais. Esses dispositivos oferecem versatilidade de ajustes, que se adequam a todas as necessidades de proteção. Ainda assim, são encontrados, principalmente em instalações antigas os relés eletromecânicos. Esse tipo de relé possui vida útil longa, mantendo as mesmas características de funcionamento, o que torna sua substituição desnecessária em muitos casos.

Os relés atuais oferecem inúmeras funções de proteção, sendo possível um único dispositivo contemplar várias funções. São muito comuns, por exemplo, os relés com as proteções de

sobrecorrente instantânea (50), sobrecorrente-tempo (51) e ainda, essas mesmas funções para o neutro (50N) e (51N).

A ANSI (*American National Standards Institute*), umas das mais respeitadas instituições do setor elétrico, principalmente no âmbito da proteção, lista e certifica nomenclatura com 98 funções de proteção. Além disso, ainda disponibiliza uma lista complementar com outras 35 funções de proteção e manobra. A partir disso, pode-se ter uma ideia da dimensão da proteção oferecida pelos relés (ANSI, 2003).

No seguimento da distribuição de energia, as principais funções de proteção por relés são:

- Função 50: proteção instantânea de fase;
- Função 51: proteção temporizada de fase;
- Função 50N: proteção instantânea de neutro;
- Função 51N: proteção temporizada de neutro;
- Função 59: proteção de sobretensão;
- Função 27: proteção de subtensão;
- Função 79: relé de religamento para controlar e comandar o religador.

#### 2.3.3.3 Proteção por Religador

Segundo (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014), os religadores são dispositivos de interrupção automática, abrindo e fechando seus contatos repetidas vezes na eventualidade de falhas. Sua filosofia de trabalho é fundamental e se difundiu muito na distribuição de energia, uma vez que grande parte das falhas possui natureza transitória, podendo em alguns casos ser eliminadas a partir da atuação de um religador.

Um exemplo comum é o contato de vegetação nas redes de distribuição. Geralmente os galhos tocam a rede causando o curto-circuito. Na maioria dos casos, durante a atuação do religador, o galho se rompe, através dos efeitos da corrente elétrica e o fornecimento de energia se mantém.

Os religadores podem ser classificados quanto ao número de vezes de religamento, se dividindo em monofásicos e trifásicos. Podem ser classificados quanto ao modo construtivo, que se diferencia entre os religadores de controle hidráulico e os de controle eletrônico.

Os religadores operam com os princípios de relés, analisando a variação das grandezas elementares, tensão e corrente elétrica.

Nos religadores de controle hidráulico, as variações das grandezas são verificadas a partir de bobinas ligadas em série com a rede. Quando flui por estas bobinas, por exemplo, correntes diferentes as quais o equipamento foi parametrizado, ou seja, são atingidas as correntes de *pick-up*, o núcleo de cada bobina é atraído para seu interior, gerando a abertura dos contatos principais do religador. Outra condição de atuação está na proteção de falta à terra, que utiliza as correntes residuais medidas no ponto estrela de transformadores de correntes do equipamento, isso, para os casos dos circuitos aterrados.

O controle eletrônico permite maior flexibilidade de parametrização do equipamento. Neste caso, o equipamento possui uma interface homem máquina que permite uma infinidade de ajustes. Essas condições possibilitam, por exemplo, a criação de sistemas seletivos e com opção de manobras.

Em geral, os religadores trabalham com uma sequência de três atuações e no caso da falha persistir, o circuito é isolado e o equipamento bloqueado, sendo necessário o envio de uma equipe de manutenção para correção da falha e desbloqueio manual do religador.

Para (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014), apesar dos religadores oferecerem sensores de falta à terra e bloqueio do religamento automático, garantindo segurança em caso de choque elétrico, esses dispositivos não são aconselháveis em sistemas onde há contato permanente de vida, como no caso de indústrias. Nestes casos, geralmente as falhas são pertinentes, sendo dispensáveis dispositivos que trabalham com a filosofia de religamento automático.

Segundo NOJA (2013), atualmente os equipamentos mais utilizados são os religadores com controle eletrônico e telecomandados. O telecomando é uma opção muito importante que permite o controle a partir de comandos enviados remotamente pelos técnicos do Centro de Operação da Distribuição (COD), restabelecendo rapidamente o fornecimento de energia a partir da execução de manobras remotas.

### **2.3.4 Principais funções ANSI**

Função 50: Proteção instantânea de fase: Dispositivo que opera sem atraso de tempo intencional quando a corrente excede um valor previamente configurado.

Função 51: Proteção temporizada de fase: Dispositivo que opera quando a corrente alternada de entrada excede um valor pré-determinado, sendo a corrente de entrada e o tempo de operação inversamente relacionados.

Função 50N: Proteção instantânea de neutro: Sobrecorrente instantânea aplicada a corrente de neutro ou residual em um sistema trifásico. A corrente residual é detectada através da soma de três transformadores de corrente, um por fase.

Função 51N: Proteção temporizada de neutro: Sobrecorrente Temporizada aplicada a corrente de neutro ou residual em um sistema trifásico. A corrente residual é detectada através

da soma de três transformadores de corrente, um por fase.

Função 59: Proteção de sobretensão: Dispositivo que opera quando a tensão de entrada é maior do que um valor pré-determinado. Normalmente são oferecidas configurações para sobretensão de fase que atua em resposta a tensão de sequência positiva e para sobretensão de linha que opera em resposta a um acréscimo de tensão entre quaisquer duas fases, para o sistema trifásico.

Função 27: Proteção de subtensão: Dispositivo que opera quando sua tensão de entrada é menor do que um valor pré-determinado. Normalmente são oferecidas opções de configuração para atuação para subtensão de fase que opera em resposta a tensão de sequência positiva, em subtensão de linha que opera em resposta a uma queda de tensão entre quaisquer duas fases e para subtensão de perda de alimentação que opera em resposta a uma perda de tensão da fonte e perda de corrente.

Função 79: Relé de religamento para controlar e comandar o religador: Dispositivo que controla o religamento automático e o bloqueio de um interruptor de circuito de corrente alternada. A função 79 constitui exatamente a filosofia supracitada para religador, (ANSI, 2003).

## 2.4 CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS CAPACITORES

### 2.4.1 Conceitos Básicos

Segundo Mamede (2012), os capacitores são dispositivos que acumulam energia elétrica. Sua simples composição construtiva o torna um dispositivo de baixo custo financeiro, que aliado à sua filosofia de funcionamento, fez com que se tornassem elementos amplamente utilizados.

Seguindo o objetivo do trabalho, nesta etapa serão abordados os principais pontos na aplicação dos capacitores como compensadores reativos em redes de distribuição aérea - RDA.

Sua composição construtiva consiste basicamente em duas placas condutoras isoladas por um material dielétrico. O material dielétrico é aquele que isola até certo ponto, quando sua barreira isolante é quebrada e a corrente elétrica passa a fluir entre as placas (MAMEDE, 2012).

Uma analogia elementar para entender o funcionamento do capacitor está na formação das descargas atmosféricas. De forma sucinta, as descargas atmosféricas se iniciam na evaporação da água pelo aquecimento do sol, que atingida às primeiras camadas atmosféricas se condensa, formando as nuvens. Dentro das nuvens partículas de cristais de água começam a se atritar surgindo cargas de polaridades diferentes, tornando a nuvem eletricamente carregada. A diferença de potencial aumenta, de tal forma que as características isolantes do ar são rompidas e o elemento dielétrico ar, se torna condutor, conduzindo as descargas elétricas. Após a descarga, o ar volta a ser isolante. De fato, o ar é um dos melhores dielétricos conhecidos, (SALARI Filho, 2002).

Quando aplicada uma tensão elétrica nos terminais das placas condutoras do capacitor,

que se dispõe paralelamente entre si, passa a circular em seu interior uma corrente de carga, gerando o acúmulo de energia em seu campo elétrico.

A quantidade de carga armazenada por um capacitor é dada pela Equação 2.16:

$$Q = C.V(\text{coulombs}) \quad (2.16)$$

Onde:

C – Capacidade do capacitor em *Farad* (F);

V – Tensão elétrica, em *Volts* (V).

A corrente de carga do capacitor depende da tensão aplicada em seus terminais, sendo a tensão e a carga acumulada diretamente proporcional, conforme a Equação 2.17.

$$I = C \times \frac{\Delta V}{\Delta T}(\text{amperes}) \quad (2.17)$$

Onde:

$\Delta V$  – Variação da tensão em volts;

$\Delta T$  – Período de tempo durante houve variação de tensão.

Basicamente, os capacitores são definidos quanto a sua potência nominal (kVAr), frequência nominal (Hz) e tensão nominal (V). Normalmente, os capacitores são denominados pela sua potência reativa nominal. O nível de frequência fica estabelecido de acordo com a aplicação, que no caso do Brasil é de 60 Hz.

#### 2.4.2 Bancos de Capacitores em Rede de Distribuição Aéreas - RDA

Os bancos de capacitores são conectados com a rede de distribuição, alocados em estruturas fixadas sobre os postes. Para a aplicação em RDA, os bancos são utilizados na correção do fator de potência diminuindo as perdas técnicas.

Um ponto importante na utilização dos capacitores em RDA se dá na redução das correntes de cargas, elevando a tensão do sistema e conseqüentemente reduzindo a queda de tensão no circuito a montante de sua instalação. Neste contexto, quando o capacitor passa a fornecer a corrente totalmente reativa capacitiva à carga, o alimentador então fica livre dessa parte da tarefa, havendo assim liberação de capacidade do sistema, (MAMEDE, 2012).

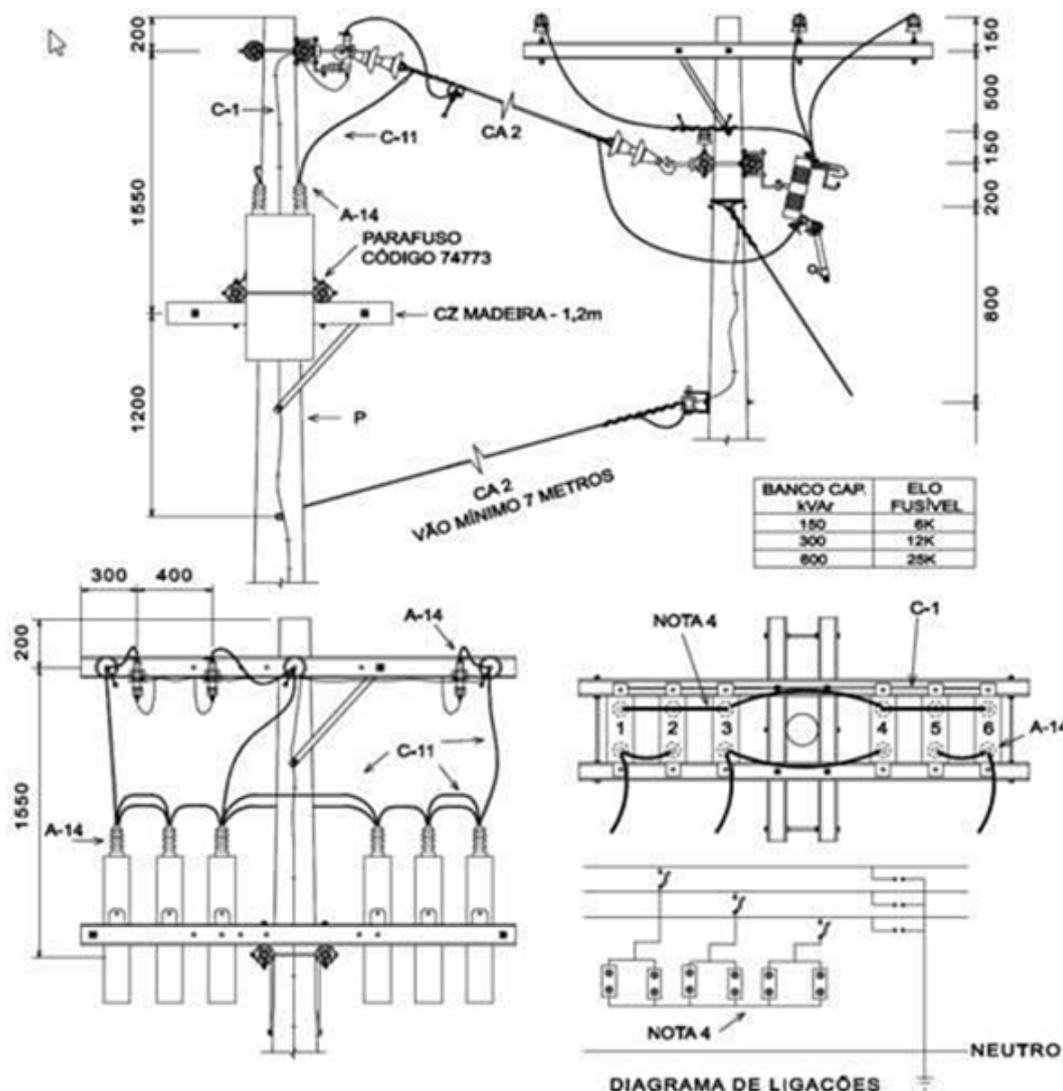
### 2.4.3 Aplicação dos Bancos de Capacitores

#### 2.4.3.1 Banco de Capacitores Fixos

Conforme CEMIG (2012), para as redes de distribuição, os bancos de capacitores possuem potência pré-definidas, que no caso da concessionária são 150, 300 e 600 kVAr. Tudo isso otimiza o processo de compra e estabelece procedimentos de aplicação para cada classe de potência.

Os bancos de capacitores fixos injetam sua potência reativa capacitiva nominal constantemente ao sistema, independente de como esteja o comportamento das cargas. Neste contexto, existe o risco do banco que foi instalado como solução, se tornar um problema. Isso ocorre, devido ao fato de que em determinados períodos o consumo de potência reativa indutiva diminui drasticamente e a potência fornecida pelo banco permanece fixa, alterando o comportamento do sistema, que passa a sofrer danos pelo excesso de reativo capacitivo (CEMIG, 2012).

Durante o dimensionamento do banco fixo, deve-se considerar sua influência no sistema em tempo integral. Neste contexto, justifica-se a necessidade da instalação do banco em derivação com opção de manobra, possibilitando a retirada do banco do sistema. Para esta opção devem ser observadas as condições para a operação do banco, principalmente com relação ao custo financeiro, sendo a opção de isolamento, último caso. Geralmente, como as redes de distribuição possuem natureza reativa indutiva, os bancos de capacitores que seguem os mínimos requisitos de dimensionamento, dificilmente deverão inverter de forma prejudicial, o comportamento do sistema.



**Figura 4:** Instalação do banco de capacitores fixos

**Fonte:** (CEMIG, 2012)

#### 2.4.3.2 Banco de Capacitores Automáticos

Segundo CEMIG (2015), o estudo que envolve a utilização de bancos de capacitores automáticos não é recente, porém alguns pontos não possibilitam ainda, sua utilização de forma disseminada nas RDA.

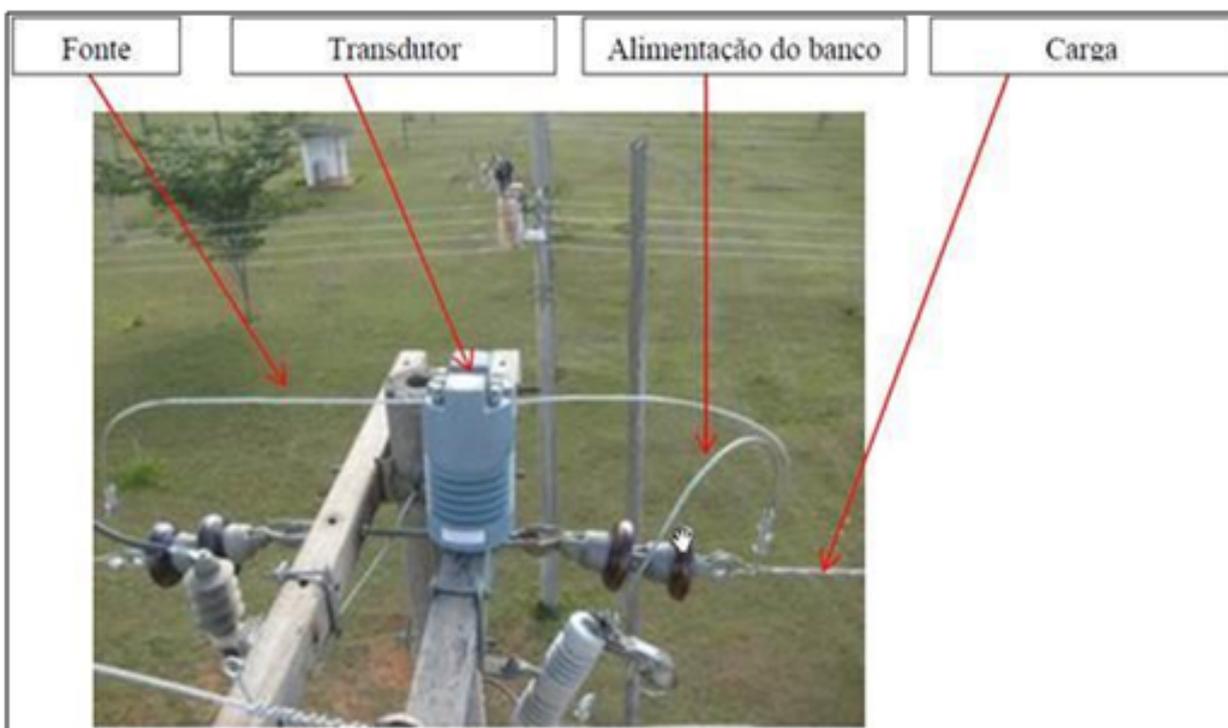
A filosofia dos bancos automáticos é ideal e muito difundida em escala industrial. A ideia consiste basicamente na leitura constante da corrente elétrica, determinando o nível de compensação reativa de acordo com a necessidade do sistema, o que elimina o risco de inversão reativa existente nos bancos fixos.

Um banco de capacitores automático será composto por: capacitores, três chaves fusíveis, duas chaves a vácuo para manobra, uma caixa de controle, um sensor de corrente (transdutor) e um transformador de potência monofásico para alimentar o controle, (CEMIG 2015).

Neste caso, o banco deve ser instalado no tronco do alimentador e não em derivação. Tudo isso, pelo fato que o sensor de corrente deve ser instalado na fase central do alimentador.

O controle deve possuir no mínimo os ajustes de tensão, corrente, potência ativa, potência reativa e fator de potência. O Controle registra os eventos de chaveamento do banco de capacitores, indicando data e hora dos eventos, antes e após o chaveamento (CEMIG, 2015).

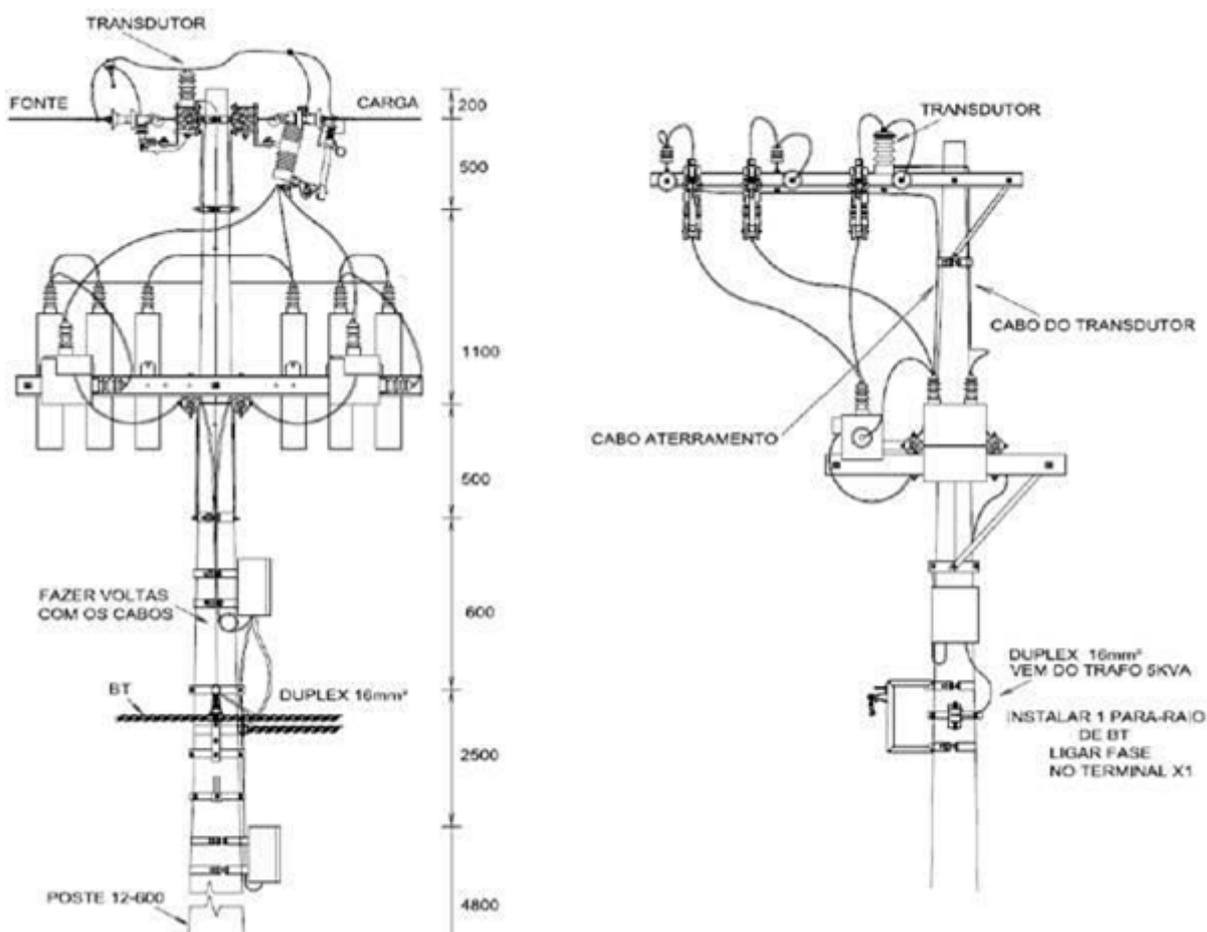
Por sua vez, o sensor de corrente é um transdutor que deve ser fixado na cruzeta, como se fosse um isolador de pino da fase central. O transdutor é quem faz as leituras de corrente, repassando-as ao controle, que deverá chavear o banco conforme a necessidade do sistema.



**Figura 5:** Instalação do transdutor

**Fonte:** (Acervo do Autor)

De fato, o transdutor é o maior desafio para o funcionamento dos bancos automáticos. Sua fabricação em escala é complexa, ainda mais quando se trata da atuação de componentes eletrônicos em sistema de média tensão (15 kV ou 24,2 kV), conforme cita (CEMIG, 2015).



**Figura 6:** Instalação do banco de capacitores automáticos.

**Fonte:** (CEMIG, 2015)

Para ambas as aplicações, devem ser feitas algumas observações importantes:

- Os bancos de capacitores fixos devem ser instalados fora do tronco do alimentador, com chaves fusíveis na derivação, permitindo a opção de manobra e operação à distância;
- Os bancos de capacitores automáticos devem ser instalados no tronco do alimentador;
- Os capacitores devem ser instalados em cruzetas de madeira, que possibilitem a adequação de seu formato conforme as dimensões dos capacitores. Deve-se ainda procurar distribuir a massa dos equipamentos uniformemente, evitando esforços excessivos em determinado ponto e desnível das cruzetas;
- O banco deve ser instalado em poste de concreto circular ou madeira tratada, com altura mínima de 11 metros e capacidade mínima de 600 *decanewtons* (daN);
- A distância mínima entre bancos de capacitores é de 500 metros. É importante respeitar essa distância para que não haja influência entre os bancos, principalmente pela circulação de corrente de energização (*Inrush*);

- Não devem ser instalados bancos de capacitores com potência superior a 600 kVAr;
- Preferencialmente, o banco deve ser instalado no centro das cargas.

#### 2.4.4 Conexão dos Bancos de Capacitores

A questão sobre qual a melhor forma de conexão para o sistema de distribuição ainda é discutida. O aterramento ou não do ponto central da estrela não estava bem definido. A princípio as normas determinavam a utilização da configuração estrela aterrada, porém em alguns casos os bancos de capacitores são instalados na configuração estrela com neutro isolado, (CEMIG, 2012).

Constatou-se que a presença de capacitores aumenta a circulação de correntes harmônicas, principalmente a 3<sup>o</sup> harmônica (comum em redes rurais). Neste caso, como solução para reduzir a circulação das harmônicas, recomenda-se a utilização de bancos de capacitores na configuração em estrela isolada (CEMIG 2002).

A circulação das correntes harmônicas pode ocasionar problemas como atuações indevidas na proteção de sobrecorrente da rede, além de redução da vida útil do capacitor, (ROBBA, 2001). De acordo com CEMIG (2012), a circulação das correntes harmônicas em determinadas condições, podem ocasionar atuações indevidas dos religadores que fazem a proteção do circuito. Isso, devido a soma das correntes harmônicas de sequência zero, fluindo no ponto central da estrela do banco.

É importante salientar que a conexão com neutro aterrado protege o equipamento durante descargas atmosféricas, porém oferece condição para circulação de correntes harmônicas.

Contudo, conclui-se que a conexão dos bancos deve ser feita na configuração estrela isolada. Neste caso, deve-se aterrar a carcaça dos capacitores e da estrutura. Para a manutenção deve-se aterrar a entrada e o centro da estrela isolada ao neutro, utilizando o conjunto de aterramento temporário.



**Figura 7:** Banco de capacitores automáticos

**Fonte:** (Acervo do Autor)

### 2.4.5 Proteção de Bancos de Capacitores

Segundo (MAMEDE Filho; MAMEDE, 2014), para bancos de capacitores conectados em alta tensão, deve ser considerado os quesitos:

- Proteção contra curto-circuito nos barramentos dos bancos de capacitores;
- Proteção contra surtos de tensão, resultante de descargas atmosféricas;
- Proteção contra correntes transitórias devido à energização ou manobra do banco.

Conforme cita CEMIG (2012), a proteção dos bancos de capacitores deve ser feita através de chaves fusíveis com elos fusíveis e chaves a vácuo, para os bancos fixos e automáticos respectivamente. Os fusíveis padronizados são:

**Tabela 2:** Proteção dos Bancos de Capacitores

Potência (kVAr)	Elos Fusíveis (13,8 kV)	Elos Fusíveis (24,2 kv)
150	6k	-
300	12k	8k
600	25k	15k

Os fusíveis devem ser dimensionados levando em consideração à corrente *inrush*, durante a energização do banco, evitando atuação indevida.

É importante ressaltar que durante a ocorrência de falha no sistema em que há banco de capacitores instalados, toda a energia armazenada nos capacitores é descarregada na rede, expondo os equipamentos presentes a níveis de sobrecorrente elevadas.

Em cada fase que alimenta os capacitores, devem ser instalados para-raios, que farão a proteção contra descargas atmosféricas, (CEMIG, 2012).

Antes da operação do banco deve ser feito análise de risco detalhada. Podem ser citados como principais riscos: o choque elétrico, queda do poste, quebra de poste, e ataque de animais peçonhentos. Em qualquer situação de intervenção em bancos de capacitores, deve-se efetuar sua desenergização e obrigatoriamente aguardar cinco minutos, para que então seja feito o teste de ausência de tensão e instalação do conjunto de aterramento temporário (CEMIG, 2015).

Contudo, pelo fato da obrigação em manter o fator de potência dentro dos limites nas redes de distribuição, ser das concessionárias, poucas referências bibliográficas e de aplicação são encontradas para o segmento. As principais referências sempre abordam a aplicação industrial. A bibliografia encontrada para as RDA se destinam às concessionárias de energia e foram elaboradas para atender as necessidades de cada empresa, se tratando de normas e instruções técnicas internas. Notou-se ainda, que em documentos de uma mesma concessionária, o assunto não é consenso e se limita a manter requisitos básicos exigidos pela ANEEL.

É importante citar que em todas as referências consultadas o assunto é tratado para o sistema trifásico, estabelecendo o desafio de direcionamento para o sistema monofásico, conforme objetivo do trabalho.

### 3 ESTUDO DE CASO

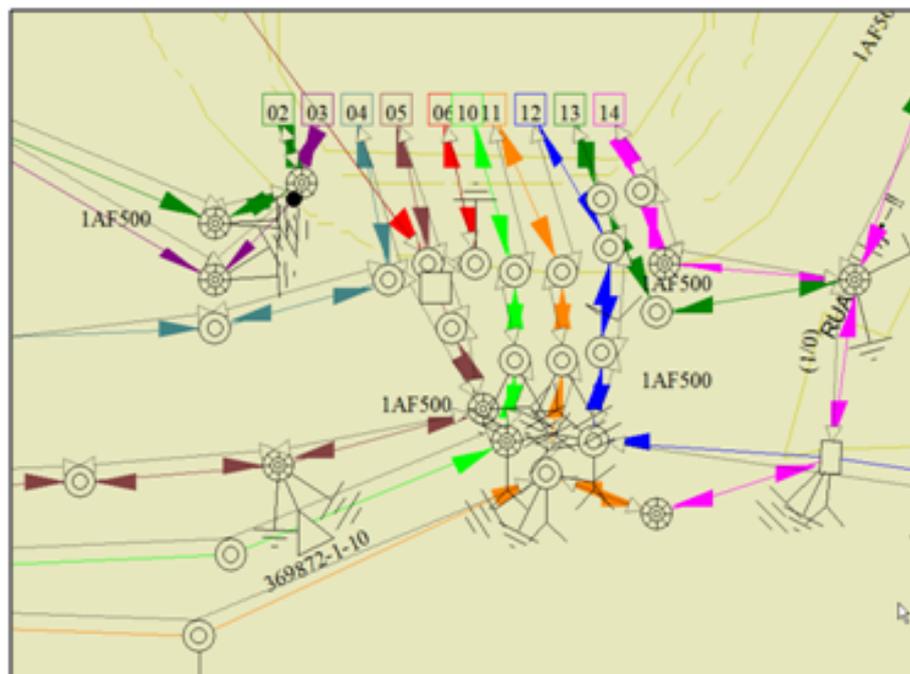
O estudo de caso é a etapa principal do trabalho, pois é a partir dele que será comprovada a viabilidade da correção de fator de potência em redes de distribuição rurais monofásicas.

O trabalho foi desenvolvido através de uma metodologia que tornasse possível a máxima compreensão acerca do assunto, além da comprovação de sua eficiência. Neste caso, criou-se o referencial, que comprova teoricamente a eficácia do proposto. Construiu-se a metodologia prática, onde houve de fato a instalação do capacitor em um caso real de rede com repetitivas falhas, ocasionadas principalmente por sobrecorrente. E utilizaram-se programas computacionais para comprovação dos resultados.

Deste modo, amarrando a teoria à prática e o processamento computacional dos resultados, foi possível a construção do presente estudo de caso.

#### 3.1 LOCAL EM ESTUDO

O estudo foi realizado em uma derivação de um alimentador da Subestação (SE) Caratinga 1, da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. Situada na Rua Taguatinga, Bairro Zacarias em Caratinga MG. Essa SE é responsável pelo fornecimento de energia a cerca de 140 mil habitantes, contando com dez alimentadores em tensão nominal 13,8 kV, denominados CGAU.



**Figura 8:** Diagrama elétrico da Subestação Caratinga

**Fonte:** (Gemini)

Em agosto de 2016 o alimentador CGAU 13 possuía as seguintes características básicas:

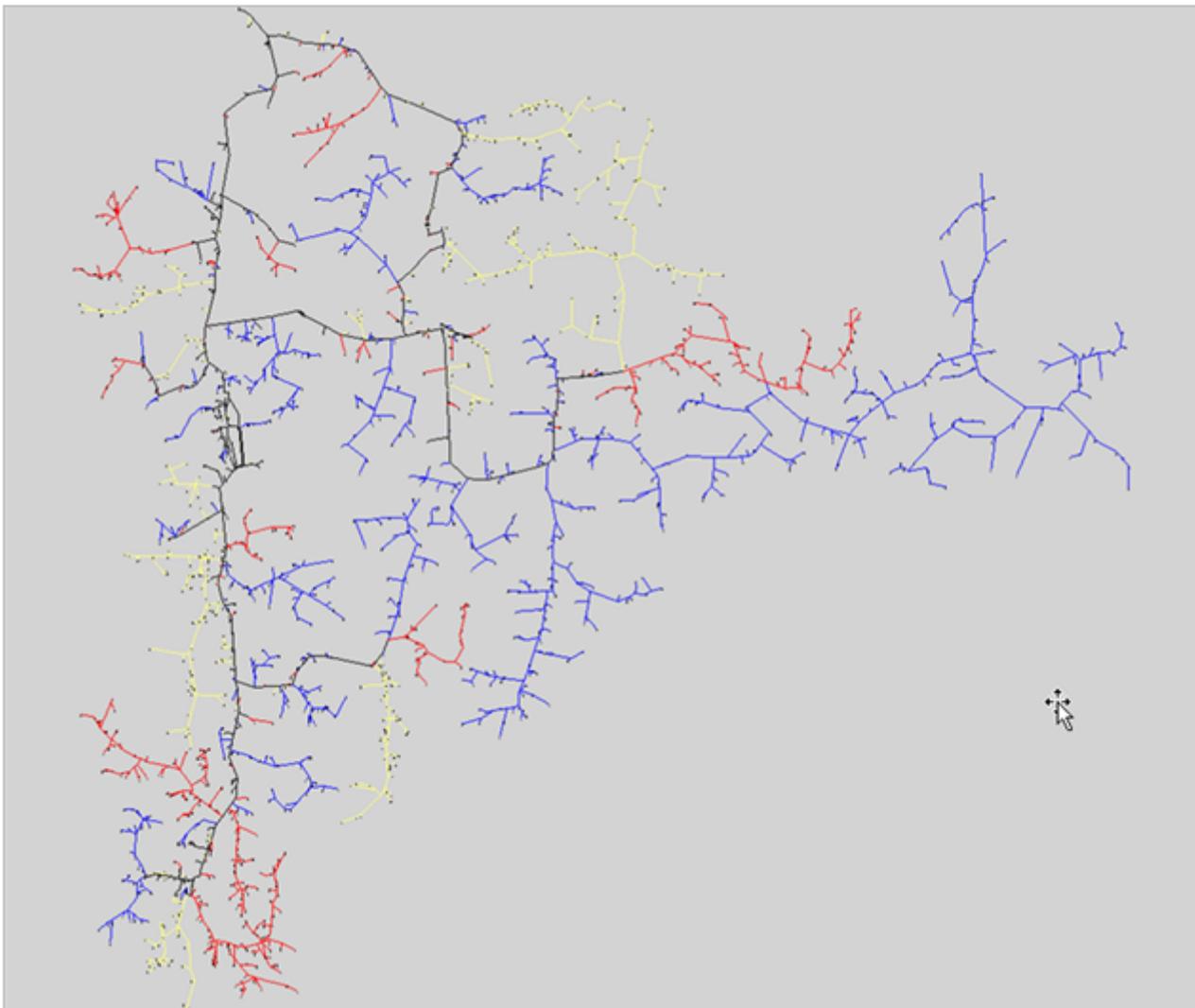
- Comprimento total da rede: 599,90 quilômetros;
- Comprimento do tronco trifásico: 20,80 quilômetros;
- Comprimento das derivações monofásicas: 579,10 quilômetros;
- Demanda total: 5633 kVA;
- Carga Instalada total: 29246 kVA;
- Tensão nominal: 13,8 kV;
- Número de transformadores de potência: 1700 unidades.

A maior parte dos consumidores atendidos pelo CGAU13 reside na zona rural. Os 20,8 quilômetros de rede tronco, sistema trifásico com tensão entre fases 13,8 kV saem da SE Caratinga 1 e atende a duas sedes municipais, Santa Rita de Minas e Santa Bárbara do Leste, sendo a última, o local de término do alimentador.

Nas derivações deste alimentador, mais de três mil consumidores rurais são atendidos através dos 579,10 quilômetros de rede monofásica, tensão entre fase e terra igual a 7,968 kV.

Para atender todo o circuito do CGAU 13, estão dispostos apenas três bancos de reguladores de tensão (responsáveis por manter a tensão dentro dos limites aceitáveis) e três bancos de capacitores, tudo isso no circuito trifásico. É importante destacar que até a data de elaboração deste trabalho, não havia nenhum capacitor instalado no circuito monofásico em toda rede de distribuição da malha leste da CEMIG.

A imagem a seguir mostra uma visão completa do CGAU 13. O que está em preto representa a rede tronco trifásica. O que está em vermelho, azul e amarelo, são as derivações monofásicas, estando cada cor conectada a uma fase, respectivamente fases A, B e C.



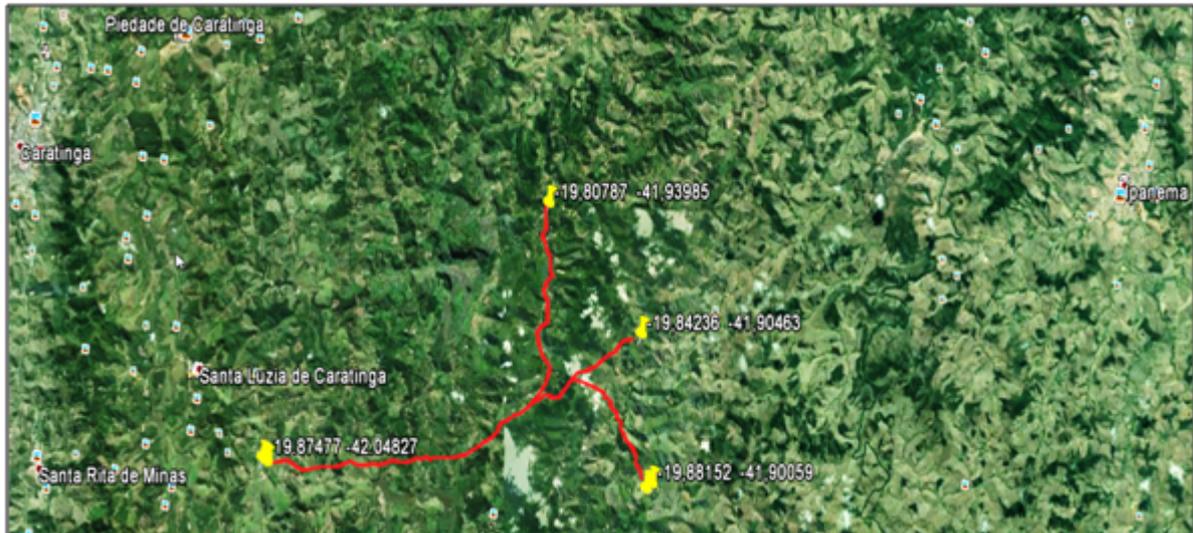
**Figura 9:** Diagrama elétrico do alimentador CGAU 13. Escala 1:150000

**Fonte:**(Gemini)

### 3.2 DERIVAÇÃO MONOFÁSICA EM ESTUDO

O estudo foi realizado na derivação monofásica que fornece energia para a região do Córrego Rio Preto, zona rural de Caratinga. O circuito elétrico que deriva do tronco do alimentador CGAU13, possui como equipamento de proteção principal, o religador monofásico 31974, denominando assim derivação 31794. Seu início está disposto na coordenada geográfica 19°87'47.7"S, 42°04'82.7"W.

A figura 10 foi retirada no Google Maps e a partir dela é possível ter noção de como está disposto geograficamente a derivação 31974. Iniciando-se próxima do distrito de Santa Luzia de Caratinga e se estendendo até o distrito de Suísso de Caratinga. Os pontos de coordenadas na imagem mostram a abrangência da derivação.



**Figura 10:** Abrangência territorial da derivação 31794. Escala 1:130000

**Fonte:** (<http://www.google.com.br/maps>)

A derivação 31794 possui as seguintes características básicas:

- Comprimento total da rede: 90,24 quilômetros;
- Número de consumidores: 281;
- Tensão nominal: 7,968 kV;
- Demanda total: 303 kVA
- Carga instalada total: 1950 kVA;
- Número de transformadores de potência: 202 unidades;
- Tipo de RDA: rural convencional;
- Número de condutores: 2, fase e neutro;
- Bitola dos condutores: 21mm<sup>2</sup>, (4 AWG);
- Tensão Suportável de Impulso (TSI): 170 kV.

### 3.3 PROBLEMÁTICAS DO ESTUDO

O objetivo principal do trabalho é a correção do fator de potência, porém durante a construção do estudo de caso, outros problemas foram identificados. Desta forma é elementar descrever o diagnóstico completo da rede em estudo, uma vez que estes fatores influenciam diretamente na atuação do capacitor, como compensador reativo.

A princípio, verificou-se o baixo fator de potência. A medição do fator de potência foi realizada na derivação 31794, onde verificou-se um fp abaixo dos limites da ANEEL, aproximadamente 0,86 indutivo.

Outro problema presente é o desequilíbrio das cargas. Conforme mostrado anteriormente, o alimentador em estudo é extenso e possui muitas derivações monofásicas. Um complexo e infundável trabalho é realizado pela concessionária, com o intuito de deixar as cargas equilibradas, porém uma derivação do porte da 31794 conectada apenas na fase B do alimentador dificulta a obtenção de um circuito equilibrado, pois a variedade de cargas e regimes não será facilmente obtida em outra derivação. Neste caso, são feitas alternâncias das fases que alimentam as derivações, seguidas de medições, porém a obtenção do equilíbrio não é sempre alcançada.

Mais um problema é o nível de tensão fora dos limites determinados pela ANEEL, conforme descrito na etapa de QEE do trabalho. As medições realizadas na derivação 31974, que serão descritas posteriormente, mostraram um nível crítico de tensão, estando abaixo do permitido. De fato, a transgressão do nível tensão influencia diretamente no funcionamento e capacidade de compensação reativa do capacitor.

Neste contexto, outro problema verificado é a sobrecarga. Isso para todo o alimentador, mas principalmente na derivação 31794, que se dispõe em uma região produtora de café. O aumento de cargas é constante no alimentador. Sendo que, existe um pico muito elevado de consumo de energia no período de safra. Neste período, além das cargas já existentes, outras cargas, como maquinários agrícolas, também são conectadas à rede. Como de costume, o café é colhido durante o dia e a tarde é direcionado para o seu beneficiamento, que acontece enquanto os consumidores procedem com os afazeres domésticos. De tal forma, que em determinados períodos todas as cargas presentes no sistema permanecem ligadas, causando circulação de carga a qual o sistema, bem como sua proteção, não foram dimensionados, acarretando constantes interrupções no fornecimento de energia.

### 3.4 POSSÍVEIS SOLUÇÕES

No caso do baixo fator de potência, a instalação de um capacitor no circuito de média tensão corrigirá o problema, conforme será mostrado. O nível crítico de tensão também será melhorado, conforme citado na etapa que trata os resultados.

A solução lógica e aplicável na correção de nível de tensão é a instalação de banco de reguladores de tensão ou regulador de tensão monofásico. Estes equipamentos operam através de transformadores com *taps*, variando a regulação da tensão em tempo real, conforme necessidade do sistema. O problema é que da mesma forma que os procedimentos dos bancos de capacitores é exclusiva ao sistema trifásico, os do banco de reguladores de tensão também são. Uma vez que não há procedimento de instalação de capacitores nem reguladores de tensão nas RDR monofásicas, o problema de transgressão do nível de tensão fica sem solução.

Os problemas de desequilíbrio de cargas e sobrecarga possuem solução comum, porém complexa quando observado tempo de aplicação e custo financeiro. De fato, a solução se dá na conversão do sistema monofásico para trifásico. A primeira vista, a solução parece simples e direta, eliminando até mesmo outras formas e estudos que possam beneficiar o sistema monofásico. Porém não é bem assim e neste caso, foi preparado um subtópico com os principais aspectos da conversão trifásica da derivação 31794.

### 3.4.1 Conversão da Derivação 31794 para Trifásico

A conversão de uma derivação do porte da 31794 depende de três recursos principais, que são: o financeiro o de materiais e o de mão de obra.

Para a conversão é necessário executar no mínimo as seguintes etapas:

- Orçamentos: de materiais, mão de obra de elaboração e execução do projeto;
- Levantamento de campo: corresponde a etapa inicial de elaboração do projeto onde são feitas visitas ao local a fim da realização de estudos elétricos e topográficos;
- Área de servidão: É necessário doação do proprietário ou compra por parte da concessionária de no mínimo 15 metros do terreno, onde a rede passará de forma paralela, sendo denominada faixa de servidão. Fica proibido qualquer prática dentro da faixa de servidão, seja construção civil, agricultura, entre outras;
- Impacto ambiental: Deve ser elaborado e entregue ao IEF (Instituto Estadual de Florestas), relatório de impacto ambiental. Dependendo do impacto ambiental, dificilmente será possível conseguir liberação para a execução do projeto.
- Licenças públicas: Em caso de travessias de rodovias ou qualquer atuação da rede em áreas geridas por segmentos públicos é necessária licença por escrito.
- Construção do projeto: Em posse das informações e croquis coletados no campo e através de *softwares* de construção de projetos, é construído o projeto de RDA.
- Execução do projeto: trata-se da etapa mais demorada e de maior custo financeiro. Deve ser executada por profissionais específicos e com equipamentos específicos. Nesta etapa devem ser previstas diversas dificuldades como, embargos, falta de materiais, falta de profissionais, entre outros.

#### 3.4.1.1 Orçamento de Conversão Trifásica da Derivação 31794

Através do software PROORC (Projetos e Orçamentos de Redes de Distribuição por Computador), utilizado no cálculo de orçamento de RDA, foi possível a construção de um

orçamento preciso dos recursos financeiros e de materiais, necessários na conversão da derivação 31794.

Os requisitos informados ao *software* foram basicamente:

- Tipo de rede: trifásica convencional, conforme parâmetros CEMIG N.D. 2.2;
- Comprimento da rede: 18 quilômetros;
- Nível de tensão: 13,8 kV;
- TSI: 300 kV;
- Bitola dos condutores fase: cabo de alumínio com alma de aço 54mm<sup>2</sup> (1/OCAA);
- Bitola do condutor neutro: fio de aço aluminizado 2AWG;
- Tipo de poste: eucalipto tratado;
- Proteção: religador trifásico com telecomando (24,2kV, 560A, 12kA, 60Hz);
- Transformador de potência (alimentação do religador): uma peça de 10 kVA.

Para as condições supracitadas, o custo da conversão mínima seria de R\$ 370.544,65 (Trezentos e setenta mil quatrocentos e quarenta e quatro reais e sessenta e cinco centavos), conforme:

- Administração: R\$ 17.752,58;
- Material: R\$ 175.266,30;
- Mão de obra de construção: R\$ 118.727,09;
- Mão de obra de topografia: R\$ 58.798,68;
- Valor total de obra: R\$ 370.544,65.

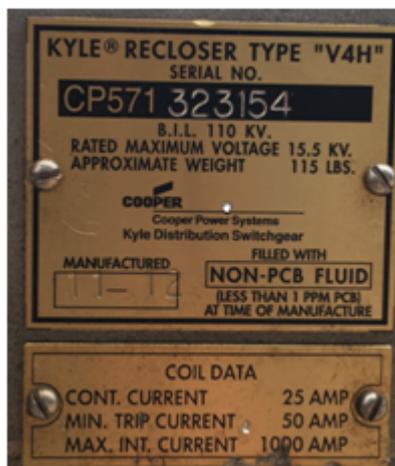
É importante ressaltar que estes valores foram calculados no dia 12/10/2016 e obviamente em outras ocasiões, poderão passar por alterações. Está disponível como anexo, as memórias de cálculo e a lista de materiais fornecida pelo PROORC. Neste caso, o custo de mão de obra está em US (unidade de serviço) e deverá ser relacionado com o valor equivalente em reais.

Outro ponto que deve ser destacado é o tempo para a execução da conversão. Segundo a empresa Construrede, a execução de uma obra com os parâmetros supracitados, demora em média 150 dias para ser concluída. Isso, caso não haja empecilhos como embargos e falta de recursos, conforme citado nas principais etapas de conversão.

### 3.5 PROTEÇÃO DO SISTEMA

O religador 31794, responsável pela proteção da derivação monofásica em estudo, possui as seguintes características:

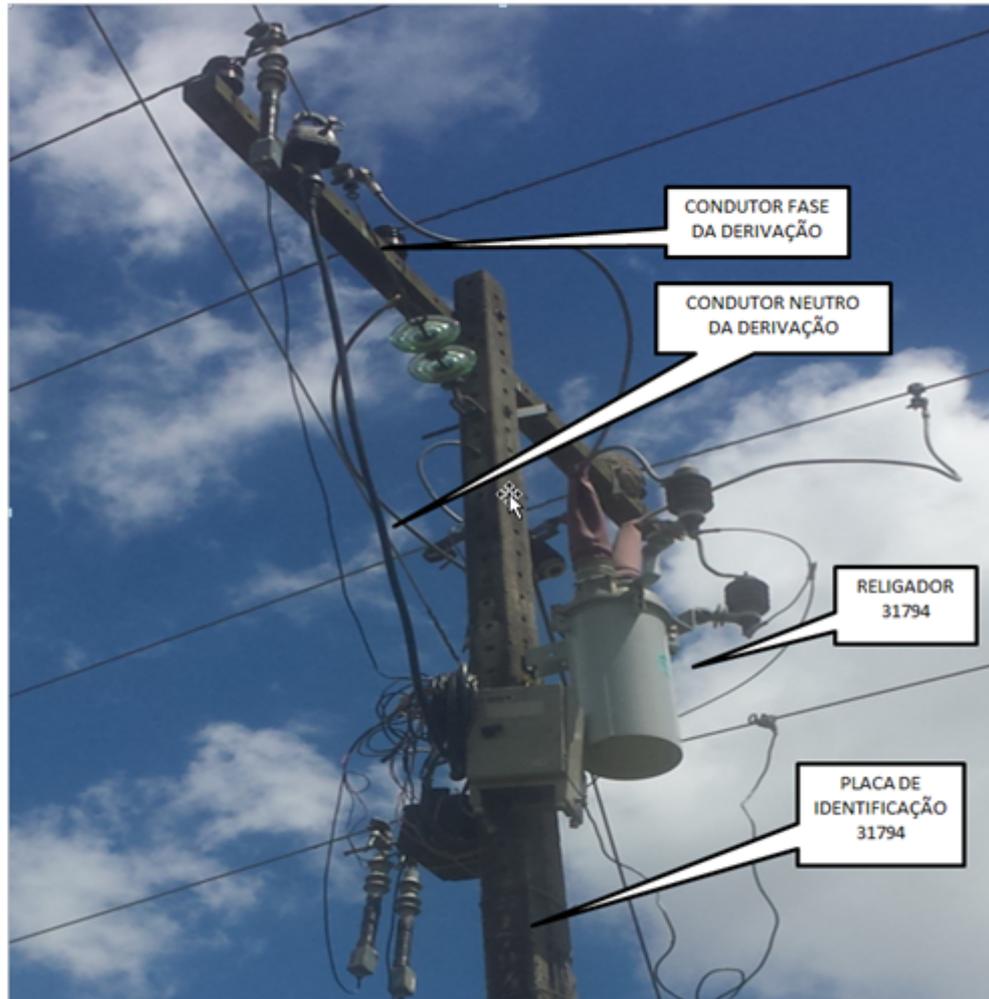
- Religador monofásico de controle hidráulico;
- Corrente nominal: 25 A;
- Corrente de acionamento: 50 A;
- Máxima corrente de atuação: 1000 A;
- Número de atuações: Duas na curva rápida e duas na curva lenta.



**Figura 11:** Dados elétricos do religador 31794

**Fonte:** (Acervo do autor)

Para o problema de sobrecarga, por se tratar de religador bobinado, o 31794 não oferece a opção de ajuste manual de para a corrente de *pick-up*. O que dificultou solução a partir de arranjos técnicos. Caso fosse um religador microprocessado, seria possível então a parametrização da corrente de *pick-up*.



**Figura 12:** Religador 31794

**Fonte:** (Acervo do autor)

No instante em que o capacitor entrou em operação, aproximadamente três amperes deixaram de circular no sistema. Isto para a mesma condição de consumo de carga. A princípio a redução parece pequena, porém foi o bastante para que a corrente de *pick-up* do religador 31794 não fosse mais atingida mantendo assim o equipamento em operação. Desde a instalação do banco de capacitor, não houve registros de operação da proteção por motivo de sobrecorrente.

Outro ponto frágil encontrado na proteção do sistema e que foi corrigido com a instalação do capacitor, foi a operação do religador trifásico microprocessado a montante do 31794. Também é importante ressaltar esta falha.

A sobrecarga no 31794 aumentava o desequilíbrio no tronco do alimentador, causando atuação do religador trifásico. Isso no instante em que a circulação de corrente no nó da estrela multi-aterrada, ultrapassa o valor parametrizado de atuação. Normalmente, o ajuste da proteção de neutro é de 50 A, porém para este caso, verificou-se que o ajuste do religador trifásico estava em 55 amperes. Sendo assim, se observada à filosofia de coordenação e a seletividade, as proteções a montante deveriam estar ajustadas com valores ainda maiores.

Neste caso, havia risco de não atuação da proteção por dois motivos: devido alguns curto-circuitos não sensibilizarem a proteção, lembrando que estes curtos podem ser cabos partidos com risco a terceiros; e pelo fato de que o desequilíbrio das cargas estava tão acentuado que um sinistro nas derivações, dependendo da fase conectada, poderia significar equilíbrio ao sistema.

Após a redução da corrente que circulava no sistema, o religador pôde receber os parâmetros normais de proteção.

### 3.6 INSTALAÇÃO DO CAPACITOR

Foi instalado um capacitor de 100 kVAr no circuito de média tensão na derivação 31794. Após os cálculos de dimensionamento e orçamento financeiro do capacitor, que estão a seguir, verificou-se que devido à pequena variação entre o custo e o melhor resultado na correção do fp, o capacitor de 100 kVAr seria a melhor opção de aplicação.

Optou-se pela instalação no centro do alimentador, criando fluxo de potência reativa capacitiva para as duas extremidades e de forma exclusiva para a derivação 31794. Desta forma, não houve interferência do tronco do alimentador, pois a potência fornecida pelo capacitor foi suplantada antes da conexão entre a linha tronco e a derivação.



**Figura 13:** Dados elétricos do capacitor instalado.

Fonte:(Acervo do Autor)



**Figura 14:** Capacitor instalado

**Fonte:**(Acervo do Autor)

### 3.6.1 Coleta e Processamento dos Dados

A coleta de dados foi realizada no campo, através da instalação de um analisador de energia elétrica RE1000, no circuito de média tensão. O equipamento foi instalado no início da derivação 31794, junto ao religador.

O RE1000 é um equipamento de coletas de dados que possui os mesmos princípios dos transformadores de corrente e de potencial. O equipamento foi conectado nos condutores de fase e neutro da derivação e parametrizado para efetuar leitura de corrente, tensão, potência ativa, potência aparente e potência reativa, em intervalos de um minuto.



**Figura 15:** Instalação do RE1000

**Fonte:**(Acervo do Autor)

Houve dificuldade nesta etapa com relação à alimentação do analisador de energia, uma vez o equipamento é alimentado em baixa tensão CA ou CC. Na primeira tentativa de medição, o analisador foi alimentado com uma bateria automotiva de 60 A/h. Neste caso, o capacitor estava fora de funcionamento e após três dias de efetivas leituras o capacitor foi fechado. As leituras foram registradas por mais 3 dias e o RE1000 foi retirado.

No momento de extração dos dados, verificou-se que os mesmos haviam sido perdidos, pois a bateria automotiva não forneceu carga suficiente e o analisador desligou. Outra tentativa semelhante à primeira foi realizada, diminuindo para dois dias, os intervalos de abertura e fechamento do capacitor, porém o mesmo fato aconteceu. Neste caso, destaca-se a dificuldade devido a hostilidade do local da medição e exclusiva operação do RE1000 por técnicos da CEMIG.

Diante do problema, optou-se pela construção de um circuito de baixa tensão, a partir do transformador mais próximo do ponto de instalação do analisador, que era de aproximadamente 200 metros. Neste caso, o RE1000 permaneceu efetuando as leituras entre os dias 23/05/2016 a 03/06/2016.

De posse das leituras foi possível a criação da maioria dos gráficos do trabalho e o mais importante, foi possível à parametrização do *software PSS/ADEPT*.

O *PSS/ADEPT* é um *software* de análise elétrica da Siemens, que por se tratar de um *software* completo e livre é muito utilizado em análise de distribuição. Esse programa permite importar diagramas elétricos.

Neste caso, foi extraído o diagrama elétrico da derivação 31794 do *software* Gemini. Em posse dos valores reais das grandezas elementares extraídas pelo RE1000 e com o *PSS/ADEPT*,

foi criado um diagrama elétrico computacional idêntico à realidade no campo. Ou seja, foi extraído o diagrama elétrico do Gemini, exportado para o *PSS/ADEPT* e parametrizado a partir das leituras do RE1000.

### 3.6.2 Dimensionamento do Capacitor

A partir das leituras coletadas na derivação 31794 pelo RE1000, foi possível conhecer os valores de algumas grandezas necessárias para o dimensionamento do capacitor.

Considerando o valor de  $P = 139,29 \text{ kW}$  e  $S = 161,60 \text{ kVA}$ , tem-se:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (3.1)$$

$$\cos\varphi = \frac{139,29 \text{ kW}}{161,60 \text{ kVA}} \quad (3.2)$$

$$\cos\varphi = 0,86i \quad (3.3)$$

Sendo assim, pode-se dizer que o fator de potência na derivação 31794 está abaixo do que a legislação determina, de no mínimo 0,92.

Na sequência é possível determinar o valor da potência reativa, sendo:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.4)$$

$$161,60 \text{ kVA} = \sqrt{(139,29 \text{ kW})^2 + Q^2} \quad (3.5)$$

$$Q = 81,93 \text{ kVAr} \quad (3.6)$$

Considerando a tensão  $V = 13,8 \text{ kV} / \sqrt{3} = 7,96 \text{ kV}$  é possível determinar a corrente que circula pelo sistema:

$$P = \cos\varphi \times V \times I \quad (3.7)$$

$$I = \frac{139,29 \text{ kW}}{0,86 \times 7,96 \text{ kV}} \quad (3.8)$$

$$I = 20,35 \text{ A} \quad (3.9)$$

Neste caso, para obtenção de um fator de potência unitário seria necessário um capacitor com potência:

$$S = \frac{139,29 \text{ kW}}{1} \quad (3.10)$$

$$S = 139,29 \text{ kVAr} \quad (3.11)$$

$$(3.12)$$

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

$$S = \sqrt{P^2 + (Q_{sistema} + Q_{capacitor})^2} \quad (3.13)$$

$$139,29kVA = \sqrt{(139,29kVA)^2 + (81,93kVar + Q_{capacitor})^2} \quad (3.14)$$

$$-(81,93kVar + Q_{capacitor})^2 = (139,29kVA)^2 - (139,29kVA)^2 \quad (3.15)$$

$$Q_{capacitor} = -81,93kVar \quad (3.16)$$

É possível ainda determinar a capacitância necessária para a correção unitária do fator de potência:

$$c = \frac{Q_c}{V_m^2 \times 2\pi f} \quad (3.17)$$

Onde:

- c - capacitância em *Farad*;
- $V_m$  – tensão média em *Volt*;
- f – frequência em *Hertz*.

$$c = \frac{81,91kVar}{(7,96kV)^2 \times 2\pi 60Hz} \quad (3.18)$$

$$c = 3,43\mu f \quad (3.19)$$

Considerando que as potências de capacitores padronizadas na concessionária local são de 50 kVar e 100 kVar, calculou-se o comportamento do sistema para ambas as potências.

Para o capacitor de 100 kVar:

Potência aparente:

$$S = \sqrt{(139,29KW)^2 + (Q_{sistema} - Q_{capacitor})^2} \quad (3.20)$$

$$S = \sqrt{(139,29KW)^2 + (81,93kVar - 100kVar)^2} \quad (3.21)$$

$$S = \sqrt{(139,29KW)^2 + (-18,07kVar)^2} \quad (3.22)$$

$$S = 140,46kVA \quad (3.23)$$

Fator de potência:

$$\cos\varphi = \frac{139,29kW}{140,46kVA} \quad (3.24)$$

$$\cos\varphi = 0,992 \quad (3.25)$$

Corrente:

$$I = \frac{139,29kW}{0,992 \times 7,96kV} \quad (3.26)$$

$$I = 17,64 \quad (3.27)$$

Capacitância:

$$c = \frac{100kVAr}{(7,96kV)^2 \times 2\pi \times 60Hz} \quad (3.28)$$

$$c = 4,19\mu f \quad (3.29)$$

Para o capacitor de 50 kVAr: Potência aparente:

$$S = \sqrt{(139,29kW)^2 + (Q_{sistema} - Q_{capacitor})^2} \quad (3.30)$$

$$S = \sqrt{(139,29kW)^2 + (81,93kVAr - 50kVAr)^2} \quad (3.31)$$

$$S = \sqrt{(139,29kW)^2 + (31,93kVAr)^2} \quad (3.32)$$

$$S = 142,90kVA \quad (3.33)$$

Fator de potência:

$$\cos\varphi = \frac{139,29kW}{142,90kVA} \quad (3.34)$$

$$\cos\varphi = 0,975c \quad (3.35)$$

Corrente:

$$I = \frac{139,29kW}{0,975 \times 7,96kV} \quad (3.36)$$

$$I = 17,95A \quad (3.37)$$

Capacitância:

$$c = \frac{50kVAr}{(7,96kV)^2 \times 2\pi \times 60Hz} \quad (3.38)$$

$$c = 2,09\mu f \quad (3.39)$$

Neste contexto é possível calcular a carga que será liberada após a instalação do capacitor:

$$S_{antes} = 161,60kVA \quad (3.40)$$

Para 100 kVAr:

$$S_{antes} = 161,60kVA - S_{corrigido} = 140,46kVA \quad (3.41)$$

$$S_{liberado} = 21,14kVA \quad (3.42)$$

Para 50 kVAr:

$$S_{antes} = 161,60kVA - S_{corrigido} = 142,90kVA \quad (3.43)$$

$$S_{liberado} = 18,7kVA \quad (3.44)$$

Mediante aos cálculos, pode-se dizer que o capacitor de 100 kVAr é a melhor escolha de aplicação, uma vez o fator de potência quase alcançou o valor unitário. É importante ressaltar que o valor de corrente elétrica reduzida no sistema parece ser pequeno, porém representa considerável liberação de carga.

### 3.6.3 Recursos Necessários

Para a instalação do capacitor foi necessária mão de obra e equipamentos, conforme:

- 01 Caminhão com guindauto,
- 01 Equipe de construção de RDA, contendo:
  - 01 - Encarregado;
  - 01 - Motorista;
  - 04 - Eletricistas;
  - 02 - Ajudantes de eletricista.
- Ferramental de construção de RDA.



**Figura 16:** Capacitor instalado

**Fonte:** (Acervo do Autor)

A construção efetiva demandou 06 horas de serviço, desconsiderando o tempo de deslocamento ao serviço. A tabela 3 lista os materiais utilizados:

**Tabela 3:** Materiais utilizados na construção do banco de capacitor

Descrição	Unidade	Quantidade
Capacitor de 100 kVAr	PÇ	1
Poste de eucalipto 11 metros / 600 Dan	PÇ	1
Chave faca 630 A	PÇ	1
Chave fusível 100A / 10kA /	PÇ	1
Isolador de ancoragem polimérico 15kV	PÇ	1
Conjunto isolador pilar 15kV	PÇ	2
Cabo 34 mm <sup>2</sup> (2CA)	KG	4
Cabo protegido 15kV	M	4
Cruzetas de madeira	PÇ	4
Para-raios polimérico de 15kV - 23kV	PÇ	1
Isolador roldana 15kV	PÇ	1
Mão francesa perfilada	PÇ	2
Parafuso 500 mm	PÇ	5
Grampo de linha viva	PÇ	1
Elo fusível 6k	PÇ	1
Suporte L topo de poste	PÇ	1
Conector terminal 21mm <sup>2</sup> 1 furo	PÇ	3

Haste de aterramento 2,4 metros zinco	PÇ	3
Cabo de aço 6,4 mm <sup>2</sup>	KG	2
Parafuso 150mm	PÇ	2

**Fonte:** (Próprio Autor)

A instalação do capacitor seguiu a norma de distribuição N.D 2.2, sendo realizados os ajustes necessários para o direcionamento à configuração monofásica.

Sendo assim, foi construída uma derivação monofásica com dez metros de comprimento, entre a derivação 31794 e a estrutura do poste e cruzetas, que foi implantada para fixação do capacitor.

Foi instalada uma chave tipo faca na estrutura da derivação 31794, permitindo a opção de manobra do capacitor pela equipe de campo.

A proteção do capacitor foi feita através da instalação de chave tipo fusível 100A / 10kA / 6k, sendo respectivamente a corrente máxima em regime permanente, capacidade de abertura em curto e capacidade do fusível.

Houve também a instalação de um para-raios na fase que alimenta o capacitor, como proteção contra descargas atmosféricas. O para-raios foi conectado em paralelo com o capacitor, garantindo um sistema multi-aterrado. Instalou-se malha de aterramento com três hastes de terra, conectadas entre si e ao condutor neutro, garantindo que a resistência do aterramento ficasse abaixo de 80 ohms.

### 3.6.4 Orçamento Financeiro de Construção do Banco

Foi solicitado ao setor de Obras Particulares da Empresa Construtora de Eletricidade LTDA., orçamento financeiro para a construção do banco em questão. Foram solicitados orçamentos distintos para capacitores de potência 50 kVAr e 100 kVAr.

Segundo a empresa, o custo de execução dos bancos de capacitores, contemplando todo o processo desde a elaboração do projeto até o seu comissionamento é de R\$ 10.070,00 (Dez mil e setenta reais) e R\$ 10.470,00 (Dez mil quatrocentos e setenta reais), respectivamente. A diferença nos custos se limita apenas no valor do capacitor, sendo R\$ 1.028,00 o de 50 kVAr e R\$ 1.428,00 o de 100 kVAr. Neste caso, está disponível em anexo o orçamento para o banco de 100 kVAr. O tempo médio para execução do serviço é de 60 dias.

## 4 RESULTADOS

Os resultados se baseiam nas leituras registradas no campo antes e depois da instalação do capacitor.

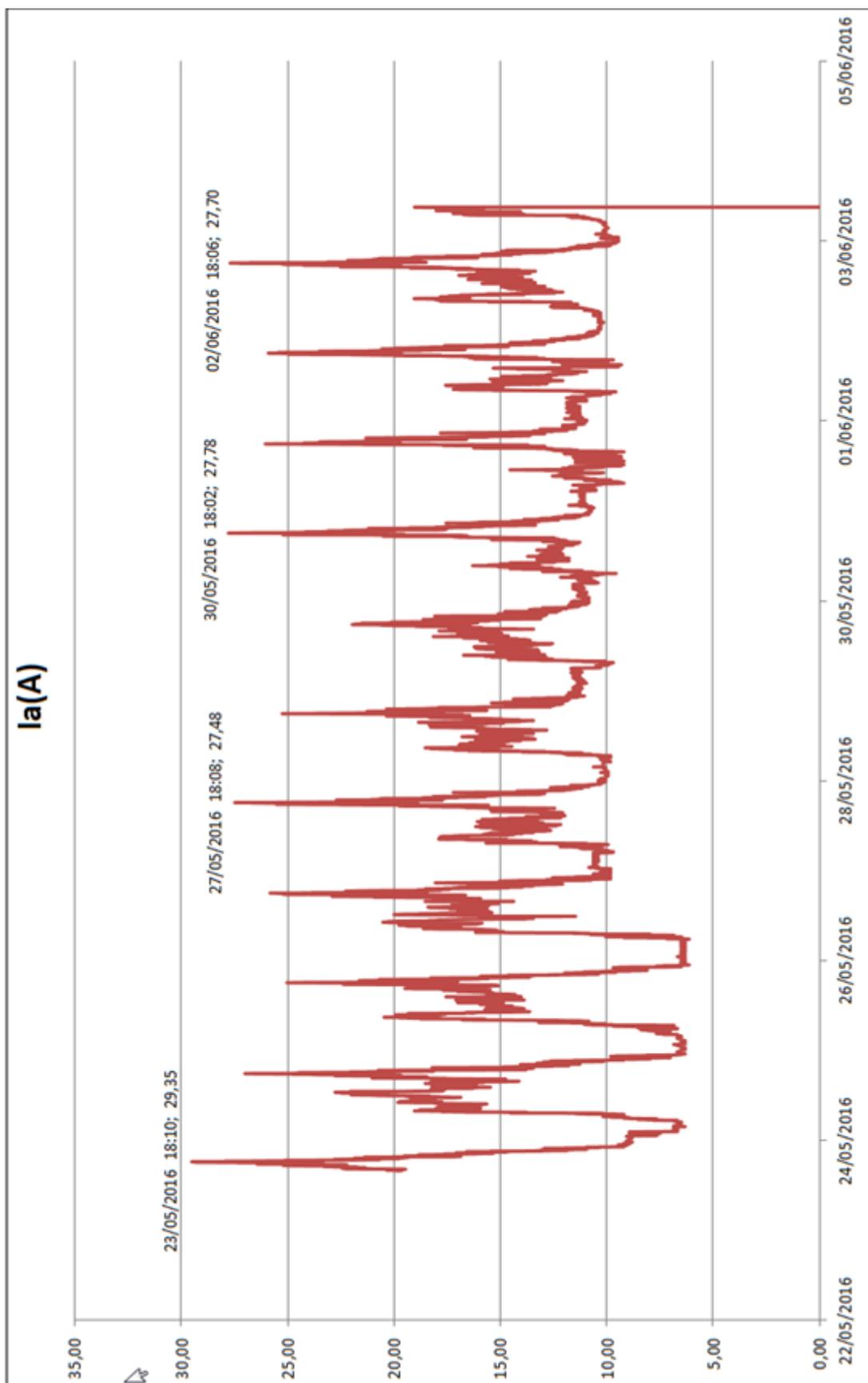
A massa de dados coletados pelo RE1000 ficou extensa e neste caso, optou-se pela geração de planilhas dinâmicas, que facilitaram a verificação dos resultados. As planilhas permitiram inúmeras opções de análise, sendo possível a geração de gráficos a partir da seleção dos parâmetros de tempo e grandezas elétricas.

É possível observar que o capacitor corrigiu o  $\text{fp}$  para 0,992c e reduziu a corrente, o que liberou carga no sistema. Ao mesmo tempo, o capacitor melhorou o nível de tensão que estava transgredido. Como tensão e corrente elétrica são diretamente proporcionais, às cargas passaram a consumir mais energia.

Sendo assim, no instante em que o nível de tensão foi melhorado, as cargas passaram a trabalhar com sua capacidade nominal. Ou seja, a melhoria que o capacitor trouxe ao sistema, possibilitou o melhor funcionamento da rede e maior consumo pelas cargas. Esta situação é ótima e já era esperada, porém este comportamento atenuou a percepção dos benefícios trazidos através da instalação do capacitor.

Ainda assim, no gráfico a seguir é possível perceber a diminuição de aproximadamente três amperes no sistema, conforme medição realizada pelo RE1000. De fato, essa redução fez com que o equipamento de proteção não atingisse mais o seu valor de *pick-up*, extinguindo as interrupções por sobrecarga.

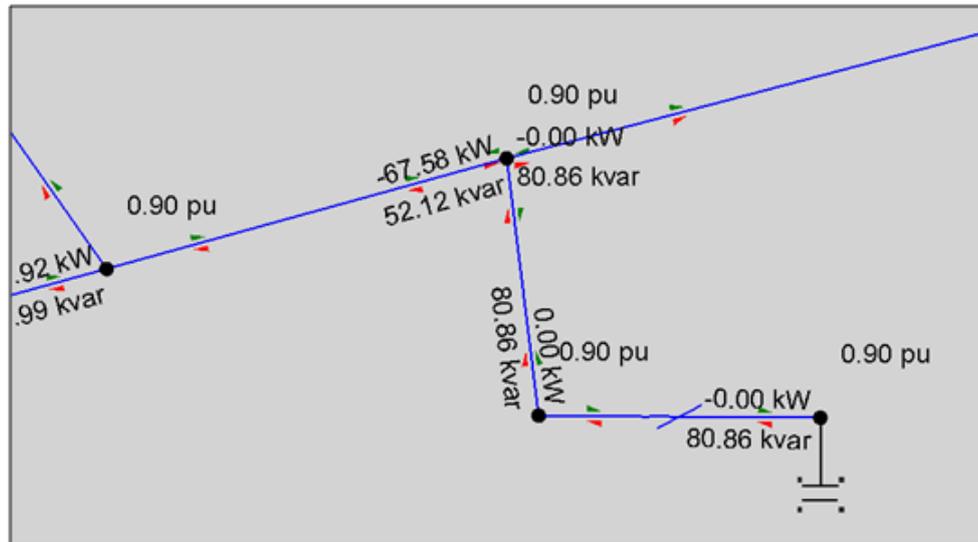
Para entender melhor o gráfico da figura 17, no dia 23/05/2016 o capacitor não estava conectado à rede. A partir do dia 24/05/2016, o capacitor foi conectado à rede, sendo possível notar que o pico de corrente do dia 23 não foi atingido novamente.



**Figura 17:** Nível de corrente elétrica na derivação 31794

**Fonte:** (Próprio Autor)

Durante a simulação, notou-se que o nível de tensão estava abaixo do valor nominal da rede. Uma vez que a tensão nominal do equipamento não estava sendo fornecida, sua capacidade foi reduzida. Neste caso, o capacitor com potência nominal reativa de 100 kVAr, estava fornecendo apenas 88,86 kVAr. Conforme imagem a seguir de simulação no *Software PSS/ADEPT*.



**Figura 18:** Simulação de fluxo de potência no ponto de instalação do capacitor

**Fonte:** (*Software PSS/ADEPT*)

Neste contexto o estudo se mostrou muito eficaz, haja vista a correção do fator de potência, a diminuição da corrente, o fim das interrupções pela atuação da proteção e a elevação do nível de tensão para os limites aceitáveis.

O gráfico a seguir faz um resumo do comportamento elétrico da derivação 31794 com o capacitor em operação e com o capacitor fora de operação. O gráfico foi extraído no dia 26/05/2016 e nele é possível perceber que às 17h20min o capacitor não estava conectado à rede, sendo que às 17h21min o mesmo foi conectado. Tudo isso, em situação real de campo.

É importante destacar a correção do fator de potência, em vermelho. O fp estava fora dos limites em 0,862i sem o capacitor, ficando quase unitário em 0,992c após fechamento do capacitor.

Deve-se destacar também o montante de carga liberado no sistema. A potência total que era de 161,60 kVA, foi reduzida para 145,86 kVA, o que representa liberação de 15,74 kVA.

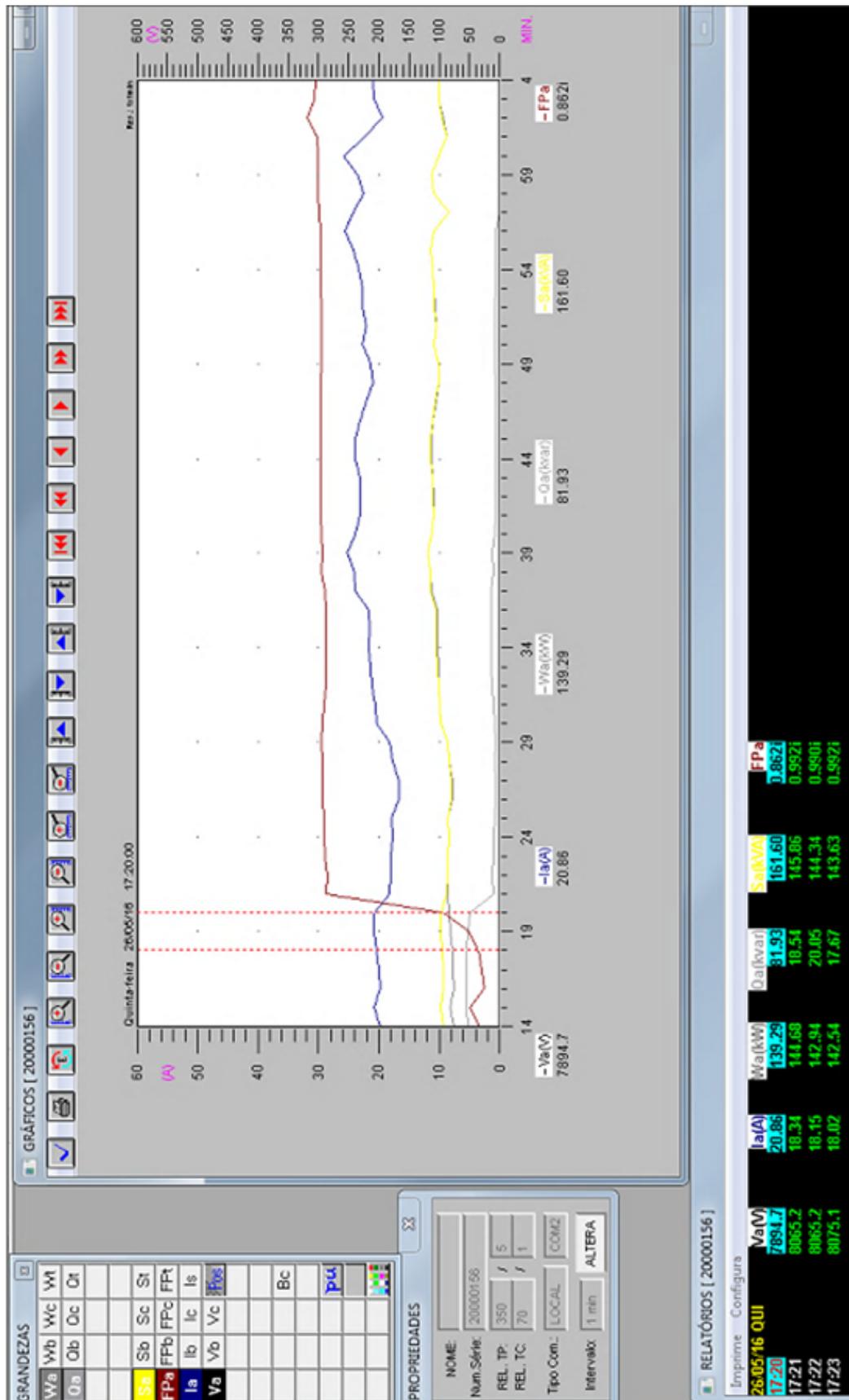
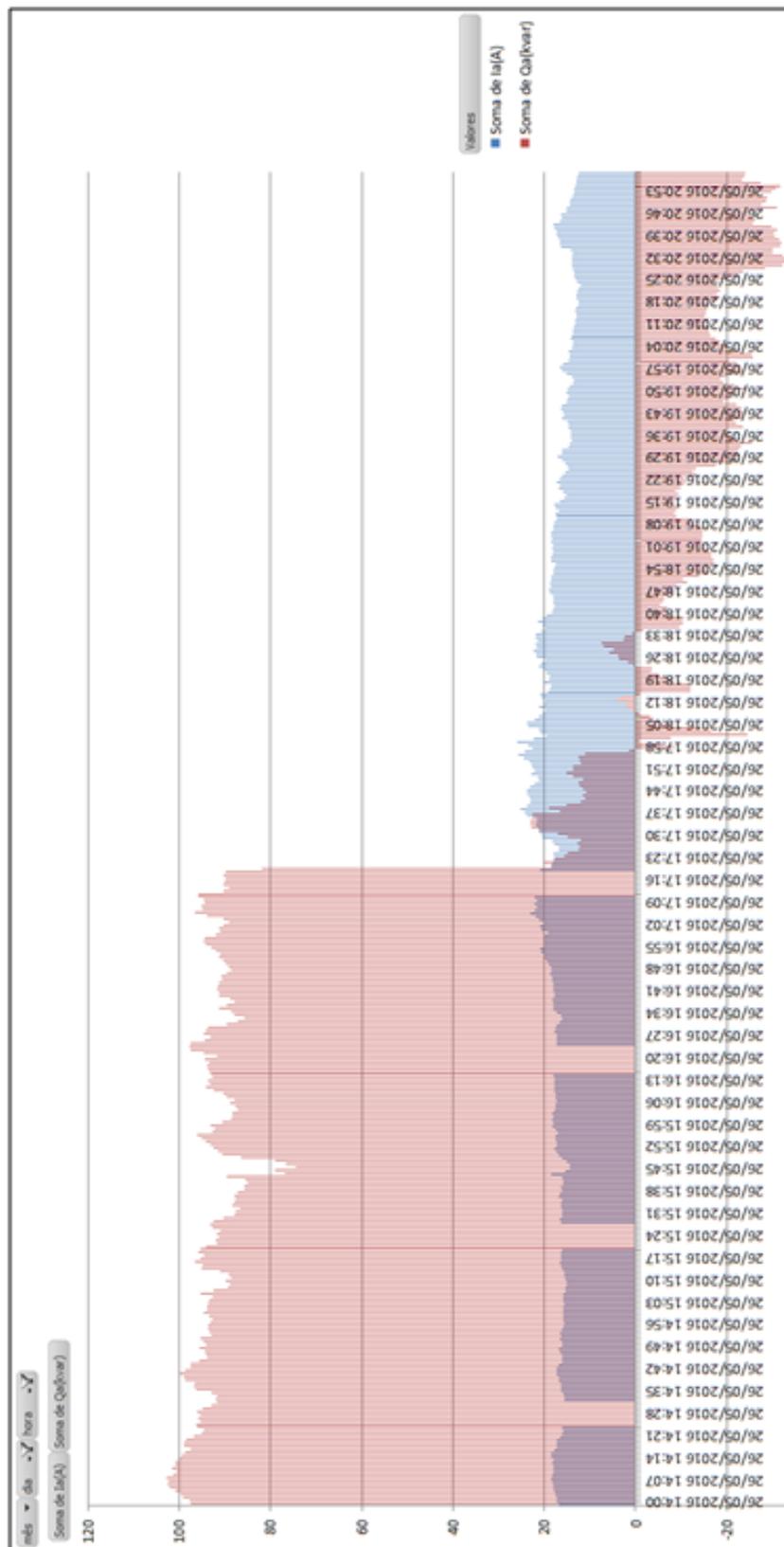


Figura 19: Comportamento da derivação 31794, após o capacitor entrar em operação

Fonte: (Software PSS/ADEPT)

O gráfico a seguir demonstra em outra visão, à acentuada variação de corrente e potência reativa, antes e após o fechamento do capacitor, também no dia 26/05/2016.



**Figura 20:** Comportamento da corrente e PQ, após o capacitor entrar em operação

**Fonte:** (Acervo do Autor)

Uma das melhores formas de qualificação do fornecimento de energia elétrica está no cálculo do DEC e FEC. Neste caso, foram consultados os históricos de interrupções dos anos de 2015 e 2016, através do software de controle de distribuição (CONDIS). A partir daí, foi possível criar um comparativo fiel, considerando que no ano de 2015 o capacitor não estava instalado e que em 2016 passou a operar.

Os resultados foram surpreendentes, demonstrando a redução na frequência e duração das interrupções.

Nas tabelas 4 e 5 é possível notar que em 2015 houve diversas interrupção por motivo de sobrecarga, com o DEC fechando o ano com 74,3 horas, o equivalente a mais de três dias sem o fornecimento de energia elétrica.

Em 2016 não foram registradas interrupções por motivo de sobrecarga. O ano ainda não terminou, porém, o DEC está em apenas oito horas. Se for feita uma projeção, (considerando que os dados foram extraídos no final do mês de outubro), o DEC de 2016 fecharia em 9,33 horas. O que representa melhoria de 87,44%, em relação ao ano de 2015.

**Tabela 4:** Interrupções no fornecimento de energia na derivação 31794 em 2015 (CONDIS; GEMINI, 2016)

ALIMENT.	DOCUMENTO	HORA INÍCIO	HORAFIM	DUR.	CAUSA	CON. TOTAL	CLIENTE HORA	DIC	DEC M	DEC HR.
CGAU	140007439	06/01/2015 11:28	06/01/2015 14:47	199	9/5Indeterminada	247	819,22	49153	182,72	3
CGAU	140651104	09/02/2015 07:03	09/02/2015 17:27	624	9/2Indeterminada	253	2631,2	157872	586,88	9,8
CGAU	142434719	29/05/2015 12:54	29/05/2015 19:13	379	9/2Indeterminada	252	1591,8	95508	355,05	5,9
CGAU	142515137	04/06/2015 07:50	04/06/2015 10:05	135	7/4Falhas Em Equipamentos	259	582,75	34965	129,98	2,2
CGAU	142708778	17/06/2015 15:16	17/06/2015 18:10	174	7/4Falhas Em Equipamentos	259	751,1	45066	167,53	2,8
CGAU	142928291	02/07/2015 17:38	02/07/2015 20:55	197	7/4Falhas Em Equipamentos	256	840,53	50432	187,48	3,1
CGAU	142949469	04/07/2015 15:07	04/07/2015 20:25	318,07	7/4Falhas Em Equipamentos	258	1367,7	82062,1	305,06	5,1
CGAU	142949469	04/07/2015 21:28	04/07/2015 23:47	139,18	7/4Falhas Em Equipamentos	51	118,3	7098,18	26,39	0,4
CGAU	143025412	09/07/2015 18:03	09/07/2015 19:19	76	8/1Operacionais Sobre carga	251	317,93	19076	70,91	1,2
CGAU	143042133	10/07/2015 18:20	10/07/2015 18:34	14	8/1Operacionais Sobre carga	259	60,43	3626	13,48	0,2
CGAU	143145925	17/07/2015 16:59	17/07/2015 20:05	186	8/1Operacionais Sobre carga	249	771,9	46314	172,17	2,9
CGAU	143184590	21/07/2015 16:25	21/07/2015 17:07	42	8/1Operacionais Sobre carga	260	182	10920	40,59	0,7
CGAU	143206810	22/07/2015 18:05	22/07/2015 20:35	150	8/1Operacionais Sobre carga	254	635	38100	141,64	2,4
CGAU	143222263	23/07/2015 17:53	23/07/2015 18:54	61	8/1Operacionais Sobre carga	259	263,32	15799	58,73	1
CGAU	143239709	27/07/2015 10:56	27/07/2015 15:13	256,93	8/1Operacionais Sobre carga	83	355,42	21325,2	79,28	1,3
CGAU	143306560	29/07/2015 17:56	29/07/2015 18:59	63	8/1Operacionais Sobre carga	250	262,5	15750	58,55	1
CGAU	143323923	30/07/2015 18:20	30/07/2015 19:56	96	8/1Operacionais Sobre carga	258	412,8	24768	92,07	1,5
CGAU	143331245	31/07/2015 10:07	31/07/2015 12:48	161	8/1Operacionais Sobre carga	250	670,83	40250	149,63	2,5
CGAU	143978730	14/09/2015 07:16	14/09/2015 14:11	415,47	4/3Meio Ambiente Árvore	234	1620,33	97220	361,41	6
CGAU	143978730	14/09/2015 07:16	14/09/2015 17:58	642,03	4/3Meio Ambiente Árvore	3	32,1	1926,09	7,16	0,1
CGAU	143978730	14/09/2015 07:16	15/09/2015 15:40	1944	4/3Meio Ambiente Árvore	25	810	48600	180,67	3
CGAU	144540971	23/10/2015 19:15	24/10/2015 07:00	705	4/3Meio Ambiente Árvore	87	1022,25	61335	228,01	3,8
CGAU	144540971	23/10/2015 19:15	24/10/2015 15:19	1204,47	4/3Meio Ambiente Árvore	175	3513,04	210782	783,58	13,1
CGAU	144540971	24/10/2015 11:15	24/10/2015 15:19	243,98	4/3Meio Ambiente Árvore	87	353,77	21226,3	78,91	1,3
CGAU	145214453	08/12/2015 11:47	08/12/2015 11:50	3	3/1Fenômenos Nat Vento	269	13,45	807	3	0,1
TOTAL								119998	4460,9	74,3

**Tabela 5:** Interrupções no fornecimento de energia na derivação 31794 em 2016 (CONDIS; GEMINI, 2016)

ALIMENT.	DOCUMENTO	HORA INICIO	HORAFIM	DUR.	CAUSA	CON. TOTAL	CLIENTE HORA	DIC	DECEM MIN	DECEM HR.	
CGAU 13	146263451	04/03/2016 18:17	05/03/2016 00:21	364	Vegetação	258	1565,2	93912	342,7	5,7	
CGAU 13	147146487	06/06/2016 16:12	06/06/2016 17:03	51	Cabo partido	266	226,1	13566	49,5	0,8	
CGAU 13	147156215	07/06/2016 12:30	07/06/2016 13:59	89	Cabo partido	274	406,43	24386	89,0	1,5	
TOTAL							131864	481,3	8,0		

#### 4.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO ESTUDO DE CASO

Visto toda a sistemática que envolve a conversão da derivação 31794, é possível perceber que o investimento é alto e pode não ser economicamente viável para a concessionária. Por se

tratar de área rural, o retorno do investimento seria demorado, haja vista que os consumidores rurais pagam o menor preço por kWh.

De fato, à conversão da derivação 31794 acontecerá apenas se for evidenciado à má qualidade no fornecimento de energia. Desta forma, com o respaldo e multas aplicados pela ANEEL, a concessionária não teria outra escolha a não ser a conversão.

Neste caso, se comparado os custos financeiro e tempo de instalação do capacitor, ao processo de conversão, fica comprovado que a proposta do trabalho é viável. Mesmo que a instalação do capacitor não corrija o problema de forma integral é possível minimizá-lo. Desta forma, pode-se ganhar tempo para o efetivo processo de conversão. Sendo garantido fornecimento de energia adequado aos consumidores, evitando multas e desprestígio a concessionária de energia.

Os resultados obtidos após a instalação do capacitor foram satisfatórios, havendo grande aproximação entre os valores calculados e os praticados.

A instalação do capacitor se mostrou eficaz e economicamente viável, podendo representar solução efetiva em casos onde há baixa transgressão elétrica. Em casos extremos como o da derivação 31974, o capacitor trouxe alívio imediato ao sistema, garantindo seu funcionamento com fornecimento de energia de qualidade, até que obras de melhoria e reforço da RDA possam ser realizadas.

A instalação de um banco de capacitor fixo para o presente estudo de caso, cria certa dificuldade com relação ao dimensionamento e verificação dos resultados. Isso acontece pelo fato da constante variação das cargas. No entanto, foi possível verificar a aproximação entre os resultados calculados e os obtidos no campo.

A metodologia utilizada permitiu uma análise integral dos principais pontos que convergiam ao trabalho. Contudo, foi possível verificar a conversão da hipótese em um procedimento eficaz a partir do estudo teórico e prático.

A redução no valor do DEC foi acentuada, o que representa claramente, redução na compensação financeira e extinção do risco de multas por parte da concessionária, mas principalmente satisfação dos consumidores, que passaram a receber energia elétrica de qualidade e com raras interrupções.

Através das leituras coletas pelo RE1000, foi possível a criação de algumas tabelas dinâmicas. Os gráficos supracitados fazem parte dessas planilhas, porém não foi possível inserir todas as informações que elas trazem no trabalho. No entanto, devido a relevâncias de tais informações, as leituras e planilhas estão disponíveis para consulta no endereço eletrônico: <<https://drive.google.com/open?id=0B1AzkimkqOZrYkljblZVWXJnbzQ>>.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Mediante os fatos expostos, pode-se dizer que a hipótese de correção do fator de potência em RDR monofásica, através da instalação de capacitor é verdadeira. Tudo isso, uma vez que os resultados obtidos mostraram que não apenas o objetivo principal de corrigir o fator de potência foi alcançado, mas que outras melhorias foram trazidas ao sistema elétrico em análise.

Considerando que o procedimento utilizado não era destinado, aplicado e analisado em redes monofásicas, não havia noções quanto ao seu comportamento, bem como a sua eficácia. Sendo assim, os resultados demonstraram que não apenas o fator de potência foi corrigido, mas que o nível de tensão foi melhorado, o consumo das cargas foi melhorado, a proteção parou de atuar por sobrecorrente e as interrupções no fornecimento de energia diminuíram de forma acentuada.

Como objetivo principal do trabalho, foi possível constatar que o fator de potência que estava fora dos limites permitidos pela ANEEL, quase atingiu o valor de excelência, ficando próximo do unitário.

O nível de tensão que também estava fora dos limites permitidos pela ANEEL, representando transgressão DRC, ficou dentro dos limites após a instalação do capacitor. Neste ponto, é importante ressaltar que durante a simulação no *PSS/ADEPT*, se o nível de tensão da derivação 31794 não estivesse transgredido, a redução no valor de corrente elétrica teria sido ainda maior. Neste caso, deve-se ressaltar que o capacitor não pôde atuar com sua capacidade nominal e que no instante que houve a melhoria no nível de tensão, as cargas passaram a consumir mais energia, elevando o valor da corrente novamente.

O problema principal, que era a operação do religador por sobrecorrente, também foi solucionado. No instante em que reduziu-se cerca de três amperes no sistema, o valor de *pick-up* não fora mais atingido e o religador não mais atuou por sobrecorrente.

O comparativo entre os valores de DEC entre os anos de 2015 e 2016 mostrou uma redução acentuada no número e duração de interrupções. Ainda que a influência da derivação 31794 na apuração geral do DEC seja pequena, deve-se atentar para o risco que a concessionária corre, caso o indicador fique fora dos limites da ANEEL. De tal modo que, o estudo proposto poderá ser aplicado a inúmeros outros casos, tornando grande sua influência sobre o DEC e o FEC.

Sendo assim, é possível perceber o quanto foi eficaz o estudo proposto. É possível perceber quantos requisitos de Qualidade de Energia Elétrica foram alcançados. Sendo importante ressaltar que esses requisitos são vitais aos contratos das concessionárias, mas que acima de tudo, eles garantem a continuidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Durante a construção do referencial teórico notou-se que haveria dificuldade na obtenção de bibliografia destinada ao objetivo principal do trabalho. De fato, por se tratar de assunto que não está normatizado, não foram encontradas bibliografias que tratam especificamente o assunto.

Outra dificuldade na construção do referencial teórico se deve ao fato de que a instalação de capacitores para correção do fp é muito difundida nas instalações industriais, já para as RDA, não há muitas referências e as encontradas não seguem um padrão específico, sendo na maioria das vezes instruções técnicas das concessionárias de energia elétrica. Neste caso, o trabalho servirá como material de consulta, tanto para criação de novos trabalhos teóricos, quanto ao norteamento em caso de novas aplicações reais.

Uma vez que a hipótese havia sido comprovada teoricamente pelo referencial, havia a necessidade de comprová-la na prática. O estudo de caso se mostrou um grande desafio, principalmente pela limitação de atuação no SEP e pelo elevado custo financeiro de aplicação.

A metodologia utilizada permitiu a comprovação da hipótese nos cenários teóricos e práticos. As ferramentas empregadas durante a coleta, análise e processamento de dados permitiu fiel projeção sistemática da derivação 31794, demonstrando os procedimentos e origens dos dados coletados, evidenciando a seriedade do trabalho.

Como forma de trabalhos futuros, pode-se destacar a possibilidade de aplicação de um capacitor automático no lugar do fixo, realizando a compensação reativa de acordo com as necessidades do sistema. O que eliminaria a possibilidade de situações em que a rede pudesse ficar descompensada reativamente pelo capacitor. Para o presente trabalho não foi verificada essa possibilidade, haja vista as limitações que ainda existem na instalação de bancos de capacitores automáticos nas RDA trifásicas e também pelo seu elevado custo financeiro.

Outra forma de trabalho futuro se dá no estudo, direcionamento e aplicação de reguladores de tensão em RDR monofásicas, também na derivação 31794. Haja vista, que o procedimento também é exclusivo ao sistema trifásico.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2015. **Quinto Termo Aditivo aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica N°002/1997-DNAEE, N°003/1997-DNAEE, N°004/1997-DNAEE, N°005/1997-DNAEE, CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.** Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos\\_Aplicacao/Quinto\\_Aditivo\\_004\\_1997\\_CEMIG.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/Quinto_Aditivo_004_1997_CEMIG.pdf)> Acesso em: 27 de setembro de 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica.** Brasília, 2013. 12 p. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 10 abril 2010.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Manual de Fiscalização da Distribuição 2003 – ANEEL.** Disponível em: <[www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual\\_da\\_Distribuicao.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Manual_da_Distribuicao.pdf)>. Acesso em: 15 de outubro de 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Nota Técnica nº0083/2012-SRD/ANEEL. Brasília, 2012. 19 p. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 28 março 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Nota Técnica nº0154/2013-SRD/ANEEL.** Brasília, 2013. 13 p. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 26 março. 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica– PRODIST.** Brasília, 2016. 76 p. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 23 julho 2016.

ANSI / IEEE C337.60 – 2003 *Standards Requirements for Overhead Pad-Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupters for Alternating Current Systems Up to 38kV.* Disponível em: <<https://www.ansi.org/>>. Acesso em: 29 de setembro de 2016.

BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. **LEI Nº8.987, DE 13 DE FEVEREIRO DE 1995.** Portal da Legislação, Brasília, 1995. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L8987cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987cons.htm)>. Acesso em: 20 de agosto de 2016.

CEMIG, C. E. **Instalações Básicas de Redes de Distribuição Aéreas Rurais.** Belo Horizonte, 2012. Disponível em: <[https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Documents/ND-2.2\\_setembro\\_2012.pdf](https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Documents/ND-2.2_setembro_2012.pdf)>. Acesso em: 10 de agosto de 2016.

CEMIG, C. E. **Compensação Reativa na Média Tensão – Configuração do Banco de Capacitores e Instalação Básica do Banco Automático.** Belo Horizonte: Editora CEMIG, 2015.

CEMIG, C. E. **Compensação Reativa na Média Tensão – Configuração do Banco de Capacitores e Instalação Básica do Banco Fixo.** Belo Horizonte: Editora CEMIG, 2012.

Cemig, C. E. **Estudo de Distribuição Padrões de Montagem de Estruturas – E.D 2.21**. 1ªed. Belo Horizonte: CEMIG, 1991.

CEMIG, C. E. **Fatura de baixa Tensão. Belo Horizonte**. 2016. Disponível em: <[http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Paginas/fatura\\_baixa\\_tensao.aspx](http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Paginas/fatura_baixa_tensao.aspx)>. Acesso em: 09 de outubro de 2016.

CEMIG, C. E. **Guia de Serviços Operação de Bancos de Capacitores**. Belo Horizonte: Editora CEMIG, 2015.

CEMIG, C. E. **Instalações Básicas de Redes de Distribuição Aéreas Rurais – N.D. 2.2**. Belo Horizonte: Editora CEMIG, 2002.

CEMIG, C. E. **Manual de Gerenciamento de Energia**. Belo Horizonte, 2011. 19 p. Disponível em: <[www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br)>. Acesso em: 07 abril 2016.

CONDIS; GEMINI. **Sistemas de Controle de Distribuição**. Disponível em: <[https://sistemas-deacessoremoto.cemig.com.br/Citrix/XenApp/auth/login.aspx?CTX\\_MessageType=SUCCESS&CTX\\_MessageKey=UsableClientForced](https://sistemas-deacessoremoto.cemig.com.br/Citrix/XenApp/auth/login.aspx?CTX_MessageType=SUCCESS&CTX_MessageKey=UsableClientForced)>. Acesso em: 15 de outubro de 2016.

CREDER, Hélio. **Instalações elétricas**. 15ªed. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos, 2007. xii, 428p.

ELGERD, I. Olle. **Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica**. Trad. Ademaro Alberto Machado Bittencourt. São Paulo.

GOOGLE Drive – **LEITURAS RE1000**. Disponível em: <<https://drive.google.com/open?id=0B1AzkimkqOZrYkljblZVWXJnbzQ>>. Acesso em: 04 de novembro de 2016.

IEC. **International Electrotechnical Commission**. Disponível em: <[www.iec.ch/about/](http://www.iec.ch/about/)>. Acesso em: 23 de setembro de 2016.

IEEE. **Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos**. Disponível em: <[www.ieee.org/index.html](http://www.ieee.org/index.html)>. Acesso em: 29 de setembro de 2016.

KAGAN, N.; OLIVEIRA C.; ROBBA, E. J.; **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 1º Ed. São Paulo. Editora Edgard Blucher, 27/01/2015, 344p.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE. **Proteção de sistemas elétricos de potência / João Mamede Filho, Daniel Ribeiro Mamede – [Reimpr.] – Rio de Janeiro: LTC, 2014.**

MAMEDE FILHO, João. **Instalações elétricas industriais**. 8ªed. Rio de Janeiro: LTC, 2012. 666 p.

NOJA. **OSM Manual do Usuário**. NOJA Power.126 p. 2013.

O'MALLEY, Jhon. **Análise de Circuitos**. Trad. Moema Sant'Anna. 8ªed. São Paulo: Editora Makron Books, 1993.

POMILIO, J. A; DECKMANN, S. M. **Distorção harmônica: causas, efeitos e soluções**.

Universidade Estadual de Campinas. Campinas: DSCE-FEEC, 2003. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/antenor/pdf/qualidade/a4.pdf>>. Acesso em 05 de abr. 2016.

ROBBA, E. J. **Introdução a sistemas elétricos de Potência**. 2ªEd. São Paulo: Editora: Edgard Blucher, 2001, 484p.

SALARI FILHO, J. C.; **Características das Descargas Atmosféricas para Estudos de Desempenho de linhas de Distribuição e Transmissão** – Relatório Técnico DPP/PER nº737 CEPEL, Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

SCHNEIDER, Eletric. **Qualidade de energia Harmônica**. 2003. Disponível em: <<http://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/harmon.pdf>>. Acesso em: 12 de outubro de 2016.

SILVA, José M. da; SILVEIRA, Emerson S. da. **Apresentação de Trabalhos Acadêmicos: normas e técnicas**. 1ªEd. Juiz de Fora – MG: Editoração eletrônica, 2002, 176p.

WEG - **Manual para Correção do Fator de Potência**. 2015. 40p.

Disponível em: <[www.weg.net/br](http://www.weg.net/br)>. Acesso em: 02 abril 2016.

**APÊNDICE A AUTORIZAÇÃO COORPORATIVA****CONSTRUREDE ELETRICIDADE LTDA****CNPJ: 00600238000158****Av. Pres. Tancredo Neves, 2115 - Zacarias, Caratinga - MG**

OFÍCIO DE SOLICITAÇÃO

Caratinga/MG, 11 de março de 2016

Ilustríssimo Sr. Moacyr Mendonça Costa Júnior

Gerente e Eng. Eletricista, CREA: 61403/D

Solicitamos a esta conceituada instituição autorização para citar informações que venham a contribuir para uma pesquisa de cunho científico (TCC – Trabalho de Conclusão de Curso), que será desenvolvida pelo Sr. José Francisco Ribeiro Júnior, brasileiro, solteiro, estudante, inscrito no CPF sob o nº 103.228.756-09, residente e domiciliado à Vila Miranda nº 37, Caratinga.

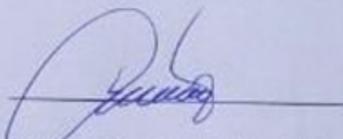
Os dados necessários à pesquisa citada acima, referem-se a serviços de construção e manutenção prestados a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, perante o contrato de nº 4680004182 com vigência entre 09/02/2011 a 08/02/2017.

00.600.238/0001-58

CONSTRUREDE ELETRICIDADE LTDA

AV. PRESIDENTE TANCREDO NEVES, 2.115  
BAIRRO ZACARIAS - CEP: 35300 - 102

CARATINGA - MG

  
Moacyr Mendonça Costa Júnior

Eng. Eletricista, CREA: 61403/D

Moacyr Mendonça Costa Júnior  
Engenheiro Eletricista  
Engenheiro de Segurança do Trabalho  
RG CREA 61403/D

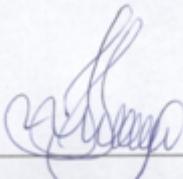
## ANEXO A PROORC – ORÇAMENTO DE SERVIÇOS

CÓDIGO	DESCRIÇÃO	QUANT. SERV.	QUANT. US.	TOTAL US
MOCR1F43F10	MÃO-DE-OBRA CONVERSÃO RDR 1F 43F10	6,8670	7,4600	51,2278
MOCRANC	INST. ESTAI ÂNCORA, REESTICAMENTO DE COND (RDR 1/E)	5,0000	0,3900	1,9500
MOCRAPI	INSTALAR POSTE EQUIPADO (RDR 1)	7,0000	1,2000	8,4000
MOCRAP3	INSTALAR POSTE EQUIPADO (RDR 3) 4 – 1/0 AWG	1,0000	1,2000	1,2000
MOCRAPID	INSTALAR POSTE SEM EQUIPAGEM	41,0000	0,3900	15,9900
MOCRAPIR	RETIRAR POSTE DESEQUIPADO	40,0000	0,3900	15,6000
MOCRAPR3	RETIRAR POSTE EQUIPADO (RDR 3) 4 – 1/0 AWG	1,0000	0,8400	0,8400
MCCRNC	MATERIAL PARA CONCRETAGEM DE BASE DE POSTE	1,0000	0,2000	0,2000
MCCRRLG3	INST. RELIGADOR, SECCIONALIZ OU AUTOTRANSF – RDR 3/E.	1,0000	1,2000	1,2000
MCCRRLGR	RET RELIGADOR, SECCIONALIZ OU AUTOTRANSF, RDR 1/E.	1,0000	0,2000	0,2000
CONSTRUÇÃO		TOTAL		96,8978
MOPIR	PROJETO DE INTERCALAÇÃO DE POSTE EM ÁREA RURAL	7,0000	1,0000	7,0000
MOPRM	PROJETO DE MODIFICAÇÃO DE POSTE EM ÁREA RURAL	4,0000	1,7000	6,8000
MOPRRL	PROJ COMPL REFORMA/REFORÇO RDR C/ LEVANT DE CAMPO	6,8670	8,9200	61,2536
PROJETO		TOTAL		75,0536

## ANEXO B PRORC – ORÇAMENTO DOS PRINCIPAIS MATERIAIS

006	00092031	CABO DE AÇO SM 1/4P (0,4MM) 7 FIOS	KG	-	155,00
006	00220475	CABO CA 34MM² (2AWG)	KG	MUT	37,17
007	00002004	CABO DE AÇO HS 3/8P (9,5MM) 7FIOS	KG	MUT	1.104,00
008	00220418	CABO CAA 53MM² (1/0AWG)	KG	MUT	4.672,30
009	00377442	FIO AÇO 1N2 (8,54MM) ALUMINIZADO	KG	MUT	1.117,27
010	00082107	TUBO ISOLANTE TERMOCONTRÁTIL 120/50 MM	M	-	6,00
011	00225856	CABO AL 1X 70MM² 1KV	M	MUT	4,50
012	00231530	CABO AL 1X 150MM² 15KV PROTEGIDO	M	MUT	10,00
013	00726002	CABO TRIPLEX CA 2X1X35+70 1KV	M	MUT	48,00
014	00231548	CABO AL 1X 50MM² 15KV PROTEGIDO	M	MUT	12,50
015	00225623	CABO AL 1X 10MM² 1KV	M	MUT	6,00
008	00207520	POSTE CONCRETO CIRCULAR 13M 600DAN	PC	SIM	1,00
009	00206074	POSTE EUCALIPTO 11M 300DAN	PC	SIM	37,00
100	00208082	POSTE EUCALIPTO 11M 600DAN	PC	SIM	9,00
101	00208108	POSTE EUCALIPTO 12M 600DAN	PC	SIM	3,00
102	00273003	RELÍZIADOR TRIFÁSICO 24,2KV 500A 12KA P/AUTOMAÇÃO	PC	SIM	1,00
103	00245770	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 15KV 10KVA	PC	SIM	1,00
104	00273417	CHAVE FACA UNIPOLAR 15KV 630A	PC	SIM	9,00
105	00293310	CHAVE FUSÍVEL REPETIDORA MONOFÁSICA 15KV 7,1KA	PC	SIM	7,00

**ANEXO C ORÇAMENTO DE INSTALAÇÃO DO CAPACITOR**

<b>CONSTRUREDE</b> <b>CONSTRUREDE ELETRICIDADE LTDA.</b> CNPJ 00.600.238/0001-58 Projeto - Construção - Manutenção e Conservação de Redes Elétricas.
Caratinga, 18 de Outubro de 2016.
À José Francisco Ribeiro Júnior Prezado Senhor, Em atenção à solicitação de V.Sa. apresentamos abaixo o orçamento para atendê-lo no Córrego Rio Preto, Município de Caratinga - MG.
<b>Descrição do Serviço:</b> 1- Modificação de rede com instalação de estrutura "U3" com chave faca e estai para derivação e extensão de 10 metros de RDR monofásica com instalação de 01 poste 11-300M equipado com estrutura "U2", para instalação de 01 capacitor 100KVAR, chave fusível, para raios e aterramento, Material e mão de obra padrão CEMIG.
<b>Custo do Serviço:</b> O custo do Serviço acima especificado é de: 1- R\$ 10.470,00 ( Dez Mil Quatrocentos e Setenta Reais).
<b>Forma de Pagamento:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Poderá ser dividido de 02 parcelas, sendo, metade na assinatura do contrato e a outra metade na conclusão da obra.</li><li>• Poderá ser dividido de 04 parcelas iguais, sendo, entrada na assinatura do contrato, 30, 60 e 90 dias.</li></ul>
O prazo de execução do serviço é de 40 dias após aprovação e liberação do projeto pela CEMIG. A validade da proposta é de 30 dias.
<b>OBS: O Cliente deverá fornecer toda documentação necessária para aprovação do projeto junto a CEMIG.</b>
Atenciosamente, 
CEL – Construrede Eletricidade Ltda. <b>Felipe Silva Campos</b> ENGENHEIRO ELETRICISTA RG CREA 181131/D