

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**METODOLOGIA DA PREDIÇÃO ESTATÍSTICA A
MÉDIO PRAZO PARA AVALIAÇÃO DA
CONFORMIDADE DA TENSÃO EM CIRCUITOS DE
DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIOS**

Walter Barbosa Junior

Itajubá, Dezembro de 2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**METODOLOGIA DA PREDIÇÃO ESTATÍSTICA A MÉDIO PRAZO
PARA AVALIAÇÃO DA CONFORMIDADE DA TENSÃO EM
CIRCUITOS DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIOS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Luiz Eduardo Borges da
Silva

Co-Orientador: Dr. Seun Ahn

Walter Barbosa Junior

Dezembro de 2011
Itajubá - MG

*“Aos meus pais Valter e Marlene,
meus irmãos William e Mara e
especialmente a minha esposa
Flaviana por sempre acreditarem e
investirem em mim.”*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a DEUS, pelo ontem, pelo hoje e pelo amanhã, pois sem ELE nada seria possível realizar.

À minha família, meu pai Valter, minha mãe Marlene, meu irmão William e minha irmã Mara, pelo carinho, por sempre acreditarem em mim e nunca deixarem de me incentivar.

A Flaviana, pelo amor, carinho, apoio, paciência e conselhos nos momentos difíceis.

Em especial aos Professores Germano Lambert Torres e Luiz Eduardo Borges da Silva, pela oportunidade, pelo apoio, amizade e pela sábia e segura orientação no desenvolvimento deste trabalho.

Em especial ao Sr. Dr. Murilo da Silva, pela amizade, paciência, atenção, prontidão, conselhos e por seu imprescindível auxílio no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Sr. Dr. Se Un Ahn, pela oportunidade, pelo apoio, confiança, amizade, conselhos e por sua co-orientação no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os meus amigos e amigas que tive a honra de conhecer durante este curso de especialização e mestrado, pela ajuda nos momentos de trabalho sério, assim como pelos momentos de descontração e alegria.

A todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para realização deste trabalho.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Visão Geral do Sistema Elétrico de Distribuição	1
1.2	Histórico da Legislação	3
1.3	Estrutura da Dissertação	5
2	ESCOPO	7
2.1	Representação da Rede Secundária - Elementos Elétricos e Topologia	7
3	CURVA DE CARGA	12
3.1	Visão Geral da Curva de Carga	12
3.2	Descrição e Caracterização da Curva de Carga Diária Típica	13
3.3	Aleatoriedade das Cargas	16
3.4	Consumos Individuais	17
3.5	Curva Diária de Carga	18
4	PRODECIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - PRODIST	20
4.1	Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – Direcionada a Rede de Distribuição Secundária	20
4.2	Multa por Transgressão dos Índices de DRP e DRC	26
5	PLANEJAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA	28
5.1	Proposta para Solução de Técnica de Planejamento	29
6	PROCEDIMENTOS	32
6.1	Os Critérios de Instalações das Medições Gráficas	32
6.2	A Logística de Atendimento da Concessionária a uma Reclamação de Nível de Tensão	34
7	METODOLOGIA	36
7.1	Fluxo de Potência	36
7.2	Processo de Simulação Monte Carlo	37
7.3	Conversão das Curvas Diárias de Carga de 96 para 144 pontos	39
7.4	Agregação de Curvas de Carga no Trecho Analisado	41
7.5	Procedimento para Geração das Curvas de Carga a partir do Consumo Mensal de cada Cliente	42
7.6	Modelagem da Queda de Tensão (Matlab®)	43
8	DESENVOLVIMENTO	44
8.1	Identificação do Setor Secundário para Análise	44
8.2	Geração do Vetor de Tensão para Inicialização do Fluxo de Potência	45
8.3	Simulações	49
8.3.1	1ª Bateria de Simulações	49
8.3.2	2ª Bateria de Simulações	55
8.4	Comportamento das Curvas de Carga	57
9	PLANEJAMENTO DE MÉDIO E LONGO PRAZO	60
10	CONCLUSÃO	63
11	PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS	66
12	REFERÊNCIAS	67
13	APÊNDICE A – ARTIGO PUBLICADO NO CBQEE EM 2009	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação de um Sistema de Distribuição	1
Figura 2 - Topologia da Rede Secundária Cadastrada no GIS.....	9
Figura 3 - Transformador de Distribuição 15kV.....	9
Figura 4 - Barramento Secundário (rede aérea nua)	10
Figura 5 - Ponto de Entrega ao Consumidor.....	11
Figura 6 - Demanda dos Equipamentos Individuais e Demanda Total.....	15
Figura 7 - Curva de Carga Diária Demandas Médias de 15 Minutos	18
Figura 8 – Identificação do Ponto para Instalação de Medição Gráfica	21
Figura 9 - Representação Gráfica do Método de Monte Carlo	38
Figura 10 - Representação Gráfica de uma Curva de Carga de 96 pontos	40
Figura 11 - Representação Gráfica de uma Curva de Carga de 144 pontos	40
Figura 12 – Curva de Carga – Cliente Residencial com Consumo de 300 kWh/mês.....	43
Figura 13 – Foto do Setor em Análise Extraída da Base GIS.....	45
Figura 14 - Curva de Tensão Média – Secundário Transformador.....	46
Figura 15 - Curva de Corrente no Transformador – Simulada x Medida.....	51
Figura 16 - Curva Corrente Borne Secundário do Transformador - Fase A.....	52
Figura 17 - Curva Corrente Borne Secundário do Transformador - Fase B	53
Figura 18 - Curva Corrente Borne Secundário do Transformador - Fase C	54
Figura 19 - Curvas de Tensão Transformador – (7 dias da semana)	55
Figura 20 – Comparativo de Curvas de Carga	57
Figura 21 – Curvas de Carga Média (91000100, 91000200 e 91000300).....	58
Figura 22 – Curvas de Carga Média + Desvio Padrão (91000100, 91000200 e 91000300)	58
Figura 23 – Corrente no Transformador Projetada (2015).....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Eletrodomésticos: Consumos e Potências	17
Tabela 2 - Tensões Nominais Padronizadas Iguais ou Inferiores a 1kV (PRODIST – Módulo 8).....	22
Tabela 3 – Patamares de Carga	30
Tabela 4 – Caracterização das Unidades Consumidoras.....	48
Tabela 5 – Resultados das Simulações 1.....	49
Tabela 6 – Resultados das Simulações 1.1.....	50
Tabela 7 – Resultado das Medições em Campo.....	50
Tabela 8 – Resultados das Simulações 2.....	56
Tabela 9 – Taxas de Crescimento CPFL Paulista	61
Tabela 10 – Planilha de Simulações Inserindo-se Taxas de Crescimento	61

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
CO	Centro de Operações
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DRC	Duração Relativa de Transgressão Crítica
DRP	Duração Relativa de Transgressão Precária
GIS	Geospatial Information System
kVAs	Estimativa de Demanda por Patamar de Consumo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SD	Sistema de Distribuição
SED	Sistema Elétrico de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência

RESUMO

A Energia elétrica é um produto cada vez mais importante para a população no Brasil e no Mundo. Os órgãos que regulam a qualidade da distribuição de energia no Brasil aplicam severas penalizações às concessionárias que transgridem os níveis aceitáveis de tensão. Em contrapartida, as concessionárias buscam reduzir os seus custos operacionais, ou seja, melhorar o produto fornecido sem fazer maiores investimentos.

A utilização de registradores digitais de tensão para o controle dos níveis de tensão é a ferramenta adotada atualmente pela CPFL Paulista para monitorar, controlar e apurar efetivamente em campo os níveis de tensão da rede de distribuição secundária. Para efeito de elaboração de projetos, a mesma dispõe de *softwares* que fazem as análises de queda de tensão. Contudo, estes *softwares* não possuem ferramentas para análise dos índices de transgressão dos níveis de tensão, seja em caráter imediato ou a longo prazo.

A metodologia proposta não substitui a obrigatoriedade de se executar medições em campo, pelo fato dos consumidores terem formalizado as reclamações de nível de tensão. Contudo, a mesma tem como objetivo planejar a distribuição da tensão ao longo da rede secundária e desta forma, teoricamente, reduzir custos operacionais e de penalizações frente ao fornecimento inadequado de energia elétrica.

Diante da escassez de bibliografias sobre o assunto, a metodologia proposta implementa conceitos de curvas de carga, geração de processos aleatórios “Método de Monte Carlo”, utilização da base de dados da concessionária e também os dados de faturamento. Com base nisto foi desenvolvido um algoritmo sobre a plataforma do *software* Matlab®, onde foi possível implementar uma metodologia que, com base em rotinas de fluxo de potência, é possível identificar as possíveis transgressões que uma determinada rede de distribuição secundária poderá vir a sofrer ao longo dos anos.

Para efeito de comparação e validação da metodologia proposta, foi eleito um determinado setor de distribuição secundário onde foram instalados equipamentos de medição para monitorar os níveis de tensão. Avaliada e validada a metodologia, na sequência foram inseridas taxas de crescimento no algoritmo, visando sempre a previsão de possíveis transgressões do setor em análise.

Palavras-chave: Rede de Distribuição Secundária; Monitoramento dos Níveis de Tensão; Variação de Tensão de Longa Duração; Curva de Carga; Planejamento.

ABSTRACT

Electric energy is a product more and more important for the population in Brazil and in the World. The organs that regulate the quality of the power distribution in Brazil apply severe penalties to utilities that violate the acceptable voltage levels. In contrast, the utilities seek to reduce their operating costs, that is, improve the product delivered without making major investments.

The use of digital recorders for the control of voltage levels are the tools currently adopted by CPFL Paulista to monitor, control and effectively determine in-field the voltage levels of the secondary distribution network. For the purpose of elaboration of electrical projects, CPFL has softwares that perform the voltage drop analyses. However, these softwares do not have the tools to analyze the amounts, of voltage level transgressions, neither immediately nor in a long-term basis.

The proposed methodology does not replace the obligation to perform field measurements, because of the fact that the consumer has already formalized the complaint of inadequate voltage level. However, it has as objective to plan the voltage distribution along the secondary network and thus, theoretically, reduce operational costs and penalties due to improper power supply.

Considering the scarcity of bibliography on the subject, the proposed methodology implements some concepts of load curves, generation of random processes "Monte Carlo Method," use of database and also the utility's billing data. Based on that, an algorithm was developed on Matlab ® software platform, where it was possible to implement a methodology based on load flow routines that can identify possible transgressions a given secondary distribution network may suffer over the years.

For comparison and validation of the proposed methodology, a determined distribution secondary-grid sector had installed a measuring equipment to monitor it's voltage levels. After having the methodology evaluated and validated, the next step was to load the rates of growth into the algorithm, always seeking the prediction of possible voltage transgressions of the sector under analysis.

Key Words: Secondary Distribution Network; Monitoring of Voltage Levels; Long-time Voltage Variation; Load Curve; Planning.

1 INTRODUÇÃO

Como um produto que deve ser fornecido aos seus consumidores, a energia elétrica necessita manter padrões de qualidade e confiabilidade de fornecimento que são regulados por normas e fiscalizados pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Um dos aspectos fundamentais do serviço de entrega do produto energia elétrica é a manutenção do nível de tensão com fornecimento dentro dos limites estabelecidos, os quais devem ser obedecidos em todos os níveis de tensão do Sistema de Distribuição (SD). Desta forma, torna-se fundamental dispor de sistemas que possibilitem simular e analisar possíveis distorções dos níveis de tensão, gerando ações efetivas para manter as tensões nos alimentadores dentro de uma faixa pré-determinada pelo documento: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, especificamente, o Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

1.1 Visão Geral do Sistema Elétrico de Distribuição

O Sistema Elétrico de Distribuição (SED) compreende centenas de equipamentos interligados entre si e se desenvolvem por extensas áreas territoriais. Estes sistemas são planejados, construídos e operados de modo a atender os tipos de cargas mais variados, como: residências, comércios, indústrias, consumidores rurais dentre outros.

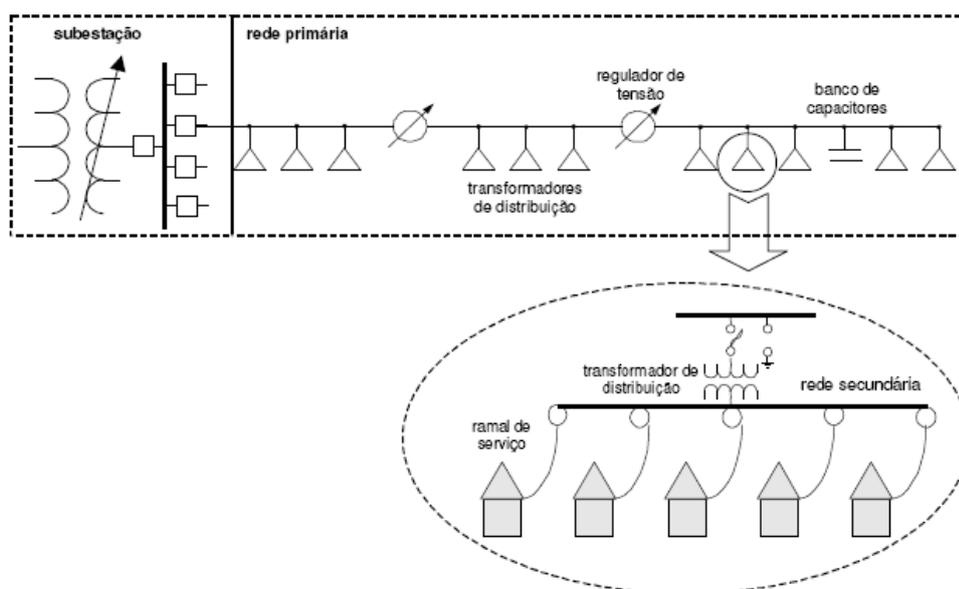


Figura 1 – Representação de um Sistema de Distribuição

Interpreta-se como Sistema Elétrico de Potência, no âmbito das distribuidoras de energia elétrica, como sendo um sistema complexo composto por: subestações abaixadoras, circuitos alimentadores de distribuição (redes primárias - média tensão), transformadores de distribuição, circuitos de distribuição em baixa tensão (redes secundárias – baixa tensão) e unidades consumidoras. A Figura 1 ilustra a disposição destes equipamentos nas redes de distribuição.

O planejamento e operação dos sistemas de distribuição não é uma tarefa simples, pois levam-se em consideração diversas variáveis para garantir a qualidade, conformidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Entende-se por qualidade no fornecimento de energia elétrica a disponibilidade, ou seja, o fornecimento ininterrupto de energia na qualidade desejada pelo usuário. Quanto à conformidade, as concessionárias devem buscar o fornecimento de uma energia limpa, praticamente isenta de flutuações e de harmônicas, com forma de onda senoidal.

Esta tarefa é dificultada pela variedade de cargas ligadas à rede elétrica, ocasionando flutuações nas tensões e distorções na forma senoidal pura. Neste sentido, a concessionária deve monitorar continuamente os distúrbios, orientando e auxiliando os consumidores a ligarem corretamente seus equipamentos e sobretudo, agir para que os problemas de um usuário não se propaguem via rede elétrica. Ou seja, se um determinado consumidor instala em sua unidade consumidora uma carga perturbadora (ex. máquina de solda), certamente os vizinhos que estão conectados ao mesmo setor secundário sofrerão severas variações dos níveis de tensão.

A qualidade da energia conforme PRODIST – Módulo 8, pode ser discriminada da seguinte forma:

- *Tensão em regime permanente;*
- Fator de potência;
- Variações de tensão de curta duração;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variação de frequência.

Dentre as características que compõem a qualidade do produto (energia), listadas anteriormente, a tensão em regime permanente será o foco das pesquisas apresentadas neste trabalho.

1.2 Histórico da Legislação

A legislação básica do setor elétrico se formou ao longo de quase 70 anos de história. É uma soma de artigos da Constituição, leis complementares e ordinárias, decretos, portarias interministeriais, portarias do Ministério de Minas e Energia (MME) e do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), resoluções da ANEEL e Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA).

A reforma do Estado no Brasil começou a ser desenhada com a aprovação da Lei de Concessão dos Serviços Públicos, Lei 8.987, de fevereiro de 1995. Os artigos dispostos nesta primeira iniciativa precisavam ser aprofundados para permitir o ingresso de recursos da iniciativa privada no aumento da oferta de energia elétrica. Então, quatro meses depois, em julho de 1995, a Lei 9.074 regulamentou a legislação anterior no que diz respeito ao mercado de energia. No ano seguinte, a Lei 9.427, em 26 de dezembro de 1996, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cujo regulamento foi definido no Decreto 2.335, em 6 de outubro de 1997. O decreto estabelece as diretrizes da ANEEL, suas atribuições e estrutura básica, bem como o princípio da descentralização, que permite à agência reguladora estender sua ação aos mais diversos pontos do país.

A seguir são apresentadas as principais atribuições da ANEEL:

- Regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica;
- Mediar os conflitos de interesse entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores;
- Conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia;
- Garantir tarifas justas (módicas);
- Zelar pela qualidade do serviço;
- Exigir investimentos;
- Estimular a competição entre os operadores;
- Assegurar a universalização dos serviços.

Como definido na “web” da ANEEL, esta tem como missão propiciar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Após dois anos da criação da ANEEL, foi criado pela lei 9.648 em 26 de agosto de 1998 e pelo Decreto 2.655/98 o ONS – Operador Nacional do Sistema, que teve seu funcionamento autorizado pela ANEEL, com a Resolução 351/98. Trata-se de uma entidade de direito privado responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros.

Alguns anos mais tarde, através de projeto de Lei Complementar, o governo do Estado de São Paulo criou em 07 de dezembro de 2007 a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP. Órgão que exerce competências regulatórias próprias do Estado e também as delegadas pela União e pelos Municípios.

Diante da privatização de várias concessionárias de energia do Brasil em meados de 1997, os sistemas de distribuição passaram a ter um papel fundamental antes ofuscado pelos sistemas de transmissão, pois foram os setores de maior abertura à iniciativa privada. Devido a este fato, foram introduzidos, nestes setores, regulamentações que deram uma nova visão ao consumidor e à própria concessionária. Atualmente, é notória a preocupação das distribuidoras em monitorar e controlar os níveis de tensão em seu sistema elétrico, tendo em vista que, após a criação de normas que regulamentam o fornecimento adequado e contínuo de energia elétrica, estas empresas estão sujeitas a diversos tipos de penalizações.

Com o crescimento do número de produtos eletrônicos fabricados no Brasil e no Mundo, que apresentam faixas toleráveis de variações de tensão cada vez menores, o governo brasileiro, representado pelos seus órgãos competentes (ANEEL, ONS, ARSESP no estado de São Paulo e outros), tem elaborado diversas normas e regulamentações que definem parâmetros de qualidade de energia. Estas têm como objetivo mitigar possíveis problemas em equipamentos eletro-eletrônicos e, por consequência a boa prestação de serviços públicos a todos os consumidores brasileiros.

A criação destes órgãos e o seu acompanhamento pelas mídias de comunicação nacional fizeram com que os mais variados tipos de consumidores se preocupassem de forma mais intensa com o cenário energético nacional. Pois poucos minutos sem

energia, em alguns centros urbanos e industriais, podem ter consequências catastróficas, seja no âmbito econômico financeiro, social e até mesmo no cotidiano das empresas.

Além dos danos causados pela falta de energia propriamente dita, existem os prejuízos causados pela baixa qualidade do fornecimento de energia elétrica. O objetivo deste trabalho é abordar exatamente esta questão, mas voltada para o sistema de distribuição da rede secundária.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é composta de 10 capítulos.

Neste primeiro capítulo foi feita uma apresentação geral da necessidade de se manter a qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras (concessionárias) e na sequência, foi apresentada uma introdução geral dos sistemas elétricos de distribuição e também o histórico da legislação no setor.

No segundo, é apresentado o escopo do trabalho, o que levou ao desenvolvimento da metodologia proposta para aplicação na rede de distribuição secundária. Complementando o capítulo, para completo entendimento da proposta é feita uma representação de uma rede de distribuição secundária.

No terceiro, é descrita a curva diária típica de consumo e as vantagens em aplicá-la para a implementação de fluxos de potência na rede de distribuição. É demonstrado também, passo a passo, como foram geradas estas curvas para que se pudesse compor o banco de dados da concessionária CPFL Paulista.

No quarto, são descritos os procedimentos que normatizam a qualidade da energia elétrica no Brasil. Ou seja, é apresentado o PRODIST e, mais especificamente, o seu módulo 8, citando suas particularidades, como ele deve ser implementado e, também, as penalizações da distribuidora pelo não atendimento do regulamento em questão.

No quinto, é realizada uma introdução ao método de planejamento da rede secundária com o uso de curvas de carga. Onde este utilizado em conjunto com a base de dados de rede da distribuidora, substitui, com ganhos significativos, o antigo cálculo por patamares de consumo (kVAs).

No sexto, são descritos os procedimentos adotados pela distribuidora para o controle e monitoramento dos níveis de tensão da rede de distribuição secundária. É

apresentado também todo o processo de atendimento à reclamações de consumidores referentes a níveis de tensão.

No sétimo, é descrita toda metodologia, que envolve os procedimentos necessários para o cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição secundárias. O método utilizado para geração das curvas de carga de 144 pontos, as respectivas formas de agregação das mesmas e todo processo de modelagem da queda de tensão desenvolvido no Matlab® são apresentados.

No oitavo, são descritos todo o desenvolvimento e implementação da metodologia proposta, apresentando o critério para escolha do circuito a ser analisado, a criação do vetor de tensão “*input*” do programa e a extração da estrutura da rede a partir da base de dados da distribuidora. De posse destes dados são feitas as simulações e analisados os dados para validação da metodologia.

No nono, são feitas simulações focando o planejamento da rede de distribuição secundária à longo prazo. Ou seja, foram feitas simulações que indicam quando a rede analisada apresentará índices de DRP/DRC fora dos limites aceitáveis.

No décimo, é apresentada a conclusão da metodologia proposta. São descritas as análises comparativas entre as medições em campo e os dados simulados.

2 ESCOPO

Diariamente, as distribuidoras de energia elétrica recebem inúmeras reclamações relacionadas a problemas de nível e oscilação de tensão. Grande parte destas reclamações são solucionadas em campo, ou seja, verifica-se a existência de algum problema nas instalações, no momento da visita do técnico ao local da unidade consumidora reclamante. Estes problemas podem ser decorrentes do sistema de distribuição da concessionária, sejam estes da rede primária ou secundária, ou até mesmo da própria instalação do cliente.

Salienta-se que problemas relacionados à rede primária existem, mas são pouco comuns, se comparados aos da rede de distribuição secundária. Isto se deve muitas vezes à robustez da rede primária e até mesmo à gestão empenhada das concessionárias no sentido de mitigar possíveis problemas relacionados à qualidade da energia elétrica.

Com o objetivo de melhorar a gestão da rede secundária, este trabalho tem como escopo criar uma metodologia preditiva estatística que efetue análises de fluxo de potência, diminuindo desta forma o número de reclamações dos clientes ligados a rede secundária referente ao nível de tensão.

Somado a este ponto, a boa gestão das distribuidoras, frente a esta questão, inibirá o pagamento de multas por parte da concessionária pela baixa qualidade de energia disponibilizada a seus clientes e, também, contribuirá diretamente para as previsões orçamentárias, pois será possível detectar, antecipadamente, pontos na rede que deverão sofrer melhorias ou manutenções corretivas.

2.1 Representação da Rede Secundária - Elementos Elétricos e Topologia

Na sequência, são apresentados os componentes da rede de distribuição secundária da concessionária CPFL Paulista. Este detalhamento se faz necessário para um completo entendimento da metodologia aplicada para cálculos de fluxo de potência.

Com o objetivo de digitalizar e aperfeiçoar o gerenciamento de toda sua base de dados, a CPFL Paulista, assim como outras distribuidoras do grupo CPFL, vem, ao longo de alguns anos, migrando toda sua base de dados de antigas mapotecas para o sistema GIS – *Geospatial Information System*, onde se pode encontrar, quantificar e visualizar facilmente toda a rede elétrica de sua área de concessão.

A partir do sistema digitalizado, é possível coletar informações de todo o sistema elétrico como: características das redes de distribuição primária, secundária, transformadores, consumidores, equipamentos de rede (banco de capacitores, reguladores de tensão, religadores) e inúmeros outros equipamentos que compõem o sistema elétrico de distribuição da concessionária. Esta plataforma digitalizada permite, também, a localização georeferenciada destes ativos elétricos dentro da área de concessão da distribuidora.

Entende-se como rede secundária de distribuição as instalações elétricas que incluem o transformador de distribuição e o circuito de baixa tensão que este alimenta. Estes circuitos são compostos pelos equipamentos de proteção, conexões de rede e as estruturas que os sustentam, como: postes, isoladores, ferragens, etc.. Caracteriza-se como tensão secundária de distribuição a tensão disponibilizada no sistema elétrico da distribuidora, com valores padronizados inferiores a 2,3kV, no caso da CPFL Paulista as tensões padronizadas predominantes são 127/220V.

Busca-se representar a rede de distribuição secundária através dos seguintes atributos: parâmetros técnicos, topológicos e operacionais. Estes pontos são fundamentais para o controle dos ativos elétricos e análise de fluxo de potência.

Um sistema elétrico de potência típico é formado por várias estações geradoras conectadas através de linhas de transmissão a grandes centros de carga, onde a energia elétrica é distribuída aos consumidores pelo sistema de distribuição. Assim, é adotada uma simplificação onde os componentes do sistema são representados através de um padrão denominado diagrama unifilar. Em um diagrama unifilar, o sistema trifásico é representado por um sistema monofásico (uma das três fases e o neutro). Frequentemente este diagrama é ainda mais simplificado, suprimindo-se o neutro e indicando-se as partes componentes por símbolos padronizados.

Na Figura 2, é exibido um diagrama unifilar de toda a topologia da rede secundária, e, na sequência, a discriminação de cada um de seus componentes:

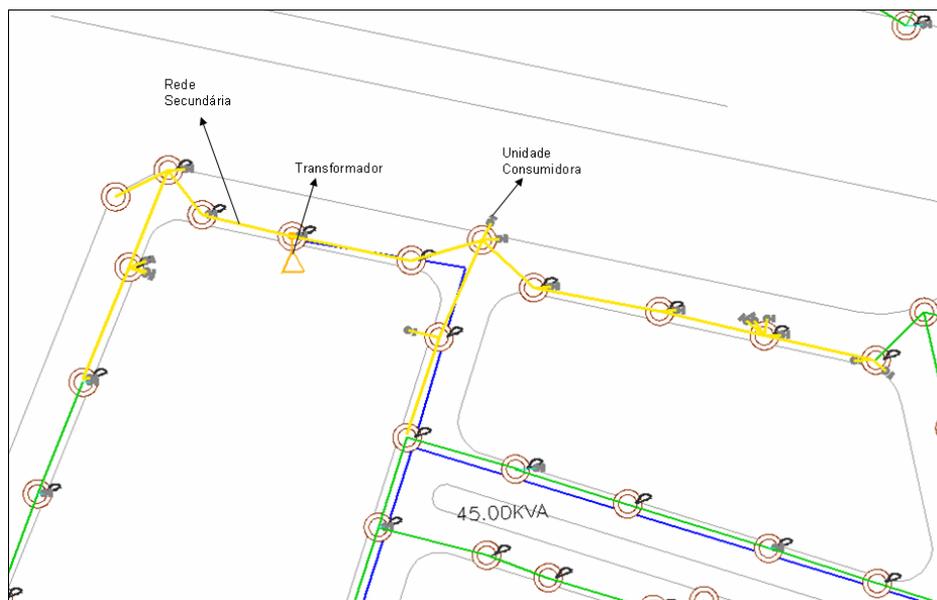


Figura 2 - Topologia da Rede Secundária Cadastrada no GIS

- Transformador (Figura 3): através do *software* GIS (aplicativo utilizado pela CPFL Paulista para controle dos ativos e gerenciamento de suas redes), pode-se extrair todos os dados característicos do equipamento em questão, que são determinantes para o cálculo do fluxo de potência, como: localização (georeferenciada), data de fabricação, propriedade, tipo de ligação (delta/estrela), tensão nos terminais primários e secundários, potência (kVA) e muitas outras informações relevantes para o bom gerenciamento do sistema elétrico;



Figura 3 - Transformador de Distribuição 15kV

Na Figura 3 é representado um transformador de distribuição instalado em redes aéreas, onde estas são predominantes na área de concessão da CPFL.

- **Barramento Secundário (Figura 4):** da mesma forma que o transformador, podem-se extrair inúmeras informações da rede de distribuição, ou seja, as características dos barramentos que formam a rede secundária, como: comprimento de cada segmento, bitola do condutor, material do condutor, número de fases, existência de neutro, interligações, etc. Estas informações também são fundamentais para o cálculo do fluxo de potência em que o circuito é ou será submetido. Cabe salientar que a Figura 4 representa uma rede aérea nua (sem isolamento ou proteção) de distribuição, que é a tipologia de rede ainda predominante na CPFL;



Figura 4 - Barramento Secundário (rede aérea nua)

- **Consumidores** - pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicita à concessionária o fornecimento de energia elétrica e assume a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas nas normas e regulamentos da ANEEL. A Figura 5 representa o ponto de entrega de energia a uma unidade consumidora, salienta-se que todas as características deste ponto são facilmente visualizadas através do *software* de gerenciamento de rede da CPFL, como: a atividade da unidade consumidora, se esta é residencial, comercial ou industrial, consumo mensal, identificação das fases a que a mesma se encontra ligada e o status da unidade consumidora ativa ou inativa. Estes fatores são determinantes para a escolha correta de sua curva diária típica de consumo.



Figura 5 - Ponto de Entrega ao Consumidor

Salienta-se que inúmeros outros fatores caracterizam a rede secundária na base GIS, como: iluminação pública (potência e as fases em que as mesmas estão ligadas), ramal de ligação das unidades consumidoras e muitas outras informações. Estes dados são extremamente importantes para um cálculo aprofundado e assertivo nas questões que tangem o cálculo do fluxo de potência.

3 CURVA DE CARGA

Define-se curva de carga, como sendo a representação do consumo diário de energia por uma determinada unidade consumidora. Para completo entendimento da metodologia proposta se faz necessário detalhar alguns preceitos do conceito de curvas de carga diárias típicas de consumo de energia elétrica.

3.1 *Visão Geral da Curva de Carga*

A modelagem das cargas elétricas é essencial para os estudos de fluxo de potência nas redes de distribuição, devido à carência de medidas formais. Para a maioria dos alimentadores e redes secundárias de distribuição, têm-se apenas as medições disponíveis nas subestações e de consumo mensal de energia elétrica dos consumidores. No Brasil, as cargas elétricas modeladas são consideradas como trifásicas e equilibradas, uma vez que a maioria das concessionárias não possuem o cadastro correto das fases em que os consumidores estão conectados. Contudo, para o desenvolvimento da Metodologia proposta, cabe salientar que a CPFL Paulista dispõe de bases de dados confiáveis para os cálculos dos fluxos de carga de suas redes de distribuição, sejam estas primárias ou secundárias.

Exceto consumidores que possuem medidores eletrônicos horo-sazonais com memória de massa (capacidade de armazenar dados de medição integralizados conforme parametrização padrão adotada pela distribuidora), a grande maioria dos clientes de baixa tensão possuem medidores eletromecânicos ou eletrônicos sem memória de massa, ou seja, a concessionária dispõe apenas de informações relativas ao consumo mensal, que são insuficientes para análise dos sistemas de distribuição, uma vez que não refletem o comportamento diário e o horário das demandas consumidas de energia, apenas indicam o montante consumido num período. Assim, as concessionárias necessitam de metodologias para representação da carga elétrica, as quais devem informar o seu valor máximo ou seu perfil diário.

A vantagem da utilização de curvas de carga em relação a outros métodos como o kVA estatístico (kVAs - consiste na determinação das demandas máximas em transformadores, esta curva é obtida para um conjunto de transformadores de mesma potência a partir de medições, onde se registram o consumo e a demanda máxima verificada em determinado período), está relacionada ao fator de diversidade quando se

analisa um conjunto de consumidores, ou seja, o conhecimento do seu perfil diário. Para que tal representação seja possível, é necessário realizar uma campanha de medições, agrupando as curvas de cargas de consumidores com características de consumo de energia elétrica similares.

Na prática, verifica-se que não é suficiente construir curvas típicas somente para as classes principais de consumidores (residências, comerciais, industriais e rurais), mas também é necessário criar subclasses diferenciadas por faixas de consumo e/ou por tipo de atividade desenvolvida. Somada a esta questão, as curvas devem ser construídas para os diferentes dias da semana, para as diferentes estações do ano e, se necessário, para as diferentes regiões de atendimento das concessionárias, ou seja, devem ser obedecidos alguns critérios de sazonalidade.

3.2 Descrição e Caracterização da Curva de Carga Diária Típica

Tendo em vista a evolução tecnológica no país e no mundo, o consumo de energia elétrica tornou-se um item essencial para a toda a população. A título de ilustração são relacionadas abaixo algumas das diversas formas de uso da energia pelos mais variados tipos de consumidores:

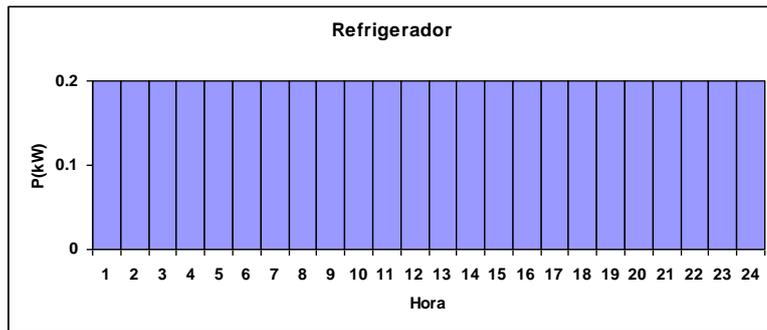
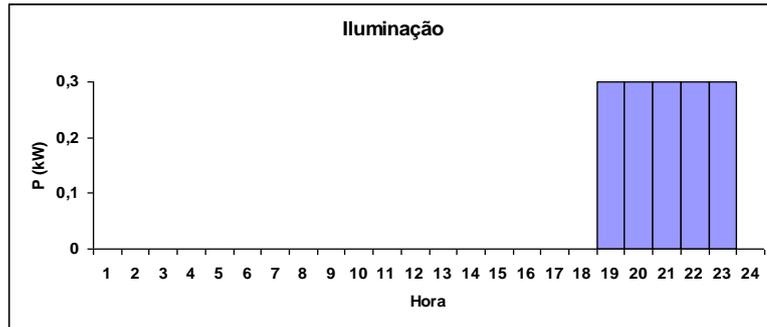
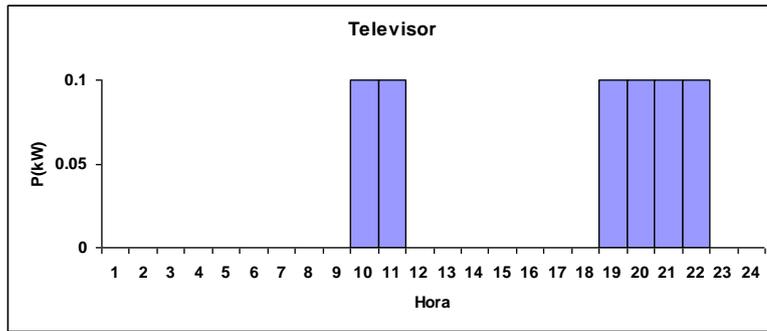
- a) nas residências: aquecimento de água (chuveiros, torneiras elétricas); preparação de alimentos (fornos elétricos, microondas, liquidificadores, etc); conservação de alimentos (refrigeradores, freezer); climatização do ambiente (ar condicionado, aquecedores, ventiladores); iluminação (lâmpadas, reatores, fotos-célula, etc); lazer (aparelhos de som, televisores); higiene e limpeza (máquina de lavar roupas, secadoras, máquinas de lavar pratos, etc); microcomputadores; etc;
- b) no comércio: iluminação; conservação de alimentos; condicionamento de ambientes, alimentação de recursos audiovisuais, etc.;
- c) na indústria: conversão eletromecânica (motores, pontes rolantes, etc); conversão eletrotérmica (fornos); eletrólises; etc, além dos usos listados em a) e b) anteriormente.

Desta forma, para determinar como é consumida a energia elétrica, procura-se identificar a “posse e hábitos de uso” destes equipamentos. Esta identificação é feita através de questionários, respondidos por consumidores, que compõem uma amostra

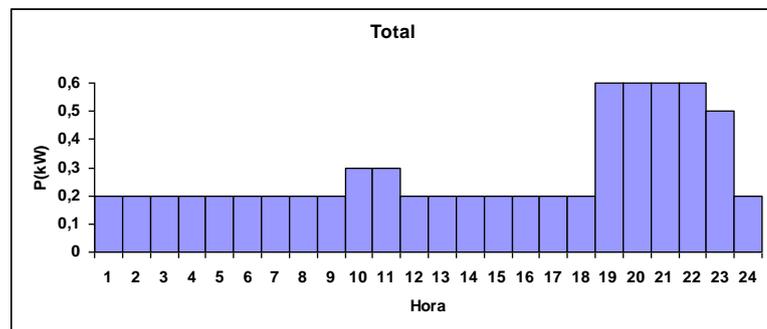
estatisticamente válida do universo destes. Nestes questionários, procura-se identificar quais os equipamentos, quantos existem num dado consumidor e o instante em que são ligados e desligados. Leva-se em consideração também a classe econômica e social da unidade consumidora, o grau de instrução dos moradores, a predisposição referente a aquisição de novos equipamentos que surgem no mercado (inserção de novas tecnologias) e inúmeros outros fatores relevantes para compor a pesquisa de posses e hábitos de consumo. Cabe ressaltar que a pesquisa em questão é utilizada nas concessionárias de energia, com o objetivo de atender diversas áreas da empresa como: departamento de mercado, onde este realiza as previsões de crescimento de clientes e venda de energia; departamento de planejamento do sistema elétrico, onde este compreende toda a análise técnica e operacional, com o objetivo de prever a suportabilidade no sistema elétrico da concessionária frente às demanda futuras do consumo de energia elétrica; e, por fim, a pesquisa também é utilizada para compor relatórios do sistema elétrico, que vão subsidiar a distribuidora frente aos processos de revisão tarifária.

Descrevendo de forma sucinta as características das curvas de cargas, temos por exemplo, a iluminação de um determinado ambiente, onde esta é ligada em certa hora da noite e é normalmente desligada quando os habitantes vão dormir. No entanto, o refrigerador fica constantemente ligado à energia, porém o compressor liga e desliga em função da temperatura interna. Para fins de curva de consumo considera-se que o refrigerador é uma carga com valor de potência fixo, constante durante todo o dia, e cujo valor é definido pelo valor médio com o compressor ligado e desligado. A soma destes consumos dá a carga total do consumidor no dia.

Como ilustração, na Figura 6 apresenta-se um consumidor com três cargas: a) equipamentos: refrigerador, iluminação e televisor com seus respectivos períodos de uso; e b) curva total de demanda (global).



a) Equipamentos



b) Total

Figura 6 - Demanda dos Equipamentos Individuais e Demanda Total

Do ponto de vista do Sistema de Distribuição, o mais importante é o conhecimento da curva de demanda (ou carga) total.

Entretanto, para direcionar políticas de gerenciamento e conservação de energia é necessário, além da curva total, conhecer o comportamento (“uso final”) de cada um dos seus componentes.

3.3 Aleatoriedade das Cargas

Deve-se observar que o “hábito” de uso de um consumidor não é exatamente igual todos os dias. No exemplo citado anteriormente (Figura 6), a TV ficou ligada, naquele dia, no período 10-12h e 18-22h, podendo ocorrer que, no dia seguinte, ela permaneça ligada num período diferente. Assim as curvas de carga de dois dias não são necessariamente iguais.

Quando se obtém a resposta a questionários com informações de posse e hábitos de uso, pode-se estimar qual é a forma da curva de carga daquele consumidor. Porém esta curva se trata de um valor médio, não significando que ela se repetirá todos os dias. Quando se somam várias destas curvas médias para determinar, por exemplo, a curva de carga de uma cidade, é provável que o resultado obtido seja válido. Pois, embora exista a aleatoriedade no consumo individual, como existem muitos destes componentes, a aleatoriedade global acaba se compensando e o resultado da soma média é a carga da cidade.

Isto, entretanto não é válido para um consumidor individual em que, por exemplo, deseja-se ter acesso a sua carga para dimensionamento da “entrada” de energia elétrica. Neste caso, é preciso determinar não só a curva média, mas também as curvas diárias individuais. E isto é feito através de medições em uma amostra estatisticamente válida.

A área sob a curva de carga é a energia consumida naquele período. No exemplo anterior, poder-se-ia determinar a energia consumida pelo refrigerador, televisor e iluminação multiplicando as demandas pelos respectivos tempos de uso e acumulando-os no período. Pode-se, da mesma forma, obter a energia total consumida, que pode ser expressa em kWh/dia ou kWh/mês ou mesmo kWh/ano. A metodologia proposta fará uso dos consumos medidos ao final do mês de cada cliente pertencente ao setor secundário em análise e, a partir deste valor e sua respectiva curva de carga típica

cadastrada na base de dados da distribuidora, será possível gerar a curva diária de consumo dos clientes para o mês em análise.

3.4 Consumos Individuais

A participação média dos vários equipamentos de uma residência no consumo de energia elétrica é apresentada na Tabela 1, cabe salientar que estes valores podem variar de acordo com o fabricante do produto, tecnologia utilizada, dimensão do equipamento e acessórios.

Tabela 1 – Eletrodomésticos: Consumos e Potências

Eletrodoméstico	Potência (W)	Tempo de Uso (min/dia)	Energia (Wh/dia)
chuveiro	3500	8	467
televisor	100	240	400
forno microondas	1350	15	338
ar condicionado	1400	180	4200
aquecedor	3500	180	10500
ferro de passar	1000	30	500
refrigerador	200	720	2400
freezer	200	480	1600
torneira elétrica	2500	30	1250
máquina de lavar roupa	600	45	450
lâmpada	100	180	300
rádio	70	480	560
computador	200	180	600

Chama-se a atenção para dois equipamentos: o chuveiro e geladeira. O primeiro caracteriza-se por uma grande potência utilizada por um tempo pequeno (banho que dura em média 8 minutos), e o segundo que trata de uma potência pequena, porém usada em todo o período.

Salienta-se que esta tabela foi gerada no período de 1991 a 1997 em um trabalho que envolveu diversas distribuidoras de energia e universidades (JARDINI, J. A. e CASOLARI, R. P. 1997), onde a partir dela foram criadas as curvas de diárias de consumo utilizadas atualmente pela CPFL Paulista.

3.5 Curva Diária de Carga

A curva diária de carga é a representação do consumo da energia elétrica e expressa a variação da potência ou demanda no tempo (kW x hora). Para sua representação, é preciso definir antes a demanda média (D) num período (T), que é o valor da energia consumida (E) dividida pelo período (Equação 1):

$$D = \frac{E}{T} \quad (1)$$

Dimensionalmente trata-se de kWh/h, ou seja, tem a dimensão de potência (kW).

A curva diária da carga é o gráfico no tempo das demandas médias. O mais comumente encontrado são curvas diárias baseadas nas demandas médias a cada 1 hora, ou nas demandas médias a cada 15 minutos.

Na engenharia de distribuição de energia elétrica, trabalha-se normalmente com as demandas médias em intervalos de 15 minutos, resultando numa curva diária com 96 pontos como mostra a Figura 7, a qual será discutida posteriormente.

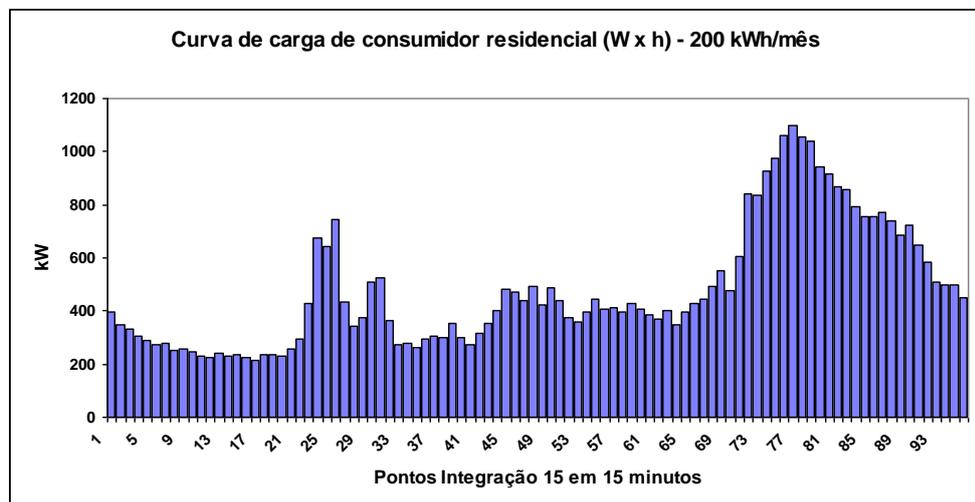


Figura 7 - Curva de Carga Diária Demandas Médias de 15 Minutos

Normalmente, em lugar de patamares de potência nos intervalos de tempo, são colocados pontos (valor de patamar arbitrado no início, meio ou fim do intervalo) que são unidos continuamente.

Com o objetivo de ser cada vez mais assertiva no cálculo de queda de tensão em seus estudos de fluxo de potência. A CPFL Paulista passou a adotar a curva diária típica de consumo no lugar do antigo kVAs (demandas estimadas), sendo que o último fazia referência apenas a dois patamares de consumo de cada unidade consumidora (ponta e fora ponta), e as curvas diárias típicas são divididas em cinco patamares: madrugada, manhã, tarde, ponta e noite.

Mesmo aplicando o conceito de curvas de carga em cinco patamares, para o cálculo de queda de tensão dos circuitos secundários, a concessionária não possui subsídios suficientes para avaliar se a rede de distribuição secundária em análise apresenta índices de nível de tensão abaixo do adequado.

Com o desenvolvimento desta metodologia, baseada nos preceitos do Submódulo 8 do PRODIST. Ou seja, através da análise do comportamento da tensão em intervalos de 10 minutos ao longo dos 7 (sete) dias da semana, passa a ser possível determinar os índices de DRP/DRC, sem a necessidade de instalação de registradores digitais de tensão.

Cabe ressaltar que o desenvolvimento da metodologia proposta busca uma ferramenta para melhorar a gestão do desempenho do sistema elétrico de distribuição secundário. Contudo, esta proposta não substitui a obrigatoriedade das distribuidoras de instalarem medições gráficas quando solicitadas pelos consumidores ou órgãos reguladores.

4 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

4.1 Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica – Direcionada a Rede de Distribuição Secundária

O PRODIST – Módulo 8 é o atual documento que regulamenta os padrões de níveis de tensão quanto ao fornecimento de energia elétrica no Brasil em todas as classes de tensão. O referido documento é decorrente da revogação das Resoluções Normativas nº024/2000, nº505/2001 e nº520/2002, para um completo entendimento desta nova metodologia de análise do comportamento da tensão ao longo da rede de distribuição secundária, torna-se necessária uma breve apresentação deste documento.

Conforme determina o PRODIST, todas as concessionárias ou permissionárias do Brasil deverão adequar suas redes de distribuição, quanto ao adequado fornecimento de energia elétrica, ou seja, os níveis de tensão deverão estar conforme determinam as exigências dos Órgãos Regulamentadores e suas definições.

Dentre os itens considerados como qualidade do produto (energia elétrica), a tensão em regime permanente será o foco de todo o desenvolvimento desta nova metodologia. Serão estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores.

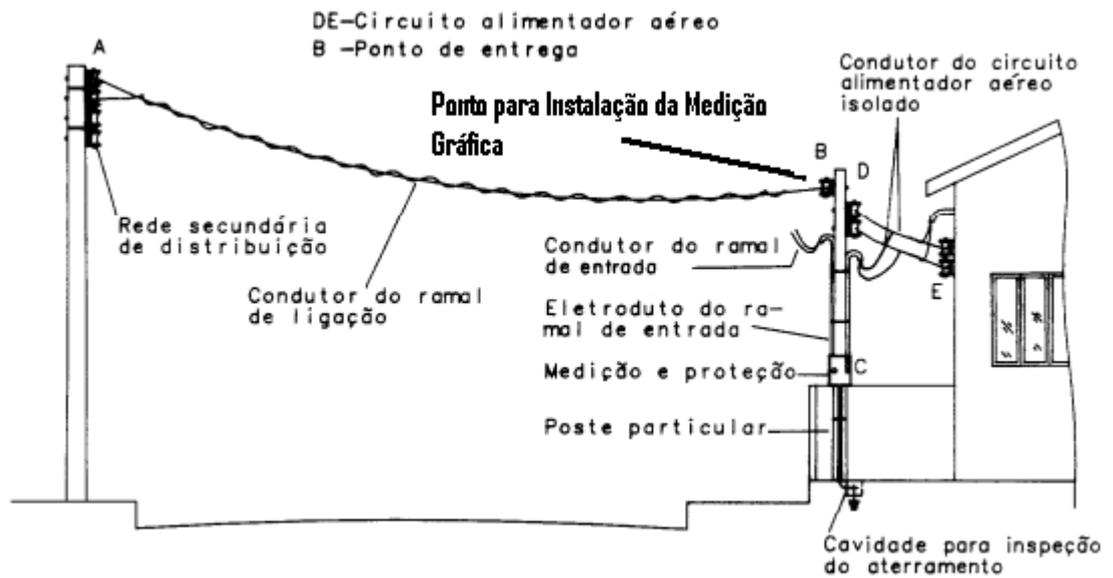


Figura 8 – Identificação do Ponto para Instalação de Medição Gráfica

Conforme determina o Módulo 8, a tensão em regime propriamente dita deverá ser avaliada exatamente no ponto de conexão do cliente com a concessionária de energia (Figura 8), através de medições adequadas conforme exigido pelo documento em questão. Os valores de tensão obtidos por medições devem ser comparados à tensão de referência, a qual deve ser a tensão nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão. Visto que este trabalho está direcionado para avaliação de redes secundárias, na sequência é apresentada a Tabela 2 com as faixas de variação de tensão para a baixa tensão.

Tabela 2 - Tensões Nominais Padronizadas Iguais ou Inferiores a 1kV (PRODIST – Módulo 8)

TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS				
Tensão Nominal (TN)		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)
Ligação	Volts			
Trifásica	(220) / (127)	(201 ≤ TL ≤ 231)/ (116 ≤ TL ≤ 133)	(189 ≤ TL < 201 ou 231 < TL ≤ 233)/ (109 ≤ TL < 116 ou 133 < TL ≤ 140)	(TL < 189 ou TL > 233)/ (TL < 109 ou TL > 140)
	(380) / (220)	(348 ≤ TL ≤ 396)/ (201 ≤ TL ≤ 229)	(327 ≤ TL < 348 ou 396 < TL ≤ 403)/ (189 ≤ TL < 201 ou 231 < TL ≤ 233)	(TL < 327 ou TL > 403)/ (TL < 189 ou TL > 233)
Monofásica	(254) / (127)	(232 ≤ TL ≤ 264)/ (116 ≤ TL ≤ 132)	(220 ≤ TL < 232 ou 264 < TL ≤ 269)/ (109 ≤ TL < 116 ou 132 < TL ≤ 140)	(TL < 220 ou TL > 269)/ (TL < 109 ou TL > 140)
	(440) / (220)	(402 ≤ TL ≤ 458)/ (201 ≤ TL ≤ 229)	(380 ≤ TL < 402 ou 458 < TL ≤ 466)/ (189 ≤ TL < 201 ou 229 < TL ≤ 233)	(TL < 380 ou TL > 466)/ (TL < 189 ou TL > 233)
TENSÕES NÃO PADRONIZADAS				
Tensão Nominal (TN)		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)
Ligação	Volts			
Trifásica 4 Fios	(208) / (120)	(196 ≤ TL ≤ 229)/ (113 ≤ TL ≤ 132)	(189 ≤ TL < 196 ou 229 < TL ≤ 233)/ (109 ≤ TL < 113 ou 132 < TL ≤ 135)	(TL < 189 ou TL > 233)/ (TL < 109 ou TL > 135)
Monofásica	(230) / (115)	(216 ≤ TL ≤ 241)/ (108 ≤ TL ≤ 127)	(212 ≤ TL < 216 ou 241 < TL ≤ 253)/ (105 ≤ TL < 108 ou 127 < TL ≤ 129)	(TL < 212 ou TL > 253)/ (TL < 105 ou TL > 129)
	(240) / (120)	(216 ≤ TL ≤ 254)/ (108 ≤ TL ≤ 127)	(212 ≤ TL < 216 ou 254 < TL ≤ 260)/ (106 ≤ TL < 108 ou 127 < TL ≤ 130)	(TL < 212 ou TL > 260)/ (TL < 106 ou TL > 130)

Os valores apresentados na Tabela 2 (PRODIST – Módulo 8), serão utilizados como referência para a análise das medições executadas a partir de reclamações dos consumidores referentes ao nível de tensão a que estes estão sendo submetidos e também a partir de medições amostrais determinadas pela ANEEL. Salienta-se que o padrão utilizado pela CPFL para Tensão Nominal é 220V/127V, salvo em algumas cidades que são consideradas como exceções, onde a Tensão Nominal é 380V/220V.

A seguir são apresentadas algumas das definições usuais do PRODIST – Módulo 8, que são pré-requisitos para compreensão da nova metodologia proposta:

- Amostra: unidades consumidoras selecionadas periodicamente pela ANEEL, obedecendo a critérios estatísticos aleatórios, que serão objeto de medição para fins de avaliação da conformidade dos níveis de tensão praticados pelas concessionárias ou permissionárias. Esta amostra é apresentada pela ANEEL à distribuidora trimestralmente, onde esta executa as medições e gera relatório sobre a conformidade do fornecimento de energia. Nos pontos onde as medições apresentarem níveis de tensão abaixo do regulamentado, a distribuidora deverá apresentar medidas corretivas no prazo estipulado pela ANEEL, evitando assim futuras penalizações pela má qualidade do fornecimento de energia elétrica. Salienta-se que esta questão será detalhada mais adiante neste trabalho.
- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC): indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas conforme Tabela 2, no período de observação definido, expresso em percentual;
- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP): indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias conforme Tabela 2, no período de observação definido, expresso em percentual;
- Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica (DRCM): percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido. Este parâmetro é definido atualmente em 0,5%, ou seja, o número de pontos na faixa crítica não deverá ultrapassar 0,5% do período total de observação.
- Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária (DRPM): percentual máximo de tempo admissível para as leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido. Este parâmetro é definido atualmente em 3,0%, ou seja, o número de pontos na faixa crítica não deverá ultrapassar 3,0% do período total de observação.
- Período de Observação: período de tempo, expresso em horas, a ser utilizado para medição de tensão. Atualmente este período está estabelecido em 168

horas (sete dias de medição com o objetivo de compreender dias úteis e final de semana).

- **Leitura Válida:** valor de tensão obtido de leitura sem ocorrência de interrupção de energia elétrica no período de observação. Este parâmetro estabelece que caso ocorra interrupção em determinado intervalo do período observado, esta lacuna deverá ser preenchida adicionando-se este intervalo de tempo sem dados de medição válidos no final do período.
- **Regime Permanente:** intervalo de tempo da leitura de tensão, onde não ocorrem distúrbios elétricos capazes de invalidar a leitura, definido como sendo de 10 minutos;
- **Tensão de Atendimento (TA):** valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts;
- **Tensão Contratada (TC):** valor eficaz de tensão que deverá ser informado ao consumidor por escrito, ou estabelecido em contrato, expresso em volts. Observa-se que a Tensão Contratada é a referência para avaliar se a Tensão de Atendimento está dentro dos limites permitidos, ou seja, não está transgredindo limites de DRP ou DRC.
- **Tensão de Leitura (TL):** valor eficaz de tensão, integralizado a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados, expresso em volts;

Os equipamentos utilizados para realização das medições, sejam estas amostrais ou oriundas de reclamações de consumidores, deverão possuir algumas características específicas que garantam a qualidade dos dados de medição. Dentre as características os equipamentos deverão atender os seguintes requisitos mínimos:

- taxa amostral: 16 amostras/ciclo, ou seja, a cada 1 segundo o equipamento é capaz de obter 960 amostras.
- conversor A/D (analógico/digital) de sinal de tensão: 12 bits.
- exatidão: até 1% da leitura.

Salienta-se que o *software* de análise das medições deverá permitir a apuração das seguintes informações:

- valores calculados dos indicadores individuais;
- tabela de medição;
- histograma de tensão.

Conforme determina o PRODIST – Módulo 8, as medições a serem executadas nas unidades consumidoras deverão abranger todas as fases, independentemente se o cliente é monofásico, bifásico ou trifásico. Ressalta-se que estas medições deverão ser executadas entre fases ou entre fases e neutro quando este estiver disponível.

O período de observação é de 168 horas conforme descrito anteriormente, onde o intervalo de integração deverá ser de 10 minutos, perfazendo um total de 1008 leituras válidas.

Com a obtenção do conjunto de leituras, o Módulo 8 estabelece que deverão ser calculados os índices de DRP e DRC de acordo com as seguintes expressões:

$$\text{DRP} = \frac{nlp}{1008} \times 100 (\%) \quad (2)$$

Equação 2 - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP)

$$\text{DRC} = \frac{nlc}{1008} \times 100 (\%) \quad (3)$$

Equação 3 - Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC)

Onde:

nlp = número de leituras situadas nas faixas precárias;

nlc = número de leituras situadas nas faixas críticas; e

1008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação, como este período é estabelecido em sete dias temos: 168 horas dividido por 10 minutos dando um total de 1008 amostras.

Cabe salientar que estes índices são calculados independentemente para cada uma das fases que o consumidor encontra-se conectado. Onde a fase que apresentar o maior valor de transgressão será a referência para o disparo de ações da concessionária no sentido de corrigir a irregularidade no fornecimento de energia e também será considerada como referência para os órgãos regulamentadores para futuras aplicações de penalizações caso o fornecimento não seja regularizado dentro do prazo estabelecido.

4.2 Multa por Transgressão dos Índices de DRP e DRC

Em caso de constatação de violação dos limites de DRP e/ou DRC (estes estão fixados atualmente em 3% e 0,5% respectivamente), a concessionária deverá adotar medidas corretivas referente ao fornecimento de energia atendendo os seguintes prazos:

- Caso a medição aponte transgressão do índice de DRC – o prazo de regularização é de 15 dias, e, em caso de transgressão do índice de DRP, tem-se o prazo de 90 dias. Salienta-se que estes prazos terão seu início a partir da data de comunicação ao consumidor referente ao resultado da medição.
- No caso da impossibilidade de regularização do fornecimento de energia por parte da distribuidora, será calculada uma compensação a quem tiver sido submetido ao serviço inadequado e àqueles atendidos pelo mesmo ponto de entrega, de acordo com a Equação 4 a seguir:

$$\text{Valor} = \left[\frac{DRP - DRP_M}{100} \times k1 + \frac{DRC - DRC_M}{100} \times k2 \right] k3 \quad (4)$$

onde:

$k1 = 1$;

$k2 = 4$, para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão;

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

DRP_M = valor do DRP_M expresso em %;

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

DRC_M = valor do DRC_M expresso em %; e

$k3$ = valor líquido da fatura de energia elétrica ou do encargo de uso do sistema de distribuição, referente ao mês de apuração.

Cabe observar que a compensação devida ao consumidor será mantida enquanto a distribuidora não regularizar o fornecimento de energia elétrica e esta compensação não isenta a concessionária de responder por outras perdas e danos causados pelo serviço inadequado de energia elétrica.

5 PLANEJAMENTO DA REDE SECUNDÁRIA

A rede secundária de distribuição tem uma grande importância econômica em países como o Brasil. Por um lado, existem os custos fixos de instalação de condutores e transformadores e por outro os custos de operação da rede, sobretudo os custos de perdas devidos às baixas tensões. O montante elevado destes custos, unidos à escassez de bibliografia no assunto, justificam o desenvolvimento desta pesquisa direcionada a qualidade da energia elétrica e planejamento do sistema elétrico.

O sistema de distribuição de energia elétrica é a parte do sistema de potência que vai das subestações rebaixadoras até os transformadores (sistema de distribuição primário) e destes até os pontos de entrega aos consumidores (sistema de distribuição secundário). Devido às baixas tensões, é no sistema de distribuição secundário onde ocorrem as maiores parcelas das perdas e por consequência a queda do nível de tensão.

A expansão do sistema de distribuição faz-se necessária sempre que a demanda de uma região apresenta crescimento significativo, se aproximando dos limites de operação dos equipamentos, quando os níveis de tensão estão abaixo do aceitável, ou quando se deseja atender a uma nova região. A expansão pode envolver a construção e/ou ampliação de subestações, instalação de postes, instalação e/ou recondutoramento de trechos de alimentadores, entre outras operações todas elas com altos custos de investimentos associados.

Além destes custos de investimento, é necessário considerar o custo de operação da rede e também as possíveis penalizações que a distribuidora poderá sofrer frente à baixa qualidade da energia elétrica.

Somado aos ganhos financeiros diretos, um planejamento adequado da rede de distribuição pode permitir a consideração de questões adicionais como qualidade de energia elétrica, confiabilidade da rede, limitações nos orçamentos, possibilidade de expansão e, fundamentalmente, a análise de ações que podem mitigar possíveis transgressões dos parâmetros de nível de tensão.

Salienta-se que a literatura técnica internacional relacionada a problemas de qualidade e expansão de redes de distribuição de energia elétrica é fortemente dedicada aos problemas das redes primárias, muito embora o planejamento da rede secundária de distribuição seja tão importante quanto a primária. Neste sentido, pode-se ressaltar dois

pontos extremamente importantes do planejamento da rede secundária em relação à rede primária:

- As perdas nas redes secundárias são agravadas por tensões substancialmente mais baixas que nas redes primárias;
- As redes secundárias permanecem “rígidas” após a implantação, enquanto as redes primárias, em geral, recebem modificações nas suas configurações de operação para melhor atender a determinados perfis de carga.

Um bom método para o cálculo de fluxo de potência deve ser empregado em conjunto com um método de previsão de carga que considere as variações de demanda ao longo das 24 horas do dia, então JARDINI (1999), em seus trabalhos, propôs a utilização de curvas típicas de cargas e classificação de consumidores de forma a prever a curva de carga diária de cada consumidor (ou conjunto destes) baseado no seu consumo mensal.

Cabe salientar que a maioria dos trabalhos publicados relativos ao planejamento das redes de distribuição secundárias estão relacionados a estudos de modelagem do sistema elétrico, tendo em vista a carência de informações das distribuidoras frente as suas redes elétricas. Diferentemente desta linha, uma nova metodologia é apresentada, tendo como base um banco de dados confiável, onde constam informações técnicas dos ativos, bem como sua posição georeferenciada nas redes primárias e secundárias, permitindo desta forma o desenvolvimento de análises assertivas sobre o planejamento das redes de distribuição secundárias ao longo dos anos.

5.1 Proposta para Solução de Técnica de Planejamento

Com o objetivo de monitorar e controlar os níveis de tensão na rede secundária em conformidade com o PRODIST – Módulo 8 da ANEEL, é proposta nesta pesquisa uma nova metodologia para o cálculo dos índices de DRP e DRC em toda a extensão da rede secundária de um determinado setor de baixa tensão. Ressalta-se também a possibilidade de análise com a adição de taxas de crescimento, sendo que a metodologia será capaz de apontar em quanto tempo o circuito em análise poderá apresentar índices que ultrapassem os limites pré-estabelecidos pelos órgãos regulamentadores.

Dado que a CPFL possui uma sólida base de dados de toda sua rede de distribuição de energia elétrica, ou seja, através da base GIS é possível colher todas as

informações relativas à topologia da rede elétrica. E, a partir destes dados, como as características do transformador, barramento e o consumo mensal de cada unidade consumidora, vê-se a possibilidade de se criar um método que possa fazer a análise de queda de tensão não apenas por patamares conforme é feito atualmente pelo GIS e sim ao longo das 24 horas do dia.

Esta análise por patamar deve ser interpretada da seguinte forma: como as atuais curvas de carga de cada unidade consumidora são integralizadas a cada 15 minutos, ou seja, perfazem um total de 96 pontos dia. A CPFL Paulista em conjunto com a empresa fabricante do *software* GIS, opinaram por agrupar todos os pontos ao longo do dia por patamares conforme Tabela 3;

Tabela 3 – Patamares de Carga

Número	Nome	Ponto Início	Ponto Fim
1	Madrugada	1 (00:15)	23
2	Manhã	24 (06:00)	48
3	Tarde	49 (12:15)	70
4	Ponta	71 (17:45)	84
5	Noite	85 (21:15)	96

Usando esta metodologia por patamares, evita-se a necessidade de um grande poder de processamento das máquinas (servidores) que efetuam os cálculos de queda de tensão mensal de cada setor secundário da área de concessão da CPFL Paulista. Em contrapartida, o uso dos patamares para cálculo da queda de tensão esboça ao usuário do sistema apenas a queda de tensão em um determinado trecho do setor de acordo com o período escolhido conforme Tabela 3, que na verdade é suficiente para o usuário determinar alguns parâmetros para elaboração de projetos de aumento de carga ou ligação nova de determinada unidade consumidora. Contudo, é importante salientar que esta análise por patamar não atende em nenhum momento as diretrizes estabelecidas pela ANEEL através do PRODIST – Módulo 8, frente às determinações dos índices de DRP/DRC de cada unidade consumidora.

Dadas tais limitações da metodologia empregada atualmente, desenvolveu-se a idéia de converter todas as curvas de carga típicas cadastradas na CPFL de 96 para 144 pontos. E, partindo-se deste novo grupo de curvas, já atendendo ao que determina o Módulo 8, será possível criar um método estatístico que aplicado ao desvio padrão (σ) de cada curva em seu valor médio, poder-se-á estimar o patamar de demanda de cada

ponto em determinada unidade consumidora no período de 7 sete dias, perfazendo um número total de 1008 (7x144) amostras conforme determina a legislação vigente.

Com o uso destas novas curvas e da topologia da rede elétrica, têm-se todos os dados necessários para o cálculo da queda de tensão nos 144 pontos de cada curva diária. Com o objetivo de satisfazer à aleatoriedade do consumo de cada unidade consumidora em um determinado setor, será gerado, randomicamente, cada ponto da curva típica diária do consumidor para os sete dias (Método de Monte Carlo), baseando-se em sua curva média e desvio padrão. Uma vez geradas as curvas de carga para os sete dias, perfazendo 1008 valores, é possível determinar a queda de tensão para cada ponto e posteriormente calcular os índices DRP/DRC, conforme rege norma vigente do órgão regulador.

6 PROCEDIMENTOS

Para um completo entendimento deste trabalho, a seguir serão descritas todas as etapas que compõem esta proposta.

6.1 Os Critérios de Instalações das Medições Gráficas

Salienta-se que as análises da distribuição da tensão ao longo do circuito secundário, atualmente, são feitas apenas nos momentos em que existe necessidade de: estudo de um determinado setor devido à ligação de uma nova unidade consumidora, estudo de viabilidade de aumento de carga, expansão da rede, existência de eventos de sobrecarga em determinados circuitos ou quando ocorre transgressão dos níveis de tensão detectados a partir de medições em campo, sendo estas medições instaladas devido às reclamações de clientes ou em medições pré-estabelecidas pela ANEEL, as chamadas Amostrais.

Este último caso tornou-se um fator extremamente preocupante para a concessionária, pois, havendo transgressão nos indicadores de DRP e DRC, ou seja, dos padrões de nível de tensão, tal transgressão deverá ser regularizada dentro dos prazos determinados, os quais foram reduzidos drasticamente nos últimos anos, sendo que, o não cumprimento, leva à distribuidora de energia elétrica a obrigatoriedade de ressarcir o cliente de acordo com as diretrizes estabelecidas pela ANEEL através do PRODIST.

A seguir são apresentadas descrições detalhadas dos critérios de medições solicitadas:

Quando o consumidor efetuar reclamação, quer seja por meio de ligação telefônica à Central de Atendimento da concessionária ou por algum outro meio adotado pela distribuidora, que esteja associada a variações do nível de tensão de atendimento, a concessionária deverá realizar inspeção técnica na unidade consumidora, avaliando a procedência ou não da reclamação por meio de medição instantânea no ponto de entrega da energia elétrica.

Comprovada a procedência da reclamação e a impossibilidade da regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica, a concessionária deverá instalar equipamento

de medição, no ponto de entrega da energia elétrica na unidade consumidora, para averiguar o nível de tensão de atendimento.

Quando as providências para a regularização dos níveis de tensão forem adotadas durante a inspeção técnica, a comprovação dos serviços de regularização deverá ser realizada por meio de registro de medição instantânea no ponto de conexão obtendo o valor eficaz de duas leituras, com um intervalo mínimo de 5 (cinco) minutos entre elas.

Se, após a medição, forem constatados registros de valores inadequados de tensão, a concessionária deverá realizar nova medição com período de observação de 168 (cento e sessenta e oito) horas.

A necessidade de desenvolver uma nova ferramenta computacional para análise de índices de DRP/DRC, passou a ganhar proporções, a partir do momento em que as concessionárias passaram a ter prazos cada vez menores para regularização do fornecimento dos níveis de tensão em caso de transgressão.

No momento em que as medições de tensão por reclamação e/ou amostrais indicassem DRP superior ao valor de DRP_M, a concessionária deverá adotar providências para regularizar a tensão de atendimento, observando, no máximo, o seguinte prazo:

>> 90 (noventa) dias a partir de janeiro de 2006.

O mesmo acontece nas medições de tensão por reclamação e/ou amostrais onde for constatada a existência de DRC superior ao DRC_M, a concessionária deverá adotar providências para regularizar a tensão de atendimento, observando, no máximo, o seguinte prazo:

>> 15 (quinze) dias a partir de janeiro de 2007.

Estes prazos terão seu início a partir da data da comunicação do resultado da medição ao consumidor, nos casos de medições oriundas de reclamação ou a partir de medições amostrais.

Será considerada como data efetiva da regularização do nível de tensão, aquela correspondente ao início da nova medição pós obras de melhoria, em que esta apresente valores de DRP e DRC dentro dos critérios.

6.2 A Logística de Atendimento da Concessionária a uma Reclamação de Nível de Tensão

Atualmente a empresa despense grandes recursos no processo de atendimento a reclamações de clientes com relação a níveis de tensão. O processo inicia-se a partir do momento em que o cliente abre uma solicitação de atendimento junto ao *call center* da empresa e este informa ao CO (Centro de Operação) que direciona uma equipe especializada para atender a esta reclamação em campo.

Uma vez constatada a procedência da reclamação pela equipe de campo e não havendo a possibilidade de regularização naquele momento, gera-se uma pendência orientada à área técnica, a qual analisa o caso via sistema e dispara uma equipe especializada, munida de equipamentos de medição gráfica, para que se possa fazer o registro dos níveis de tensão nas próximas 168 horas (07 dias). Passado este período, é retirada a medição e analisada, havendo a confirmação da transgressão dos níveis de tensão, é iniciada uma ordem de melhoramento do circuito que atende a esta unidade consumidora, sempre respeitando os prazos que regem este tipo de procedimento de acordo com o PRODIST.

A partir do momento em que é finalizado o melhoramento deste setor, a empresa instala uma nova medição de 168 horas no mesmo ponto e se verifica se o problema foi realmente solucionado, caso o problema persista, a empresa deverá ressarcir o cliente até a regularização efetiva do problema.

Todo este processo demanda um longo tempo e, muitas vezes, não é possível regularizar o nível de tensão em tempo hábil. A partir do momento em que o cliente reclama junto ao *call center*, leva-se, em média, de dois a cinco dias para a instalação da medição, este prazo médio, muitas vezes, é devido a reclamações em períodos próximos de finais de semana ou feriados. Nos piores casos, despense-se 5 dias para a instalação do equipamento, mais 7 dias de duração da medição e, em média, mais 2 dias para retirada e análise da medição. Diante da existência de transgressão em níveis críticos de tensão, a concessionária tem o prazo de 15 dias para regularização e este é contado a partir do momento em que o cliente é informado do resultado da análise da medição, lembrando-se que este prazo não pode superar 30 dias da data da reclamação.

A partir deste momento, a concessionária passa a se empenhar com o objetivo de regularizar o fornecimento em tempo hábil. Muitas vezes isto não ocorre não apenas

devido à logística interna de cada concessionária, mas devido à magnitude da obra que deverá ser feita para regularização efetiva do problema que afeta o reclamante.

Todo este processo faz com que a empresa despenda um grande número de recursos para o atendimento e regularização destes casos. Em uma região com aproximadamente 11.500 km de rede secundária e um total de 1.045.000 clientes, são contabilizadas uma média de aproximadamente 440 reclamações ao mês, ou seja, um volume de 15 reclamações de nível de tensão por dia.

Dado o exposto, identifica-se a necessidade do desenvolvimento de uma nova ferramenta para a detecção de pontos com probabilidade de transgressão dos níveis de tensão conforme estabelece o Módulo 8 do PRODIST e não somente estimar a queda de tensão no ramo secundário como atualmente é feito na maioria das concessionárias.

7 METODOLOGIA

7.1 Fluxo de Potência

O cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição é importante para os estudos de planejamento e de análise. Porém, para sua aplicação em sistemas reais, que possuem uma grande quantidade de dados, são necessários métodos eficientes e robustos.

Deste modo, foram criados vários métodos de cálculo, que são empregados em conjunto com os algoritmos de modelagem das cargas elétricas e representação da topologia elétrica.

Para Baran e Kelley (1989), a ferramenta ideal para definição de carga elétrica e do perfil de tensão dos consumidores de um sistema de distribuição, é aquela que utiliza um método de cálculo de fluxo de potência. Sua aplicação aumenta a efetividade de operação dos sistemas de distribuição, pois possibilita: conhecer o perfil de tensão das redes de distribuição; calcular as perdas de energia; verificar a capacidade de carregamento dos condutores e dos transformadores de distribuição, entre outros.

Segundo os estudos e as experiências de campo de Royetelman (1993) e de Celik (1999), o conhecimento das grandezas elétricas (potências ativa e reativa, tensão e corrente) na subestação e saída dos alimentadores aprimora os resultados do cálculo do fluxo de potência, proporcionando um melhor monitoramento das condições do sistema. Assim, primeiramente, realiza-se o fluxo de potência com base nas cargas inicialmente modeladas, e na sequência a coordenação das cargas dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários em função das medidas na subestação.

Kagan, Oliveira e Robba (2005) apresentaram o método convencional de somatório de correntes para o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição radiais. Kagan (1993 e 2003) também aplicou este método, realizando o processo de coordenação de carga de forma proporcional aos valores de carga inicialmente definidos. Além disso, ele utiliza métodos matriciais, para representação da topologia elétrica das redes, e curvas de carga típicas, para modelagem de cargas.

Na metodologia proposta foi adotado o método de soma das potências, onde somam-se, por fase, todas as potências (unidades consumidoras) conectadas em cada ponto de acoplamento (poste secundário). Uma vez identificadas as cargas totais de

cada fase e tendo em vista a tensão de saída do borne secundário do transformador de distribuição, calcula-se a corrente nos cabos de saída do transformador. Na sequência, conhecida esta corrente e a resistividade dos cabos da rede secundária é possível identificar a queda de tensão do segmento. Repete-se este procedimento para todos os segmentos, identificando-se suas respectivas cargas, valores de corrente e, por consequência, a queda de tensão dos trechos da rede secundária.

7.2 Processo de Simulação Monte Carlo

O método de Monte Carlo é um tipo especial de simulação utilizada em modelos envolvendo eventos probabilísticos. Este método é denominado de Monte Carlo porque utiliza um processo aleatório, tal como um lançamento de dados ou o girar de uma roleta, para selecionar os valores de cada variável em cada tentativa (MORSE, 1.986).

O método de Monte Carlo é uma forma de resolver problemas usando números aleatórios. O método explora as propriedades estatísticas dos números aleatórios para assegurar que o resultado correto é computado da mesma maneira que num jogo de cassino para se certificar de que a “casa” sempre terá lucro. Por esta razão, esta técnica de resolução de problemas é chamada de método de Monte Carlo.

Para resolver um problema através do método, é usada uma série de tentativas aleatórias. A precisão do resultado final depende em geral do número de tentativas. Esse equilíbrio entre a precisão do resultado e o tempo de computação é uma característica extremamente útil dos métodos de Monte Carlo. Se queremos somente uma solução aproximada, então um método de Monte Carlo pode ser bastante rápido.

A metodologia empregada neste trabalho, utiliza este conceito exatamente para a geração das curvas de carga de cada unidade consumidora. Ou seja, a partir da curva média e seu respectivo desvio padrão, são geradas sequências de números aleatórios entre a curva média e seus respectivos desvios padrões para mais e para menos conforme apresentado na Figura 9.

Ressalta-se que a metodologia proposta utiliza 1 (um) desvio padrão para mais e outro para menos, desta forma é possível compreender aproximadamente 68% de todas as possíveis variações da curva média, atendendo portanto, preceitos estatísticos.

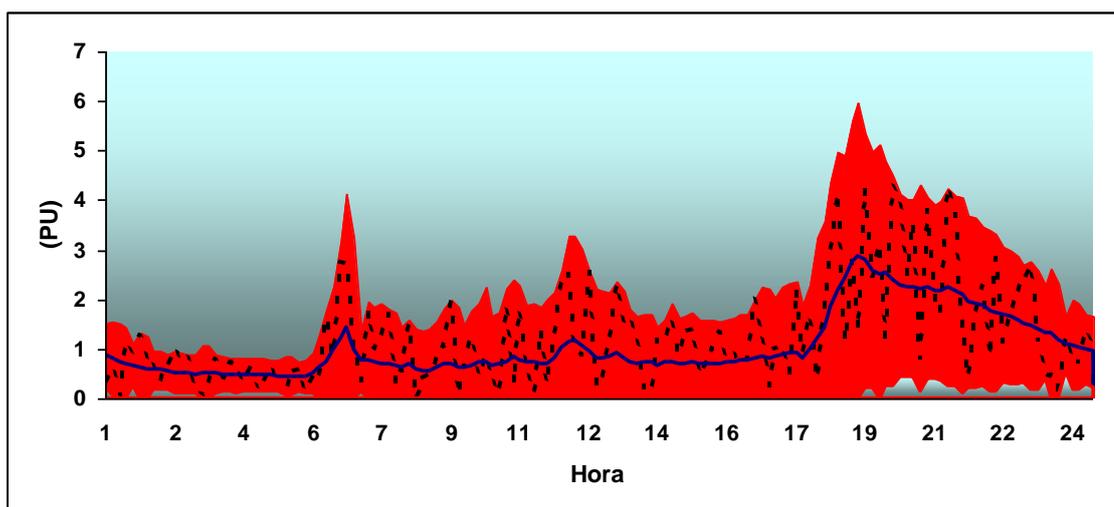


Figura 9 - Representação Gráfica do Método de Monte Carlo

Extraída da base de dados da CPFL, a curva de carga apresentada na Figura 9, representa o perfil de consumo de determinada unidade consumidora. Com o objetivo de tornar a figura mais didática, foi representada a curva média e seu respectivo desvio padrão para mais e para menos. Ou seja, a cada 10 minutos perfazendo um total de 144 pontos em 1 dia, foram plotados pontos somando a média com mais um (+1) e menos um (-1) desvio, desta forma obtem-se as faixas de dispersão dos valores (números randômicos) no gráfico.

>> Em azul tracejado têm-se a média dos valores da curva média para o período estudado (24 horas).

>> Na faixa vermelha do gráfico temos os valores encontrados dentro de mais um (+1) e menos um (-1) desvio padrão.

>> Os pontos negros no gráfico, são exatamente o resultado da geração de uma bateria de números randômicos dentro das faixas estabelecidas em vermelho.

O Método de Monte Carlo é aplicado neste trabalho no sentido de que sejam gerados milhares de números aleatórios, que serão utilizados para caracterizar o perfil de consumo de cada unidade consumidora pertencente ao circuito secundário em análise, pelo período de 7 (sete) dias da semana. Com objetivo de verificar em qual momento a metodologia proposta converge para um índice de DRP/DRC aceitável, são feitas várias simulações (com geração de vários números aleatórios). Mais adiante, será detalhado como são feitas estas simulações.

7.3 Conversão das Curvas Diárias de Carga de 96 para 144 pontos

Atualmente as curvas de carga típicas adotadas pelo sistema GIS são oriundas de medições em campo específicas para cada tipo de atividade de unidade consumidora com intervalo de integração de 15 em 15 minutos. Estas curvas são adotadas em clientes A4 (tensão de fornecimento de 2,3 KV a 25 KV), em clientes BT (grupo composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo nos termos definidos pela Resolução 414, caracterizado pela estruturação tarifária monômnia) e também a Iluminação Pública, sendo todos estes armazenados no GIS em 5 patamares de demanda.

Com o objetivo de aprimorar os cálculos de queda de tensão nas análises dos circuitos elétricos, a CPFL Paulista em conjunto com outras distribuidoras e o auxílio de universidades desenvolveram uma metodologia de curva diária típica de consumo que substituiria o antigo kVAs, passando desta forma a ter melhores subsídios nos cálculos de queda de tensão das redes secundárias.

As medições de tensão, regulamentadas atualmente pelo PRODIST – Módulo 8, tiveram o intervalo de medição definido em 10 minutos.

Neste trabalho, partindo-se das curvas de cargas típicas já cadastradas no sistema GIS da CPFL Paulista, sendo estas discretizadas em 96 pontos a cada 24 horas, que representam a variação temporal (ao longo do dia) da carga demandada máxima e desvio padrão. Foi observada a necessidade de se desenvolver uma rotina através do *software* MATLAB® que convertesse todas as curvas diárias típicas, sendo estas compostas pelo seu valor médio e o respectivo desvio padrão, de 96 pontos para 144 pontos, atendendo desta forma a legislação vigente para apuração dos níveis de tensão no que tange a questão de fornecimento de energia.

De posse de todas as curvas cadastradas no sistema, foi possível desenvolver uma metodologia que estimasse o ponto intermediário entre dois pontos já conhecidos. Para obter este ponto intermediário, fez-se uso da equação geral da reta (Equação 5)

$$y_1 - y_0 = m \times (x_1 - x_0) \quad (5)$$

Inserindo, como dados de entrada, uma determinada curva de 96 pontos (Figura 10), na rotina desenvolvida no Matlab®, tem-se uma nova curva, sendo esta de 144

pontos (Figura 11), buscando-se ficar o mais próximo possível dos padrões determinados pela ANEEL através do Prodist – Módulo 8.

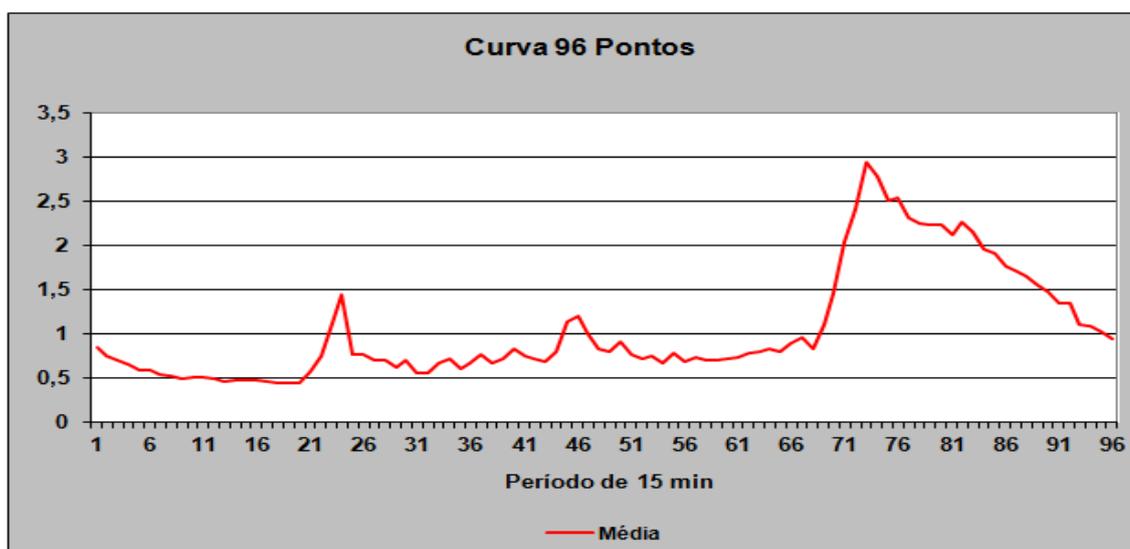


Figura 10 - Representação Gráfica de uma Curva de Carga de 96 pontos

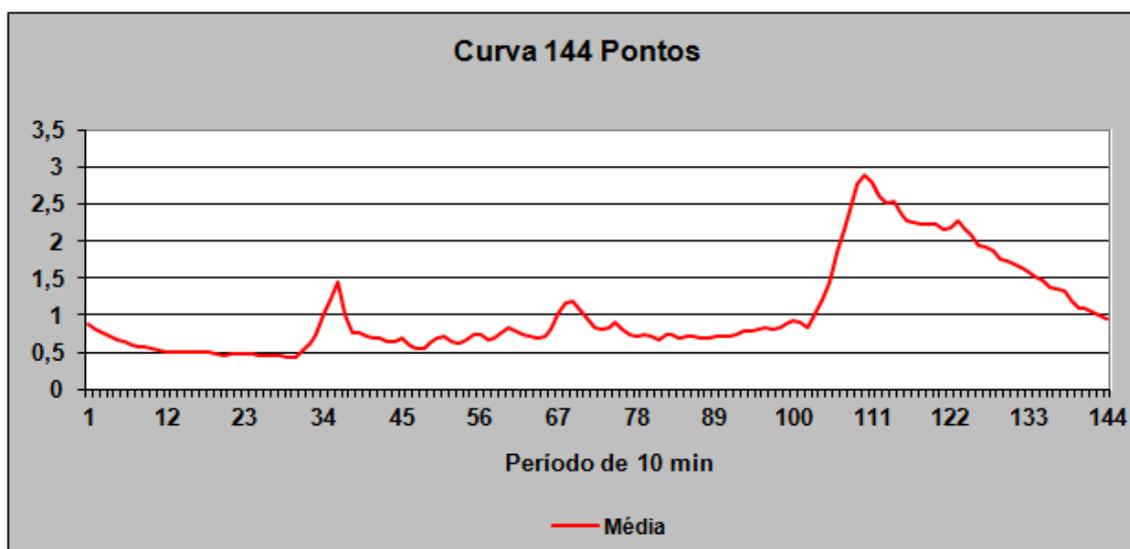


Figura 11 - Representação Gráfica de uma Curva de Carga de 144 pontos

A metodologia proposta faz uso das curvas cadastradas na base de dados GIS. Atualmente o banco de curvas da CPFL Paulista é composto de 79 curvas, sendo que são classificadas segundo:

- a) Estratificação pelo consumo mensal para os consumidores residenciais;
- b) Pela atividade principal para consumidores comerciais e industriais;
- c) Para as atividades sem a curva de carga típica foram definidas 4 curvas padrões;

Salienta-se que as simulações do *software* proposto foram aplicadas em setores estritamente de características residencial, onde foram empregadas as seguintes curvas de carga:

91000100 - Residencial com consumo até 100 kWh/mês (CPFL)

91000200 - Residencial com consumo de 101 até 200 kWh/mês (CPFL)

91000300 - Residencial com consumo de 201 até 300 kWh/mês (CPFL)

Contudo, é perfeitamente possível aplicar as demais curvas cadastradas no banco de dados da CPFL diante da modelagem de circuitos secundários de distribuição que tenham consumidores com características residenciais, comerciais e industriais.

7.4 Agregação de Curvas de Carga no Trecho Analisado

Os pontos de entrega são os finais dos ramais de serviço e são neles que as cargas são consideradas, para o cálculo de fluxo de carga na rede secundária. Em cada ponto de entrega pode haver um ou mais consumidores. Assim, para determinar a carga de um ponto de entrega, é necessário totalizar as demandas dos consumidores ligados a ele.

Salienta-se que, na proposta em questão, é feita a soma das demandas dos consumidores para cada intervalo de 10 minutos, visto que já está sendo considerado o desvio padrão na geração das curvas conforme descrito anteriormente.

A demanda agregada inicial é obtida por soma algébrica simples, conforme Equação 6:

$$D_{agregi} = \sum_{j=1}^{ncons} (D_{pu_{pontoij}} \times D_{médiaj} \times W_j) \quad (6)$$

Onde:

$ncons$ é o número de consumidores que estão sendo agregados

$D_{pu_{pontoij}}$ é a demanda em pu do consumidor j no ponto i . Ressalta-se que este valor é correspondente a curva de carga cadastrada do consumidor, onde todos os pontos já estão considerados os respectivos desvios padrão.

$D_{médiaj}$ é a demanda média do consumidor j (obtida através do consumo mensal da unidade consumidora).

Repete-se este procedimento para os 144 pontos de cada curva, obtendo desta forma a curva agregada para aquele poste.

7.5 Procedimento para Geração das Curvas de Carga a partir do Consumo Mensal de cada Cliente

Para a geração das curvas de carga para os clientes conectados no circuito a ser analisado, é feito inicialmente o cálculo da demanda média com base no consumo medido de cada cliente referente ao último mês de faturamento. De posse destes dados aplica-se a seguinte equação (7):

$$D_{média} = \frac{kWh / mês}{720} \quad (7)$$

Onde:

$D_{média}$ é o valor médio do consumo diário do consumidor com base no seu consumo mensal de energia elétrica;

$kWh/mês$ é o consumo medido no último mês do cliente, trata-se do número de kWh faturados em sua última conta de energia;

720 é total de horas em um mês.

A título de ilustração, na Figura 12, é apresentada uma curva de carga de um cliente residencial com consumo de 201 a 300 kWh/mês. Cabe salientar que o gráfico apresenta duas curvas, sendo uma, a curva média típica do cliente, ou seja, não foi acrescentado o desvio padrão da mesma, e a outra, gerada a partir da metodologia proposta, ou seja, com a geração de números randômicos dentro dos respectivos desvios-padrão.

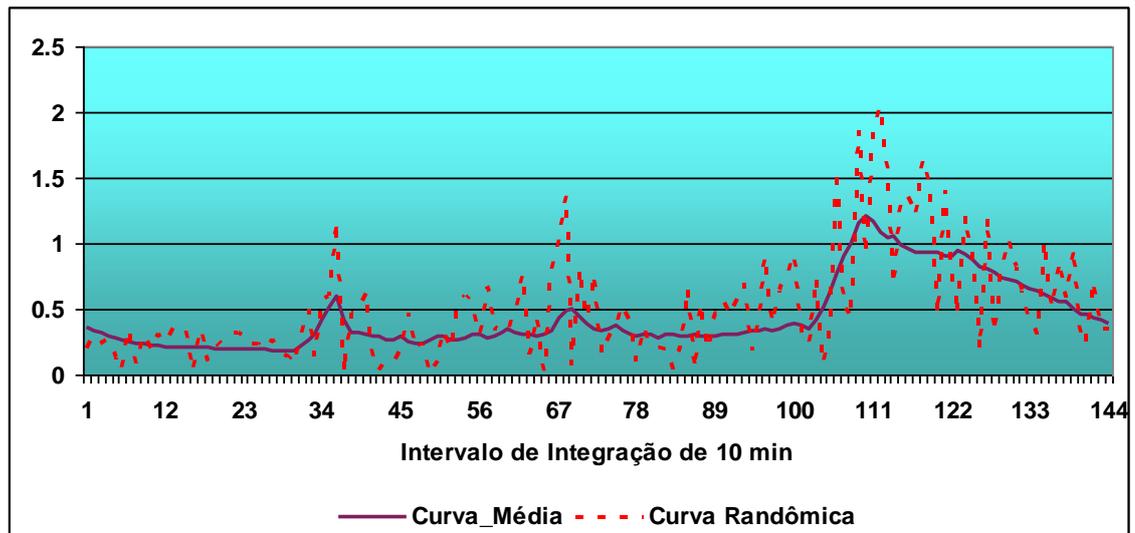


Figura 12 – Curva de Carga – Cliente Residencial com Consumo de 300 kWh/mês

Salienta-se que a geração da curva randômica pode acarretar em aumento ou diminuição no consumo do cliente para o dia em questão. Ou seja, quando é feito o cálculo da demanda média ($D_{m\u00e9dia}$), têm-se o kWh distribuído linearmente ao longo do dia. Contudo, quando se multiplica esta $D_{m\u00e9dia}$ por cada ponto da curva gerada pela metodologia, o consumo final do cliente pode sofrer variações.

7.6 Modelagem da Queda de Tensão (Matlab®)

Para o cálculo da queda de tensão, foram consideradas algumas variáveis para o início dos cálculos de fluxo de potência na metodologia proposta.

Visto que foram feitas medições em campo diretamente no transformador de distribuição do circuito em análise, criou-se um vetor de tensão de 144 pontos, que será considerado como o perfil de tensão na saída do transformador para o cálculo da queda de tensão de todo circuito secundário.

Salienta-se que é possível adotar metodologias para que não seja necessária a medição no transformador em análise, pois, de posse dos ensaios de perdas do equipamento, é possível determinar a tensão secundária a partir do perfil de tensão da rede primária. Existem ferramentas (*softwares*), utilizadas pela CPFL, que permitem rodar fluxos de potência na rede primária. Apresentando, portanto o perfil da tensão para o ponto em análise, ainda sejam necessários alguns ajustes para se obter a curva de tensão com 144 pontos ao longo do dia.

8 DESENVOLVIMENTO

A seguir serão descritos todos os passos referentes ao desenvolvimento da metodologia proposta, sendo estes: identificação do circuito a ser analisado, extração dos dados de rede para implementação do algoritmo, criação do vetor de tensão, as simulações e as análises do comportamento das curvas.

8.1 Identificação do Setor Secundário para Análise

O primeiro passo para o desenvolvimento da metodologia proposta foi a identificação de um circuito secundário de distribuição onde fosse possível efetuar levantamento detalhado das características do circuito, no sentido de se avaliar a conformidade e confiabilidade da base de dados da CPFL. Na sequência, foram feitas medições de tensão para a validação e comparação com os dados calculados.

O circuito eleito para análise está situado na região Noroeste do estado de São Paulo, precisamente, na cidade de Bauru. Salienta-se que este circuito (Figura 13) foi escolhido para avaliação da proposta apresentada com base em alguns critérios como:

- Proximidade da base da CPFL, facilitando o deslocamento para instalação de medições e levantamento do circuito;
- Histórico de reclamações de unidades consumidoras pertencentes a este circuito;
- Dados de medições efetuados anteriormente à proposta em questão.

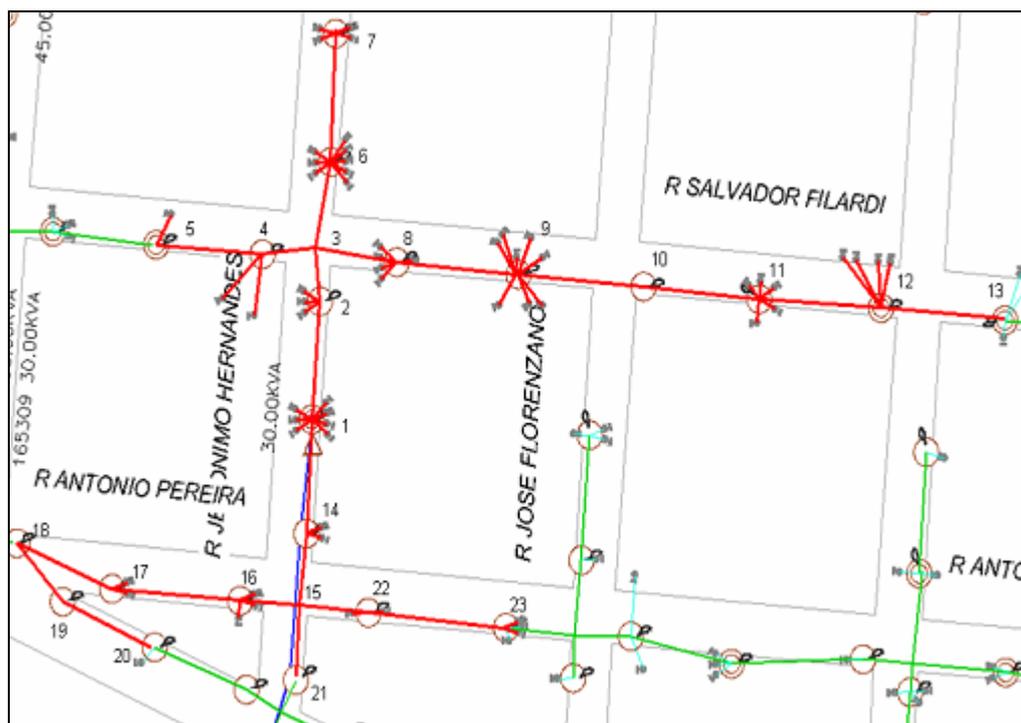


Figura 13 – Foto do Setor em Análise Extraída da Base GIS

Conforme Figura 13, o circuito em questão apresenta 23 nós, onde são implementados cálculos para agregação das curvas de cargas. A título de ilustração, temos como referências os pontos 1, 6 e 12 sendo estes:

- Ponto 1: local onde se encontra o transformador de distribuição;
- Ponto 6: unidade consumidora (conectada nas Fases A e C);
- Ponto 12: unidade consumidora (conectada na Fase A);

Salienta-se que ambas as unidades (Pontos 6 e 12) apresentaram indícios de queda de tensão acima de 7,5% conforme fluxo de potência calculado a partir do *software* GIS. Contudo, este cálculo é feito por patamares: manhã, tarde, ponta, noite e madrugada, e o sistema apresenta o patamar em que houve a maior queda de tensão.

8.2 Geração do Vetor de Tensão para Inicialização do Fluxo de Potência

Com o objetivo de iniciar as simulações, foram reunidas todas as informações necessárias para que o programa pudesse calcular o fluxo de potência do setor em análise.

Com os dados das medições realizadas em campo no circuito do transformador amostrado, criou-se um vetor de tensão com 144 pontos, que foi replicado para os sete dias da semana compondo um montante de 1008 pontos.

Salienta-se que a criação deste vetor consistiu na soma dos índices de tensão aferidos em cada dia da semana e dividido por 7 (sete) período que a medição ficou instalada. Inicialmente foi adotada a média dos dias da semana, no sentido de compensar qualquer fator extremamente atípico no comportamento da tensão, que pudesse comprometer os resultados das simulações.

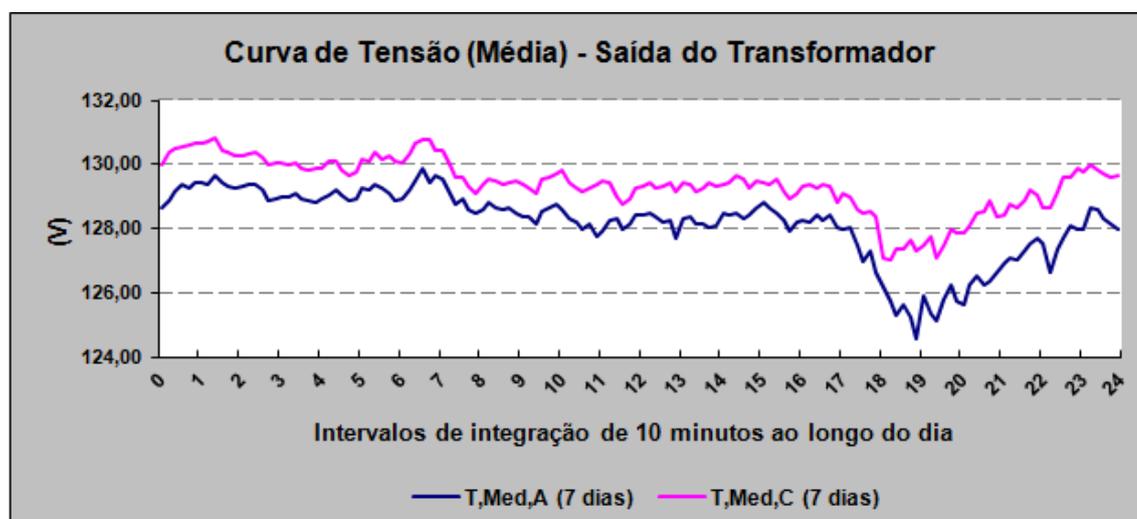


Figura 14 - Curva de Tensão Média – Secundário Transformador

Observa-se na Figura 14 que a fase A apresenta perfil de tensão com valores médios inferiores se comparados com a fase C. Levando-se em consideração a fase que apresenta maior probabilidade de transgressão dos índices de DRP/DRC, serão utilizados nas simulações os níveis de tensão apresentados na Fase A.

Embora o setor em análise seja trifásico (Fase A, B e C), foram consideradas apenas as fases A e C, visto que as unidades consumidoras onde serão executadas as simulações para comparação estão ligadas nas fases em questão. Outro ponto importante está relacionado ao circuito em análise apresentar desbalanço de carga elevado, ou seja, a Fase C apresenta poucas cargas (unidades consumidoras) conectadas na mesma. Portanto, a possibilidade de transgressão de tensão na fase em questão é extremamente remota.

Inserido o vetor de tensão no programa, este simulará o comportamento da tensão no borne secundário do transformador em análise. O próximo passo é determinar a

potência do transformador. Para esta primeira bateria de simulações será considerado um equipamento com potência nominal de 30kVA. Este equipamento é exatamente o mesmo que se encontrava instalado em campo em agosto de 2008, data em que foram efetuadas as primeiras medições no circuito secundário, no sentido de se avaliar o setor em questão para posterior comparação com a metodologia apresentada neste trabalho.

Na sequência, determina-se o fator de potência que será implementado no programa. Para primeira bateria de simulações, foi considerado fator de potência médio de 0.85, lembrando-se que este poderá ser alterado a qualquer momento, tendo-se em vista possíveis ajustes que deverão ser implementados no programa em questão.

Com o intuito de-se obter parâmetros comparativos aceitáveis entre a simulação e as medições em campo, foram extraídos do sistema de faturamento da CPFL, os dados de consumo de cada cliente do setor em análise, concomitantemente com o período em que a medição ficou instalada (agosto de 2008). Utilizando-se a base de dados das curvas diárias típicas de carga de cada unidade consumidora e aplicando-se seu respectivo consumo mensal, foram geradas as curvas de demanda de todos clientes. Para geração destas curvas foram considerados 1σ para mais e 1σ para menos.

Na Tabela 4, são apresentadas informações referentes a uma pequena amostra dos consumidores que estão conectados no setor secundário em análise:

Tabela 4 – Caracterização das Unidades Consumidoras

Ponto	Nº Imóvel	UC	Cód. Curva	Consumo	Fase
1	04-15	28567846	91000200	150	A
1	04-19	29082412	91000100	91	A
1	04-34	4985737	91000200	145	V
1	04-40	34054618	91000100	103	A
2	04-21	4979532	91000200	178	B
2	04-45	27987094	91000200	176	A
2	04-63	4997077	91000200	163	A
2	04-44	4967704	91000300	196	B
2	04-50	4966066	91000200	183	V
2	04-51	37709399	91000200	162	V
2	04-58	35184752	91000200	147	A
2	05-54	34940529	91000200	175	VB
2	22-80	28277376	91000100	76	A
3	23-27	5001986	91000200	169	A

Onde:

Ponto: identificação do poste (CPFL) em que o cliente em questão encontra-se ligado;

Nº Imóvel: identificação do imóvel;

UC: código da unidade consumidora;

Cód. Curva: código da curva de carga em que o cliente se enquadra;

Consumo: consumo apurado no mês de agosto de 2008, referente a cada unidade consumidora em questão;

Fase: identificação da fase em que o cliente está ligado na rede da concessionária.

Ressalta-se que a CPFL Paulista, adota como padrão de identificação das fases as cores: vermelha, azul e branca. Portanto, onde em algumas literaturas estas são apresentadas como: A, B e C ou R, S e T, para a CPFL Paulista a identificação correspondente é V, A e B.

8.3 Simulações

8.3.1 1ª Bateria de Simulações

Inseridas estas informações no algoritmo proposto, foram iniciadas as simulações.

Tabela 5 – Resultados das Simulações 1

Nº Iterações	Fase	DRP		DRC	
		6	12	6	12
100	A	0,0000	0,3710	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,7798	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
200	A	0,0000	0,3507	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,7550	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
300	A	0,0000	0,3710	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,8032	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
400	A	0,0000	0,3700	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,7783	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
500	A	0,0000	0,3643	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,7704	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1000	A	0,0000	0,3618	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,7937	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Conforme apresentado na Tabela 5, foram realizadas diversas simulações com número de iterações variando de 100 a 1000. A cada simulação, o programa armazena os resultados, e ao final, de acordo com o número de iterações previamente definido, o mesmo apresenta um valor médio de DRP/DRC nos pontos apontados (6 e 12).

Estas variações de números de simulações têm como objetivo apontar qual o número ideal de iterações em que o algoritmo apresentará valores convergentes. Ou seja, um número mínimo de iterações aceitável para que os índices médios apontados de DRP/DRC não sofram alterações significativas.

Diante dos valores apresentados na Tabela 5, verifica-se que não ocorrem variações bruscas nos índices de DRP no ponto 12, a partir de 500 iterações garantem com segurança a convergência do algoritmo.

Esta convergência é estabelecida, tendo em vista que as variações apontadas nas simulações são apresentadas em sua maioria no segundo algarismo após a vírgula (centésimo).

Avaliados todos os pontos significativos, verifica-se que o algoritmo proposto apresentou nos pontos em análise os seguintes índices de DRP/DRC:

Tabela 6 – Resultados das Simulações 1.1

Nº Simulações	Fase	DRP		DRC	
		6	12	6	12
500	A	0.0000	0.3643	0.0000	0.0000
	B	0.0000	0.7704	0.0000	0.0000
	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Comparando-se a Tabela 6 (resultados simulados a partir da metodologia proposta) com os valores apontados na Tabela 7 (medição em campo), verifica-se a necessidade de ajustes em algumas variáveis. Sejam estas a tensão de entrada, o fator de potência utilizado ou, até mesmo, a averiguação da correta aplicação das curvas diárias típicas de consumo de cada cliente. Ou seja, identificar se as curvas cadastradas no banco de dados da CPFL Paulista correspondem adequadamente a tipicidade de consumo de energia de cada unidade consumidora.

Conforme Tabela 7 (resultados das medições em campo), o ponto 12 apresenta os referidos índices de DRP/DRC exclusivamente na Fase A, visto que a unidade consumidora em questão é monofásica. Ressalta-se que, embora as simulações não tenham apresentado índices de DRC a medição em campo apresentou índice de 0,19 para o ponto em questão.

Tabela 7 – Resultado das Medições em Campo

Medições em Campo		
	DRP	DRC
Ponto 6	0	0
Ponto 12	1,84	0,19

Com objetivo de avaliar de forma mais aprofundada o desempenho do algoritmo proposto, serão realizados a seguir estudos comparativos do comportamento da corrente

do transformador e, na sequência, um detalhamento ainda maior, onde serão apresentados o comportamento de cada uma das fases do circuito em análise.

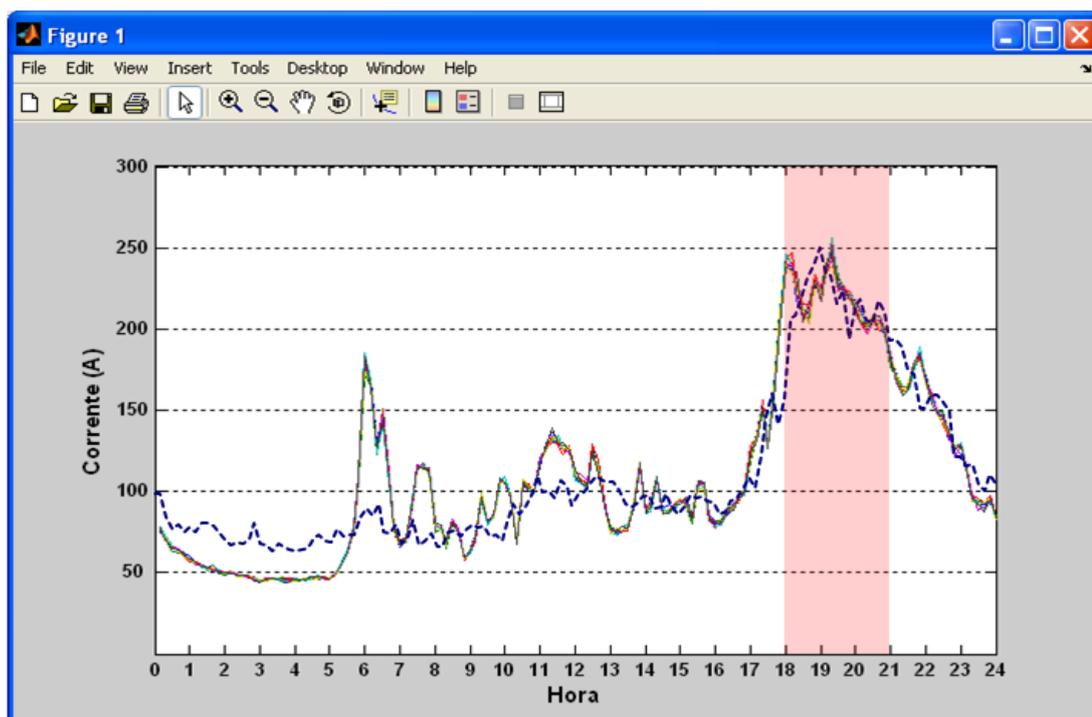


Figura 15 - Curva de Corrente no Transformador – Simulada x Medida

Conforme Figura 15, é apresentado o comportamento da corrente simulada no transformador (linha contínua) e a medida em campo (linha tracejada), nota-se perfil relativamente parecido entre estas. Contudo, observam-se algumas disparidades especialmente na primeira hora do dia (00:00h) onde a medição em campo apontou pico de corrente próximo de 100A, enquanto a simulada não passou de 76A. Estas diferenças estão relacionadas exclusivamente à amplitude das correntes, mas quanto ao comportamento (perfil) verificam-se similaridades entre as duas curvas.

Ressalta-se que o comportamento da corrente durante o horário de ponta das 18:00h às 21:00h (área em vermelho do gráfico), apontou semelhanças relevantes entre as curvas, tanto no perfil, quanto relacionado a amplitude.

Para melhor comparação e análise do comportamento da corrente entre as simulações do algoritmo proposto e as medições em campo, serão apresentados a seguir gráficos que representam as correntes de forma individual (monofásica). Facilitando a análise, e identificando de forma assertiva os possíveis ajustes a que o programa deverá ser submetido.

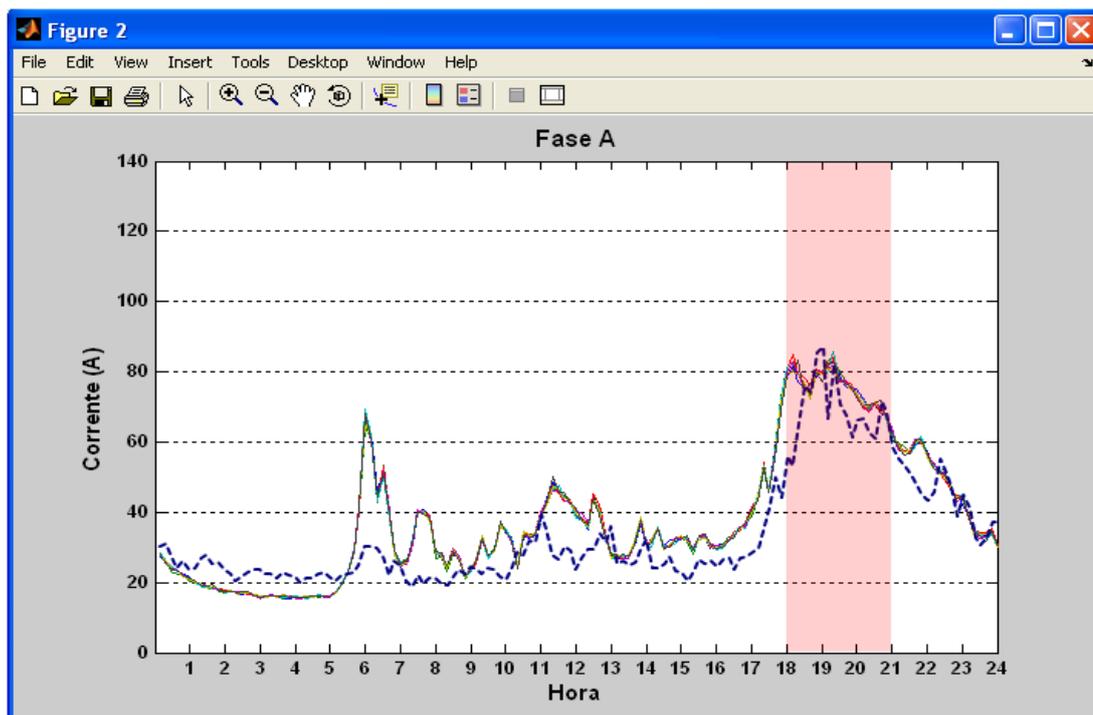


Figura 16 - Curva Corrente Borne Secundário do Transformador - Fase A

De acordo com as simulações feitas no Matlab® através da metodologia proposta, a Fase A (Figura 16) apresenta picos de 83A (linha contínua no gráfico) no horário de ponta (18:00h às 21:00h), valores semelhantes são identificados na medição em campo (linha tracejada). Observa-se que o perfil da corrente ao longo do dia é parecido para as duas situações. Contudo, notam-se variações nas amplitudes de corrente, especialmente nos períodos das 06:00h às 07:00h e também das 11:00h às 13:00h.

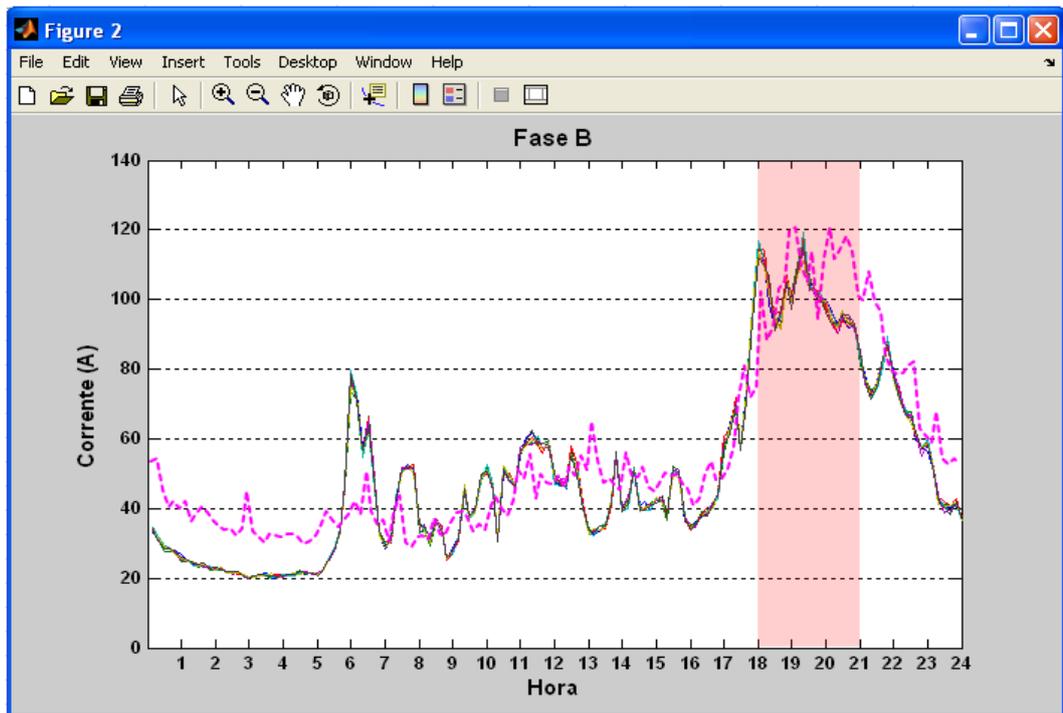


Figura 17 - Curva Corrente Borne Secundário do Transformador - Fase B

Nas simulações executadas através da metodologia, a Fase B (Figura 17) apresenta perfil de corrente (linha contínua no gráfico) bastante similar à medição realizada em campo (linha tracejada no gráfico). Durante o horário de ponta e, até mesmo, ao longo do dia, observam-se picos de corrente semelhantes. Contudo, notam-se disparidades nas primeiras horas do dia, onde a medição em campo apresenta valores superiores aos dados simulados, e próximo as 06:00h, a corrente simulada apontou pico de 78A, enquanto, na medição em campo, este valor não passou de 52A.

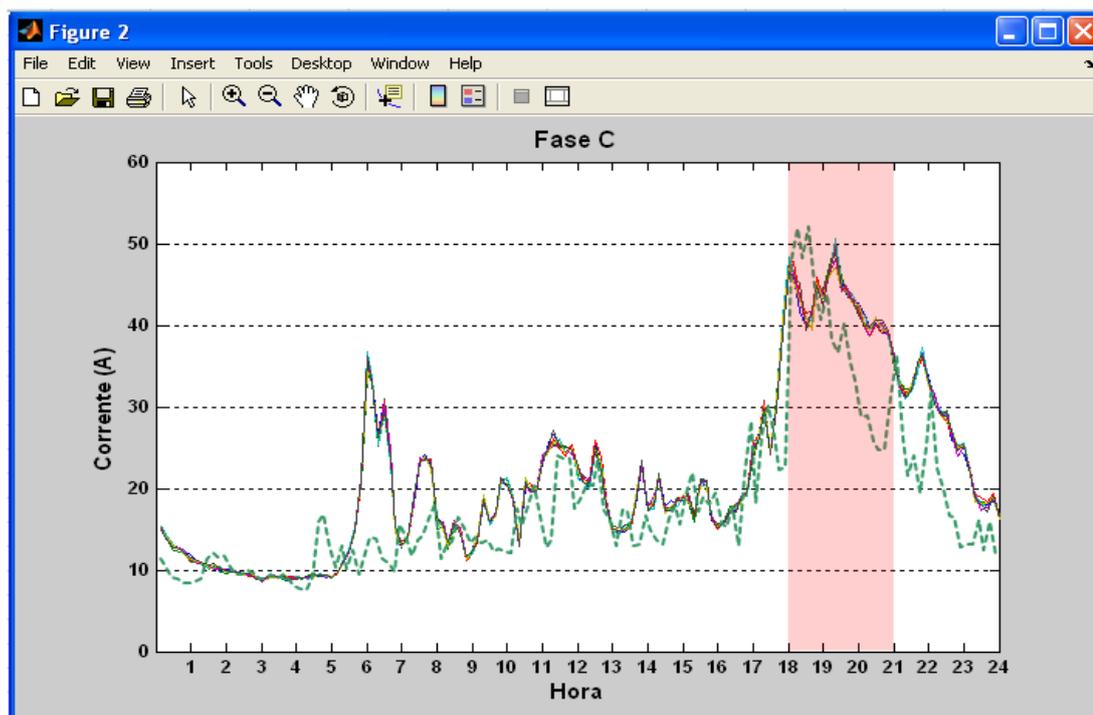


Figura 18 - Curva Corrente Borne Secundário do Transformador - Fase C

A Fase C (Figura 18) concomitantemente à Fase B, também apresenta perfil semelhante entre a simulação (linha contínua) e a medição em campo (linha tracejada), inclusive com picos de corrente durante o horário de ponta (18:00h às 21:00h) similares. Contudo, ao longo do dia, os dois gráficos apresentam algumas incompatibilidades frente às magnitudes de corrente.

Apesar de se encontrar similaridade nas curvas de corrente de cada uma das fases do transformador, entre a simulada e a medição em campo, identifica-se certo distanciamento dos índices de DRP/DRC. Com o objetivo de buscar maior proximidade destes índices e, seguindo a lógica de que a medição em campo certamente apontou estes índices em momentos que a tensão no borne secundário do transformador era de menores amplitudes, será feita nova bateria de simulações considerando-se o vetor de tensão de toda a semana em que o Registrador Digital de Tensão ficou instalado em agosto de 2008.

Esta segunda bateria de simulações será diferente da primeira, tendo em vista a aplicação dos valores de tensão que foram medidos no borne secundário do transformador, ao longo dos sete dias da semana. Ou seja, serão considerados os valores medidos tanto nos dias úteis, quanto no final de semana (sábado e domingo).

Ressalta-se que na primeira bateria de simulações, foi extraída uma curva média de tensão dos sete dias, onde esta serviu de “input” para os cálculos dos índices de DRP/DRC ao longo de toda semana.

8.3.2 2ª Bateria de Simulações

A medição em campo executada durante o mês de agosto de 2008, ficou instalada por um período de sete dias. Na primeira bateria de simulações foi feita uma média dos valores de tensão de cada um dos dias medidos. Para esta 2ª bateria de simulações serão implementados os vetores de tensão de cada um dos 7 dias da semana medidos. Ou seja, este vetor compreenderá dados de tensão de dias úteis e final de semana. Permitindo desta forma que o programa simule em condições ainda mais parecidas com as de campo.

Conforme ilustrado na Figura 19, será adotado como vetor de entrada para esta segunda bateria de simulações os dados da Fase A, que, conforme ilustrado anteriormente, é a fase que apresenta os menores índices de tensão e também a fase para que teremos parâmetros comparativos, visto que as unidades consumidoras que foram medidas estão conectadas na fase em questão.

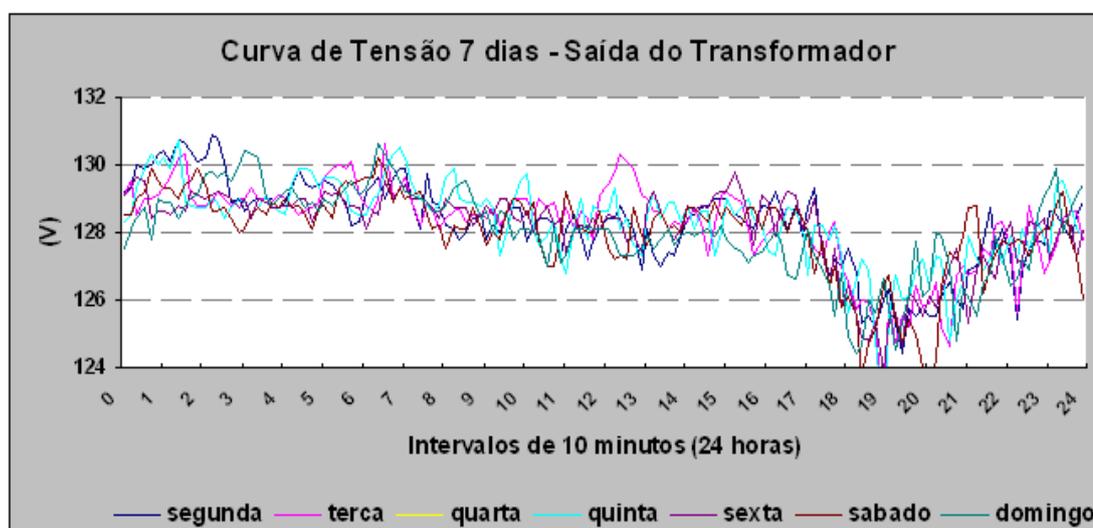


Figura 19 - Curvas de Tensão Transformador – (7 dias da semana)

Executada a alteração do vetor de tensão, foram obtidos os seguintes resultados nas simulações da metodologia proposta:

Tabela 8 – Resultados das Simulações 2

Nº Iterações	Fase	DRP		DRC	
		6	12	6	12
100	A	0,0000	0,5615	0,0000	0,0000
	B	0,0000	1,0069	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
200	A	0,0000	0,5327	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,9668	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
300	A	0,0000	0,5440	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,9732	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
400	A	0,0000	0,5503	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,9826	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
500	A	0,0000	0,5393	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,9655	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1000	A	0,0000	0,5325	0,0000	0,0000
	B	0,0000	0,9699	0,0000	0,0000
	C	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Comparando-se a Tabela 8, com a Tabela 5 (1ª bateria de simulações) verifica-se aumento dos índices de DRP. Este aumento se deve a variação do nível de tensão nos bornes de saída do transformador, o que leva a uma aproximação ainda maior dos valores identificados em campo (Tabela 7).

Da mesma forma que na primeira bateria de simulações, é apresentada convergência dos índices de qualidade do nível de tensão a um número aproximado de 500 iterações. Ou seja, mesmo que submeta o programa à um número de iterações extremamente elevado, este não apresentará variações significativas nos valores médios dos índices de DRP/DRC.

Ressalta-se que apesar da medição em campo apresentar DRC = 0,19 para o Ponto 12, a simulação mantém o índice como 0 (zero).

Como não houve variação das cargas entre as simulações da primeira bateria e a segunda, o comportamento (perfil e amplitude) da corrente se manteve praticamente o mesmo.

Ressalta-se que as comparações entre as medições efetuadas em campo e os dados simulados, são utilizadas apenas como referência para validação da metodologia proposta. Pois, para uma análise comparativa mais conclusiva, devem-se efetuar diversas campanhas de medidas no setor em análise, no sentido de amenizar possíveis

variações temporais no comportamento do consumo de energia por parte dos consumidores conectados no circuito secundário de distribuição em análise.

8.4 Comportamento das Curvas de Carga

Como citado anteriormente as bases das curvas de cargas utilizadas no programa proposto, são exatamente as mesmas que a concessionária CPFL Paulista utiliza para implementar suas rotinas de fluxo de potência. Contudo, ressalta-se que este banco de dados está relativamente desatualizado, ou seja, são necessários novos estudos da concessionária de energia no sentido de atualizar seu universo de curvas de carga cadastradas, tendo em vista as constantes mudanças de hábitos de consumo de energia e posses de aparelhos eletrodomésticos e eletrônicos.

Exemplificando de forma clara a variação do perfil de cada curva de carga de acordo com sua faixa de consumo, temos o seguinte gráfico:

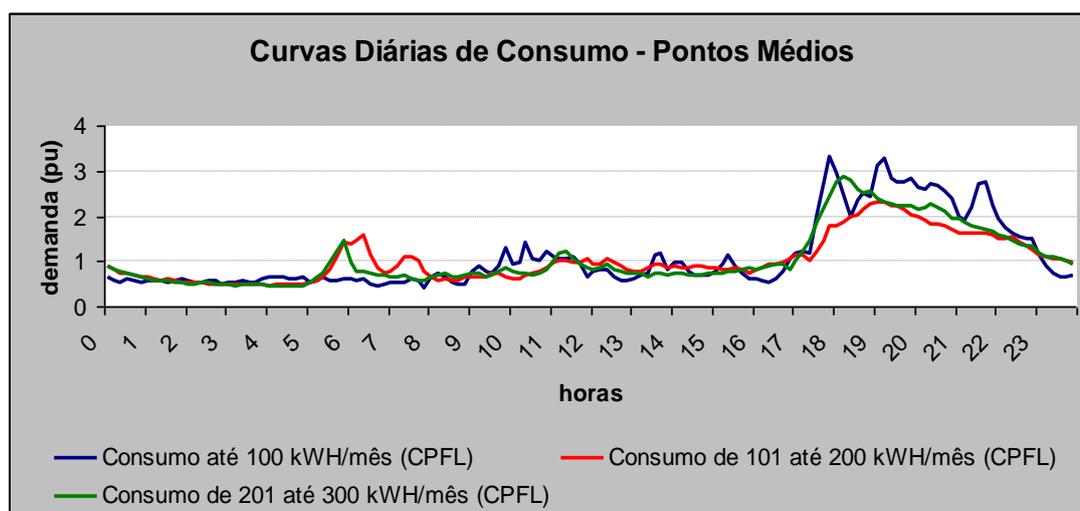


Figura 20 – Comparativo de Curvas de Carga

Nota-se que os clientes com consumo entre 0 e 100kWh/mês possuem curva de carga diária de consumo com picos maiores no horário de ponta se comparados com os outros consumidores com faixas de consumo diferentes, ou seja, clientes com consumo médio mensal maiores (teoricamente maior poder aquisitivo) possuem sua curva de carga melhor distribuída ao longo do dia. Ressalta-se que o gráfico em questão representa apenas os pontos da curva média de consumo, não considerando o desvio padrão nesta análise.

Conforme dados da concessionária de agosto de 2008, existiam 61 clientes conectados no setor secundário em questão e, de acordo com o consumo médio do mês em análise, estes clientes estão distribuídos entre as curvas de cargas da seguinte forma:

23 Clientes com consumo ente 0 e 100kWh\mês (Cód. Curva 91000100)

32 Clientes com consumo ente 101 e 200kWh\mês (Cód. Curva 91000200)

06 Clientes com consumo ente 201 e 300kWh\mês (Cód. Curva 91000300)

Conforme simulações (baterias 1 e 2) foram consideraras em todas as análises as curvas de carga com seus respectivos desvios padrão, tendo em vista que a geração randômica de pontos entre o desvio padrão e a média alteram de forma significativa os resultados obtidos nas simulações.

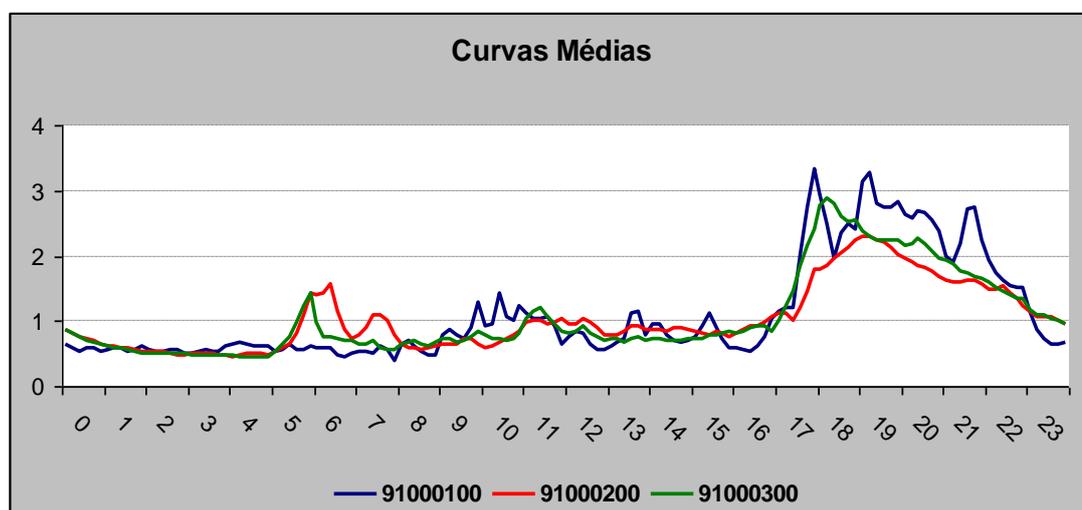


Figura 21 – Curvas de Carga Média (91000100, 91000200 e 91000300)

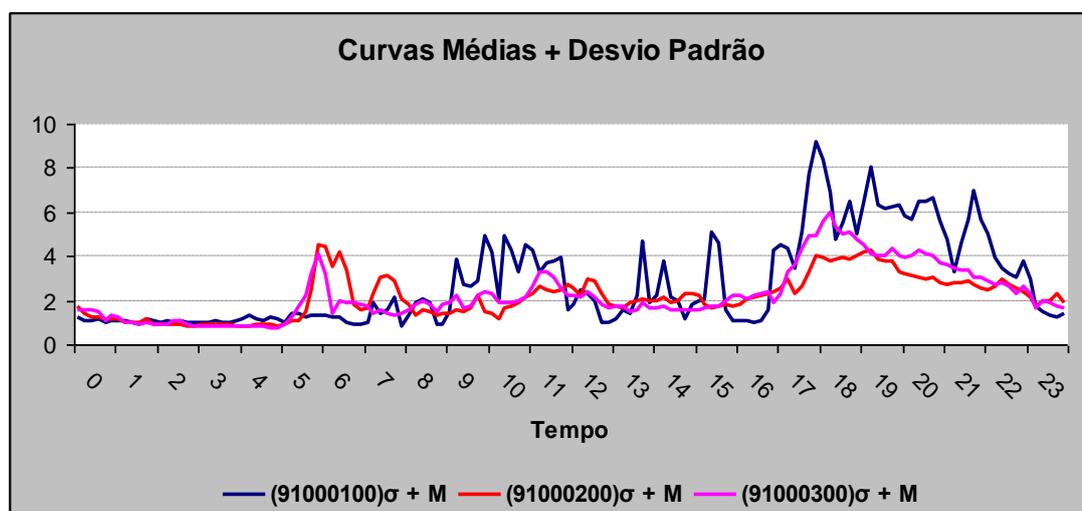


Figura 22 – Curvas de Carga Média + Desvio Padrão (91000100, 91000200 e 91000300)

De acordo com as Figuras 21 e 22, nota-se a grande possibilidade de se obter pontos até 3 vezes maiores em relação ao valor do respectivo ponto na curva média de acordo com a geração aleatória aplicada pelo algoritmo proposto. Contudo, no algoritmo, quando é feito um número de iterações significativo (na metodologia foi adotado número médio de 500 simulações), estes possíveis picos devidos à geração de números randômicos são atenuados de forma estatisticamente válida.

9 PLANEJAMENTO DE MÉDIO E LONGO PRAZO

Conforme estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a demanda de energia elétrica deverá crescer a uma taxa média de 4,8% ao ano, conforme nota técnica “Projeção de Demanda de Energia Elétrica para os Próximos Dez Anos” de janeiro de 2011.

A Divisão de Engenharia do Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL Paulista tem como atividade principal promover estudos para preparar o sistema elétrico da concessionária frente às conexões de novos pontos de carga (unidades consumidoras) e também preparar a distribuidora de energia elétrica para atenderem aos pedidos de acréscimo de demanda, sem comprometer os ativos de rede com sobrecargas e, fundamentalmente, garantir a qualidade da energia disponibilizada.

Com base nas planilhas de acompanhamento de demanda de todas as regiões e cidades da área de concessão da CPFL Paulista, a Divisão de Planejamento traça os planos anuais e plurianuais de obras e manutenção. Tomando como base esta planilha, é possível, a partir da metodologia proposta neste trabalho, prever as possíveis transgressões dos níveis de tensão ao longo da rede secundária, tomando-se como base as taxas de crescimento adotadas para as regiões onde estará sendo feita a análise do circuito de distribuição secundário.

Concomitantemente ao estudo da EPE, as taxas de crescimento de demanda da cidade de Bauru, local onde está situado o circuito secundário analisado pela metodologia, proposta as taxas de crescimento são ilustradas na Tabela 9.

Tabela 9 – Taxas de Crescimento CPFL Paulista

DADOS GERAIS DE BARRAS DE SUBESTAÇÃO					CONSUMO MÉDIO MENSAL 2007 (KWH)					
NOME	REGIÃO	CIDADE	TOT	%RES	%COM	%IND	RUR%	%OUT		
BAURU 1	NOROESTE	BAURU	8,997,740	40.45%	20.16%	20.49%	1.56%	17.34%		
CRESCIMENTO ANUAL DE DEMANDA										
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
4.58%	4.53%	4.58%	4.35%	4.46%	4.46%	4.29%	4.25%	4.11%	4.14%	4.37%

Cabe salientar que as taxas de crescimento ilustradas, compreendem todas as classes de consumidores, ou seja, estão incluídos os consumidores: residenciais, industriais e comerciais, sendo todos estes em região rural ou urbana.

Com base nas taxas de crescimento apontadas na Tabela 9, foram executadas simulações no algoritmo proposto inserindo-se as taxas de crescimento.

Tabela 10 – Planilha de Simulações Inserindo-se Taxas de Crescimento

Taxa de Cresc. Acumulada	Fase	DRP		DRC	
		6	12	6	12
1 ano (2009) (4,53%)	A	0.0000	0.7621	0.0000	0.0000
	B	0.0010	1.2702	0.0000	0.0000
	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2 anos (2010) (9,00%)	A	0.0000	1.0435	0.0000	0.0000
	B	0.0028	1.6609	0.0000	0.0000
	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3 anos (2011) (14,00%)	A	0.0000	1.4016	0.0000	0.0000
	B	0.0075	2.0877	0.0000	0.0000
	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4 anos (2012) (19,00%)	A	0.0000	1.7768	0.0000	0.0002
	B	0.0131	2.5480	0.0000	0.0038
	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5 anos (2013) (24,00%)	A	0.0000	2.2681	0.0000	0.0016
	B	0.0266	3.0946	0.0000	0.0099
	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6 anos (2014) (29,00%)	A	0.0000	2.6837	0.0000	0.0040
	B	0.0377	3.5685	0.0000	0.0252
	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7 anos (2015) (34,00%)	A	0.0000	3.2062	0.0000	0.0133
	B	0.0538	4.1246	0.0000	0.0615
	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

De acordo com os índices apresentados na Tabela 9, nota-se que o ponto 12 (Fase B) do circuito apresentará transgressão de nível de tensão precário em 5 (cinco) anos.

Enquanto que a Fase A deste mesmo ponto apresentará transgressão de nível de tensão (DRP) em aproximadamente 7 (sete) anos.

Salienta-se que os percentuais inseridos para simulação no programa, obrigatoriamente, são acumulados. A título de ilustração, na Figura 23, é apresentado o comportamento da corrente no transformador analisado projetado para o ano de 2015.

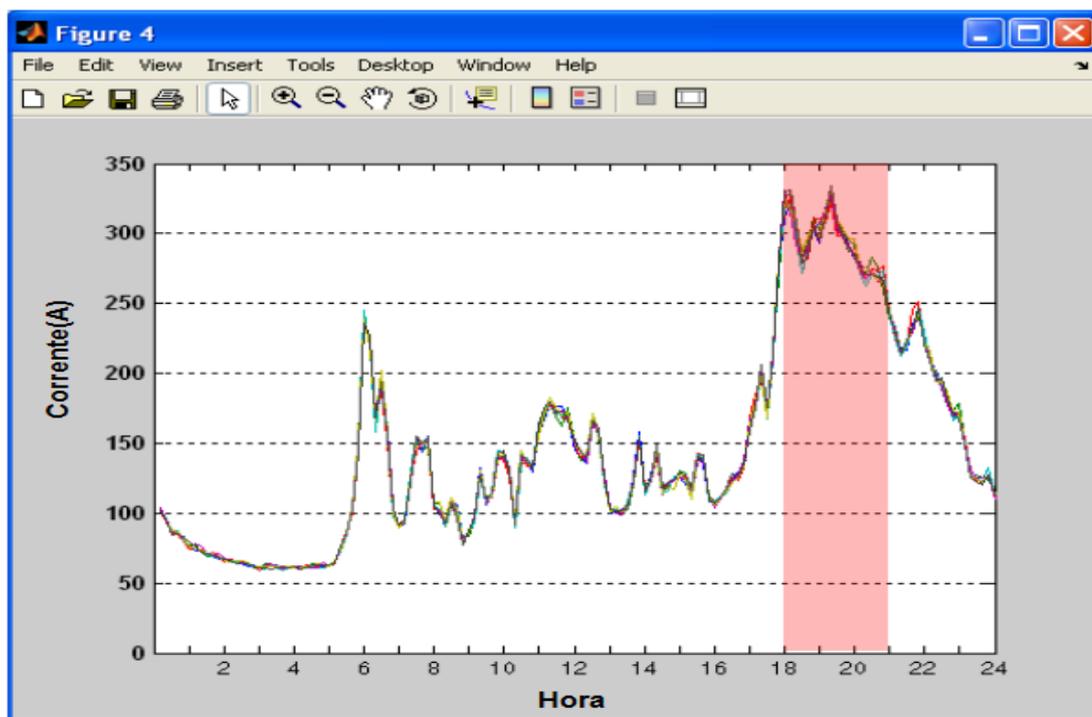


Figura 23 – Corrente no Transformador Projetada (2015)

Comparando-se o gráfico de corrente (Figura 23) com o gráfico de corrente simulado para o ano de 2008 (Figura 15), observa-se aumento da corrente especialmente no horário de ponta da ordem de 34%.

10 CONCLUSÃO

A busca das concessionárias pelo pleno atendimento do fornecimento de energia elétrica com qualidade, continuidade e redução de custos, sejam estes de logística de atendimento ou até mesmo com indenizações, são as metas e objetivo do trabalho apresentado. A proposta focou esforços em apresentar uma metodologia que satisfaça as limitações da distribuidora, fornecendo ferramentas úteis e de possível implementação para o melhor controle dos níveis de tensão ao longo da rede secundária. Mitigando desta forma, riscos de penalizações e diminuindo custos operacionais.

A metodologia apresentada quando comparada com os métodos utilizados atualmente pela CPFL Paulista, apresenta ganhos significativos. Ou seja, enquanto o *software* GIS, efetua cálculos de queda de tensão avaliando apenas patamares, o algoritmo proposto utiliza curvas diárias típicas de carga onde estas representam ponto a ponto com intervalos de 10 minutos a variação tensão e da corrente ao longo do dia.

Cabe salientar que, apesar de o objetivo da metodologia ser o monitoramento dos níveis de tensão, ela se mostrou bastante eficaz em relação à avaliação da base dados de curvas de cargas da distribuidora e também monitorar o carregamento dos transformadores de distribuição.

De acordo com as simulações efetuadas com o objetivo de se avaliar a robustez e confiabilidade do programa, foi identificado que o número adequado de iterações para que o programa apresente uma resposta estatisticamente válida é relativamente baixo, por volta de 500 (iterações). Da forma que o algoritmo foi desenvolvido para a simulação de um setor secundário conforme o analisado neste trabalho, são necessários menos de 5 segundos de processamento. Cabe salientar que este tempo deve variar de acordo com a máquina utilizada para processar as informações.

Conforme descrito no Capítulo 8, onde foram feitas as simulações, para uma avaliação real da ferramenta desenvolvida, foram executadas medições em campo para poder comparar os resultados com a metodologia proposta. Observou-se certo distanciamento dos índices de DRP/DRC entre o valor aferido em campo com o simulado.

Contudo, este fato pode ser explicado por diversas variáveis como:

- Para geração das curvas diárias típicas de consumo, é necessário extrair da base de dados da concessionária o consumo de cada cliente

do setor secundário em análise, exatamente no mesmo período que a medição de nível de tensão ficou instalada em campo. Desta forma é possível implementar a metodologia proposta considerando a carga real do setor e o comportamento exato da tensão no borne secundário do transformador;

- Salienta-se que como se trata de um processo randômico, para completa validação da metodologia proposta, é necessário a realização de uma campanha de medidas em diversos setores secundários, e a repetição destas em períodos diferentes. Desta forma é possível comparar com mais eficácia a metodologia proposta com a realidade dos níveis de tensão em campo;
- Outro ponto relevante está relacionado à identificação do fator de potência que mais corresponde com o circuito em análise. Pois, devido à carência de equipamentos que monitorem este tipo de grandeza, não foi possível identificar este parâmetro na medição realizada em campo.
- Cabe salientar que a metodologia avalia a queda de tensão no poste da distribuidora em que o consumidor encontra-se conectado. Não sendo considerada a queda de tensão no ramal de entrega do cliente.

Ressalta-se que quando se trabalha com métodos estatísticos, é de conhecimento que existe uma faixa de confiança. Ou seja, não se trabalha com valores estanques. Isto ocorre fundamentalmente devido ao Desvio Padrão adotado na geração das curvas de cargas.

De acordo com o título do trabalho, foram feitas simulações inserindo-se taxas de crescimento vegetativo de consumo de energia elétrica. Os resultados obtidos apontaram que caso a distribuidora não faça nenhuma alteração ou melhoramento da configuração da rede secundária analisada, a mesma apresentará índices de nível de tensão abaixo dos limites aceitáveis em um período menor que 5 anos.

Com todos os resultados demonstrados e discutidos, observou-se que é possível adotar a metodologia proposta. Contudo, deve-se verificar fundamentalmente a confiabilidade da base de dados da distribuidora, como: a tipologia da rede cadastrada, a consistência das curvas de carga, o cadastro correto das unidades consumidoras frente às suas tipologias de consumo, o fator de potência ideal para cada região analisada e

também, em caso de análise específica de uma unidade consumidora, incluir, também, no cálculo dos índices, a queda de tensão no ramal de serviço. Pois, de acordo com a legislação, a concessionária deverá medir os níveis exatamente no ponto de entrega de energia ao consumidor.

O diagnóstico precoce destes índices possibilita que a concessionária tome as devidas providências para regularizar sua rede de energia, antes mesmo que os consumidores possam estar sujeitos a tais variações de nível de tensão. Aplicando-se esta metodologia, a distribuidora atenuará de forma significativa as reclamações de nível de tensão de seus consumidores, evitará o pagamento de multas pela não conformidade em relação a qualidade de seu produto, inibirá atendimentos de emergências por suas equipes de plantão e utilizará números menores de equipamentos de medição para detecção de níveis de tensão abaixo do regulamentado em suas redes de distribuição.

11 PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

No sentido de buscar uma aplicação prática da metodologia proposta, devem ser efetuados novos estudos sobre as curvas diárias típicas de consumo. Ou seja, é necessário atualizá-las e reagrupá-las de acordo com a faixa de consumo de cada cliente e também sua respectiva atividade. Nesta mesma linha, com as novas tecnologias de medidores eletrônicos de faturamento com memória de massa (equipamentos que fazem o armazenamento de diversas grandezas elétricas na memória do medidor) passa a ser possível gerar curvas diárias típicas de consumo com intervalos de integração de 10 (dez) minutos, conforme determina o PRODIST – Módulo 8 para avaliação dos índices de nível de tensão em regime permanente DRP/DRC.

Para comparação e validação da metodologia apresentada, é necessária a instalação de várias medições em campo em períodos distintos, no sentido de obter parâmetros estatisticamente válidos para se poder comparar com os processos aleatórios e de estimação da metodologia.

12 REFERÊNCIAS

ANEEL, (2010). Resolução nº 414

BARAN M., and KELLY A.(1995), A branch current based state estimation method for distribution systems, IEEE Transaction on Power Systems, V.10, N 1, pp. 483-491.

BERNARDON, D. P. (2007). Métodos para Reconfiguração das Redes de Distribuição a partir de Algoritmos de Tomadas de Decisão Multicriteriais - Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Maria.

CELIK, M.; LIU, W.H.E. (1999) A Practical Distribution State Estimation Algorithm. Proceedings of PES Winter Meeting.

JARDINI, J. A. e CASOLARI, R. P. (1997). Curvas de Carga de Consumidores e Aplicações na Engenharia da Distribuição. Relatório Técnico.

KAGAN, N.; OLIVEIRA; C.C.B.; ROBBA, E.J. (2005) Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo: Ed. Edgard Blucher, 1. ed..

MATSUMOTO, E. Y. (2004) Fundamentos MATLAB® 7. Editora Érica.

MILBRADT, R.G. (2007); Métodos e Algoritmos para Ajuste do Meios Básicos para Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição – Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria.

MORSE, (1.986). Revista o Setor elétrico – edição 61 – fev2011 – por Luciana Mendonça

PRODIST (2011) – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8

STEVENSON JR, W. D. (1978). Elementos de Análise de Sistemas de Potência. Rio de Janeiro, McGraw-Hill do Brasil.

13 APÊNDICE A – ARTIGO PUBLICADO NO CBQEE EM 2009

Artigo publicado no CBQEE – Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica em 2009, realizado na cidade de Blumenau/SC – Sessão Técnica

Metodologia para Estimação da Distribuição de Tensão da Rede Secundária

Walter Barbosa Jr; Murilo da Silva; Ricardo Torrezan;
Se Un Ahn

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz – Campinas/SP

Luiz Eduardo Borges da Silva; Germano Lambert
Torres

UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá

Resumo — O presente trabalho tem como objetivo apresentar a aplicação de uma nova metodologia estatística para estimação dos índices de DRP/DRC ao longo da rede de distribuição secundária conforme preceitua a Resolução nº 505 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Fazendo uso de curvas de cargas e a base de dados da rede de distribuição da concessionária de energia elétrica CPFL, desenvolveu-se um algoritmo sob a plataforma do software MatLab capaz de estimar estes índices. Neste trabalho faz-se uso de medições em campo nos setores analisados pelo programa, com o objetivo de avaliar a sua aplicabilidade e confiabilidade.

Palavras-chaves — Variação de Tensão de Longa Duração, Curva de Carga, Rede de Distribuição Secundária.

I. INTRODUÇÃO

Atualmente, o monitoramento da distribuição de tensão em toda a rede secundária é uma área de pesquisa de grande interesse. Devido às inovações tecnológicas, inúmeros equipamentos eletrônicos e de potência estão sendo adquiridos pelos mais variados tipos de consumidores, fazendo com que o sistema elétrico de distribuição fique sobrecarregado sem o devido conhecimento das concessionárias.

Dado este constante acréscimo de demanda as distribuidoras de energia elétrica estão focando seus esforços no monitoramento dos níveis de tensão que seus clientes estão sendo submetidos, conforme regulamenta a Resolução nº 505/2001 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, que especifica os parâmetros de variação de tensão de longa duração, contendo os indicadores individuais e coletivos a serem mensurados, assim como as penalidades pelo não cumprimento dos prazos limites estabelecidos para regularização.

A referida Resolução estabeleceu três faixas de tensão de atendimento as unidades consumidoras, sendo estas: adequada, precária e crítica, e dois indicadores de transgressão: Duração Relativa da Transgressão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC).

W. B. Junior, walterbarbosa@cpfl.com.br, Tel. +55-19-3756-8076, Fax +55-19-3756-8212, M Silva, R. Torrezan, S. U. Ahn.; L. E. B. Silva, G. L. Torres.

Estes indicadores referem-se à duração relativa das leituras de tensão nas faixas de tensão precária e crítica, e não devem ultrapassar o limite de 3% para DRP e/ou 0,5% para DRC no período de observação definido.

Partindo-se de informações extraídas da base de dados da concessionária CPFL, ou seja, fazendo uso das curvas diárias típicas discretizadas em 144 pontos a cada 24 horas, que representam a variação temporal da carga (demanda e desvio padrão) e da modelagem da rede de distribuição de energia, desenvolveu-se uma metodologia estatística sob a plataforma do software MatLab, onde obteve-se as curvas de distribuição de probabilidades da tensão, que permitiram calcular para cada ponto da rede, os riscos de transgressão dos indicadores DRP e DRC. Salienta-se também que o programa desenvolvido permite a inserção de taxas de crescimento, o que permite detectar e mitigar possíveis transgressões dos níveis de tensão que alguma unidade consumidora possa vir a sofrer.

II. CURVAS DIÁRIAS TÍPICAS DE CONSUMO

A CPFL estima o comportamento da sua rede de distribuição secundária, baseando-se na utilização de curvas de cargas (integralizadas a cada 15 minutos). Onde estas foram obtidas a partir de medições instaladas em campo em determinados grupos de unidades consumidoras, levando-se em conta algumas características como: atividades do cliente, critérios de consumo, sazonalidade e a localidade.

Como a legislação atual determina que as medições possuam intervalos de integração de 10 minutos, desenvolveu-se uma rotina através do software MatLab para conversão de todas as curvas de carga típicas cadastrada na CPFL de 96 para 144 pontos.

E partindo deste novo grupo de curvas, já atendendo o que determina a Resolução nº 505/ANEEL, será possível criar um método estatístico que aplicado o desvio padrão de cada curva em seu valor médio, pode-se estimar o patamar de demanda de cada ponto em determinada unidade consumidora no período de 7 (sete) dias, perfazendo um número total de 1008 (7x144) amostras conforme determina a legislação.

A Fig. 1 mostra uma curva diária típica de consumo residencial de 201 a 300 kwh/mês (CPFL).

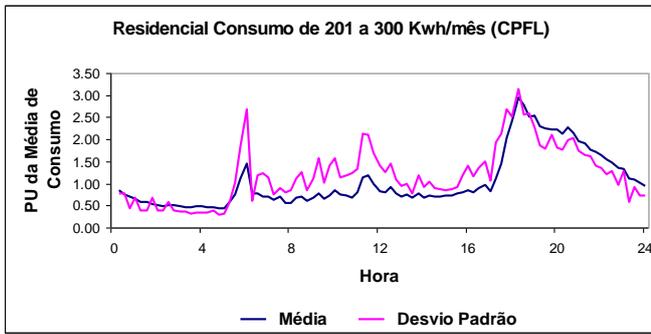


Fig. 1. Curva Diária Típica de Consumo

III. TOPOLOGIA DA REDE SECUNDÁRIA

A CPFL possui sua base de dados totalmente digitalizada, ou seja, pode-se encontrar, quantificar e visualizar facilmente todas as características da rede elétrica de sua área de concessão.

Salienta-se que inúmeros fatores caracterizam a rede secundária na base de dados da concessionária como: transformadores, barramento secundário, consumidores, iluminação pública (potência e as fases em que as mesmas estão ligadas), ramal de ligação das unidades consumidoras, e muitos outros fatores são extremamente importantes para um cálculo aprofundado e assertivo nas questões que tangem o cálculo do fluxo de potência.

Na Fig. 2 é apresentado um esboço da rede secundária cadastrada no sistema da concessionária, onde é possível editar cada elemento da rede para obter suas características como: transformador (sua localização, data de fabricação, propriedade, tipo de ligação, tensão nos terminais primários e secundários, potência kVA e muitas outras informações relevantes), barramentos (comprimento de cada segmento, bitola do cabo, material e outras informações), consumidores (descrição da atividade, consumo mensal, fases da rede que estes estão ligados) e inúmeras outras informações que são determinantes para o bom gerenciamento do sistema elétrico.

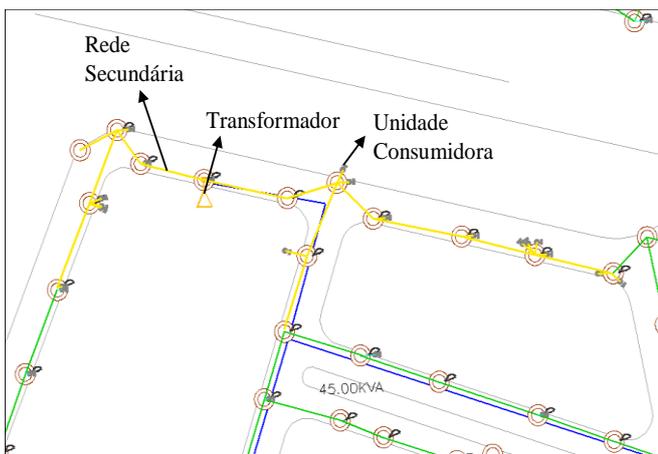


Fig. 2. Topologia da Rede Secundária

IV. PROPOSTA

Com o objetivo de minimizar esforços computacionais, atualmente a CPFL efetua os cálculos de queda de tensão de suas redes através de patamares, como: (madrugada, manhã, tarde, ponta e noite) e desta forma esta não atende a Resolução nº505 em sua plenitude.

Diante desta questão, gerou-se a idéia de converter todas as curvas de carga típicas cadastrada na CPFL de 96 para 144 pontos. E partindo deste novo grupo de curvas, já atendendo o que determina a Resolução nº 505/ANEEL, foi possível criar um método estatístico que aplicado o desvio padrão de cada curva em seu valor médio, pode-se estimar o patamar de demanda de cada ponto em determinada unidade consumidora no período de 7 sete dias, perfazendo um número total de 1008 (7x144) amostras conforme determina a legislação vigente.

Com o uso destas novas curvas, da topologia da rede elétrica e o consumo mensal de cada consumidor, têm-se todos os dados necessários para o cálculo da queda de tensão nos 144 pontos de cada curva diária.

Com o objetivo de satisfazer a aleatoriedade do consumo de cada unidade consumidora em um determinado setor, gerou-se de forma randômica cada ponto da curva típica diária de consumo de energia elétrica para os sete dias, baseado em sua curva média e desvio padrão. Uma vez gerado as curvas de carga para os sete dias, perfazendo 1008 valores, é possível determinar-se a queda de tensão para cada ponto e posteriormente aplicar-se o procedimento para cálculo dos índices DRP/DRC conforme regem as normas vigentes dos órgãos reguladores.

V. GERAÇÃO DOS NÚMEROS RANDÔMICOS E A ESTIMAÇÃO DA DEMANDA DA UNIDADE CONSUMIDORA EM CADA PONTO

Executada a conversão das curvas para 144 pontos, gera-se de forma aleatório uma nova curva, baseada na curva média, mais ou menos o desvio padrão obtido aleatoriamente dentro da faixa do desvio padrão médio conhecido.

De posse destes números aleatórios gerados para todos os pontos das sete curvas geradas, enfatiza-se que são sete curvas devido ao intervalo de medição exigido pela ANEEL para obtenção dos índices de DRP/DRC ser de 168 horas. O próximo passo é obter o valor da média do consumo de cada cliente, para que posteriormente este possa ser multiplicado pelo seu respectivo índice randômico.

O processo de obtenção da demanda média consiste em extrair do sistema de faturamento da concessionária o consumo deste cliente no referido mês que se deseja fazer a análise.

A forma de determinar a demanda de uma determinada unidade consumidora consiste em dividir o seu respectivo consumo de kWh/mês pelo número de dias daquele mês, ou seja, na média divide-se o kWh por 30 dias, em seguida o resultado deve ser dividido por 24 que se trata do número de horas dia.

De maneira direta deve-se dividir o kWh/mês da unidade consumidora por 720, obtendo-se então o valor médio da demanda da unidade consumidora, conforme (1).

$$D_m = \frac{kWh}{720} \quad (1)$$

Encontrado o valor da demanda média, multiplica-se este por todos os pontos das curvas de cargas geradas aleatoriamente. Com isso têm-se agora os valores estimados da demanda de cada ponto das sete curvas geradas para a respectiva unidade consumidora.

VI. CÁLCULO DA QUEDA DE TENSÃO EM CADA PONTO DO SETOR SECUNDÁRIO

Executado todos os cálculos voltado a obtenção das demandas de todas as unidades consumidoras para posterior cálculo da queda de tensão, foi montada uma tabela onde constam todos os dados referentes à topologia da rede.

Nesta tabela, fez-se a identificação de cada ponto do circuito secundário com um determinado número, identificando-se assim os trechos que serão analisados.

Na Fig. 3 é mostrado um dos circuitos secundários que foram escolhidos para o cálculo dos índices de DRP/DRC deste trabalho.

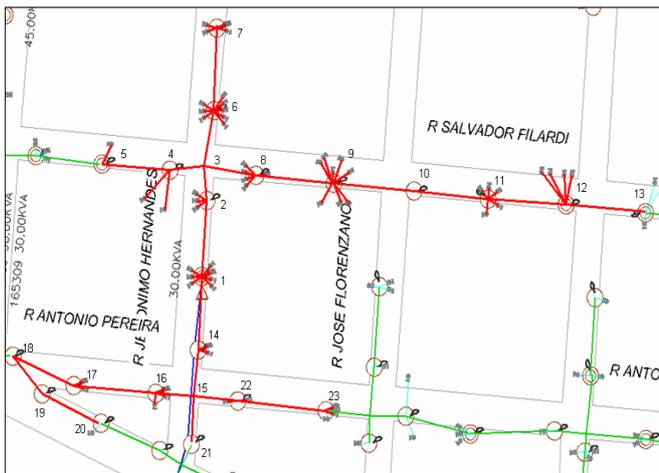


Fig. 3 Foto do setor secundário a ser analisado

Com os dados de entrada do programa já tabulados como: características da rede, curvas de cargas de cada consumidor e seus respectivos consumos, o próximo passo foi a inserção dos mesmos no algoritmo proposto.

Para que o programa proposto possa alcançar resultados o mais próximo do real, a metodologia proposta deve ser bastante flexível. Esta característica está diretamente relacionada aos dados de entrada como: fator de potência, tensão de entrada, crescimento vegetativo e número de simulações. Esta flexibilidade se faz necessária devido as variações dos hábitos de consumo de cada região, as possíveis quedas de tensão do circuito primário, fazendo com que o transformador forneça valores de tensão um pouco abaixo ou acima da nominal, leva-se em consideração

também o período a ser estimado para possíveis transgressões dos valores de tensão no futuro, pois de acordo com estatísticas da própria concessionária as taxas de crescimento podem variar de acordo com a região.

Toda a rotina do cálculo da queda de tensão é executada para a forma desbalanceada, pois esta reflete resultados o mais próximo possível de medições realizadas em campo, visto que a maioria das cargas residenciais e comerciais possuem a distribuição de suas cargas nas respectivas fases de forma bastante irregular.

VII. CÁLCULO DOS INDICADORES

De posse de informações corretas sobre as características de consumo de energia de cada região, foram efetuadas várias simulações para o cálculo dos indicadores DRP/DRC.

Inicialmente foram inseridos os dados característicos do setor em análise como: fator de potência e tensão nominal do transformador. Ressalta-se que a tensão nominal (base) é um parâmetro que sofre inúmeras oscilações em uma medição executada em campo, pois esta está diretamente relacionada as variações da tensão da rede primária do transformador.

O programa proposto calcula por potência constante as quedas de tensões em todos os pontos da rede de distribuição secundária, e aplica esta mesma rotina para cada ponto das curvas de carga de cada unidade consumidora, ou seja, para cada curva são efetuados 144 cálculos.

Na sequência o programa repete a mesma rotina de cálculo de queda de tensão para os outros seis dias restantes. Ressalta-se que na execução dos novos cálculos o sistema gera outro grupo de números randômicos que irão constituir novas curvas de cargas, garantindo desta forma a aleatoriedade do consumo de energia elétrica de cada unidade consumidora.

Executado todos estes cálculos para os sete dias da semana, o sistema calcula os índices de DRP/DRC através das Equações 2 e 3:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 (\%) \quad (2)$$

Eq. 2 Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP)

$$DRC = \frac{nlp}{1008} \times 100 (\%) \quad (3)$$

Eq. 3 Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC)

Onde:

nlp = número de leituras situadas nas faixas precárias;

nlc = número de leituras situadas nas faixas críticas; e

1.008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação, como este período é estabelecido em sete dias temos: 168 horas dividido por 10 minutos dando um total de 1008 amostras.

A medida que o sistema gera os respectivos índices, este os armazena, e de acordo com o número de simulações

determinado pelo usuário do programa, ao final do processamento são apresentados os valores dos índices de DRP/DRC para cada ponto do setor analisado.

VIII. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Dentre as inúmeras simulações que foram feitas para aprimorar o software, foi verificado que o sistema converge com um número de simulações relativamente baixo (1000 simulações), ou seja, mesmo que o usuário solicite um número maior de simulações para obter o valor médio dos índices de DRP/DRC, as possíveis alterações não terão valores significativos.

A seguir serão apresentados gráficos das fases A e B com os resultados dos índices de DRP/DRC encontrados nas simulações. Salienta-se que o setor secundário em análise é um circuito trifásico (Fase A, B e C), onde este possui 23 postes, ou seja, 23 pontos que serão calculados as possíveis transgressões dos índices de DRP/DRC.

Foram estratificados de forma separada os Índices de DRP e DRC para cada uma das fases, para melhor visualização de suas variações ao longo do circuito.

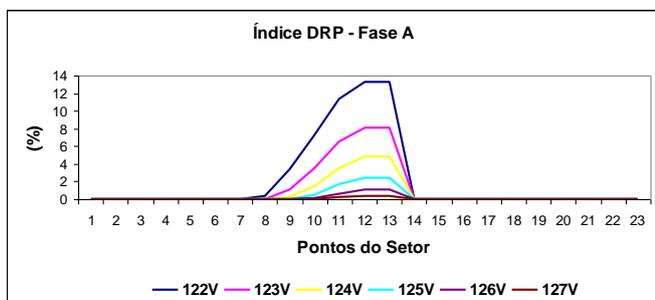


Fig. 4 Índice DRP – Fase A

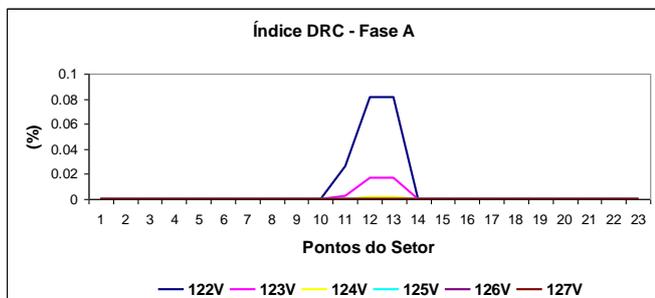


Fig. 5 Índice DRC – Fase A

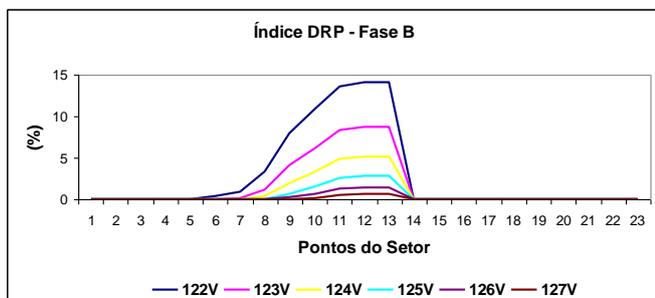


Fig. 6 Índice DRP – Fase B

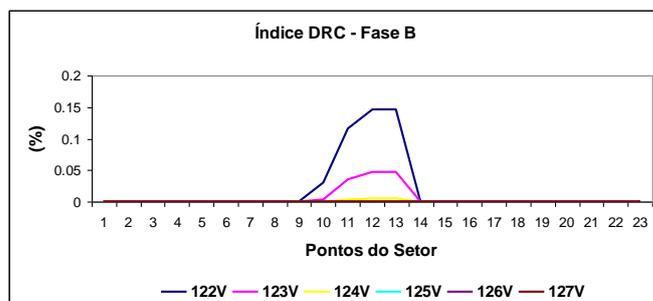


Fig. 7 Índice DRC – Fase B

Conforme apresentado na Fig. 3, observa-se nos Gráficos (4), (5), (6) e (7) que os índices de DRP/DRC tendem a serem maiores nos pontos onde as unidades consumidoras estão mais distantes do transformador.

Será dada maior atenção e por consequência maior detalhamento para os pontos 6 e 12 do circuito secundário em análise, devido a estes serem os parâmetros de comparação com as medições reais que foram instaladas em campo.

A seguir é apresentada a Tabela I com os respectivos valores de DRP/DRC encontrado nas simulações nos pontos 6 e 12.

FASE A					
DRP			DRC		
Tensão	6	12	Tensão	6	12
122V	0	13.245	122V	0	0.081
123V	0	8.1302	123V	0	0.0169
124V	0	4.7675	124V	0	0.0014
125V	0	2.4464	125V	0	0
126V	0	1.0998	126V	0	0
127V	0	0.4125	127V	0	0
FASE B					
DRP			DRC		
Tensão	6	12	Tensão	6	12
122V	0.3752	14.0887	122V	0	0.1466
123V	0.0409	8.7117	123V	0	0.0476
124V	0	5.1917	124V	0	0.0058
125V	0	2.8266	125V	0	0
126V	0	1.3736	126V	0	0
127V	0	0.5913	127V	0	0

Tabela. I Valores de DRP/DRC encontrados nos pontos 6 e 12

Como os níveis de tensão da rede primária também sofrem grandes alterações, ou seja, o circuito que alimenta o transformador em análise está sujeito a variações dos níveis de tensão ao longo do dia, foram efetuadas várias simulações com os níveis de tensão variando entre 122V à 127V.

Salienta-se que esta variação da tensão nominal foi determinada a partir de medições em campo executadas no próprio transformador, ou seja, esta compreende toda a variação da tensão amostrada em um período de sete dias, conforme é apresentado na Fig. 8.

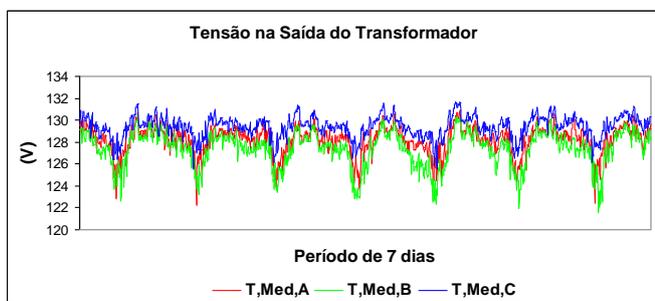


Fig. 8 Tensão Fornecida pelo Transformador ao Sistema

Com o objetivo de comparar os resultados obtidos nas simulações através do software proposto, foram feitas medições em campo nos pontos 6 e 12 conforme já mencionado, utilizando tensão base de 126V.

Utilizando-se de um software específico do Registrador Digital de Tensão (equipamento que faz as medições em campo), foram anotados os seguintes resultados apresentados na Tabela II:

Medições em Campo		
	DRP	DRC
Ponto 6	0	0
Ponto 12	1,84	0,19

Tabela II Resultados de Medições em Campo

Por se tratar de um método com geração de números aleatórios, onde estes interferem diretamente na geração das curvas de carga de cada unidade consumidora, é notório e de conhecimento que o programa pode apresentar variações em relação aos valores verificados em campo.

Somado a esta questão observou-se que a relação entre o Desvio Padrão pela Média dos Índices de DRP/DRC, apresentam convergência a partir de um número médio de 1000 simulações, ou seja, o programa proposto efetua aproximadamente 1 milhão de cálculos para apresentar os índices médios de DRP/DRC. Na tabela III são apresentados os percentuais médios das relações desvios padrões pelas médias de várias simulações. A partir destes dados observou-se que para o índice de DRP; 82% das amostras estão dentro de 1 desvio padrão para mais ou para menos, da mesma forma para os índices de DRC; 33% das amostras estão dentro de 1 desvio padrão para mais ou para menos.

Número de Simulações	1ª Bateria de Simulações		2ª Bateria de Simulações		3ª Bateria de Simulações		4ª Bateria de Simulações		MÉDIA	
	DRP	DRC	DRP	DRC	DRP	DRC	DRP	DRC	DRP	DRC
100	82%	71%	82%	57%	82%	37%	82%	37%	82%	51%
200	82%	37%	82%	37%	82%	43%	82%	37%	82%	39%
300	82%	37%	82%	37%	82%	37%	82%	43%	82%	39%
500	82%	37%	82%	37%	82%	37%	82%	33%	82%	36%
750	82%	37%	82%	37%	82%	37%	82%	33%	82%	36%
1000	82%	37%	82%	33%	82%	37%	82%	33%	82%	35%
2000	82%	37%	82%	37%	82%	37%	82%	33%	82%	36%
5000	82%	37%	82%	33%	82%	33%	82%	33%	82%	34%
10000	82%	37%	82%	33%	78%	33%	82%	33%	81%	34%
50000	82%	33%	77%	33%	82%	33%	82%	33%	81%	33%
100000	82%	33%	82%	33%	82%	33%	82%	33%	82%	33%

Tabela III Resultados das Simulações

Salienta-se que os resultados apresentados na Tabela III, foram simulados com tensão nominal (tensão base) igual a 122V. Contudo outras simulações executadas com tensões nominais próximas de 127V, apresentaram tendências de convergência com um número menor de simulações. Esta questão é facilmente explicada devido ao sistema apresentar índices de DRP/DRC menores ou iguais a zero.

IX. CONCLUSÃO

O algoritmo proposto visa apontar de acordo com a legislação vigente, a possibilidade do circuito em análise transgredir aos índices de DRP/DRC, visto que o sistema utilizado atualmente pela concessionária não tem este foco, e sim apenas a queda de tensão no ponto analisado.

Diante dos resultados obtidos, a partir de um número baixo de simulações (1000), ou seja, o programa apresentou valores convergentes com tempo de processamento baixo. Salienta-se que a flexibilidade na inserção de dados de entrada ao programa, contribuem para o alcance de resultados similares apontados pelas medições de campo no circuito proposto para análise.

Comparados os índices de DRP/DRC apresentados pelas medições de campo, aos resultados obtidos pelas simulações do novo programa, conclui-se que o software atendeu as expectativas, no âmbito de que os índices de DRP/DRC apontados pelo sistema, foram similares aos resultados da medição executadas em campo.

Ressalta-se a questão da correta estimação da tensão de base, para subsidiar o cálculo da queda de tensão no algoritmo proposto, pois qualquer variação da tensão primária sobre o transformador poderá ser determinante se o circuito em análise terá índices de DRP/DRC aceitáveis ou não.

Com o desenvolvimento do projeto observou-se a necessidade, de que para a correta simulação da distribuição da tensão na rede secundária, deve-se levar em consideração o fluxo de carga na rede primária, pois conforme já citado qualquer variação na média tensão pode afetar severamente consumidores na baixa tensão.

O objetivo da elaboração desta metodologia é auxiliar a concessionária, a monitorar de forma adequada todos os seus circuitos secundários. Inserindo taxas de crescimento nas simulações esta poderá prever e mitigar possíveis transgressões dos níveis de tensão ao longo da rede secundária. Direcionando, portanto de forma mais assertiva seus investimentos na rede de distribuição.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, (2000). Resolução nº 456
- [2] ANEEL, (2001). Resolução nº 505
- [3] JARDINI, J. A. e CASOLARI, R. P. (1997). Curvas de Carga de Consumidores e Aplicações na Engenharia da Distribuição. Relatório Técnico.
- [4] KANGAN, N. (2005). Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo, Editora Edgard Blucher
- [5] MATSUMOTO, E. Y. (2004) Fundamentos MATLAB 7. Editora Érica .
- [6] STEVENSON JR, W. D. (1978). Elementos de Análise de Sistemas de Potência. Rio de Janeiro, McGraw-Hill do Br