

INFLUÊNCIA DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE MÉDIA TENSÃO NOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE

THAIS FREIRE DE CASTRO

Monografia submetida à Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Ênfase: Supervisão, Controle e Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado da Especialização.

Aprovada em ____ de outubro de 2007

**Maria Helena Murta Vale - Dr.
Supervisor**

**Silvério Visacro Filho - Dr.
Coordenador do CESEP**

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	CONTEXTO DA INVESTIGAÇÃO E OBJETIVO.....	1
1.2.	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO.....	2
1.3.	INDICADORES DE CONTINUIDADE.....	3
1.4.	LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	6
2	PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO DE MÉDIA TENSÃO.....	9
2.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	9
2.2.	REDES DE DISTRIBUIÇÃO (MT/BT).....	10
2.3.	ETAPAS DO PLANEJAMENTO.....	12
2.4.	CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO.....	15
3	METODOLOGIA PARA CÁLCULO DA CONFIABILIDADE ESPERADA.....	18
3.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	18
3.2.	CONCEITOS BÁSICOS PARA DETERMINAÇÃO DOS INDICADORES.....	19
3.3.	METODOLOGIA UTILIZANDO ANÁLISE DE REGRESSÃO MÚLTIPLA.....	23
4	ESTUDO DE CASO.....	32
4.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	32
4.2.	DESCRIÇÃO DA REDE DE MT ANALISADA.....	33
4.3.	OBRAS DE PLANEJAMENTO PROPOSTAS.....	37
4.4.	RESULTADO DAS SIMULAÇÕES.....	37
5	CONCLUSÕES.....	40
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	42

RESUMO

O processo de planejamento do sistema elétrico de média tensão, com o objetivo de garantir o atendimento ao mercado atual e futuro com níveis de qualidade adequados, avalia a necessidade de investimentos no negócio Distribuição, seja em subestações, redes de média tensão ou equipamentos.

Neste processo, são observados vários fatores que caracterizam o comportamento do sistema elétrico. Destes, os principais motivadores para proposição de obras são problemas relativos a percentual de carregamento e nível de tensão.

Adicionalmente, a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, além de monitorada pelo órgão regulador ANEEL, é um dos temas alvo de intensas análises nas últimas décadas.

O objetivo deste trabalho é apresentar análises e conclusões acerca da influência das soluções de planejamento nos índices de continuidade, visando auxiliar o processo de tomada de decisões envolvido.

O texto inclui um estudo de caso, para analisar os impactos de algumas alternativas de planejamento tecnicamente viáveis, através de simulações em programa para cálculo de confiabilidade esperada.

ABSTRACT

The planning process related to power distribution system, in order to guarantee the attendance of actual and future market with adequate quality levels, evaluates the necessity of investments on the Distribution business, considering substations, mid-voltage feeders and equipments.

In this process many aspects must be analyzed to characterize power system behavior. Among them, percent loading and voltage levels are the main factors that motivate system expansion.

Additionally, system reliability has been monitored by the Brazilian regulator institution, ANEEL and also constitutes subject of intense analysis in the last ten decades.

The objective of this work is to present some analysis and conclusions regarding the influence of planning solutions in the continuity indexes, in order support planners decision process.

The text presents a case study to show the impacts in the indexes of some technically viable planning alternatives. Simulations are prepared by the use of specific software for expected reliability calculation.

1 Introdução

1.1. Contexto da Investigação e Objetivo

A energia elétrica produzida nas usinas de geração, normalmente situadas a grandes distâncias dos centros de consumo, é transportada por linhas de transmissão que alimentam as subestações de distribuição de alta tensão localizadas próximas dos centros de carga. A partir deste ponto, o sistema de distribuição de AT e de MT tem o papel de levar a eletricidade a todos os consumidores do sistema.

O sistema de distribuição possui, dessa forma, importância fundamental dentro do contexto de um sistema elétrico, não só pelo volume de investimentos que ele exige, como também pela sua elevada responsabilidade na qualidade de serviço prestado ao consumidor.

O universo de consumidores alimentados pelo sistema de distribuição é bastante diversificado. Grandes consumidores industriais são normalmente supridos em tensão de distribuição de AT (69 e 138 kV); consumidores industriais e comerciais de médio porte são alimentados pelas redes de distribuição de MT (usualmente 13,8 kV) e consumidores residenciais e pequenas indústrias e comércios são atendidos pelas redes de distribuição de BT (tensões típicas de 220 e 127 V).

Evidentemente, as redes elétricas que alimentam consumidores tão diversos possuem características e problemas tecnológicos específicos de acordo com o nível de tensão. Neste trabalho serão abordados aspectos do planejamento das redes de distribuição de MT quanto à qualidade da entrega do serviço aos consumidores de energia elétrica.

O processo de planejamento do sistema de distribuição, que antes das recentes transformações do setor elétrico possuía característica expansionista, está agora inserido num ambiente competitivo que o leva a um uso mais intensivo das redes existentes, sem comprometer a segurança do sistema e a qualidade do fornecimento de energia, procurando-se uma relação custo / benefício adequada.

Um ponto essencial no processo de planejamento das empresas de energia elétrica constitui na fixação de metas de qualidade. Essas metas, estabelecidas no nível de planejamento estratégico, passam a ser um ponto básico para a definição de diversos critérios a serem obedecidos no processo de localização e padronização de subestações, localização e escolha dos equipamentos de regulação de tensão e de seccionamento e na configuração da rede de distribuição de média tensão.

É importante salientar que as metas de qualidade são fixadas pela concessionária em função dos limites estabelecidos pelos órgãos reguladores, do seu mercado consumidor de energia elétrica a atender e da disponibilidade de recursos financeiros. Consideram-se, além das despesas com operação e manutenção, os investimentos a serem realizados de forma a remunerar as concessionárias adequadamente.

No caso de continuidade de fornecimento, as metas são estabelecidas através da definição de índices numéricos, também denominados indicadores de continuidade, bem como dos respectivos valores limites aceitáveis, que deverão refletir as características da carga a ser atendida. Estes índices são utilizados pelas concessionárias de energia elétrica como valores de referência nos processos de decisão envolvidos em trabalhos de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção de sistemas de distribuição.

O objetivo deste trabalho é avaliar os impactos de algumas soluções tecnicamente viáveis de planejamento nos indicadores de continuidade para contribuir com uma tomada de decisões alinhada com os objetivos dos demais processos da empresa.

1.2. Organização do Documento

O presente trabalho está estruturado em 5 capítulos.

No capítulo 1, **Introdução**, é apresentado o contexto em que está inserido o processo de planejamento de sistemas elétricos de média tensão. Também são abordados os indicadores de continuidade e aspectos da legislação do setor quanto à qualidade de entrega de energia elétrica.

O capítulo 2, **Planejamento do Sistema Elétrico de Média Tensão**, é destinado a uma breve descrição das características das redes de MT da CEMIG e das etapas e

critérios envolvidos no processo de planejamento realizado pela concessionária, com o objetivo de mostrar como a qualidade da energia é tratada neste processo.

O terceiro capítulo, **Metodologia para Cálculo da Confiabilidade Esperada**, apresenta conceitos básicos associados ao cálculo dos indicadores de continuidade e descreve a metodologia que será utilizada para analisar o impacto das obras de expansão do sistema elétrico nestes indicadores. Esta metodologia se encontra em fase final de desenvolvimento na empresa, mas já possibilita algumas análises.

O capítulo 4, **Estudo de Caso**, apresenta simulações de obras em elementos reais do sistema elétrico de MT da CEMIG. Neste capítulo, são comparados e discutidos os resultados das alterações na configuração de alimentadores frente à confiabilidade esperada do sistema.

No quinto capítulo, **Conclusão**, são apresentadas as principais conclusões e recomendações desta monografia decorrentes das avaliações realizadas, bem como algumas direções para desenvolvimento posterior.

Ao final do texto são apresentadas as **Referências Bibliográficas** utilizadas.

1.3. Indicadores de Continuidade

A confiabilidade de um sistema elétrico deve ser interpretada como a característica que quantifica, por meio de indicadores de continuidade, o seu desempenho passado, ou estimativas futuras.

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

São estabelecidos indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras e individuais quanto à duração e à frequência das interrupções, conforme mostrado a seguir [ANEEL, 2007_(c)].

1.3.1. DEC (*Duração Equivalente por Unidade Consumidora*)

É o período de tempo que, em média, cada consumidor do sistema ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração, considerando-se as interrupções iguais ou superiores a 3 minutos. A expressão abaixo define tal índice.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)xt(i)}{Cc} [\text{horas / consumidor}]$$

Sendo:

- DEC: Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- Ca(i): Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;
- t(i): Duração de cada evento (i), no período de apuração;
- i: Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- k: Número máximo de eventos no período considerado;
- Cc: Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

1.3.2. FEC (*Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora*)

É o número de interrupções que, em média, cada consumidor do sistema sofreu, no período de apuração, considerando-se as interrupções iguais ou superiores a 3 minutos. Tal índice é definido pela expressão abaixo:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} [\text{int interrupções / consumidor}]$$

Sendo:

- FEC: Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

- Ca(i): Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;
- i: Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- k: Número máximo de eventos no período considerado;
- Cc: Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

1.3.3. DIC (*Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão*)

É o período de tempo que um determinado consumidor do sistema ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração, considerando-se as interrupções iguais ou superiores a 3 minutos, conforme definido na expressão abaixo.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)[horas]$$

Sendo:

- DIC: Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
- i: Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n;
- n: Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
- t(i): Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração.

1.3.4. FIC (*Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão*)

É o número de interrupções que um determinado consumidor do sistema sofreu, no período de apuração, considerando-se as interrupções iguais ou superiores a 3 minutos. Este índice é definido pela expressão abaixo.

$$FIC = n[\text{int interrupções}]$$

Sendo:

- FIC: Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;
- n: Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

1.4. Legislação do Setor Elétrico

A definição quantitativa da qualidade do serviço de energia elétrica prestado no Brasil se iniciou na década de 70, a partir do desenvolvimento de sistemas de coleta de dados relativos a ocorrências de falhas de equipamentos. Diante desses fatos, foi instituído, em 1975, o Comitê de Distribuição (CODI) que estabeleceu os índices operativos e a sistemática para sua obtenção.

Esta preocupação se fez refletir no Departamento de Águas e Energia Elétrica (DNAE), órgão federal fiscalizador da época, que emitiu em 1978 as Portarias de números 046 e 047, garantindo ao consumidor a qualidade desejável da energia elétrica.

Porém, a partir da década de 90, o setor elétrico brasileiro sofreu novas mudanças, quando ocorreu uma grave crise financeira do Estado e ausência de transferência de recursos do Tesouro para o setor. Houve disputas estaduais e as concessionárias regionais não cumpriam a Constituição Federal de 1988 e as decisões do órgão regulador. Além disso, não estava explícito na Constituição que as responsabilidades de investimentos na expansão dos serviços de energia elétrica eram do Poder Público estadual e municipal.

Somado a isso houve o fortalecimento político dos grandes consumidores, que exigiam tarifas mais baixas, e dos empreiteiros, que interferiam nos planos de obras das concessionárias. A consequência destes fatores foi um endividamento que inviabilizou financeiramente o setor e culminou em privatizações.

Com a privatização das empresas concessionárias foram assinados contratos de concessão com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que estabelecem um

conjunto de exigências, obrigações, procedimentos, indicadores e penalidades, com o objetivo de assegurar a qualidade dos serviços prestados aos consumidores.

Atualmente, o setor elétrico brasileiro tem suas diretrizes básicas definidas no documento Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico (Resolução nº. 005 do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE), que estabelece [ANEEL, 2007_(a)]:

- a prevalência do conceito de serviço público para a produção e distribuição de energia elétrica aos consumidores não-livres;
- a modicidade tarifária;
- a restauração do planejamento na expansão do sistema;
- a transparência no processo de licitação, permitindo a contestação pública, por técnica e preço, das obras licitadas para o atendimento da demanda por energia elétrica;
- a mitigação de riscos sistêmicos no abastecimento;
- a operação coordenada e centralizada necessária e inerente ao sistema hidrotérmico brasileiro;
- o processo de licitação da concessão do serviço público de geração, priorizando a menor tarifa pela energia gerada;
- a universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade.

Dentre as principais entidades do setor elétrico brasileiro, a ANEEL é a que tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e comercialização de energia elétrica. É, portanto, o órgão responsável pela elaboração, aplicação e atualização dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e das Resoluções Normativas.

O PRODIST é composto de seis módulos técnicos e dois módulos integradores, elaborados 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 [ANEEL, 2007_(a)].

Dos seis módulos técnicos, o módulo 8 [ANEEL, 2007_(c)] é o que define os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e do serviço prestado. Ele estabelece, para a qualidade dos serviços

prestados, a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento, definindo limites e responsabilidades, além da metodologia de monitoramento automático dos indicadores de qualidade.

A Resolução 24/00 da ANEEL [ANEEL, 2000] estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica às unidades consumidoras.

As metas relativas à continuidade do suprimento de energia elétrica pela CEMIG DISTRIBUIDORA, nos seus aspectos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, a serem observadas pela CEMIG estão estipuladas na Resolução 660/03 da ANEEL (para o período de 2004 a 2008).

A Resolução 019/04 da ANEEL estabelece os padrões de indicadores individuais relativos à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora - DMIC e Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora - FIC, a serem observadas pela CEMIG.

A Resolução 520/02 da ANEEL estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos aos tempos no atendimento às ocorrências emergenciais a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

2 Planejamento do Sistema Elétrico de Média Tensão

Este capítulo tem por objetivo apresentar as configurações básicas das redes de distribuição de média tensão, as principais etapas que constituem um estudo de planejamento e os critérios técnicos utilizados neste processo.

2.1. Considerações Iniciais

O planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica é uma atividade na qual o principal objetivo é adequar, ao menor custo, o sistema elétrico às futuras solicitações do mercado consumidor, garantindo um suprimento de energia elétrica com níveis de qualidade compatíveis com esse mercado.

Pode-se considerar que o processo de planejamento do sistema de distribuição consiste em:

- levantamento das condições de contorno a serem avaliadas, observadas as diretrizes e metas traçadas para o negócio da concessionária;
 - análise da situação atual e diagnóstico do sistema, com base na comparação com as condições de contorno previamente levantadas;
 - previsão do mercado futuro e prognóstico do sistema elétrico;
 - formulação de alternativas para o sistema ao longo do horizonte de planejamento considerado, para atendimento ao mercado projetado;
 - avaliação técnico-econômica das alternativas;
 - elaboração do plano de obras;
-

- documentação do estudo de planejamento através de relatórios técnico-econômicos e memórias de cálculo, contendo todas as premissas e fontes de informações utilizadas.

Uma premissa importante para o planejamento é que este deva ser revisto periodicamente, em função da ocorrência de fatores imprevistos que podem alterar completamente os resultados de um estudo anterior para os anos seguintes.

Recomenda-se, ainda, ter uma visão integrada das subestações e redes de distribuição (AT, MT e BT), considerando-se tais segmentos como sendo um sistema elétrico único. Para tanto, devem ser definidas regiões e microrregiões de planejamento elétrico.

A elaboração de um planejamento integrado para toda a área de influência de uma região ou microrregião permite:

- visualizar todos os problemas existentes e previstos em sua área de influência;
- conceber projeções de mercado para fins de avaliação de rentabilidade de forma mais abrangente;
- avaliar economicamente um projeto na área de influência de uma microrregião ou região de planejamento, em lugar de vários sub-projetos no âmbito da área considerada.

Uma boa fonte de consulta sobre diretrizes e critérios para o planejamento de expansão do sistema de distribuição é o módulo 2 do PRODIST, que estabelece os requisitos mínimos de informações necessárias para os estudos de planejamento [ANEEL, 2007^(b)].

2.2. Redes de Distribuição (MT/BT)

As linhas e redes de distribuição trifásicas e monofásicas de média tensão, conforme [CEMIG, 1990], possuem neutro comum, contínuo, multi e solidamente aterrado, interligado à malha da subestação. O sistema primário de distribuição (alimentador) deriva do secundário dos transformadores trifásicos das subestações, conectados em estrela aterrada. Os sistemas de baixa tensão a 3 ou 4 fios, derivam respectivamente

dos transformadores monofásicos e trifásicos de distribuição, sendo o condutor neutro comum ao do primário.

A tabela 2.1 apresenta os tipos de linha e as respectivas configurações básicas.

LINHAS E REDES DE DISTRIBUIÇÃO			CONFIGURAÇÕES
Urbanas	Aéreas	Primárias	Radial Simples Radial com Recurso
		Secundárias	Radial Anel
	Subterrâneas	Primárias	Radial Simples Radial com Recurso Radial com Primário Seletivo
		Secundárias	Radial Reticulado (“Secondary Network”) Reticulado Exclusivo (“Spot Network”)
Rurais	Primárias	Radial Simples Radial Com Recurso	
	Secundárias	Radial	

Tabela 2.1 - Configurações de Redes de MT

No presente trabalho são tratadas as linhas de distribuição aéreas primárias, que se dividem em radial simples e radial com recurso (interligações), conforme ilustrado nas figuras 2.1 e 2.2.

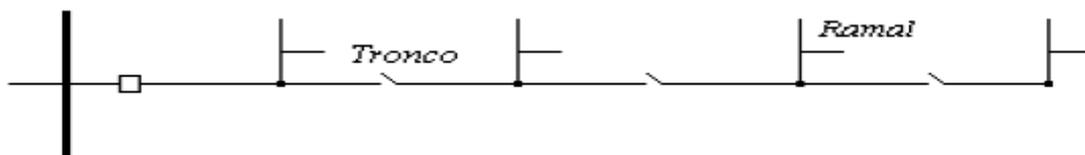


Figura 2.1 - Radial Simples

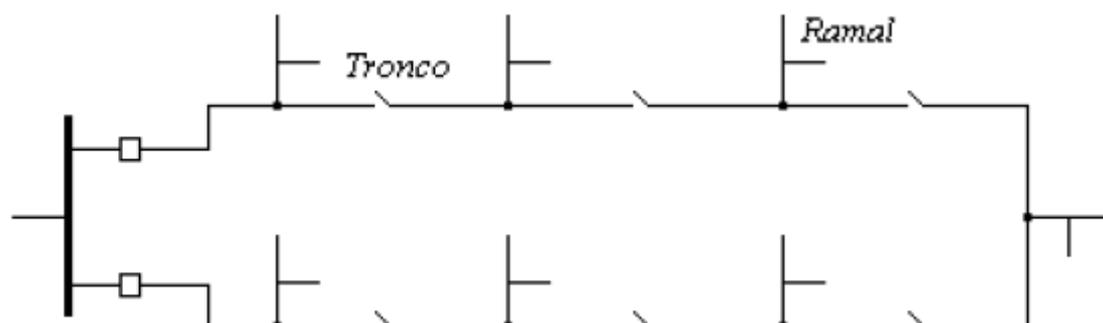


Figura 2.2 - Radial com Recurso

A configuração radial com recurso é utilizada preferencialmente em áreas urbanas, conferindo maior confiabilidade à rede. As interligações podem ser planejadas entre alimentadores de subestações diferentes.

O tronco de um alimentador corresponde à sua parte principal, que deriva diretamente da subestação até o primeiro equipamento de proteção. Caracteriza-se pela maior bitola dos condutores do alimentador, atendendo a uma parcela ponderável ou à totalidade da carga do alimentador, além de possíveis interligações com troncos de alimentadores vizinhos, conforme a configuração da rede.

2.3. Etapas do Planejamento

Neste item são apresentadas as principais etapas que compõem os estudos de planejamento de sistemas elétricos de média tensão realizados na CEMIG [CEMIG, 1982].

Análise das Condições Locais

É a primeira etapa de um estudo de planejamento e constitui-se em uma análise da região ou microrregião com a finalidade de propiciar uma visão geral. Deve abranger as principais características geográficas e de mercado.

Diagnóstico do Sistema Elétrico Atual

Para esta etapa devem ser levantadas as informações que constituem a base do planejamento elétrico de uma região, tais como medições do mês de ponta do último ano, diagramas e plantas.

Após esse levantamento elabora-se uma análise do sistema elétrico para condições normais de operação e situações de contingência utilizando-se os critérios estabelecidos pela empresa. Devem ser identificados os problemas existentes no ano base do estudo, abrangendo:

- a) Subestações:
 - carregamento elevado;
 - níveis de curto-circuito elevados;

- transformadores sobrecarregados;
- reguladores desajustados para obtenção das tensões estabelecidas pela ANEEL;
- níveis de tensão insuficientes.

b) Alimentadores Primários:

- percentual de carregamento dos cabos, superior ao limite máximo estabelecido pelas normas de projeto e instalações básicas;
- desequilíbrio entre fases superior aos limites máximos estabelecidos pelas normas da concessionária;
- níveis de tensão fora dos limites máximos e mínimos admissíveis;
- índices de interrupção acima do permitido pela legislação;
- níveis de perturbação (qualidade da energia) elevados;
- número excessivo de manobras em situação de contingência;
- interferências com o meio ambiente.

Prognóstico do Sistema Elétrico

Consiste na simulação das deficiências previstas para o sistema elétrico frente às suas tendências de projeção de mercado.

Os índices de crescimento da região (fornecidos pela área de Mercado) são aplicados à carga do sistema, ano a ano, a partir do ano base até um horizonte de 10 anos, com o objetivo de se avaliar:

- carregamento de cada transformador da subestação;
- carregamento, perdas e nível de tensão dos alimentadores;
- contingência operativa.

A partir das análises técnicas desenvolvidas nesta projeção, obtém-se um conjunto dos problemas previstos para o sistema elétrico da região em estudo. O objetivo não é definir as soluções assim que os problemas se apresentem, mas ter uma visão global, de forma que possam ser avaliadas e propostas as melhores alternativas técnicas.

Alternativas de Atendimento

Concluídas as fases de diagnóstico e prognóstico, torna-se necessária a definição do plano de obras a curto, médio e longo prazos, o qual deve corrigir as deficiências previstas, bem como dotar o sistema de condições para atendimento à carga futura.

Nesta etapa devem ser apresentadas as alternativas técnicas que podem ser utilizadas como solução, incluindo, quando viável, um diagrama unifilar da configuração do sistema de distribuição, com as principais chaves e equipamentos.

Essas alternativas serão formuladas para o atendimento da carga ano a ano, ou seja, do 1º ao 10º ano, abordando a configuração das redes urbanas e rurais, considerando as seguintes hipóteses na formulação das alternativas de média tensão:

- atendimento através do sistema existente;
- instalação ou relocação de equipamentos (reguladores de tensão, bancos de capacitores e religadores);
- modificações na configuração atual do sistema de distribuição – conversão de rede monofásica para trifásica ou recondutoramento (troca de condutores) de rede;
- construção de novos alimentadores (rede nova a construir);
- obras indicativas na subtransmissão – ampliação ou construção de novas subestações;

Análise Comparativa de Alternativas

Das alternativas descritas no item anterior deve-se comparar os carregamentos previstos (subestações e alimentadores), níveis de tensão (alimentadores), perdas, custos, flexibilidade operativa e avaliação econômica (investimento x retorno anual, que considera custo de operação e manutenção, impostos, taxas e despesas, etc.).

A solução com melhor perfil técnico-econômico resulta na opção a ser implementada.

Definição do Plano de Obras

A última etapa do processo de planejamento consiste na definição das obras que deverão ser executadas para corrigir as deficiências identificadas no sistema elétrico. Estas obras podem ter caráter estratégico ou emergencial, ou seja:

- obras estratégicas: São aquelas que permitem à empresa suprir o mercado atual e futuro, atendendo às solicitações dos consumidores, elevando as condições de segurança às pessoas, equipamentos e instalações e garantindo a oferta de energia e demanda dentro dos níveis de qualidade de fornecimento definidos pela ANEEL;
- obras emergenciais: São aquelas que requerem execução imediata, para não acarretar danos à saúde de pessoas; comprometimento da vida útil de instalações e equipamentos, descumprimento de decisões judiciais ou contratuais e degradação da imagem da empresa.

2.4. Critérios de Planejamento

São apresentados, a seguir, os principais critérios técnicos utilizados no processo de planejamento, que resultam de estudos elaborados pela CEMIG [CEMIG, 2005] e da experiência prática consolidada pelas suas diversas gerências de engenharia, de projeto, de planejamento e de operação e manutenção.

A aplicação dos critérios mencionados agrega à empresa os seguintes benefícios principais:

- garantia de patamares adequados de qualidade de fornecimento;
- condições operacionais satisfatórias do sistema elétrico;
- alocação mais racional de investimentos no sistema elétrico;
- ganhos de escala substanciais, resultantes da aplicação intensiva dos critérios ao sistema elétrico, bastante extenso, como um todo.

Capacidade Firme de Subestações

Os transformadores e reguladores de potência das subestações (SE's) de distribuição são projetados para operar observando-se sua capacidade nominal.

Contudo, tais elementos permitem margens adicionais de carregamento admissíveis sem comprometer a vida útil e/ou a segurança das instalações.

Para fins de planejamento do sistema de distribuição, será considerado que o carregamento destes ativos seja definido em função de sua capacidade firme, expressa por:

$$CF = CA + CT$$

sendo:

- CF: Capacidade firme da subestação, definida pela carga máxima que pode ser suprida na área de sua influência, considerando-se contingência simples da maior unidade transformadora (N - 1);
- N: Número de unidades transformadoras;
- CA: Capacidade admissível das unidades transformadoras remanescentes;
- CT: Carga máxima de transferência para outras subestações através da rede de MT.

Redes Primárias de MT

No planejamento de redes de distribuição devem ser considerados os seguintes parâmetros:

- o número de alimentadores deve ser previsto pelo planejamento considerando-se as necessidades de atendimento às cargas atuais e futuras, de forma a conferir flexibilidade operativa às redes de distribuição;
 - novos trechos de rede primária devem ser construídos nas modalidades Protegida ou Isolada para redes urbanas e Convencional para redes rurais;
 - obras relativas a mudança de bitolas de condutores ou aumento do número de fases devem ser previstas uma única vez no período de 10 (dez) anos;
 - os alimentadores urbanos interligáveis, que fornecem energia predominantemente a centros urbanos (mínimo de 80% das unidades consumidoras conectadas) devem ser dimensionados (quantidade de alimentadores e bitola do condutor tronco), de tal modo a permitir a transferência de toda a carga de um alimentador para os alimentadores vizinhos. Deste modo, o carregamento máximo de cada tronco interligável deve ser, em condições normais de operação, igual a 60% da capacidade
-

térmica nominal do condutor tronco predominante ou do ramo de interligação, respeitando-se a necessidade de transferência;

- nos alimentadores rurais radiais deve-se adotar um referencial de carregamento máximo igual a 85% da capacidade nominal do condutor;
 - o desequilíbrio máximo admissível entre fases em qualquer ponto da rede, calculado para fins de planejamento e projeto das redes de média e baixa tensão, deve ser limitado a 13%;
 - no uso de reguladores de tensão, deve ser considerada a limitação de máximo de 3 equipamentos em série;
 - as faixas de tensão definidas na Resolução 505/01 da ANEEL (adequada, precária e crítica) devem ser consideradas como limites máximos e mínimos de atendimento. Para efeito de planejamento, devem ser observadas as necessidades da área em estudo e dos consumidores especiais, assim como a otimização dos investimentos.
-

3 Metodologia para Cálculo da Confiabilidade Esperada

O presente capítulo apresenta os conceitos básicos relacionados ao cálculo dos indicadores de continuidade e descreve a metodologia utilizada para calcular o indicador DEC esperado após implantação de obras de planejamento. O cálculo do indicador FEC deve ser realizado de forma análoga, porém este indicador não foi contemplado nas simulações aqui realizadas.

3.1. Considerações Iniciais

Há, na bibliografia consultada para elaboração desta monografia, metodologias semelhantes quanto ao cálculo da confiabilidade esperada do sistema elétrico de média tensão quando este sofre alterações em sua configuração.

As metodologias descritas em [CEMIG, 1987], [ELETROBRÁS, 1982_(a)] e [DIAS, 2002] tratam do cálculo realizado a partir do conhecimento prévio de determinados parâmetros dos componentes do sistema, a saber:

- taxa de falhas;
- tempo médio de restabelecimento;
- número de consumidores atingidos por interrupção.

Nelas, cada alimentador é dividido em partes denominadas *blocos* (ou *zonas*) e cada bloco é classificado de acordo com sua condição de restabelecimento quando de defeito permanente na rede de MT.

O próximo passo é determinar as taxas de falhas dos blocos ou zonas considerando as características regionais, os tipos de dispositivos de proteção e os tipos de condutores e estimar os FEC futuros.

Para simulação dos DEC futuros, associa-se a cada bloco um tempo de indisponibilidade de fornecimento.

Estas metodologias de cálculo, além de não serem muito práticas, não são as mais adequadas para simulação de obras de planejamento, pois não contemplam toda a gama de opções de alternativas de reforço comumente adotadas na expansão do sistema elétrico. Elas refletem melhores resultados para simulações de melhorias na rede primária associadas a operação e manutenção.

Dessa forma, outra uma metodologia foi escolhida para realizar as simulações do presente trabalho. Ela é baseada em métodos estatísticos em que são selecionadas as variáveis com forte correlação com os indicadores de continuidade. Vale ressaltar que esta metodologia ainda está em fase final de desenvolvimento e será aprimorada oportunamente.

3.2. Conceitos Básicos para Determinação dos Indicadores

Apresenta-se a seguir a conceituação de alguns termos diretamente relacionados à determinação dos indicadores de continuidade em sistemas elétricos [CEMIG, 1987], [ELETROBRÁS, 1982_(b)], [ELETROBRÁS, 1986]. Apesar de alguns termos técnicos terem significados mais amplos, estes devem ser considerados como descrito a seguir no corpo deste estudo.

Conjunto

Uma parte ou todo o sistema elétrico, incluindo os respectivos consumidores atendidos, que se considera como referência em determinado estudo.

Componente

Grupo de itens (equipamentos, linhas, trechos de linha, etc.) de um sistema elétrico.

Topologia do Alimentador

É a representação do alimentador, obtida a partir de sua divisão em seções e zonas.

a) Interligação Externa

Ponto do alimentador que contém um dispositivo de manobra no estado normalmente aberto (NA), como alternativa para interligação com outro alimentador, no caso de ocorrência de falhas.

b) Interligação Interna

Ponto do alimentador que contém um dispositivo de manobra no estado normalmente aberto (NA), como alternativa para interligação com outra zona do mesmo alimentador, na ocorrência de falhas.

c) Seção

Trecho do alimentador cujos extremos são pontos notáveis caracterizados por:

- Derivação de ramal específico, ramal com carga ou extensão apreciável;
- Interligação com outro alimentador;
- Bancos de capacitores ou reguladores de tensão;
- Carga concentrada;
- Dispositivos de proteção e/ou manobra;
- Mudança do número de fases e/ou bitola do condutor.

d) Zona

Trecho do alimentador, composto por uma ou mais seções, cujos extremos são pontos onde estão instalados dispositivos de proteção e/ou manobra, podendo ser isolado manual ou automaticamente do restante do alimentador. Tais pontos extremos incluem as interligações com outros alimentadores, as quais contam com dispositivos de manobra.

e) Zona de Coordenação

Zona que possui qualquer dispositivo de proteção instalado em seu início, considerando a subestação como referência.

Falhas e Interrupções

a) Falha

Qualquer ocorrência anormal no sistema elétrico que causa uma interrupção acidental no fornecimento de energia.

b) Taxa de Falhas

Número médio de falhas ocorridas por componente no período de tempo considerado visando se estabelecer a probabilidade que cada elemento tem de falhar.

c) Interrupção Acidental

É a perda da continuidade do serviço para um ou mais consumidores. Resulta da saída de um ou mais componentes do sistema elétrico por motivo da ocorrência de falha.

d) Falha Momentânea

Qualquer ocorrência anormal de curta duração em um componente, o qual pode retornar ao serviço pela operação manual ou automática de um dispositivo de proteção, sem necessidade de reparo. A falha momentânea não causa defeito que impeça o componente de retornar ao serviço imediatamente, mas pode resultar em interrupção momentânea ou sustentada, dependendo da proteção do sistema.

e) Falha Sustentada

Qualquer ocorrência que impeça o componente de desempenhar sua função, retirando-o do serviço. O componente só poderá retornar ao serviço após a realização de reparos. A falha sustentada causa interrupção sustentada.

f) Interrupção Momentânea

Interrupção cuja duração é limitada ao período necessário para restabelecer o serviço através de operação automática do equipamento de proteção que desligou o sistema ou parte dele.

g) Interrupção Sustentada

Interrupção cuja duração decorre da necessidade de reparo e/ou substituição de algum componente do sistema, ou da operação manual de um dispositivo de proteção, para restabelecimento do serviço.

Proteção

a) Proteção Coordenada

Proteção projetada e ajustada de tal forma a permitir o restabelecimento automático para falhas momentâneas e a seletividade para falhas sustentadas.

b) Proteção Seletiva

Proteção projetada e ajustada de tal forma que, para qualquer tipo de falha, o dispositivo protetor atua antes do dispositivo protegido, isolando o trecho defeituoso.

Tempos Médios Durante as Interrupções

a) Tempo Médio de Preparação (TMP)

Tempo médio decorrido desde o conhecimento da interrupção pela empresa até o momento em que se inicia o deslocamento para o atendimento à mesma.

b) Tempo Médio de Deslocamento (TMD)

Tempo médio decorrido desde o início do deslocamento para o atendimento da interrupção até a localização do ponto onde ocorreu a falha.

c) Tempo Médio de Execução (TME)

Tempo médio decorrido desde o início da execução do serviço até o restabelecimento de energia elétrica.

d) Tempo Médio de Atendimento (TMA)

Tempo médio decorrido desde o conhecimento da interrupção de energia elétrica até seu restabelecimento. É definido pela equação:

$$TMA = TMP + TMD + TME$$

3.3. Metodologia Utilizando Análise de Regressão Múltipla

A metodologia utilizada neste trabalho para cálculo da confiabilidade esperada de um sistema elétrico de média tensão é baseada nos métodos estatísticos de lidar com relações entre variáveis, chamados Correlação e Regressão Múltipla [TRIOLA, 1999].

Na Correlação estuda-se a relação entre duas variáveis com auxílio de um gráfico (diagrama de dispersão) e de uma medida chamada de coeficiente de correlação linear. Este coeficiente mede o grau de relacionamento linear entre os valores emparelhados x e y em uma amostra e sua equação, retirada de [TRIOLA, 1999], é apresentada abaixo.

$$r = \frac{n \sum xy - (\sum x)(\sum y)}{\sqrt{n(\sum x^2) - (\sum x)^2} \sqrt{n(\sum y^2) - (\sum y)^2}}$$

Sendo:

- n : número de pares de dados presentes;
- r : coeficiente de correlação linear para uma amostra.

O coeficiente de correlação linear possui algumas propriedades, a saber:

- o valor de r está sempre entre -1 e 1. Isto é, $-1 \leq r \leq 1$;
- o valor de r não varia se todos os valores de qualquer uma das variáveis são convertidos para uma escala diferente;
- o valor de r não é afetado pela escolha de x ou de y . Permutando os valores, r permanecerá inalterado;
- r não serve para medir a intensidade de um relacionamento não-linear.

Devemos interpretar o valor de r da seguinte forma: se o valor de r está próximo de 0, conclui-se que não há correlação linear significativa entre x e y , mas se r está próximo de -1 ou de 1, conclui-se pela existência de correlação linear significativa entre x e y .

Outro critério que pode ser adotado para avaliar o grau de correlação entre duas variáveis é comparar o valor calculado de r com valores críticos do coeficiente de correlação tabelados para n pares de dados. Caso o valor de r exceda o valor crítico, conclui-se que há correlação linear significativa.

A seguir, nas tabelas 3.1, 3.2 e 3.3, são apresentados alguns exemplos de cálculo de índice de correlação para variáveis do sistema elétrico de média tensão. Estes dados foram extraídos de um trabalho desenvolvido na empresa [MATHEUS, 2007].

a) Número de Interrupções e Número de Equipamentos:

A tabela 3.1 apresenta correlação existente entre as interrupções de energia ocorridas no ano 2006 e o número de equipamentos instalados nos municípios da microrregião de planejamento Ponte Nova.

Cidade	Variáveis	
	X	Y
	Interrupções	Equipamentos
Abre Campo	498	241
Acaiaca	188	87
Alvinópolis	501	224
Amparo do Serra	214	87
Barra Longa	341	154
Diogo Vasconcelos	250	91
Dom Silvério	202	114
Guaraciaba	603	166
Itabirito	914	515
Jequeri	523	248
Mariana	1348	424
Oratórios	259	84
Ouro Preto	1801	781
Piedade P Nova	166	52
Ponte Nova	924	567
Porto Firme	464	137
Raul Soares	766	390
Rio Casca	517	224
Rio Doce	167	45
S A Grama	208	73
S Pedro Ferros	341	138
Sem Peixe	230	63
Sta Cruz Escalvado	271	164
Teixeiras	379	153
Urucânia	327	137
Vermelho Novo	189	100
Viçosa	888	466
Pedra Bonita	205	106
Coefficiente de Correlação:	$r = 0,944$	

Tabela 3.1 - Teste de Correlação: Interrupções x Equipamentos

Pelo resultado obtido para o coeficiente de correlação linear (r) observa-se que há forte correlação positiva entre o número de interrupções de energia elétrica

ocorridas na região e o número de equipamentos de proteção e manobra instalados na rede de média tensão.

b) DEC Total e Percentual de Rede de Distribuição Trifásica:

A tabela 3.2 apresenta correlação existente entre a duração equivalente das interrupções de energia e o percentual de rede trifásica dos municípios da microrregião de Ponte Nova.

Cidade	Variáveis	
	X	Y
	DEC Total	Rede Trifásica (%)
Abre Campo	28,27	21,81
Acaiaca	16,2	20,71
Alvinópolis	21,26	16,37
Amparo do Serra	30,89	14,02
Barra Longa	28,26	11,89
Diogo Vasconcelos	37,91	4,82
Dom Silvério	11,24	25,12
Guaraciaba	29,76	7,45
Itabirito	11,77	34,07
Jequeri	27,62	15,63
Mariana	19,31	18,17
Oratórios	17,2	33,86
Ouro Preto	13,77	27,13
Piedade P Nova	29,23	43,45
Ponte Nova	6,82	42,99
Porto Firme	31,99	7,39
Raul Soares	16,64	19,19
Rio Casca	11,01	47,21
Rio Doce	18,11	12,73
S A Grama	15,65	29,35
S Pedro Ferros	25,96	29,97
Sem Peixe	49,87	6,46
Sta Cruz Escalvado	16,15	13,12
Teixeiras	33,33	14,05
Urucânia	9,65	48,85
Vermelho Novo	41,87	14,99
Viçosa	7,06	27,82
Pedra Bonita	24,23	26,42
Coefficiente de Correlação:	$r = -0,648$	

Tabela 3.2 - Teste de Correlação: DEC x Percentual de Rede Trifásica

Pelo resultado obtido para o coeficiente de correlação linear (r) observa-se que há correlação negativa entre o valor apurado para o DEC da região e o percentual de rede trifásica de média tensão.

- c) Número de Consumidores e Extensão de Rede de Distribuição Secundária Rural:

A tabela 3.3 apresenta correlação existente entre a quantidade de consumidores das cidades da microrregião de Ponte Nova e a extensão de rede secundária rural.

Cidade	Variáveis	
	X	Y
	Nº Consumidores	Rede Sec Rural (km)
Abre Campo	4.019	14,2
Acaiaca	1.470	8,7
Alvinópolis	5.093	6,5
Amparo do Serra	1.578	8,9
Barra Longa	2.376	14,7
Diogo Vasconcelos	1.329	21,7
Dom Silvério	1.977	3,7
Guaraciaba	3.175	53,8
Itabirito	15.413	6,8
Jequeri	3.883	12,5
Mariana	18.811	10
Oratórios	1.307	5,9
Ouro Preto	25.047	7,9
Piedade P Nova	1.158	1,4
Ponte Nova	20.238	14,5
Porto Firme	2.746	23,4
Raul Soares	8.024	13,7
Rio Casca	4.657	3,5
Rio Doce	895	0,8
S A Grama	1.287	0,4
S Pedro Ferros	2.716	2,7
Sem Peixe	987	8,9
Sta Cruz Escalvado	1.770	15,6
Teixeiras	4.101	15,9
Urucânia	2.820	2,9
Vermelho Novo	1.172	6,6
Viçosa	27.427	9,3
Pedra Bonita	1.113	7,9
Coefficiente de Correlação:	$r = -0,009$	

Tabela 3.3 - Teste de Correlação: Consumidores x Rede Secundária Rural

O valor obtido para o coeficiente de correlação linear (r) mostra que não há correlação entre o número de consumidores da região e a extensão total de rede secundária (BT) convencional rural.

Conforme apresentado nos exemplos acima, vários testes de cálculo do coeficiente de correlação linear (r) foram realizados para avaliar o grau de relação existente entre o

indicador DEC e as diversas variáveis de um sistema elétrico, principalmente as que sofrem alterações em decorrência de obras na rede primária.

A conclusão destes testes apontou as variáveis que mais impactam no DEC e o resultado pode ser observado na tabela 3.4.

Cidade	DEC Total	Trecho Médio	Rede Trif. (%)	Cons./ km de Rede	RDP Trif. Urbana	TMA Total
Abre Campo	28,27	1,91	21,81	8,72	0,3	5,88
Acaiaca	16,2	1,59	20,71	10,61	0,6	6,12
Alvinópolis	21,26	2,08	16,37	10,92	3,4	5,41
Amparo do Serra	30,89	2,20	14,02	8,26	0,1	5,4
Barra Longa	28,26	2,10	11,89	7,34	0	7,34
Diogo Vasconcelos	37,91	2,24	4,82	6,53	0,3	7,44
Dom Silvério	11,24	1,68	25,12	10,32	0,4	5,06
Guaraciaba	29,76	2,47	7,45	7,75	0,4	6,28
Itabirito	11,77	1,18	34,07	25,32	9,3	4,97
Jequeri	27,62	2,18	15,63	7,17	0,1	5,74
Mariana	19,31	1,73	18,17	25,72	11,3	6,56
Oratórios	17,2	1,44	33,86	10,82	0,2	4,81
Ouro Preto	13,77	0,79	27,13	40,57	6,4	4,67
Piedade P Nova	29,23	1,54	43,45	14,46	0,6	3,92
Ponte Nova	6,82	1,09	42,99	32,67	13,7	4,42
Porto Firme	31,99	2,13	7,39	9,39	0,8	6,48
Raul Soares	16,64	2,01	19,19	10,22	1,6	7,09
Rio Casca	11,01	1,52	47,21	13,67	0,6	5,2
Rio Doce	18,11	2,10	12,73	9,49	0	4,98
S A Grama	15,65	1,95	29,35	9,04	0,1	4,5
S Pedro Ferros	25,96	1,91	29,97	10,33	0,5	5,72
Sem Peixe	49,87	2,51	6,46	6,25	0,4	7,53
Sta Cruz Escalvado	16,15	1,87	13,12	5,78	2,1	7,36
Teixeiras	33,33	1,74	14,05	15,37	1,4	5,72
Urucânia	9,65	1,14	48,85	18,03	0,8	4,02
Vermelho Novo	41,87	1,82	14,99	6,46	0,6	7,98
Viçosa	7,06	1,10	27,82	53,74	31,9	4,61
Pedra Bonita	24,23	1,61	26,42	6,50	0,4	7,09
Médias	22,537	1,772	22,679	14,337	3,154	5,796
<i>r</i>		0,703	-0,648	-0,554	-0,458	0,624

Tabela 3.4 - Conclusão dos Testes de Correlação das Variáveis com o DEC

Sendo:

- Trecho Médio: Razão entre a extensão total de rede primária (km) e o número de equipamentos de proteção e manobra. Equivale à extensão média das zonas de um alimentador;

- Rede Trif. (%): Razão entre a extensão de rede primária e a extensão total da rede, ou seja, é o percentual de rede trifásica da região;
- Cons./ km de Rede: Razão entre o número de consumidores do município e a extensão total da rede primária;
- RDP Trif. Urbana: Extensão total de rede primária trifásica urbana protegida;
- TMA total: Tempo médio de atendimento.

De posse das variáveis do sistema elétrico com forte correlação com a variável DEC, será agora necessário encontrar a equação da reta que permita descrever e compreender a relação entre as variáveis escolhidas e projetar ou estimar uma variável em função das outras. Para este fim é utilizada a Análise de Regressão Múltipla.

Por definição, uma equação de regressão múltipla expressa um relacionamento linear entre uma variável dependente y e duas ou mais variáveis independentes (x_1, x_2, \dots, x_n) [TRIOLA, 1999]. Sua notação é dada por:

$$\hat{y} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_kx_k$$

Sendo:

- k : número de variáveis independentes, também chamadas de variáveis preditoras ou variáveis x ;
- \hat{y} : valor predito da variável dependente y ;
- b : estimativas amostrais dos coeficientes.

Os cálculos necessários para a regressão múltipla são bastante complexos e devem ser realizados em *software* específico de estatística. Para o presente trabalho foi utilizado o programa Excel, mas as simulações futuras serão realizadas no SAS.

Os resultados obtidos com a utilização desta metodologia para o exemplo utilizado estão resumidos nas tabelas 3.5, 3.6 e 3.7 a seguir.

A tabela 3.5 apresenta os principais componentes da estatística de regressão utilizados para avaliar a aderência da equação aos dados amostrais.

<i>Estatística de Regressão</i>	
R múltiplo	0,786
R-Quadrado	0,618
R-quadrado ajustado	0,531
Erro padrão	7,412
Observações	28

Tabela 3.5 - Componentes da Estatística de Regressão

Sendo:

- R-Quadrado: coeficiente de determinação múltipla (aderência da equação aos dados amostrais);
- R-quadrado ajustado: coeficiente múltiplo de determinação modificado de modo a levar em conta o número de variáveis e o tamanho da amostra.

A tabela 3.6 apresenta a análise de variância, método utilizado para testar a igualdade das médias populacionais baseado na análise das variâncias amostrais.

<i>ANOVA</i>					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significação</i>
Regressão	5	1956,5024	391,3005	7,1233	0,0004
Resíduo	22	1208,5151	54,9325		
Total	27	3165,0174			

Tabela 3.6 - Componentes da Análise de Variância

Sendo:

- *gl*: graus de liberdade;
- *SQ*: medida da variação dos dados amostrais combinados;
- *MQ*: quadrado médio;
- *F*: estatística de teste;
- *F de significação*: probabilidade de obter o valor mínimo da estatística de teste. Deve ser menor do que 0,05.

A tabela 3.7 apresenta os coeficientes que devem ser aplicados na equação de regressão múltipla para cálculo do DEC esperado.

	Coef.	Erro padrão	Stat t	valor-P	95% Inferiores	95% superiores	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Interseção	-37,047	32,739	-1,132	0,270	-104,943	30,848	-104,943	30,848
Trecho Medio	17,073	8,923	1,913	0,069	-1,432	35,578	-1,432	35,578
Perc RD trif	1,072	25,032	0,043	0,966	-50,841	52,985	-50,841	52,985
Cons/km de rede	0,690	0,493	1,398	0,176	-0,333	1,712	-0,333	1,712
RDP Trif Urb	-1,025	0,593	-1,729	0,098	-2,255	0,205	-2,255	0,205
TMA Total	3,869	2,098	1,844	0,079	-0,482	8,220	-0,482	8,220

Tabela 3.7 - Coeficientes da Equação de Regressão Múltipla e Índices Estatísticos

Sendo:

- *Coef.*: coeficientes da equação de regressão múltipla;
- *Valor-P*: medida da significância global (baixos valores indicam boa aderência da equação aos dados amostrais).

A equação para o cálculo do DEC esperado a partir dos coeficientes da equação de regressão múltipla obtidos acima é:

$$\text{DEC Total} = -37,047 + 17,07x_1 + 1,07x_2 + 0,69x_3 - 1,02x_4 + 3,87x_5$$

Sendo:

- x_1 : Trecho médio;
- x_2 : Percentual de rede primária trifásica;
- x_3 : Número de consumidores por quilômetro de rede primária;
- x_4 : Extensão de rede primária trifásica urbana protegida;
- x_5 : Tempo médio de atendimento (TMA) total.

Pode-se observar na equação para o DEC esperado que a variável que possui o maior coeficiente é o Trecho Médio. De fato, a quantidade de equipamentos de proteção e manobra instalados no sistema de MT assim como a coordenação da proteção de um alimentador possui enorme influência sobre este indicador. No entanto, as iniciativas que mais alteram esta variável são propostas nos planos de reforma do sistema elétrico relacionadas à operação e manutenção.

A segunda variável que mais impacta no cálculo do DEC é o TMA, porém com peso aproximadamente quatro vezes inferior ao Trecho Médio. Uma redução no TMA de um alimentador ocasionará grande melhoria no DEC esperado, mas esta variável também

não é fortemente influenciada por obras de planejamento de expansão do sistema elétrico, e sim por obras de reforma da operação e manutenção.

As demais variáveis da equação são as diretamente associadas a obras de reforço do sistema elétrico visando sua expansão, tais como conversão de rede monofásica para trifásica, recondutoramento de rede primária para adequação aos atuais padrões mínimos de atendimento urbano, transferências de cargas entre alimentadores e implantação de fontes mais próximas dos centros de carga. Observa-se que os coeficientes destas três variáveis são próximos entre si e bastante inferiores aos coeficientes do Trecho Médio e do TMA. Devido a este fato espera-se obter um baixo impacto das obras de planejamento no DEC esperado.

Após análise dos coeficientes obtidos para a equação do DEC esperado, a maior surpresa foi com relação à variável Rede Primária Trifásica Protegida (x_4). Conforme comprovado por estudos sobre este tipo de rede, sua confiabilidade é alta e possui reduzidas taxas de falhas. Esperava-se, dessa forma, elevada contribuição da variável no resultado do indicador. Contudo, sua contribuição para o DEC é baixa e muito próxima da variável Percentual de Rede Trifásica, o que leva a concluir que seu impacto será mais significativo para o indicador FEC.

4 Estudo de Caso

Este capítulo é destinado à simulação do DEC esperado para parte do sistema elétrico de média tensão da Regional Centro do Estado. Faz-se, inicialmente, uma breve descrição dos alimentadores analisados, apresentam-se as obras propostas pelo processo de planejamento e, em seguida, os resultados obtidos após simulações da confiabilidade esperada.

4.1. Considerações Iniciais

Com base na metodologia apresentada no capítulo anterior, foi desenvolvido na empresa um programa no Excel, denominado *Confesper*, que calcula o indicador DEC após mudanças na configuração de um alimentador de média tensão. A tela de entrada de dados de obras no *Confesper* é apresentada na figura 4.1.

A imagem mostra a interface de usuário do programa 'CÁLCULO DA CONFIABILIDADE ESPERADA'. O título da janela é 'Confiabilidade Esperada'. O formulário contém os seguintes campos:

- Colegiado: Centro (menu suspenso)
- Alimentador: (menu suspenso)
- Dados de Entrada** (grupo de campos):
 - Recondutoramento para RDP (km): [campo de texto]
 - Conversão de RD monofásica p/ trifásica (km): [campo de texto]
 - Construção de RD de MT (km): [campo de texto]
 - Dispositivos de proteção e manobra instalados: [campo de texto]
 - Nº total de consumidores transferidos: [campo de texto]
 - Km de RD de MT transferidos: [campo de texto]

Na base da janela, há quatro botões: CONFIRMA, RESULTADO, IMPRIMIR e SAIR.

Figura 4.1 - Tela do Programa para Cálculo de Confiabilidade Esperada

O *Confesper* foi desenvolvido de forma a atender as particularidades do sistema elétrico de cada regional. Dessa forma, a equação do DEC Esperado apresentará coeficientes diferenciados para cada um dos sete colegiados da CEMIG. Este programa será utilizado em três simulações de obras definidas no planejamento de MT para avaliar seu impacto no indicador de continuidade DEC.

4.2. Descrição da Rede de MT Analisada

Os alimentadores de média tensão analisados no presente capítulo pertencem à Regional Centro de Minas Gerais e são derivados de três subestações diferentes. Possuem uma característica comum, que é a predominância de rede aérea convencional (rede nua), porém atendem a mercados diferenciados e, dessa forma, os demais dados físicos dos três alimentadores são bastante peculiares.

Os alimentadores são tratados por SEA 01, SEB 01 e SEC 01 e suas características construtivas e de mercado estão apresentadas na tabela 4.1.

Dado Físico	Alimentador		
	SEA 01	SEB 01	SEC 01
Rede Trifásica (km)	142,68	12,57	11,76
Rede Monofásica (km)	577,21	0,68	4,99
Rede Total (km)	719,89	13,25	16,75
Regulador de Tensão	4	0	0
Equipamentos de Prot./ Manobra	325	33	34
Número de Consumidores	4396	3539	3366

Tabela 4.1 - Dados Físicos dos Alimentadores

4.2.1. Diagnóstico do Alimentador SEA 01

O alimentador SEA 01, ilustrado na figura 4.2, é um dos mais extensos da Regional Centro. Sua rede é predominantemente rural, mas a maior parte de seus consumidores está concentrada em área urbana pertencente a um município que dista 50 quilômetros da subestação. Devido a sua extensão, há quatro bancos reguladores de tensão instalados na rede primária.

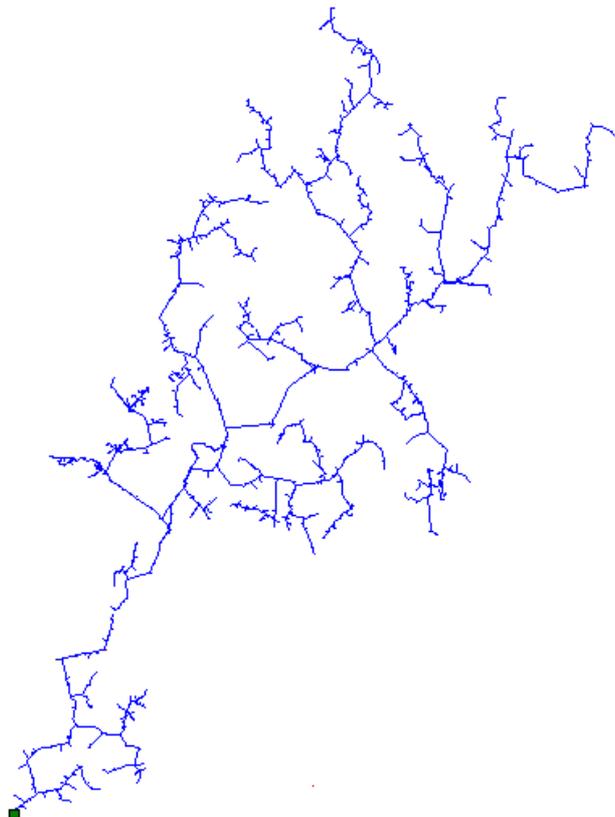


Figura 4.2 - Vista do Alimentador SEA 01

Outra particularidade deste alimentador é o baixo percentual de carregamento dos condutores aliado a um elevado desequilíbrio de carregamento entre fases. Conforme apresentado na tabela 4.1, ele possui apenas 19,8 % de rede trifásica.

Há também alguns aspectos operativos no SEA 01 que merecem destaque. No ano 2006, foi registrado um DEC de 0,079 horas/consumidor no alimentador, o que o classificou como o 11º alimentador com pior DEC da Regional Centro. Outro agravante é a baixa flexibilidade operativa em função de sua extensão.

Para a região onde se encontra o SEA 01, está planejada a implantação de uma nova subestação no ano 2009. Porém, conforme estudo de planejamento, estava previsto que este alimentador violaria os critérios de nível de tensão e percentual de desequilíbrio de carregamento entre fases já no ano 2007, o que resultou na definição de obras emergenciais até a entrada da nova SE analisadas neste capítulo.

4.2.2. Diagnóstico do Alimentador SEB 01

O alimentador SEB 01, ao contrário do SEA 01, é caracterizado por rede primária exclusivamente urbana. Sua extensão total é de 13,25 km com rede 94,9% trifásica. Não possui equipamentos reguladores de tensão. Seu traçado é ilustrado na figura 4.3.

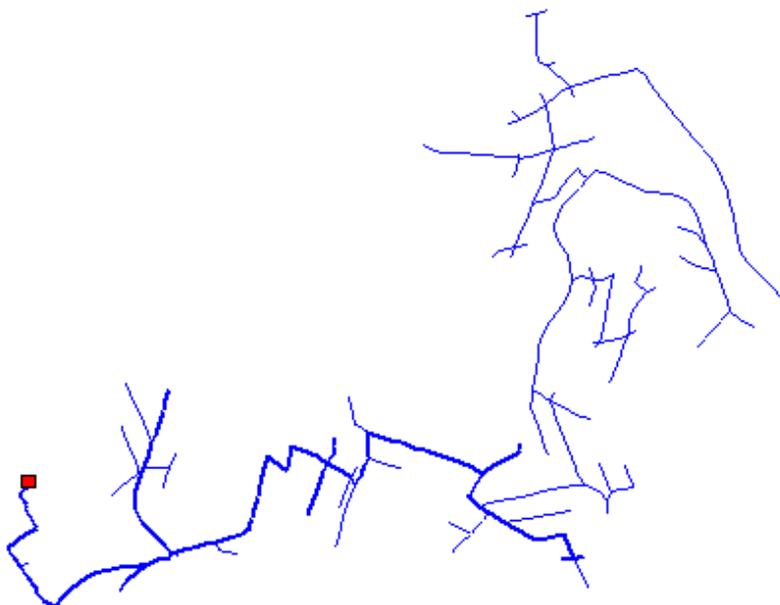


Figura 4.3 - Vista do Alimentador SEB 01

Conforme diagnosticado em estudo de planejamento, o alimentador SEB 01 registrou um baixo valor de DEC no ano 2006, equivalente a 0,014 horas/consumidor.

No entanto, ele apresentou alguns ramais de bitola inferior à do tronco do alimentador com alto percentual de carregamento. Apesar de serem ramais radiais, notou-se a grande exposição destes ramais quanto à contingência operativa.

Dessa forma, foi previsto que o alimentador SEB 01 violaria o critério de planejamento referente ao percentual de carregamento máximo de condutores no ano 2007 e que sua flexibilidade operativa seria prejudicada, necessitando então de obras de reforço no sistema de média tensão.

4.2.3. Diagnóstico do Alimentador SEC 01

O alimentador SEC 01 se assemelha ao alimentador SEB 01. Sua rede primária é predominantemente urbana e também não possui equipamentos de regulação de

tensão instalados na média tensão. Possui extensão total de 16,75 km, sendo a rede 70,2% trifásica. Seu traçado é ilustrado na figura 4.4.



Figura 4.4 - Vista do Alimentador SEC 01

No ano 2006, o alimentador SEC 01 registrou DEC de 0,011 horas/consumidor, o que o classificou como o 13º alimentador com DEC mais baixo. Além disso, o alimentador apresentou níveis de tensão satisfatórios, de acordo com o estudo de planejamento da Regional.

Porém, foi previsto que o alimentador violaria outros critérios de planejamento no ano 2007, a saber:

- percentual de carregamento máximo do tronco do alimentador e de um de seus ramais, comprometendo a flexibilidade operativa da região;
- percentual de desequilíbrio.

4.3. Obras de Planejamento Propostas

Para solucionar os problemas apresentados no item anterior, foram efetuadas algumas proposições de obras para a rede de MT dos alimentadores SEA 01, SEB 01 e SEC 01, descritas a seguir:

Alimentador SEA 01

- conversão de rede primária monofásica para trifásica de três ramais, totalizando 19,94 km.

Alimentador SEB 01

- troca de condutores para rede protegida totalizando 1,66 km;
- conversão de rede monofásica para trifásica totalizando 0,68 km;
- construção de rede primária para interligação de alimentadores totalizando 2,5 km.

Alimentador SEC 01

- troca de condutores para rede protegida totalizando 4,13 km;
- conversão de rede monofásica para trifásica totalizando 0,21 km;
- construção de rede primária para interligação de alimentadores totalizando 0,92 km;
- transferência de carga para o alimentador para equilíbrio do sistema da região.

4.4. Resultado das Simulações

Através da simulação das alterações propostas para as configurações dos alimentadores SEA 01, SEB 01 e SEC 01 no programa *Confesper*, foram obtidos os resultados apresentados a seguir.

Alimentador SEA 01

Conforme tabela 4.2, apenas a variável *Percentual de Rede Trifásica* sofreu alteração com a simulação da obra de planejamento definida para o alimentador SEA 01. Como resultado, foi obtida uma redução no DEC do alimentador da ordem de 27%.

Variável	Dados Físicos	
	Inicial	Final
Treho Médio	2,215	2,215
Rede Trif. (%)	19,8	22,6
Cons./ km de Rede	6,1	6,1
RDP Trif. Urbana	4,50	4,50
DEC	0,079	0,057

Tabela 4.2 - DEC esperado para o alimentador SEA 01

Alimentador SEB 01

As obras propostas para o alimentador SEB 01 influenciaram as quatro variáveis, conforme tabela 4.3, mas o maior impacto foi na *Extensão de Rede Primária Trifásica Urbana Protegida*. Através destas obras, o alimentador SEB 01 deverá ter seu DEC reduzido em 28%.

Variável	Dados Físicos	
	Inicial	Final
Treho Médio	0,402	0,394
Rede Trif. (%)	94,9	100
Cons./ km de Rede	267,1	224,7
RDP Trif. Urbana	4,00	5,66
DEC	0,014	0,010

Tabela 4.3 - DEC esperado para o alimentador SEB 01

Alimentador SEC 01

A tabela 4.4 apresenta os resultados obtidos através da simulação do alimentador SEC 01. Observa-se que, da mesma forma que no alimentador SEB 01, as obras propostas para o alimentador SEC 01 também impactaram em todas as variáveis da equação do DEC.

Variável	Dados Físicos	
	Inicial	Final
Trecho Médio	0,493	0,511
Rede Trif. (%)	70,2	84,9
Cons./ km de Rede	201,0	241,4
RDP Trif. Urbana	1,13	5,26
DEC	0,011	0,015

Tabela 4.4 - DEC esperado para o alimentador SEC 01

As variáveis *Trecho Médio* e *Número de Consumidores por Quilômetro de Rede Primária*, no entanto, foram aumentadas ao invés de reduzidas, pois este alimentador recebeu carga de outro. A consequência deste tipo de obra é uma elevação no DEC esperado para o alimentador, conforme confirmado pela simulação.

Resultado Global

Após simulação de todas as obras propostas para o sistema elétrico, o programa retorna o DEC esperado para cada regional e para a CEMIG Distribuição, conforme apresentado na figura 4.5.



Figura 4.5 - DEC Esperado para a Regional Centro

Pelo resultado apresentado, já se pode observar pequena redução no DEC da regional Centro, mesmo com obras em apenas 3 dos 389 alimentadores.

5 Conclusões

Ultimamente, o processo de planejamento de sistemas elétricos de média tensão vem sofrendo intensas cobranças com relação à fixação de padrões de qualidade mais exigentes.

Como consequência, as equipes têm dedicado maior tempo aos estudos de planejamento realizando análises para um horizonte de longo prazo com foco no cumprimento de metas de qualidade, dentre as quais destacam-se nível de tensão adequado, percentual ótimo de perdas elétricas, flexibilidade para operar a rede de distribuição e continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Com relação à continuidade da energia, uma das dificuldades encontradas pelos planejadores é mensurar o quanto as obras propostas para o sistema de MT podem impactar nos indicadores DEC e FEC. Dessa forma, com o intuito de realizar análises acerca destes indicadores, está sendo desenvolvida uma ferramenta baseada em métodos estatísticos capaz de quantificar a confiabilidade esperada para o sistema elétrico com a implantação das obras de reforço definidas nos estudos de planejamento.

Essa ferramenta possibilitará prever os efeitos das várias alternativas de reforço do sistema elétrico sobre os indicadores, tais como substituição de redes primárias por outras mais confiáveis, reconfiguração do sistema elétrico existente, construção de interligações, implantação de novas subestações e instalação de equipamentos de proteção e manobra.

Com a utilização da etapa já concluída desta ferramenta para três alimentadores do sistema elétrico de distribuição da regional Centro da CEMIG, foi possível estabelecer algumas conclusões sobre o efeito de determinadas obras sobre o indicador DEC, resumidas a seguir:

- obras como conversão de rede monofásica para trifásica e substituição de rede primária nua por rede protegida provocam significativa redução no DEC esperado de um alimentador;
-

-
- a construção de interligações entre os alimentadores para aumentar a flexibilidade operativa deve ser ponderada com o conseqüente aumento da exposição da rede;
 - a reconfiguração do sistema através de transferências de carga entre alimentadores deve ser analisada com atenção. O aumento gerado no DEC do alimentador que recebe a carga associado à redução do DEC do alimentador que cede consumidores pode ou não ser benéfica para o sistema como um todo, principalmente se houver construção de rede primária para efetuar as transferências;
 - esta metodologia fornece bom subsídio para a análise de alternativas técnicas para o sistema elétrico podendo ser decisiva na tomada de decisões. No entanto, ela não prescinde do conhecimento técnico e experiência dos planejadores, que devem considerar todos os aspectos relevantes das propostas de reforço e expansão do sistema elétrico de média tensão.

Há, neste momento, várias propostas de melhoria para a metodologia utilizada nesta análise. Uma delas diz respeito ao programa para o cálculo dos indicadores, que atualmente é o Excel. A intenção é adotar o SAS para cálculos estatísticos.

Outra proposta é quanto aos resultados apresentados, pois se espera obter os indicadores previstos para alimentadores, municípios, conjunto ANEEL, regional e área global da CEMIG.

Além disso, duas etapas ainda estão pendentes de desenvolvimento: simulação de inclusão de novos alimentadores e subestações e cálculo do FEC esperado.

Após a conclusão do desenvolvimento proposto para essa metodologia, a análise dos indicadores de continuidade esperados para um horizonte de longo prazo será implementada nas etapas dos estudos de planejamento do sistema elétrico de média tensão de forma a auxiliar na definição do plano de obras a ser executado.

Referências

Bibliográficas

- [ELETROBRÁS, 1982_(a)] ELETROBRÁS/COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO, **“Planejamento de Sistemas de Distribuição”**, Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Volume 1, Rio de Janeiro: Campus, 1982.
- [ELETROBRÁS, 1982_(b)] ELETROBRÁS/COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO, **“Desempenho de Sistemas de Distribuição”**, Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Volume 3, Rio de Janeiro: Campus, 1982.
- [CEMIG, 1982] NORMA DE DISTRIBUIÇÃO ND-1.1, **“Diretrizes Básicas para o Planejamento Elétrico de Distribuição”**, CEMIG, Dezembro, 1982.
- [ELETROBRÁS, 1986] ELETROBRÁS/COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO, **“Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição”**, Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Volume 2, Rio de Janeiro: Campus, 1986.
- [CEMIG, 1987] ESTUDO DE DISTRIBUIÇÃO ED-1.8, **“Simulação de Redes para Cálculo dos Índices de Continuidade Esperados”**, CEMIG, Novembro, 1987.
- [CEMIG, 1990] NORMA DE DISTRIBUIÇÃO ND-3.1, **“Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas”**, CEMIG, Maio, 1990.
-

-
- [TRIOLA, 1999] TRIOLA, M.F., “**Introdução à Estatística**”, Editora LTC, Rio de Janeiro, 1999.
- [ANEEL, 2000] ANEEL, **Resolução nº 24 de 27 de janeiro de 2000**, Brasília, 2000.
- [DIAS, 2002] DIAS, E.B., “**Avaliação de Indicadores de Continuidade e seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição**”, Dissertação de Mestrado, Orientador: C.C. Barioni, Departamento de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- [CEMIG, 2005] RELATÓRIO GERAL DE DISTRIBUIÇÃO, “**Critérios Técnicos para o Planejamento Elétrico da Distribuição**”, CEMIG, 2005.
- [ANEEL, 2007_(a)] BRASIL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. “**Modulo 1 – Introdução**”, ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Julho, 2007.
- [ANEEL, 2007_(b)] BRASIL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. “**Modulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**”, ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Julho, 2007.
- [ANEEL, 2007_(c)] BRASIL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. “**Modulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**”, ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Julho, 2007.
- [MATHEUS, 2007] MATHEUS, M., “**Confiabilidade Esperada Utilizando Análise de Regressão Múltipla**”, CEMIG, 2007.
-