

Programa de Análise Confiabilidade de Alimentadores de Distribuição

Otávio H. S. Vicentini, Airton Violin, Cícero Lefort
FUPAI – Fundação de Pesquisa e Assessoramento a Indústria
otaviohsv@hotmail.com

Manuel L. B. Martinez, Renata Bachega, Marco Saran
UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá
martinez@iee.efei.br

Renato Oling, Hermes R. P. M. de Oliveira
AES Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia S. A.
renato.oling@aes.com

Resumo: O objetivo deste trabalho é apresentar um programa computacional para o cálculo de índices de confiabilidade (FIC, DIC, FEC e DEC) de sistemas de distribuição, desenvolvido através de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Esse programa permite calcular penalidades e custo médio anual das interrupções e compara-las com metas de continuidade estabelecidas pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, para diferentes conjuntos de consumidores, tendo como base, as informações obtidas diretamente da banco de dados da empresa ou através do usuário do programa. O programa desenvolvido permite também alterar as taxas de desempenho e a topologia da rede, e desse modo, realizar uma análise de sensibilidade para verificar o efeito de diferentes equipamentos de proteção e tipos de rede, justificando assim investimentos que podem melhorar a confiabilidade, a qualidade do serviço e reduzir custos de interrupções e outros custos. Os principais módulos e etapas deste programa são mostrados neste trabalho, incluindo um exemplo prático com resultados.

Palavras Chaves: Programa de Confiabilidade, Redes de distribuição, Indicadores de continuidade.

1. Introdução

Apesar de 80% das interrupções de energia elétrica ocorrerem nos sistemas de distribuição, a avaliação da confiabilidade desses sistemas nunca recebeu grande atenção até alguns anos atrás. No entanto, com a reestruturação do setor elétrico brasileiro e a privatização das empresas distribuidoras de energia essa situação mudou. Em 1996, foi criada a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, que passou a fiscalizar as empresas do setor elétrico e que em 2000 decretou as resoluções RES 024 e RES 522, estabelecendo limites para os índices de continuidade coletivos e individuais existentes (FEC, DEC, FIC e DIC) e expressões para o cálculo de multas nos casos de violações dessas metas.

Para atender as exigências e metas estabelecidas pela agência reguladora (ANEEL), a maioria das empresas passou a cadastrar digitalmente as suas redes e equipamentos de distribuição assim como todas as incidências e interrupções, facilitando assim o desenvolvimento de programas e ferramentas computacionais para análise de fluxo de potência, curto-circuito e confiabilidade dos sistemas de distribuição.

Para avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição frequentemente são utilizadas duas diferentes análises: (1) Histórica; (2) Preditiva.

Através da análise histórica são consideradas as interrupções ocorridas em determinados locais e num determinado período de tempo. A análise preditiva, por sua vez, determina o comportamento do sistema a longo prazo, combinando taxas de falhas dos componentes e a duração de reparo, restauração e chaveamento para diferentes equipamentos e sistemas de distribuição. Considerando que estes fatores são, por natureza, aleatórios, é necessário utilizar valores médios calculados a partir das distribuições de probabilidade desses eventos, ou seja, através da análise histórica. Desse modo é possível calcular índices como, a taxa de falha média (FIC) e a duração acumulada das falhas ou indisponibilidade (DIC) para cada ponto de carga.

Entre os métodos existentes para análise preditiva da confiabilidade de sistemas elétricos pode-se citar a probabilidade condicional, conjuntos mínimos de corte e o processo de Markov.

Nesse trabalho será apresentada uma ferramenta computacional para análise preditiva da confiabilidade de alimentadores de distribuição que utiliza o método de Markov para o cálculo do FIC e DIC de cada ponto de carga existente.

O maior desafio desse trabalho foi estabelecer uma interface automática e padrão entre as informações disponíveis no banco de dados da empresa concessionária e o módulo computacional capaz de representar a topologia da rede, sendo isso fundamental para a análise de confiabilidade em distribuição, considerando o elevado número de componentes (linhas, chaves, transformadores, etc) que compõem um alimentador.

2. Descrição do Programa Computacional

O PCA (Programa de Confiabilidade de Alimentadores) é uma ferramenta computacional para análise de confiabilidade de alimentadores de distribuição que permite calcular os índices de continuidade individuais (FIC e DIC) e de conjuntos de consumidores (FEC e DEC) a longo prazo, assim como multas devido a violações de metas de continuidade estabelecidas pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Para realização desses cálculos, o programa utiliza dados do alimentador e seus componentes (trechos, chaves, transformadores, etc) obtidos diretamente da base de dados relacional da empresa, e também dados de continuidade que devem ser informados pelo usuário do programa, como taxas anuais e durações médias de interrupção, reparo, manobra e manutenção dos diferentes tipos de equipamentos e redes existentes, e as metas de continuidade para os conjuntos de consumidores existentes no alimentador de distribuição em análise.

Desse modo, pode-se prever o comportamento do sistema para diferentes condições de operação e diferentes equipamentos de proteção ou manobra, avaliando seus respectivos resultados em termos de índices de confiabilidade e suas respectivas penalidades.

O programa está dividido em 6 etapas ou módulos principais, como mostra a Fig. (1).

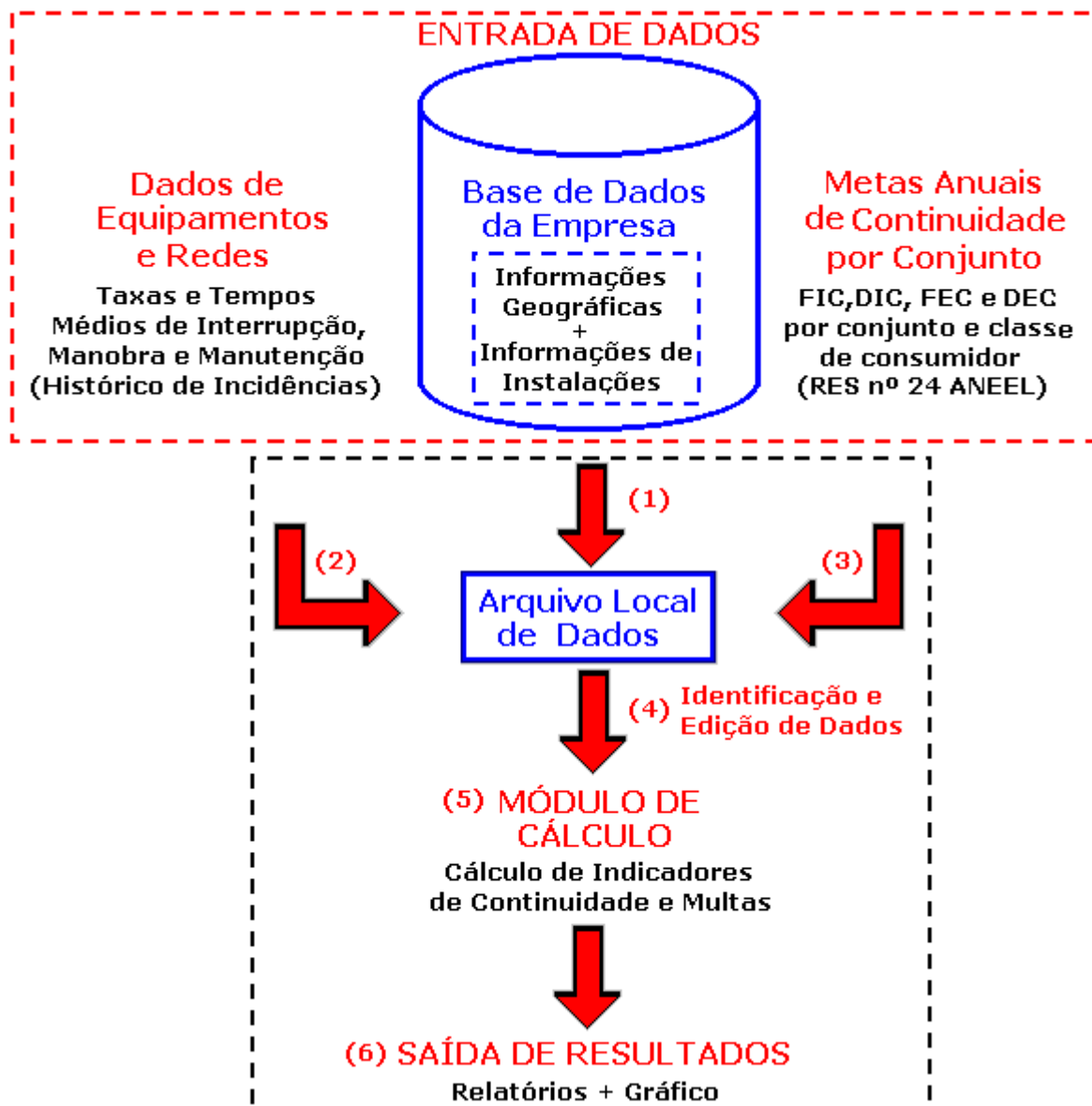


Figura 1. Diagrama de Funcionamento do Programa PCA.

3. Entrada de dados

Na etapa (1), o programa acessa informações de equipamentos e trechos de um alimentador de distribuição no sistema de gerenciamento de base de dados (SGBD) relacional da empresa. Para isso, são utilizados códigos SQL (*structured query language*) e uma interface padrão, denominada ODBC (*open data base connectivity*) para conexão com bancos de dados oracle ou outros tipos de bancos relacionais. As informações obtidas nesse processo são um vínculo de informações geográficas e diferentes registros alfanuméricos que são armazenados em um arquivo local com o nome do alimentador em análise na estação onde está instalado o programa.

Ao abrir este arquivo, são exibidas informações gerais e um gráfico com a topologia do alimentador, através do qual pode-se visualizar, com diferentes níveis de *zoom*, a subestação de distribuição, trechos primários e equipamentos, como transformadores, chaves, religadores, fusíveis, banco de capacitores, etc. Além da representação georreferenciada de todos os componentes, pode-se também visualizar suas principais informações e características. Esse tipo de recurso computacional, aliado a outras ferramentas, é denominado *automated mapping and facilities management*, ou simplesmente AM/FM.

A Figura (2) mostra a tela inicial após a abertura de um arquivo de dados do programa.

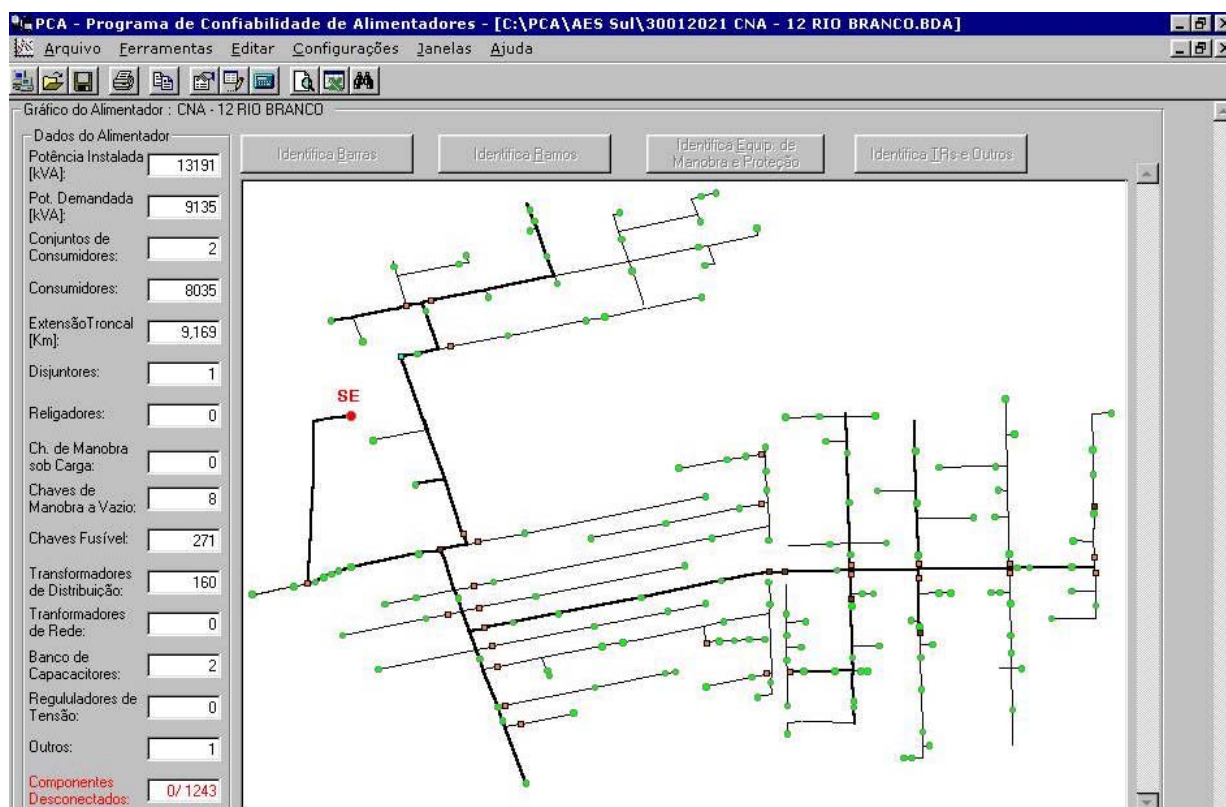


Figura 2. Tela Inicial do Programa PCA.

Na etapa (2), o usuário deve informar taxas e tempos médios de interrupção, manobra e manutenção referentes a diferentes componentes de distribuição reconhecidos pelo programa, como tipos de rede primária, equipamentos de proteção, equipamentos de manobra, transformadores de rede, bancos de capacitores e transformadores de distribuição, etc. Essas informações são também armazenadas num arquivo local e devem ser obtidas a partir da literatura técnica, com valores típicos, ou através da análise do histórico de incidências da empresa distribuidora, o que é mais aconselhado, considerando que esses valores influem diretamente nos índices de continuidade a serem calculados.

Na etapa (3), devem também ser informadas as metas de continuidade (DEC, FEC, FIC e DIC) para cada conjunto de consumidores existente no alimentador de acordo com suas respectivas metas estabelecidas pela ANEEL e as tabelas 2, 3 e 4 da Resolução nº 24 da ANEEL.

Com isso, o programa tem todos os dados de entrada necessários para o cálculo dos indicadores de continuidade do alimentador. No entanto, antes do início dos cálculos, deve-se realizar um processo de identificação que divide os componentes do circuito em barras e ramos, sendo que as coordenadas geográficas são relacionadas as barras, enquanto as principais informações de confiabilidade, como taxas e tempos médios de interrupção, são associadas aos ramos, nos quais serão simuladas falhas durante o processo de cálculo, observando os resultados de falhas temporárias, falhas permanentes, manutenções programadas e falhas de proteção para cada ponto de carga existe, que nesse caso, são as barras referentes aos transformadores de distribuição do alimentador.

4. Edição de dados

Após a identificação dos componentes, pode-se editar o arquivo, alterando um ou mais componentes do circuito através do gráfico do alimentador ou através de menus e listas dos diferentes tipos de ramos existentes. Sendo que essas alterações podem ser salvas em outro arquivo. Com isso, pode-se verificar os resultados para diferentes equipamentos e tipos de rede, justificando investimentos e melhorias no sistema.

Os processos de identificação e edição de componentes compõem a etapa (4) que antecede a etapa referente aos cálculos – Etapa (5).

5. Módulo de cálculo

Na etapa (5) são realizados os cálculos dos indicadores de continuidade individual (DIC e FIC) e coletivos (FEC e DEC) através de um processo iterativo analítico, no qual são simuladas contingências simples em todos os ramos do alimentador, verificando os resultados equivalentes (taxa de falha e duração) para cada ponto de carga, ou seja, o efeito combinado de falhas permanentes, temporárias, manutenções programadas e falhas na atuação de equipamentos de proteção ao longo de um ano, para cada transformador de distribuição de propriedade da concessionária ou particular.

As Eq. (1), (2) e (3) são expressões utilizadas no cálculo do FIC e DIC (médios).

$$FIC_{(Total)} = n = FIC_{F.permanete} + FIC_{Manobra} + FIC_{f.proteção} \quad (1)$$

$$DIC_{(Total)} = DIC_{F.permanete} + DIC_{Manobra} + DIC_{f.proteção} \quad (2)$$

ou

$$DIC_{(Total)} = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3)$$

Depois de calculados os indicadores individuais (DIC e FIC) para cada ponto de carga, são calculados os indicadores coletivos (DEC e FEC) médios para cada conjunto e para o alimentador, de acordo com as expressões mostradas nas Eq. (4), (5), (6) e (7).

$$FEC_{(Conjunto)} = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (4)$$

$$FEC_{(Alimentador)} = \sum_{i=1}^{nc} FEC_{(conjunto)_i} \quad (5)$$

$$DEC_{(Conjunto)} = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \cdot t(i)}{Cc} \quad (6)$$

$$DEC_{(Alimentador)} = \sum_{i=1}^{nc} DEC_{(conjunto)_i} \quad (7)$$

Onde:

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, (Conjunto) expressa em horas;

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 um ano;

t(i) = Duração de cada evento (i) em horas, no período de um ano;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k = Número máximo de eventos no período considerado;

C_c = Número total de consumidores do conjunto considerado;
 n_c = Número de conjuntos no alimentador.

Após o cálculo dos indicadores (valores verificados - FIC_v, DIC_v, FEC_p e DEC_p), são calculadas suas respectivas multas para eventuais violações das metas estabelecidas (valores previstos - FIC_p, DIC_p, FEC_p e DEC_p). Além dos valores verificados, são utilizadas nesses cálculos outras informações, como número de clientes, potência instalada, tensão, conjunto e tipo de instalação (urbana/rural) de cada transformador.

As Eq. (8) e (9) mostram as expressões válidas para o cálculo das penalidades médias anuais de FIC e DIC, de acordo com Resolução 24 da ANEEL, enquanto as Eq. (10), (11) e (12) mostram as expressões utilizadas no programa para o cálculo das multas anuais médias de FEC e DEC para cada conjunto e para o alimentador.

Para o DIC:

$$Penalidade = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{CM}{8760} \cdot k \quad (8)$$

Para o FIC:

$$Penalidade = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) \cdot DIC_p \cdot \frac{CM}{8760} \cdot k \quad (9)$$

Onde:

DIC_v = Duração de Interrupção por Unidade Consumidora, verificada num ano em horas;

DIC_p = Metas de continuidade estabelecidas num ano para o indicador de Duração de Interrupção Individual em horas;

DMIC_v = Duração Máxima de Interrupção Contínua, verificada, por interrupção, em horas;

DMIC_p = Metas de continuidade estabelecidas para o indicador, por interrupção, em horas;

FIC_v = Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora verificada, em número de interrupções por ano;

FIC_p = Metas de continuidade estabelecidas no período para o indicador de Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora, em número de interrupções por ano;

CM = Média aritmética do valor das faturas dos consumidores afetados no ano anterior à ocorrência;

8760 = Número médio de horas num ano;

k = Coeficiente de majoração, que variará de 10 a 50, e cujo valor, fixado em 10 (dez), poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão ordinária das tarifas.

Para o DEC:

$$Penalidade_{(conjunto)} = \left(\frac{DEC_v}{DEC_p} - 1 \right) \cdot DEC_p \cdot \frac{CM_{(conjunto)}}{8760} \cdot k \quad (10)$$

Para o FEC:

$$Penalidade_{(conjunto)} = \left(\frac{FEC_v}{FEC_p} - 1 \right) \cdot DEC_p \cdot \frac{CM_{(conjunto)}}{8760} \cdot k \quad (11)$$

$$Penalidade_{(alimentador)} = \sum_{i=1}^{n_c} Penalidade_{DEC_i} \sum_{i=1}^{n_c} Penalidade_{FEC_i} \quad (12)$$

Considerando que as multas de DEC e FEC são calculadas utilizando as expressões válidas para o DIC e FIC, e que a maioria dos alimentadores é formada apenas por uma parte de um ou mais conjuntos, as multas referentes a esses indicadores ou médias anuais parciais, são apenas valores de referência.

Após o término dos cálculos, o usuário pode também alterar o faturamento e o número de consumidores de cada ponto de carga e recalculer os valores das multas, podendo desse modo, prever resultados para um crescimento de carga esperado.

6. Saída de Dados

Na saída de dados do programa são exibidos relatórios ou tabelas parciais e completas de FIC e DIC, FEC e DEC; e Multas, com informações de cada transformador de distribuição, além de um gráfico de diagnóstico, no qual é exibida a topologia do alimentador, e cujos pontos de cargas são representados em três diferentes cores (verde, amarelo e vermelho) de acordo com a violação da meta de cada transformador, sendo verde os pontos sem violação, amarelos os pontos com violação inferior ou igual a 10 % e vermelho, os pontos com violação superior a 10 %.

Através desse gráfico é possível observar e separar assim as áreas com problemas num mesmo alimentador, priorizando maior atenção e investimentos em melhoria para essas áreas.

7. Exemplo de Aplicação do Programa

Para exibir o funcionamento e as características do programa PCA, será mostrado nesse item uma aplicação prática do programa para análise de confiabilidade de um alimentador de distribuição da concessionária AES Sul do Rio Grande do Sul. O alimentador escolhido para essa análise foi o alimentador número 5 da Subestação Santa Maria 5, denominado “Fernando Ferrari”.

A Figura (3) mostra a topologia desse alimentador.

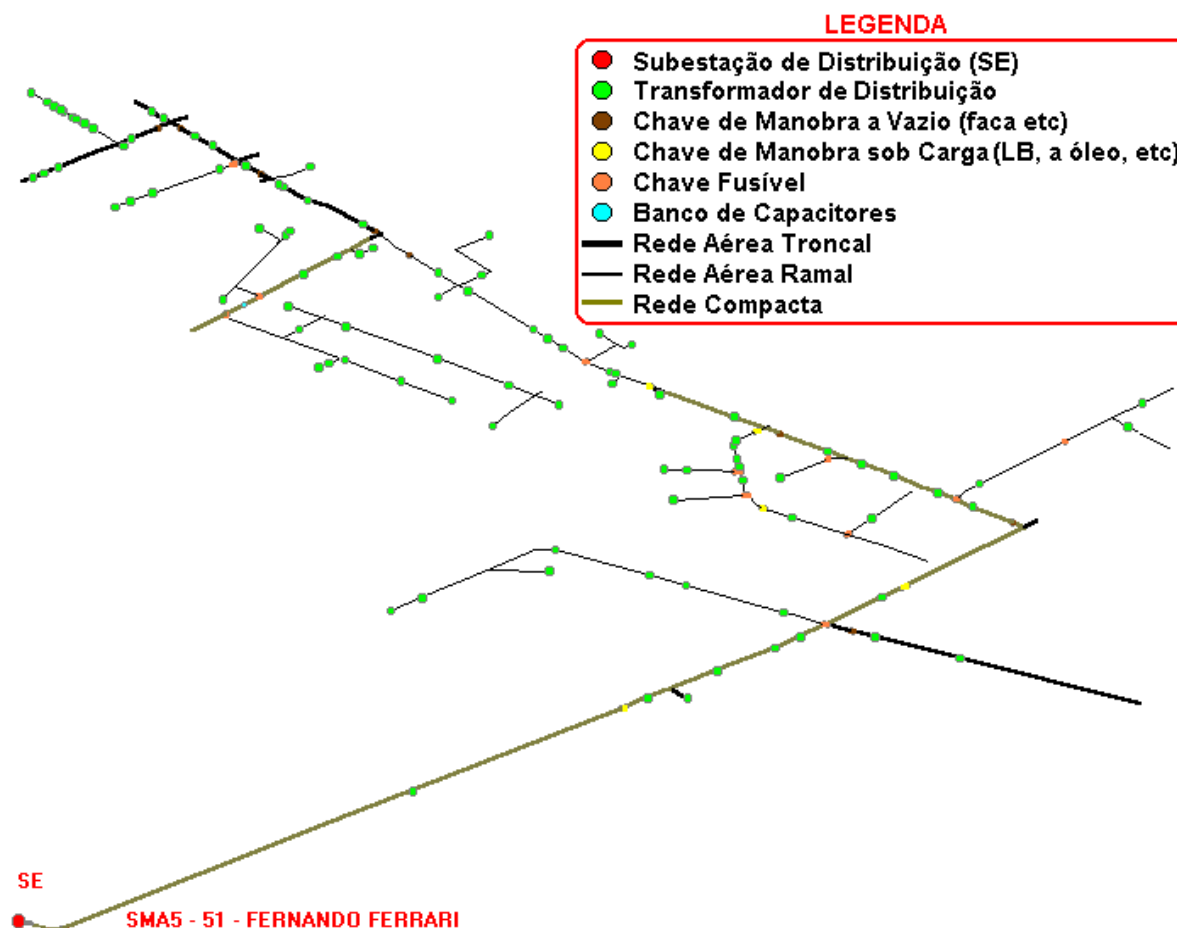


Figura 3. Alimentador Fernando Ferrari – SE Santa Maria 5.

As propriedades e equipamentos desse alimentador são mostrados na Tab. (1).

Tabela 1. Propriedades e Equipamentos do Alimentador.

Dados do Alimentador	
Potência Instalada [kVA]	14750
Potência Demanda [kVA]	6493
Número de Conjuntos de Consumidores	2
Conjunto 1 : Santa Maria Centro URB Conjunto 2 : Santa Maria Camobi URB	
Número de Consumidores	3361
Extensão Troncal [km]	4,519
Disjuntores	1
Religadores	0
Chaves de Manobra Sob Carga	6
Chaves de Manobra a Vazio	10
Chaves Fusíveis	112
Transformadores de Distribuição	100
Transformadores de Rede	0
Bancos de Capacitores	1
Reguladores de Tensão	0

Para os diferentes tipos de equipamentos e redes desse alimentador, foram utilizados as taxas e tempos médios de interrupção mostrados nas Tab. (2) e (3):

Tabela 2. Taxas e Tempos Médios de Interrupção de Equipamentos.

	λ (x/ano)	R - Tempo de Reparo (h)	S - Tempo de Manobra (h)
SE + Transmissão	0,800	5,0	5,0
Disjuntor	0,050	4,0	1,0
Chave Fusível	0,100	4,0	2,0
Chave de Manobra a Vazio	0,200	12,0	4,0
Chave de Manobra Sob Carga	0,200	12,0	4,0
Banco de Capacitores	0,085	4,0	2,0
Transformador de Distribuição + Rede Séc.	0,250	10,0	2,0

Tabela 3. Taxas e Tempos Médios de Interrupção de Redes.

	λ (x/ano/km)	R - Tempo de Reparo (h)	S - Tempo de Manobra (h)	λ_m taxa de manutenção	R_m - Tempo de Reparo (h)
Rede Aérea Troncal	0,6	8,0	2,0	0,2	6,0
Rede Aérea Ramal	0,4	8,0	2,0	0,2	8,0
Rede Compacta, Subterrânea e Isolada	0,2	4,0	2,0	0,1	4,0

A Tabela (4) mostra as metas de continuidade dos dois conjuntos existentes nesse alimentador.

Tabela 4. Metas de Continuidade por Conjunto.

Conjunto:			1 KV < Tensão < 69 kV		Tensão < 1 kV e Pinst < 100 kVA	
	DEC	FEC	DIC	FIC	DIC	FIC
Santa Maria Centro Urbano	11	12	35	25	55	35
Santa Maria Camobi Urbano	52	28	52	30	80	40

As Tabelas (5) e (6) mostram os valores médios anuais de DEC/FEC e as multas médias referentes às violações de DIC, FIC, DEC e FEC para os dois conjuntos existentes e para todo alimentador.

Tabela 5. Valores Médios Anuais de FEC e DEC Calculados para o Alimentador de Fernando Ferrari.

	DECp	DECv	FECp	FECv	Número de Transformadores	Número de Consumidores
Santa Maria Centro Urbano	11	44,76	12	10,45	97	3335
Santa Maria Camobi Urbano	52	36,96	28	10,28	3	26
Alimentador	—	81,72	—	20,73	100	3361

Tabela 6. Valores Médios Anuais de Multas Calculados para o Alimentador de Fernando Ferrari.

	Multa de DEC (R\$)	Multa de FEC (R\$)	Multa de DIC (R\$)	Multa de FIC (R\$)	Multa Total (R\$)
Santa Maria Centro Urbano	127,60	0,00	2913,64	0,00	3041,24
Santa Maria Camobi Urbano	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alimentador	127,60	0,00	2913,64	0,00	3041,24

Pode-se observar que a maior parte (2913,64 reais) da multa desse alimentador é devido a violações da meta de DIC do conjunto Santa Maria Centro Urbano, que possui 97 transformadores de distribuição (pontos de carga) e 3335 consumidores.

A Figura (4) mostra o gráfico de diagnóstico para os resultados calculados para esse alimentador.

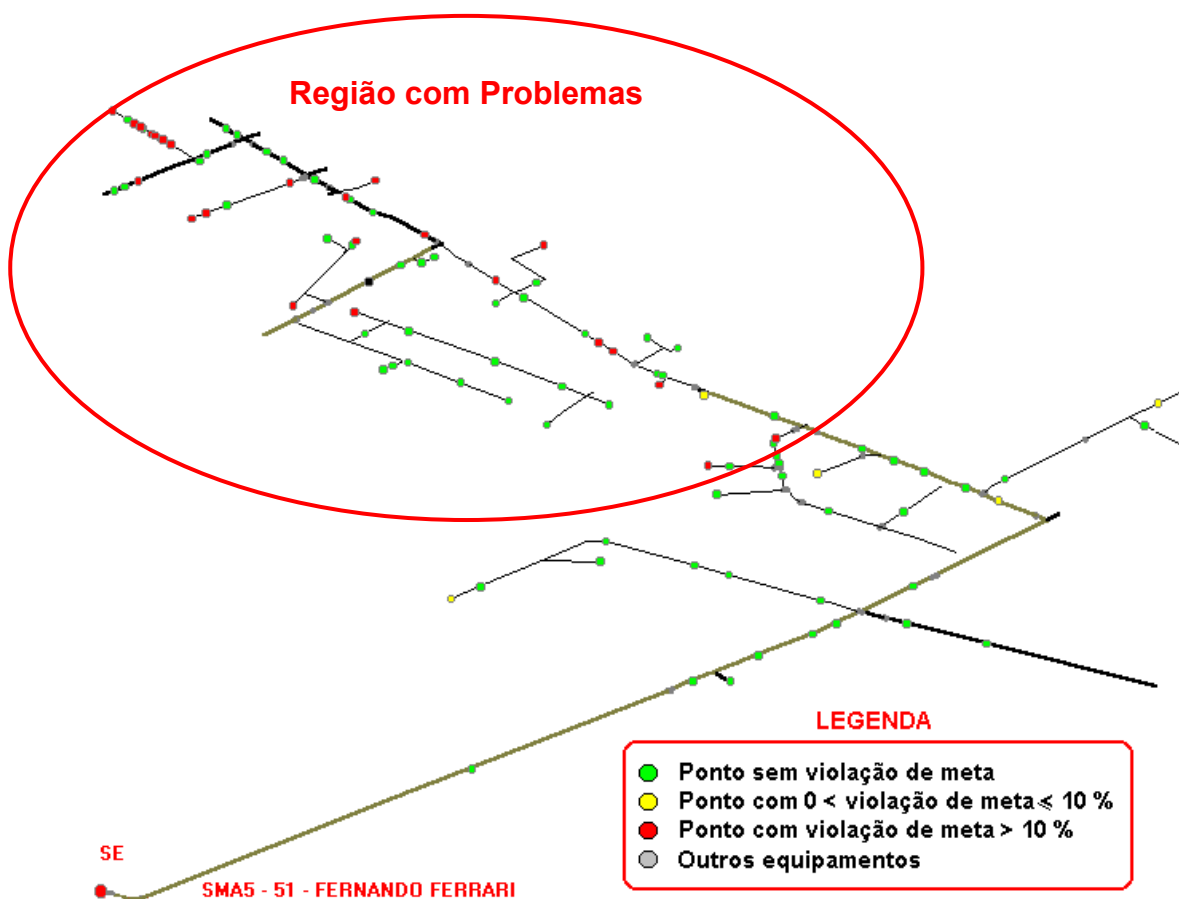


Figura 4. Gráfico de Diagnóstico de Indicadores de Continuidade Individual.

Pode-se observar que a região limitada no final do alimentador é região onde ocorrem as violações da meta de FIC com muitos transformadores em amarelo e vermelho.

7.1 Análise de Alternativa de Melhoria

Uma alternativa seria investir em equipamentos de proteção, como religadores e chaves fusíveis. Para isso deve-se realizar um estudo de seletividade e coordenação.

Nesse exemplo, foram instaladas 5 chaves fusíveis, sendo que 2, substituindo chaves do tipo faca (chave de manobra a vazio). A localização desses equipamentos é mostrada na Fig (5) junto ao gráfico de diagnóstico dessa alternativa de melhoria.

As Tabelas (7) e (8) mostram os resultados médios anuais para essa alternativa de melhoria.

Tabela 7. Valores Médios Anuais de FEC e DEC Calculados para a Alternativa de Melhoria do Alimentador.

Nome:	DECp	DECv	FECp	FECv	Número de Transformadores	Número de Consumidores
Santa Maria Centro Urbano	11	38,31	12	7,96	97	3335
Santa Maria Camobi Urbano	52	29,87	28	7,40	3	26
Alimentador	—	68,18	—	15,36	100	3361

Tabela 8. Valores Médios Anuais de Multas Calculados para a Alternativa de Melhoria do Alimentador.

Nome:	Multa de DEC (R\$)	Multa de FEC (R\$)	Multa de DIC (R\$)	Multa de FIC (R\$)	Multa Total (R\$)
Santa Maria Centro Urbano	103,23	0,00	1128,14	0,00	1231,37
Santa Maria Camobi Urbano	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alimentador	103,23	0,00	1128,14	0,00	1231,37

Pode-se concluir que essa alternativa apresenta bons resultados em termos de melhoria de indicadores, diminuindo valor médio anual de multas a 40 % do valor inicial para esse alimentador. Considerando para isso, os valores médios utilizados e um investimento pequeno em equipamentos de proteção (apenas em chaves fusíveis).

A Figura (5) mostra o gráfico de diagnóstico e a localização dos equipamentos substituídos para essa alternativa de melhoria.

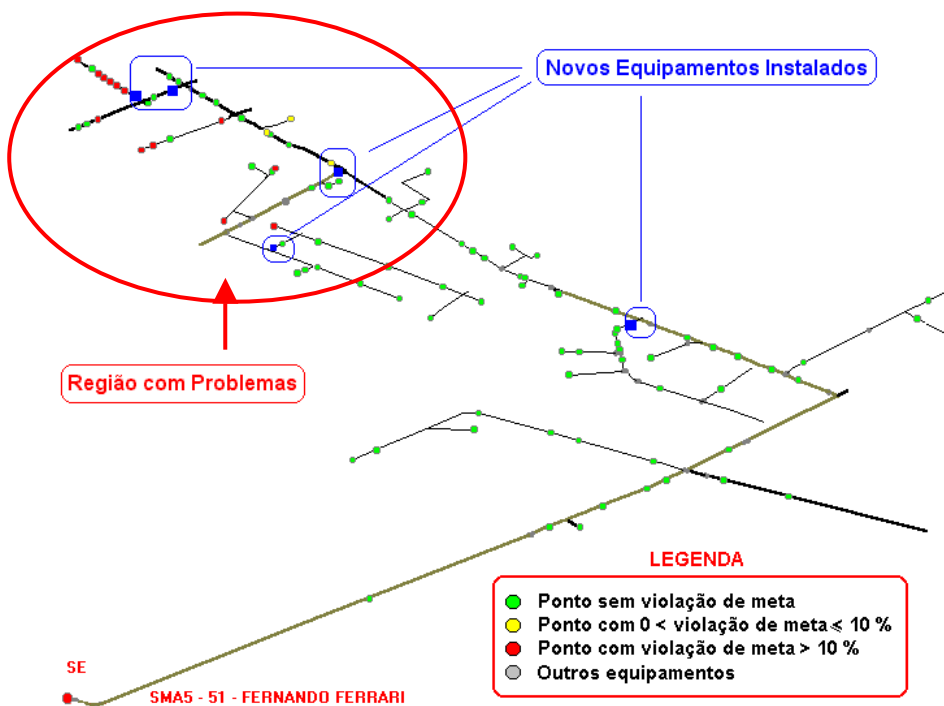


Figura 5. Gráfico de Diagnóstico de Indicadores de Continuidade Individual para Alternativa de Melhoria.

Pode-se observar uma redução da região com problemas (com violações de metas) em comparação ao gráfico inicial - Fig (4).

8. Conclusões

Através desse exemplo pode-se observar um pouco do funcionamento e da versatilidade do programa PCA para a análise de confiabilidade de alimentadores de distribuição, facilitando o planejamento e a verificação de diferentes alternativas de proteção e operação a longo prazo, em termos de investimentos, multas e custos operacionais. Entre as principais vantagens oferecidas por esse software, pode se destacar, o acesso direto e simples a diferentes tipos de banco de dados, através da linguagem SQL e da interface ODBC, e também, a amigável interface homem-máquina oferecida pelo ambiente windows e pelos recursos gráficos, facilitando assim a visualização de resultados de continuidade e a tomada de decisões.

9. Referências

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução 24, 2000, Brasil.

Brown, R. E., 2002, “Electric Power Distribution Reliability”, ABB Inc., Raleigh, North Carolina.

Analysis Program of Reliability of Distribution Feeders

Abstract: *The objective of this paper is to present a computer program to compute reliability indices (FIC, DIC, FEC and DEC) for distribution network, developed in a Research Project. This program permits to compute penalties and medium annual costs of energy interruptions and compare the obtained indices with the reliability index targets set by the national regulatory agency (ANEEL) for the different sets of customers, using information obtained directly from utility database or informed by the program user.*

The developed program also allows changing the failure rates and in the topology of electrical network, this way, to realize a sensitive study to verify the effect of some different protection devices and types of lines, justifying investments that can improve the reliability, the power quality, and reduce costs of energy interruption and other associated costs.

The main steps and parts of this program are shown in this paper, including an entire and practical example with graphic results.

Keywords: *reliability program, distribution networks, reliability indices.*

Direito Autoral

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.