



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Estratégia Operacional para Restabelecimento de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição

Dr. Daniel Pinheiro Bernardon	Francisco Diuner Veiga	Marcos Gundel Silva	Leandro Dutra Marques
AES SUL	AES SUL	AES SUL	AES SUL
daniel.bernardon@aes.com	francisco.diuner@aes.com	marcos.gundel@aes.com	leandro.marques@aes.com

PALAVRAS-CHAVE

Localização de defeitos

Plano de manobras

Priorização dos atendimentos emergenciais

Restabelecimento de energia

RESUMO

As novas regulamentações do setor elétrico têm solicitado das concessionárias uma maior eficiência no desempenho de seus sistemas de distribuição, exigindo níveis de qualidade e de continuidade de energia mais rigorosos. Esse contexto motivou o presente trabalho, cuja proposta é o desenvolvimento de uma metodologia operacional para o restabelecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição. A metodologia aborda as seguintes etapas do processo de restauração de energia: algoritmo de priorização dos atendimentos emergenciais em alimentadores, chaves de média tensão e transformadores de distribuição; método para localização dos defeitos nas redes de distribuição; plano de manobras para remanejamento de carga, em caso de contingência de trechos de rede da distribuição, alimentadores e transformadores de potência das subestações. As vantagens do uso desta estratégia de atendimento emergencial são: a redução no tempo de restabelecimento de energia, priorização das ações, padronização dos processos, além de ser realizada de forma mais confiável e segura, buscando a satisfação do cliente. Como resultado são apresentados estudos de casos na área de concessão da AES Sul, distribuidora gaúcha de energia.

1. INTRODUÇÃO

Na década de noventa, com a política de privatização das concessionárias estatais de energia elétrica, teve-se uma desverticalização no setor elétrico, separando empresarialmente as atividades de geração, transmissão e distribuição. A partir de então, os sistemas de distribuição passaram a ter um papel fundamental, antes ofuscados pelos sistemas de transmissão, pois foram os setores de maior abertura à iniciativa privada. Além disso, as regulamentações introduzidas no setor deram uma nova visão para o consumidor e para a própria concessionária, onde se exigiu novos padrões de qualidade e de continuidade no fornecimento de energia [1].

Diante dessa dinâmica do mercado, o uso de metodologias e algoritmos de otimização são primordiais para as concessionárias de distribuição. Foram essas constatações que motivaram a realização deste trabalho. Nele, propõe-se o desenvolvimento de uma metodologia operacional para restauração da energia elétrica em sistemas de distribuição, tendo como vantagem uma redução significativa no tempo de restauração, uma vez que é empregada de forma otimizada e segura.

O método aborda as seguintes etapas do processo de restabelecimento de energia: algoritmo de priorização dos atendimentos emergenciais em alimentadores, chaves de média tensão e transformadores de distribuição; método para localização dos defeitos nas redes de distribuição; plano de manobras para remanejamento de carga, em caso de contingência de trechos de rede da distribuição, alimentadores e transformadores de potência das subestações.

Para comprovar a eficiência do uso desta estratégia de atendimento emergencial foram realizados estudos de casos na área de concessão da AES Sul.

2. PRIORIZAÇÃO DOS ATENDIMENTOS EMERGENCIAIS

Para otimização dos atendimentos emergenciais é importante que as concessionárias tenham previamente definidos a priorização dos equipamentos (alimentadores, chaves de média tensão e transformadores de distribuição), de acordo com seus critérios. Assim, com estes critérios pré-estabelecidos, facilitará a tomada de decisão para a escolha de qual equipamento que deverá ser atendido por primeiro em relação aos demais.

O algoritmo proposto define a priorização dos atendimentos em função de critérios de performance e criticidade. A intenção é priorizar os equipamentos mais críticos e com baixa performance.

Foram utilizados os seguintes critérios de performance [2]:

- Percentual do indicador DEC em relação à meta, para o período considerado;
- Compensação das penalidades de DIC e DMIC, para o período considerado.

Onde:

DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) - Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;

DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) - Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica;

DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora) - Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

Segue os critérios de criticidade que foram utilizados:

- Número de consumidores atendidos pelo equipamento;
- Faturamento dos consumidores, para o período considerado.
- Quantidade de clientes sensíveis atendidos pelo equipamento.

Ressalta-se que o período considerado é o acumulado no ano vigente, ou seja, se o mês atual for abril, o período considerado será de janeiro a abril do referido ano. Assim, o algoritmo é atualizado com periodicidade mensal. Os clientes sensíveis são aqueles, cujo seu ramo de atividade se enquadra em algum dos itens a seguir:

- Segurança Pública;
- Defesa Civil;
- Atividade Hospitalar;
- Meios de Comunicação;
- Órgãos Públicos.

Foram definidos pesos para os critérios de performance e de criticidade, através da estimativa de especialistas, segue o resultado:

Tabela 1: Pesos para os critérios de performance e criticidade.

Performance	Peso	Criticidade	Peso
Percentual do DEC / Meta	0,7	Nº Consumidores	0,4
Compensação das Penalidades de DIC e DMIC	0,3	Faturamento	0,3
		Nº Clientes Sensíveis	0,3

Os valores calculados para os critérios de criticidade e performance de cada equipamento são normalizados em relação à respectiva base (valor máximo), visto que possuem diferentes escalas de medida que torna impossível a sua comparação direta.

Para definição da priorização, calcula-se um índice geral para performance e criticidade de cada equipamento, considerando os valores normalizados de cada critério e seus respectivos pesos.

Índice Performance:

$$\text{Perf} = (\text{Critério 1} * \text{Peso 1}) + (\text{Critério 2} * \text{Peso 2}) \quad (1)$$

Onde:

Perf - índice de performance;

Critério 1 - DEC em relação à meta, valor normalizado;

Critério 2 - compensação das penalidades de DIC e DMIC, valor normalizado;

Peso 1 = 0,7;

Peso 2 = 0,3.

Índice Criticidade:

$$\text{Crit} = (\text{Critério 1} * \text{Peso 1}) + (\text{Critério 2} * \text{Peso 2}) + (\text{Critério 3} * \text{Peso 3}) \quad (2)$$

Onde:

Crit - índice de criticidade;

Critério 1 - número de consumidores, valor normalizado;

Critério 2 - faturamento dos consumidores, valor normalizado;

Critério 3 - quantidade de clientes sensíveis, valor normalizado;

Peso 1 = 0,4;

Peso 2 = 0,3;

Peso 3 = 0,3.

Para relacionar os índices de performance com os de criticidade, aplica-se a seguinte equação:

$$\text{Prior} = \frac{(\text{Perf}) + (\text{Crit} * 2)}{2} \quad (3)$$

Onde:

Prior - índice de priorização.

Assim, os equipamentos que apresentarem o maior índice são os prioritários. Com a aplicação deste algoritmo são priorizados os equipamentos mais críticos e com baixa performance. Para uma melhor identificação da priorização foi usada ordem numérica crescente, a qual é atualizada e disponibilizada mensalmente no Sistema de Gestão de Incidências (SGI). Os operadores do Centro de Operação da Distribuição (COD) da AES Sul utilizam o SGI para despachar as equipes para os atendimentos emergenciais, de acordo com as prioridades.

Nome	SLE - 3 COD	
Matrícula	0005203	
Propriedade	AES Sul	
Pot. Instalada	32109	Prioridade: 1
Quant. Clientes	6044	Dem. Contratada 12388
Tensão	23,1 KV	Quant. Clientes Imp. 1
<input checked="" type="checkbox"/> Telecomando		Corrente Max. 0

Fig 1. Identificação da Prioridade na Tela do SGI.

Na Fig. 2 está ilustrado o resultado do algoritmo de priorização para os alimentadores da AES Sul, onde cada marcador representa um alimentador:

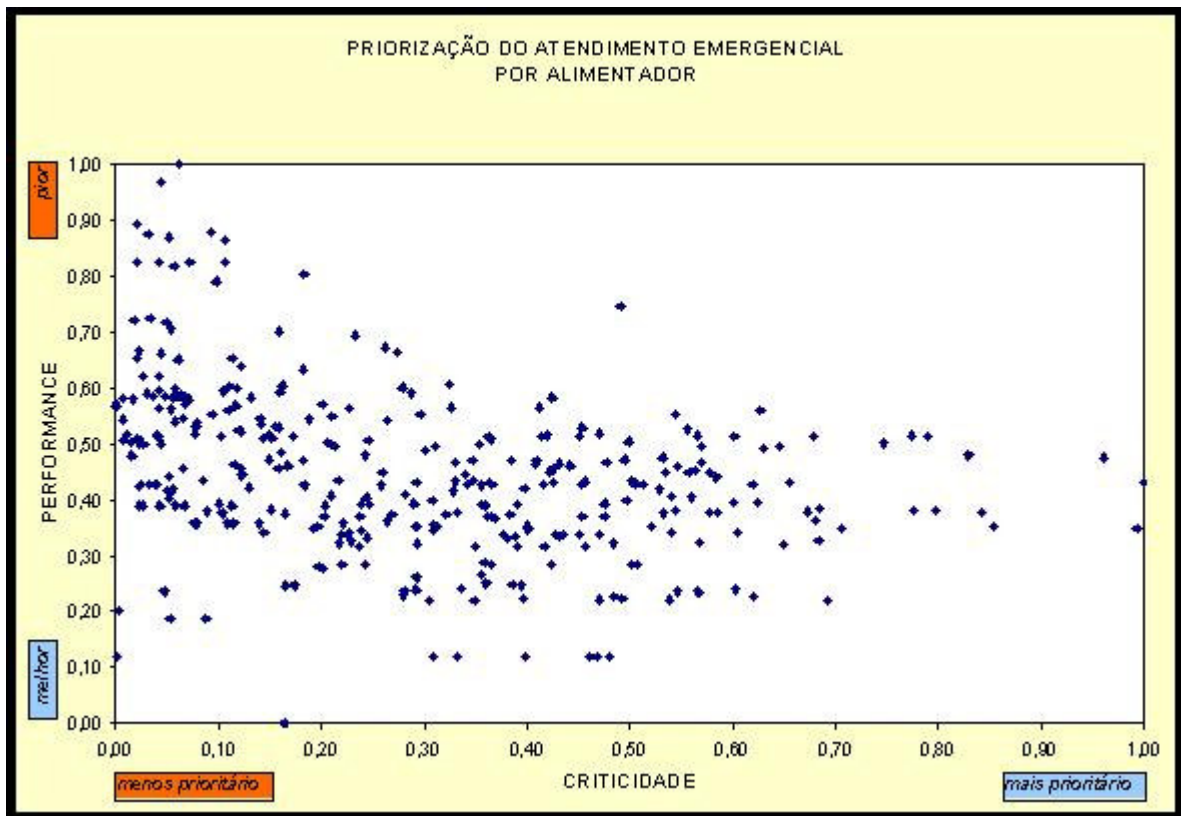


Fig. 2. Priorização dos Atendimentos Emergenciais para os Alimentadores da AES Sul.

Para validação da metodologia, foram mapeadas as priorizações, Fig. 3 (vermelho mais prioritário, verde menos prioritário), onde se verificou que os alimentadores mais prioritários são aqueles de maior criticidade e de performance mediana. Também foram priorizados os alimentadores com baixa performance e de criticidade mediana.

Como os resultados apresentaram-se satisfatórios, o objetivo do algoritmo de priorização foi alcançado.

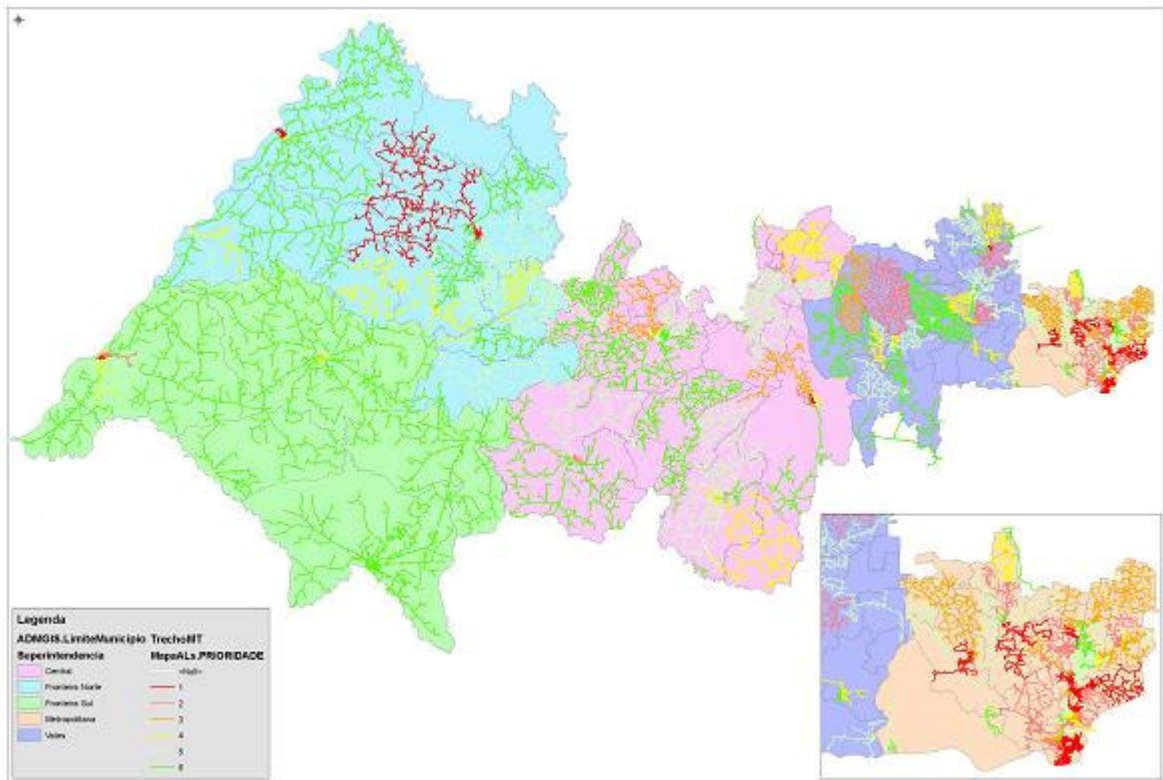


Fig. 3. Mapeamento das Priorizações dos Atendimentos Emergenciais de Alimentadores.

3. LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Um dos grandes desafios das concessionárias de energia elétrica é identificar de forma ágil os defeitos nas redes de distribuição, a fim de restabelecer a energia aos consumidores à jusante do bloco a ser isolado [3]. Normalmente, as concessionárias percorrem os alimentadores partindo da subestação até uma chave de manobra ou de proteção normalmente fechada (NF). Se o defeito não for localizado no trecho percorrido, abre-se a chave NF e realiza-se uma tentativa de religamento do alimentador, para restaurar a energia dos consumidores que estão a montante do defeito. Depois de ligado o alimentador, realiza-se o mesmo processo, ou seja, percorre-se até outra chave NF até o defeito ser localizado. Caso seja identificado o defeito no trecho percorrido, isola-se o mesmo, ligando o alimentador, assim é restabelecida a energia para os consumidores a montante. Já para os consumidores a jusante do defeito, verifica-se se há possibilidade de remanejamento de carga para outro alimentador.

As Figuras 4 e 5 ilustram o processo de localização de defeito:

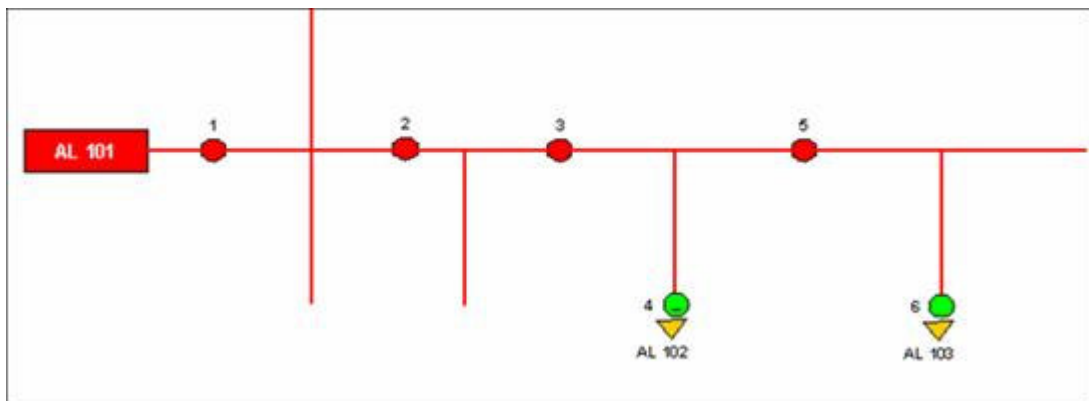


Fig 4. Unifilar do Alimentador 101.

Desarme AL 101

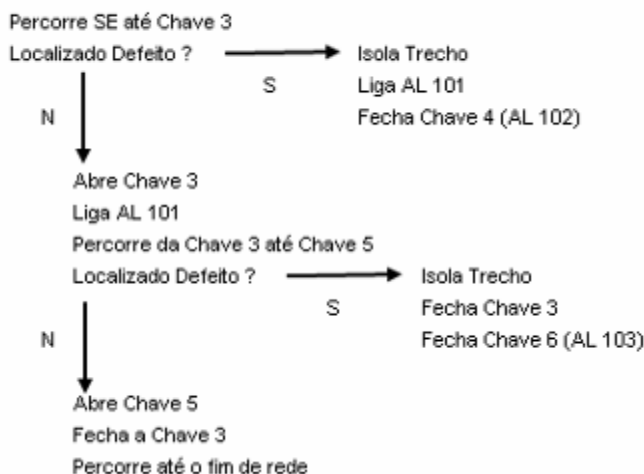


Fig 5. Lógica para Localização Defeitos em Redes de Distribuição.

No método proposto, as chaves, que serão utilizadas para percorrer e realizar as tentativas de religamento nas redes de distribuição, são definidas previamente. Assim, os operadores do COD não precisarão definir em tempo real até qual chave as equipes terão que percorrer, agregando agilidade no restabelecimento. Além disto, sempre será realizado o mesmo processo de localização de defeitos, independente do operador.

Para definição das chaves são considerados os seguintes fatores:

- Tipo de equipamento;
- Possibilidade de operação do equipamento sob carga;
- Localização do equipamento;
- Número de consumidores;
- Faturamento dos consumidores;
- Quantidade de clientes sensíveis;
- Possibilidade de remanejo da carga.

Foram definidas as chaves estratégicas para todos os alimentadores da AES Sul, sendo disponibilizadas no SGI. Este processo é revisado regularmente, sendo atualizado no SGI conforme necessidade.

A Fig. 6 ilustra a relação das chaves estratégicas do alimentador NHA – 3 Rio Branco:

The screenshot shows a software interface with a tree view on the left and a table on the right. The tree view shows a hierarchy of installations, with 'NHA - 3 RIO BRANCO' selected. The table on the right, titled 'Busca de Pontos Notáveis', lists strategic keys for this feeder.

Instalação	Tipo	Clientes	Subestação	Alimentador
NHA - 45	Faca	2858	NOVO HAMBURGO	NHA - 3 RIO BRANCO
NHA - 787	Faca	1698	NOVO HAMBURGO	NHA - 3 RIO BRANCO

Fig 6. Identificação das Chaves Estratégicas por Alimentador.

Na Fig. 7 está sua representação gráfica na topologia elétrica do alimentador, onde os marcadores (cor azul) representam as chaves estratégicas.

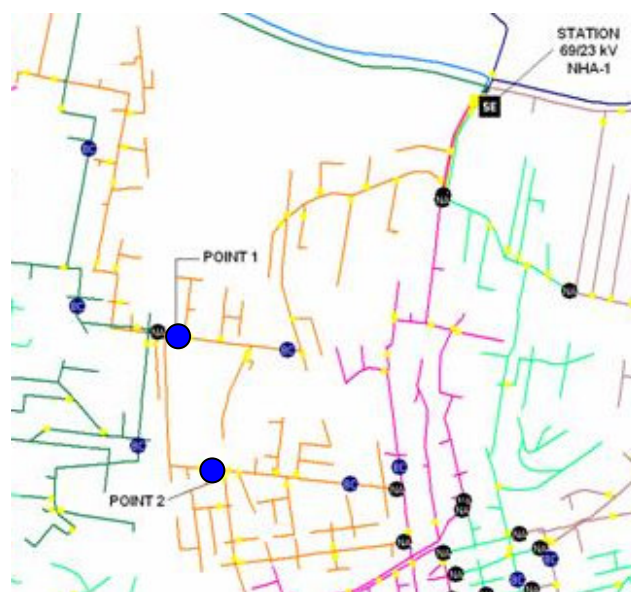


Fig. 7. Topologia Elétrica do Alimentador com a Identificação das Chaves Estratégicas.

4. PLANO DE MANOBRAS

Depois de identificado e isolado o trecho de rede com defeito, o próximo passo é remanejar a carga para outros alimentadores do sistema, caso seja possível. Para isto é necessário desenvolver uma metodologia para a apresentação efetiva das redes elétricas, as quais incluem vários componentes (trechos, transformadores de distribuição, dados sobre consumidores, equipamentos de comutação, meios de automatização e proteção, entre outros), e que possibilite realizar rápidas alterações na topologia das redes elétricas. Em segundo lugar, é lógico que a reconfiguração das redes está relacionada às alterações no fluxo de carga e, conseqüentemente, nas características dos modos de operação, particularmente perdas de potência e energia e perfil de tensão. É possível supor que, se a configuração inicial das redes for próxima da configuração ótima, então, após a reconfiguração, a qualidade de energia deve piorar e as perdas de potência e energia devem aumentar. Da mesma forma, é necessário levar em conta que múltiplas comutações nas redes, especialmente as realizadas manualmente, devem provocar, durante um curto espaço de tempo, alguns desligamentos em consumidores que não estão envolvidos diretamente na falha inicial. Naturalmente, ocorre um prejuízo no funcionamento normal dos consumidores, diminuindo a confiabilidade do fornecimento de energia. A atenção principal dos pesquisadores está voltada para a busca de métodos eficientes de otimização, levando em conta a extrema complexidade deste problema combinatorial de grandes dimensões. Há tempo são claramente conhecidas as dificuldades ligadas com a tentativa de utilização de métodos clássicos de programação matemática para a solução deste problema. Por isto, os esforços dos pesquisadores direcionavam-se para a análise da possibilidade de utilização de vários métodos informais de otimização [4], p. ex., redes neurais [5] ou redes Petri [6]. A desvantagem destes trabalhos é que a grande maioria praticamente ignora a totalidade da informação formal que está disponível nas concessionárias. Por esta razão, torna-se mais eficiente considerar algoritmos que possibilitem reunir métodos de análise formais e informais [7].

Para solucionar este problema, a AES Sul emprega o programa computacional denominado “Interplan Operação”, desenvolvido num projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) com a Universidade de São Paulo – USP [8].

A ferramenta foi customizada de acordo com as necessidades da concessionária, auxiliando os operadores do COD na tomada de decisão para os casos de contingência nas redes de distribuição. Para sua aplicação, basta o operador sinalizar o trecho com defeito, que o programa identifica todas as possibilidades de remanejamento de carga após isolar o defeito, executando aquela que melhor atender as

funções objetivo, sem apresentar restrição. Foram implementadas as seguintes funções objetivo :

- Realimentação para o número máximo de consumidores;
- Uso do número mínimo de chaves a serem comutadas.
- Priorizar as manobras para a mesma subestação.

Como restrição se implementou:

- Sobrecarga nos elementos de rede;
- Violação da queda de tensão admissível nas redes primárias;
- Ajustes de proteção dos equipamentos.

A ferramenta considera a carga atual dos alimentadores, além de realizar o estudo para as próximas três horas. Para isto, o programa possui interface com o Sistema SCADA instalado na saída dos alimentadores. Para estimativa das próximas três horas, ele utiliza os dados do mesmo dia e horário da semana anterior, que estão disponíveis no histórico.

Outro recurso da ferramenta é listar a relação das chaves a serem manobradas, conforme ilustrado na Fig. 8.

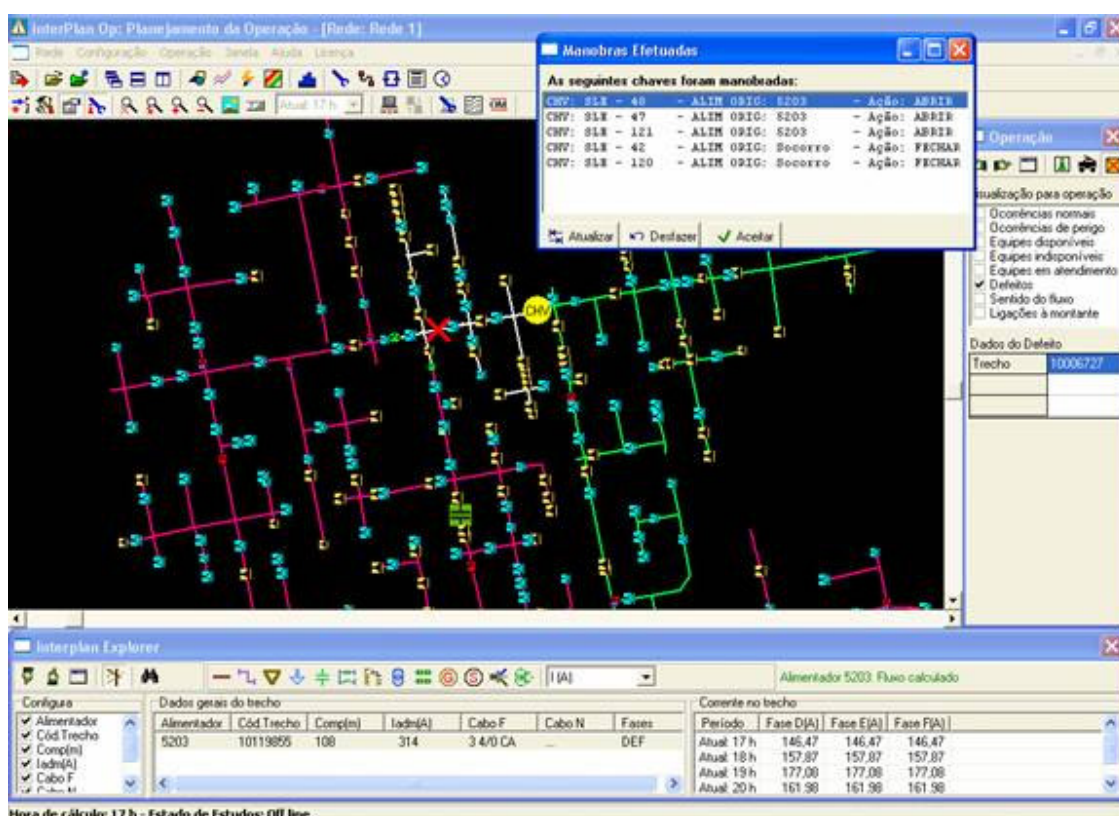


Fig. 8. Tela do Programa Interplan Operação.

Para as contingências dos transformadores de potência das subestações, onde as alternativas de remanejamento de carga são pelas redes de distribuição, são realizados previamente Planos de Manobras, que são disponibilizados para os operadores, conforme ilustrado na Fig. 9. A vantagem do uso deste Plano é que as melhores alternativas de manobras já estão definidas. Assim, os operadores já despacham as equipes de campo para sua execução, agilizando o restabelecimento de energia.

Resumo Transferências - Transformadores de Potência														
De								Para						
TR	Capacidade (MVA)	Carregamento (MVA)	Cientes Atuais	Cientes Remanejados nº	%	Carga Remanejada (MVA)	%	SE	TR	Capacidade (MVA)	Carregamento (MVA)	Ajustes de Proteção (51F)	Cientes Atuais	Cientes
CIN TR-1	50	48,7	28992	21081	73%	27,5	56%	CNA1 CIN EST	CNA1 TR-1 CIN TR-2 EST TR-1	50 50 42	33,1 44,4 23,1	75 80 64	44660 40551 24721	53725 52333 24955

Resumo Transferências - Alimentadores														
De								Para						
AL	Capacidade (A)	Carregamento (A)	Cientes Atuais	Cientes Remanejados nº	%	Carga Remanejada (A)	%	SE	AL	Capacidade (A)	Carregamento (A)	Ajustes de Proteção (51F)	Cientes Atuais	Cientes
CIN-01	420	122	9065	9065	100%	122	100%	CNA1	CNA1-06	420	110	360	7858	16923
CIN-02	420	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CIN-03	420	128	2703	2703	100%	128	100%	CIN	CIN-07	420	255	640	9976	12679
CIN-04	382	306	234	234	100%	306	100%	EST	EST-05 EST-04	314 314	148 137	320 320	3037 8418	246 11443
CIN-05	382	266	12281	9079	74%	135	51%	CIN	CIN-09	428	121	640	10364	19443

Transferir carga do AL05 SE EST (97A) para o AL04 SE EST, para aliviar sobrecarga do AL05 SE EST.

Análise

As transferências descritas poderão ocasionar sobrecarga de até 14% nos sistemas de distribuição.
As transferências propostas poderão ocasionar sobrecarga de até 10% no transformador 2 da SE CIN, conforme estudo realizado.

Fig. 9. Plano de manobras para contingência de transformadores de potência.

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O objetivo principal do trabalho consistiu em desenvolver algoritmos e metodologia operacional para o restabelecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição, abordando as etapas de priorização dos atendimentos, localização dos defeitos e plano de manobras.

Em comparação com os métodos convencionais, destacam-se as seguintes vantagens: agilidade no restabelecimento de energia, padronização dos processos, priorização das ações, confiabilidade e segurança na execução das manobras.

Como resultado, tivemos uma redução de 35% no tempo de restabelecimento dos alimentadores, conforme ilustrado na Fig. 10.

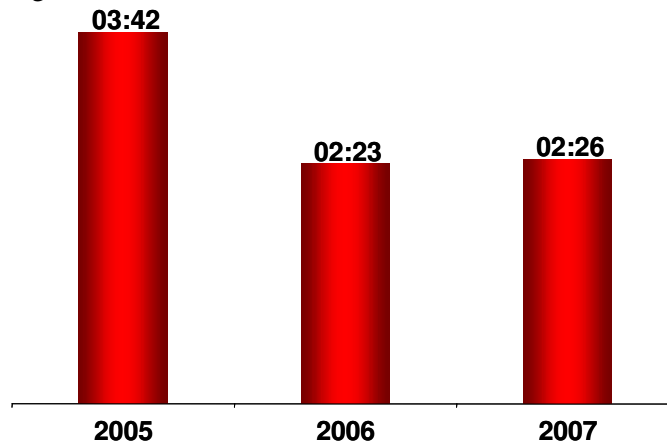


Fig. 10. Tempo médio de restabelecimento dos alimentadores.

Como está metodologia já está aplicada na AES Sul apresentando resultados satisfatórios, o objetivo principal do trabalho foi alcançado.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] L. P. Rosa, M. T. Tolmasquim e J. C. L. Pires, "A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica," 1.ed. Rio de Janeiro: Relume Dumará Editora, 1998. 211p.
[2] ANEEL Resolução N° 24, ANEEL de 27 de janeiro de 2000.

- [3] D. P. Bernardon, “Emprego de novas Metodologias e Algoritmos mais eficientes para Modelagem das Cargas Elétricas e Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição XVI,” *SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília / DF, novembro/2004.*
- [4] Y. H. Moon, B. H. Cho, H. M. Park e H. S. Ryu, “Fault Restoration Algorithm Using Tracing Technique Based on the Tree-Structures Database of the Distribution Automation System,” *IEEE PES Summer Meeting, 2000, pp. 411-420.*
- [5] J. S. Wu, A. Petri, “Net Algorithm for Multiple Contingencies of Distribution System Operation,” *IEEE Transactions on Power Systems, V. 13, N° 3, 1998, pp. 1164-1171.*
- [6] J. S. Wu, T. S. Lee, Y. M. Tzeng e C. S. Chen, “Enhancement of an Object-Oriented Expert System for Contingency Load Transfer of Distribution System,” *Electric Power Systems Research, N° 42, 1997, pp. 87-94.*
- [7] S. Curcic, C. Ozveren, L. Crowe e P. K. L. Lo, “Electric Power Distribution Network Restoration: a Survey of Papers and a Review of the Restoration Problem,” *Electric Power System Research, N° 35, 1996, pp. 73-86.7*
- [8] C. C. B. Oliveira, “Planejamento da Operação e Logística de Atendimento,” Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento entre AES Sul e USP, São Leopoldo / RS, ciclo 2004-2005.