



## Ferramenta de Otimização dos Dispositivos de Proteção para Sistemas de Distribuição

**M.Sc. Lorenzo Comassetto**  
AES Sul - Engenharia  
[lorenzo.comassetto@aes.com](mailto:lorenzo.comassetto@aes.com)

**M.Sc. Daniel P. Bernardon**  
AES Sul – Operação  
[daniel.bernardon@aes.com](mailto:daniel.bernardon@aes.com)

**M.Sc. Nelson Clodoaldo de Jesus**  
AES Sul - Planejamento  
[nelson.jesus@aes.com](mailto:nelson.jesus@aes.com)

**PhD. Vladimir A. Popov**  
UFSM – PPGEE  
[tig@ukr.net](mailto:tig@ukr.net)

### RESUMO

Dentre os diversos componentes dos sistemas de distribuição, os dispositivos de proteção apresentam uma importância fundamental, visto que visam manter a integridade física não só de equipamentos, mas também dos eletricitistas e da população em geral. Os dispositivos de proteção utilizados nos sistemas de distribuição devem ser eficazes e seletivos, ou seja, devem isolar o local do defeito com segurança e interrompendo o mínimo possível de consumidores. A aplicação correta destes dispositivos demanda um tempo elevado e são extremamente trabalhosos, devido ao grande número de dispositivos, além do fato que, ao se estudar seus ajustes devemos levar em conta diversos fatores, tais como, a corrente de carga futura, níveis de correntes de curto-circuito máximos e mínimos, ajustes dos dispositivos de proteção a jusante e a montante. Outro fator determinante é o comportamento das redes de distribuição, as quais são muito dinâmicas, devido as possibilidades de manobra e a necessidade de constante expansão, exigindo adequações freqüentes nos sistemas de proteção. Este trabalho apresenta uma ferramenta computacional desenvolvida para a solução destes problemas com a proposta de permitir o correto dimensionamento automático de todos os dispositivos de proteção das redes de distribuição e determinando a sua melhor aplicação.

### PALAVRAS-CHAVE

Otimização, Dispositivos de Proteção, Coordenação de Proteção, Redes de Distribuição.

### 1. INTRODUÇÃO

As empresas distribuidoras de energia elétrica com o objetivo de evitar pesadas penalidades e atender aos níveis de confiabilidade de fornecimento determinados pela ANEEL através da Resolução número 024 de 27 de janeiro de 2000, estão adotando sistemas de distribuição cada vez mais complexos e de maior flexibilidade, através de novos alimentadores, viabilizando diversas possibilidades de transferência de carga e seccionamento de trechos defeituosos, equipamentos de manobra e proteção telecomandados, subestações supervisionadas, adotando dispositivos de auxílio na localização de

falhas, entre outros. Na grande maioria estas alternativas implicam em investimentos de grande magnitude, desta forma as empresas estão sempre em busca da otimização de seus investimentos através das melhores alternativas, sendo elas operacionais ou técnicas. Uma das alternativas na busca do melhor custo benefício, esta na correta utilização dos dispositivos de proteção existentes nos sistemas de distribuição, os quais devem ser eficazes e seletivos, ou seja, devem isolar o local do defeito com segurança e interrompendo o mínimo possível de consumidores, pois caso os mesmos não sejam corretamente aplicados podem vir a interferem diretamente nos indicadores técnicos de continuidade de forma negativa.

Esta questão motivou o desenvolvimento de algoritmos e de uma ferramenta computacional para a otimização dos dispositivos de proteção das redes de distribuição, tanto no aspecto de seletividade e coordenação, quanto no aspecto de alocação dos dispositivos. Foi desenvolvido um software denominado de ASP (Análise de Sistemas de Proteção) com a proposta de permitir o correto dimensionamento automático para todos os dispositivos de proteção da rede de distribuição, indicando os possíveis problemas de seletividade, segurança e determinando a sua melhor aplicação e confiabilidade. Este software permite analisar o comportamento elétrico em qualquer ponto da rede de distribuição no que se refere à potência ativa e reativa, correntes de carga e curto-circuito, tensão, fator de potência, carregamento dos condutores e dos transformadores de distribuição, perdas de potência, além de analisar a possibilidade de instalação de dispositivos de manobra e proteção, com as suas respectivas restrições de instalação.

## 2. ALGORITMO DE TOPOLOGIA

Para que seja possível a realização de análises de confiabilidade de um sistema de distribuição é necessário que se conheça a representação topológica do sistema em estudo, com as ligações de rede existentes, os comprimentos de rede, os fluxos de carga e os dispositivos de proteção e manobra originalmente instalados.

Tradicionalmente a representação topológica das redes elétricas é realizada através do equacionamento matricial, onde são interpretadas todas as ligações dos elementos de modo que se consiga reproduzir o mais fiel possível a configuração real da rede de distribuição em estudo. Neste tipo de sistema convencionalmente se utiliza a denominação “nó”, para identificar os pontos notáveis da rede, e “ramo”, para os elementos que são ligados entre dois nós (inicial e final).

Entretanto, para sistemas de distribuição reais, a matriz poderá ter uma dimensão bastante elevada, com poucos elementos diferentes de zero. Essas condições não permitem o emprego racional da memória do computador, além disso, os problemas computacionais crescem com o aumento da dimensão da matriz de incidência. Por este motivo foi desenvolvido um novo método para representação das redes de distribuição radiais que considera apenas as informações sobre as ligações que existem de fato, dispensando o uso de matrizes. Para isso, necessitou-se a construção de dois conjuntos, um contendo as informações dos nós, e outro, contendo as dos ramos. Como cada ramo é representado por um nó inicial e um nó final, obrigatoriamente é necessário que o nó inicial seja o mais próximo da fonte principal de fornecimento de energia (subestação).

Desta forma foi necessário atribuir duas características aos elementos, para representar as ligações existentes entre eles:

$\varphi_r$  - nível de informação sobre o ramo dentro do conjunto “ramo”;

$\beta_r$  - nível de informação sobre o ramo que alimenta o ramo considerado.

Considerando a Figura 1, forma-se o seguinte conjunto de ramos:

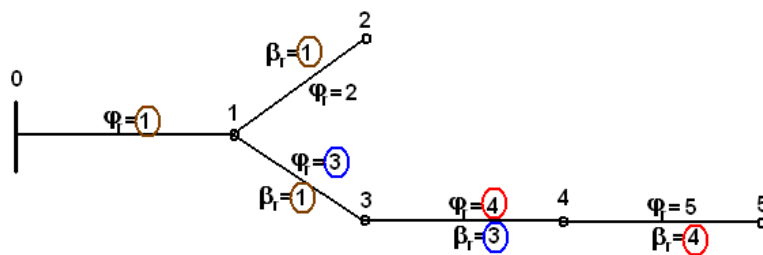


FIGURA 1 - Representação dos Parâmetros  $\varphi_r$  e  $\beta_r$ .

O parâmetro  $\varphi_r$  serve apenas para identificar a ordem dos ramos da rede dentro do conjunto de ramos. Optou-se por ordem numérica e crescente. Já o parâmetro  $\beta_r$  assume o valor do parâmetro  $\alpha_r$  do ramo que está à montante do ramo considerado. A Figura 1 ilustra as características atribuídas para cada ramo:

QUADRO 1 - Conjunto de Ramos Para a Rede da Figura 1.

Nó Inicial	Nó Final	Característica $\varphi_r$	Característica $\beta_r$
0	1	1	-
1	2	2	1
1	3	3	1
3	4	4	3
4	5	5	4

Após, constrói-se o conjunto de nós com as informações das cargas a eles conectadas:

QUADRO 2 - Conjunto de Nós Para a Rede da Figura 2.

Nó	Característica $\varphi_n$	Característica $\beta_n$
0	1	-
1	2	-
2	3	2
3	4	3
4	5	4
5	6	5

O parâmetro  $\varphi_n$  serve apenas para identificar os nós da rede dentro do conjunto de nós. Optou-se novamente por ordem numérica e crescente. Já o parâmetro  $\beta_n$  assume o valor do parâmetro  $\varphi_r$  do ramo que tem o nó final igual ao nó considerado. As características atribuídas para cada nó estão ilustradas na Figura 2:

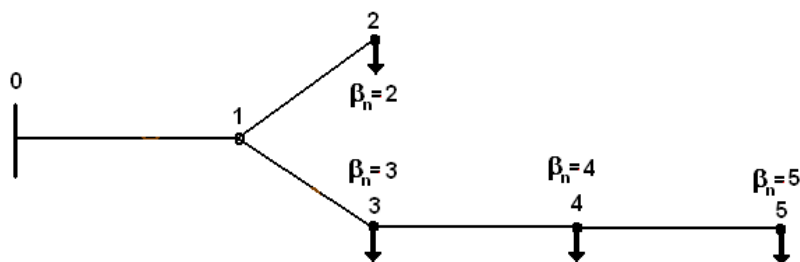


FIGURA 2 - Representação dos Parâmetros  $\varphi_n$  e  $\beta_n$ .

Ressalta-se que a definição dos parâmetros  $\beta_r$  e  $\beta_n$  é extremamente simples, ou seja, para determiná-los basta verificar qual trecho que fornece energia para o ramo e o nó analisados, respectivamente. Outra vantagem desse algoritmo é que ele permite que os conjuntos de nós e de ramos sejam construídos passo a passo, sem a necessidade de recalculá-los os parâmetros  $\beta_r$  e  $\beta_n$  definidos anteriormente. Isso é bastante útil quando se deseja acrescentar outros alimentadores ou novos trechos, pois além de agilizar o processo, também é possível verificar se as informações da topologia da rede estão corretas e completas.

### 3. ALGORITMO DE SELETIVIDADE

Esta metodologia para representação da topologia de redes de distribuição fornece o caminho elétrico do sistema em análise, possibilitando identificar as dependências entre os dispositivos de manobra e proteção e a avaliação pontual das grandezas elétricas, tais como, correntes de carga, correntes de curto-circuito, ampacidade dos condutores, extensões de rede, permitindo analisar o comportamento elétrico em qualquer ponto da rede de distribuição.

Um dos principais dispositivos de proteção utilizados nas redes de distribuição, são as chaves fusíveis, que basicamente são dispositivos que se baseiam no princípio segundo o qual uma corrente que passa por um elemento gera calor proporcional ao quadrado de sua intensidade. Quando a corrente atinge a intensidade máxima tolerável, o calor gerado não se dissipa com rapidez suficiente, derretendo um componente e interrompendo o circuito. Os elos fusíveis têm a característica inversa na relação tempo versus corrente, isto é, quanto maior a corrente circulante, menor o tempo de fusão do elo.

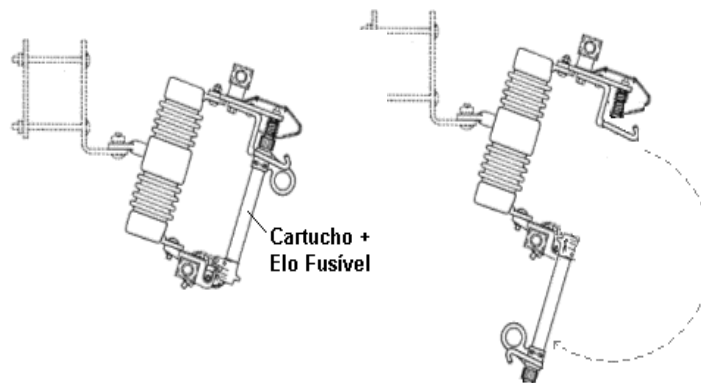


FIGURA 3 – Chave Fusível

Através do algoritmo de topologia, pelo método do somatório de correntes é realizado o cálculo do fluxo de potência, determinando os valores de corrente, tensão e potências por ramo. Como base nestes dados o software realiza o dimensionamento preliminar do mínimo elo fusível a ser aplicado em cada chave de modo que não ocorra a queima do elo devido a corrente de carga máxima simulada. Este valor pode ser determinado através das equações 1 e 2, seguidas da tabela 1.

$$K \cdot I_n \leq I_e \quad (1) \quad \text{onde } K = \left(1 + \frac{C\%}{100}\right)^n \quad (2)$$

$I_n$  = Corrente nominal máxima simulada no ramo da chave fusível;

$I_e$  = Corrente nominal do elo fusível;

$C\%$  = Taxa de crescimento anual do sistema em estudo;

$N$  = número de anos válidos para o estudo;

<b>Elo Fusível</b>	<b>Corrente Nominal</b>	<b>Corrente Admissível</b>	<b>Corrente Fusão</b>
6K	6A	9A	12A
10K	10A	15A	20A
15K	15A	22,5A	30A
25K	25A	37,5A	50A
40K	40A	60A	80A
65K	65A	97,5A	130A
100K	100A	150A	200A

TABELA 1 – Suportabilidade de corrente dos elos fusíveis

Após o dimensionamento preliminar dos elos mínimos a serem aplicados, o software, através do algoritmo de topologia e as correntes de curto-circuito e identifica a dependência entre os dispositivos de proteção e a necessidade de reajuste dos elos fusíveis conforme tabela 2

<b>Chave Protetora</b>	<b>Chave Protegida</b>					
	<b>10K</b>	<b>15K</b>	<b>25K</b>	<b>40K</b>	<b>65K</b>	<b>100K</b>
	<b>Corrente de curto-circuito na Chave Protetora</b>					
6K	190A	510A	840A	1340A	2200A	3900A
10K	-	300A	840A	1340A	2200A	3900A
15K	-	-	430A	1340A	2200A	3900A
25K	-	-	-	660A	2200A	3900A
40K	-	-	-	-	1100A	3900A
65K	-	-	-	-	-	2400A

TABELA 2

Seletividade entre elos fusíveis

Para cada chave fusível é analisada a chave a montante, sendo caracterizada a chave analisada como “Chave Protetora” e a chave a jusante como “Chave Protegida”. De acordo com o valor da corrente de curto-circuito simulada no local da chave Protetora, são dimensionados os elos da chave Protegida. Pode se verificar pela tabela de seletividade entre elos fusíveis, que quanto mais alto o nível de curto-circuito pontual e quanto mais chaves fusíveis existirem em série, maior será o elo fusível protegido resultante. Elos fusíveis elevados na maioria dos casos comprometem a seletividade com outros dispositivos de proteção, tais como religadores e dispositivos de proteção de sobrecorrente do módulo do alimentador. Desta forma o ASP analisa os tempos de atuação das chaves fusíveis em relação ao tempo de operação dos outros dispositivos de proteção, verificando as possíveis descoordenações entre dispositivos. Caso seja identificado a descoordenação entre dispositivos o software verifica a ação necessária para a correção, sendo ela através do reajuste da proteção do alimentador, ou através do reajuste das chaves fusíveis, neste segundo caso é identificando quais as chaves que deveriam ser removidas ou deslocadas conforme algoritmo de otimização, possibilitando a coordenação entre todos os dispositivos de proteção do sistema em estudo.

#### 4. ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO

Com base na metodologia de topologia foi desenvolvido um algoritmo para a avaliação da remoção de dispositivos de proteção visando reduzir o número de dispositivos em série da região crítica possibilitando a utilização de elos com tempos de fusão inferiores e viabilizando a seletividade com a proteção da subestação ou religador de distribuição. Este algoritmo considera a minimização da relação entre o valor esperado de energia interrompida ano por dispositivo de proteção.

Os fatores mais importantes para análises de confiabilidade, são a frequência de falhas em que o sistema em estudo está submetido e as durações a elas mensuradas. Esta frequência de defeitos pode ser quantificada através do indicador denominado de Taxa de Falhas, que pode ser definido como sendo o número de defeitos, em um determinado período, pela quilometragem total de rede primária do determinado sistema, onde as condições climáticas apresentam grande influencia. Já a duração dos defeitos está associada a outros fatores e pode ser contabilizada através de três indicadores, Tempo Médio de Despacho [ $\tau_{des}$ ] definido como sendo o intervalo entre o registro da reclamação de falta de energia pelo cliente ao “Call Center” até o momento em que o operador do COD realiza a solicitação de deslocamento da equipe de eletricitas, Tempo Médio de Deslocamento [ $\tau_{loc}$ ] definido como sendo o intervalo entre o momento em que o operador do COD realizou a solicitação de deslocamento até o momento da localização do defeito pela equipe de eletricitas e Tempo Médio de Serviço [ $\tau_{man}$ ] definido como sendo o intervalo entre o momento da localização do defeito até sua correção e o restabelecimento do fornecimento de energia. Desta forma os parâmetros estatísticos considerados pelo software, são a Taxa de Falhas anual [ $\omega_o$ ], e as três parcelas de tempo do sistema em estudo.

O algoritmo proposto apresenta 3 etapas de cálculos, sendo:

**1ª Etapa:** Determinação das potências de carga e consumidores acumulados em cada nó;

Através do algoritmo de topologia de redes, podem ser obtidas as correntes e potências acumuladas em cada “nó” do sistema e, conseqüentemente, pode ser integrado com os sistemas de modelagem da carga elétrica tanto por demanda quanto por curvas de carga típicas.

**2ª Etapa:** Definição dos trechos possíveis de comutação pelos dispositivos de proteção e manobra;

Através do caminho de rede interpretado pelo algoritmo de topologia, podem ser determinados quais os dispositivos de comutação e proteção que estão em série, o comprimento de rede acumulada para cada trecho até o fim do circuito e os trechos de rede protegidos pelos dispositivos de proteção, pois são os dispositivos de proteção que irão interromper defeitos a jusante dos dispositivos de manobra.

**3ª Etapa:** Na terceira etapa é realizada uma avaliação pontual da otimização para cada dispositivo em teste através de três parcelas de cálculo: a parcela para defeitos nos trechos protegidos pelo disjuntor do alimentador, mais a parcela para defeito nos trechos a jusante de cada dispositivo de proteção e mais a parcela para defeito nos trechos a jusante de cada dispositivo de manobra que posteriormente são manobrados para isolar os defeitos e possibilitar o restabelecimento parcial da carga.

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$[(\omega_o \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})] \quad (3)$$

onde:

$\omega_o$  : Taxa de falhas por quilômetro de rede;

$\ell_{SE}$  : Zona de Comutação do disjuntor;

$S_{SE}$ : Potência fornecida pelo alimentador;

$\tau_{des}$  : Tempo médio de despacho;

$\tau_{loc}$  : Tempo médio de deslocamento;

$\tau_{man}$  : Tempo médio de serviço.

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos protegidos pelos dispositivos de proteção (Chaves Fusíveis ou Religadores)

$$\sum_{f=1}^n \left[ (\omega_o \cdot \ell_{EP_f}) \cdot S_{EP_f} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man}) \right] \quad (4)$$

onde:

$\omega_o$  : Taxa de falhas por quilômetro de rede;

$\ell_{EP}$ : Zona de Comutação do dispositivo de proteção;

$S_{EP}$ : Potência interrompida pelo dispositivo de proteção;

$\tau_{des}$  : Tempo médio de despacho;

$\tau_{loc}$  : Tempo médio de deslocamento;

$\tau_{mar}$  : Tempo médio de serviço.

3ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos dos dispositivos de manobra

$$\sum_{f=1}^n \left[ (\omega_o \cdot \ell_{EM_f}) S_{EP_f} (\tau_{des} + \tau_{loc}) \right] + \sum_{f=1}^n \left[ (\omega_o \cdot \ell_{EM_f}) S_{EM_f} (\tau_{man}) \right] \quad (5)$$

onde:

$\omega_o$  : Taxa de falhas por quilômetro de rede;

$\ell_{EM}$  : Zona de Comutação do dispositivo de manobra;

$S_{EP}$ : Potência interrompida pelo dispositivo de proteção onde se localiza o dispositivo de manobra;

$S_{EM}$  : Potência interrompida pelo dispositivo de manobra;

$\tau_{des}$  : Tempo médio de despacho;

$\tau_{loc}$  : Tempo médio de deslocamento;

$\tau_{man}$  : Tempo médio de serviço.

Com a soma das três parcelas para cada dispositivo específico é possível determinar a estimativa de energia interrompida do sistema considerando  $[W]$ . Através deste algoritmo é possível determinar qual a importância de cada dispositivo de proteção ou manobra para o sistema em estudo.

O algoritmo é demonstrado em um sistema constituído de sete ramos e sete transformadores com o carregamento definido de 150kW, com comprimento de cada ramo igual a 1km, tensão de operação de 13,8kV e taxa de falhas de 1 falha por km ano;

Parcelas de tempo de restabelecimento do fornecimento de energia:  $\tau_{des} = 10\text{min}$ ;  $\tau_{loc} = 15\text{min}$ ;  $\tau_{man} = 30\text{min}$ .

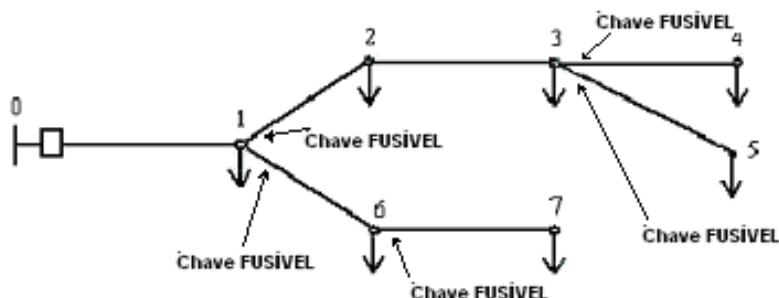


FIGURA 3 - Diagrama Unifilar do Exemplo

Se observarmos a Figura 3 é fácil verificar quais os dispositivos de proteção que devem atuar em caso de defeitos em cada um dos ramos da rede de distribuição. Da mesma forma é simples definirmos as Zonas de Comutação pelos dispositivos de proteção em conjunto com os dispositivos de manobra.

QUADRO 3 - Zonas de Comutação

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\varphi_r$	$\beta_r$	Trecho Acumulado por Dispositivo
0	1	Dj	1	1	-	$l_{(0-1)} = 1$
1	2	FU	1	2	1	$l_{(1-2)} + l_{(2-3)} = 2$
2	3	L	1	3	2	-
3	4	FU	1	4	3	$l_{(3-4)} = 1$
3	5	FU	1	5	3	$l_{(3-5)} = 1$
1	6	FU	1	6	1	$l_{(1-6)} = 1$
6	7	FU	1	7	6	$l_{(6-7)} = 1$

QUADRO 4 - Representação dos Valores de Fluxo de Potência

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\varphi_r$	$\beta_r$	S [kVA]	I [A]	V[kV]
0	1	Dj	1	1	-	1051,8	44,05	13,79
1	2	FU	1	2	1	600,58	25,18	13,77
2	3	L	1	3	2	450,23	18,89	13,76
3	4	FU	1	4	3	150,02	6,30	13,76
3	5	FU	1	5	3	150,02	6,30	13,76
1	6	FU	1	6	1	300,10	12,58	13,77
6	7	FU	1	7	6	150,02	6,29	13,77



Estimativa inicial da energia interrompida do sistema original:

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_o = [(\omega_o \cdot \ell_{SE}) \cdot S_{SE} \cdot (\tau_{des} + \tau_{loc} + \tau_{man})]$$

$$W_o = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 1051,8 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 964,15 kVA / h$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos protegidos pelos dispositivos de proteção (Chaves Fusíveis ou Religadores)

$$W_{FU(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 601,9 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1103,48 VA / h$$

$$W_{FU(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 105,0 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 96,25 VA / h$$

$$W_{FU(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 105,0 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 96,25 VA / h$$

$$W_{FU(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 300,3 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 275,27 VA / h$$

$$W_{FU(6-7)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 150,0 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 137,5 VA / h$$

$$W_T = 2672,9 VAh$$

Com base na estimativa inicial de energia interrompida, é possível testar o efeito da remoção pontual por equipamento de proteção, analisando o seu impacto de confiabilidade no sistema.

Para simplificação será demonstrado somente o teste de remoção do dispositivo no ramo 6-7, pois no restante dos ramos a análise é idêntica:

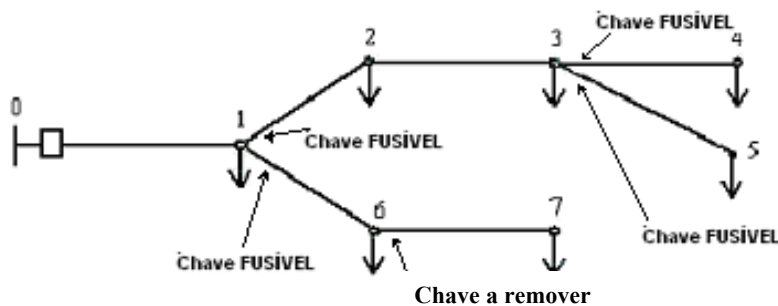


FIGURA 4 - Diagrama Unifilar do Exemplo

Com a remoção da chave entre o trecho 6-7, ocorre um aumento da zona protegida pela chave do trecho 1-6.

QUADRO 5 - Zonas de Comutação

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	km	$\varphi_r$	$\beta_r$	Trecho Acumulado por Dispositivo
0	1	Dj	1	1	-	$\ell_{(0-1)} = 1$
1	2	FU	1	2	1	$\ell_{(1-2)} + \ell_{(2-3)} = 2$
2	3	L	1	3	2	$\ell_{(2-3)} = 1$
3	4	FU	1	4	3	$\ell_{(3-4)} = 1$
3	5	FU	1	5	3	$\ell_{(3-5)} = 1$
1	6	FU	1	6	1	$\ell_{(1-6)} + \ell_{(6-7)} = 2$
6	7	L	1	7	6	-

1ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos no trecho protegido pelo disjuntor

$$W_o = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 1051,8 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 964,15 \text{ kVA} / h$$

2ª Parcela: Estimativa de energia interrompida para defeitos nos trechos protegidos pelos dispositivos de proteção (Chaves Fusíveis ou Religadores)

$$W_{FU(1-2)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 601,9 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 1103,48 \text{ VA} / h$$

$$W_{FU(3-4)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 105,0 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 96,25 \text{ VA} / h$$

$$W_{FU(3-5)} = \frac{[(1 \cdot 1) \cdot 105,0 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 96,25 \text{ VA} / h$$

$$W_{FU(1-6)} = \frac{[(1 \cdot 2) \cdot 300,3 \cdot (10 + 15 + 30)]}{60} = 550,55 \text{ VA} / h$$

$$W_T = 2810,68 \text{ VA} h$$

Realizando análise semelhante no restante dos dispositivos, se obtém o quadro resumo 6

QUADRO 6 – Quadro Resumo.

Nó Inicial	Nó Final	Tipo	$W_\Sigma$ [kVA/h]	Prioridade de Retirada
0	1	Dj	-	-
1	2	FU	3497,72	<b>4</b>
2	3	L	-	-
3	4	FU	3128,39	<b>2</b>
3	5	FU	3128,39	<b>2</b>
1	6	FU	3361,78	<b>3</b>
6	7	FU	2810,67	<b>1</b>

Com base na informação de importância das chaves fusíveis é possível remover as chaves menos importantes em excesso, possibilitando a utilização de elos adequados que coordenem com os dispositivos de sobrecorrente do módulo do alimentador ou religador de distribuição.

## 5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O objetivo principal do trabalho consistiu em desenvolver metodologias e algoritmos com a proposta de permitir o correto dimensionamento automático para todos os dispositivos de proteção das redes de distribuição, indicando os possíveis problemas de seletividade, segurança e determinando a sua melhor aplicação, que resultasse em uma ferramenta útil, confiável e de fácil aplicação para as concessionárias de energia elétrica.

O software, ASP, atualmente é utilizado por duas das três distribuidoras de energia elétrica do estado do Rio Grande do Sul, com ampla aceitação e de fácil integração.

O software, ASP, foi desenvolvido para atender as necessidades atuais das concessionárias, auxiliando-as nas análises e diagnósticos das redes de distribuição, não só no âmbito operacional, mas também auxiliando no planejamento do sistema, incluindo distribuição de investimentos.

Este software permite verificar graficamente a topologia elétrica e as variáveis de estado para todos os pontos do sistema: potências ativa e reativa, corrente de carga e curto-circuito, tensão, fator de potência, carregamento dos condutores e dos transformadores de distribuição, perdas de potência, distribuição ótima de recursos em dispositivos de proteção e manobra e a confiabilidade do sistema em estudo, além de verificar a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção automaticamente.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 COMASSETTO, Lorenzo; BERNARDON, Daniel; KÖNIG, André; CANHA, Luciane; POPOV, Vladimir; ABAIDE, Alzenira - Emprego de Novas Metodologias e Algoritmos Mais Eficientes para Modelagem das Cargas Elétricas e Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, nov. 2004.

2 KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; EL HAGE, F.S. Desenvolvimento de Ferramenta Automatizada para Estimação da Qualidade de Fornecimento das Redes de Distribuição. V SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Aracaju / SE, 2003.

3 ADIBI, M. et. al. Special Considerations in Power System Restoration. IEEE Transactions on PWRS, EUA, 7(4): 1419-1427.

4 BHATTACHARYYA K.; AND CROW M. A Fuzzy Based Load Model for Power System Direct Load Control. The 4th IEEE Conference on Control Application, pp. 27-32, 1995.