

---

## **TRIP E RESTABELECIMENTO DE CIRCUITOS DA DISTRIBUIÇÃO COM A RAPIDEZ DE TRANSMISSÃO**

---

Jeff Roberts  
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA USA

Karl Zimmerman

### **INTRODUÇÃO**

Engenheiros de sistema de potência dedicam significativo tempo, esforço e atenção para monitorar e medir a qualidade dos sistemas de distribuição. São de particular interesse a duração e a severidade das quedas de tensão, bem como o tempo de restabelecimento do serviço após uma interrupção. Este *paper* dedica-se a mostrar os métodos de proteção e controle, para reduzir a causa da perda da qualidade da potência transmitida.

Elementos de sobrecorrente, checks de tensão, e as informações dos estados das chaves fornecem importantes dados sobre o sistema de distribuição. Associar os sistemas de proteção com as comunicações permite uma isolação mais rápida da falta - isto significa um menor afundamento de tensão para os consumidores atendidos por linhas de sistema de potência adjacente, que não foram afetadas.

Conhecer em qual seção da linha está a falta também nos permite criar esquemas de religamento inteligente e de transferência de carga. Integrar esse conhecimento ao sistema de proteção evita o método "processo de eliminação" no restabelecimento das cargas. Evitar este método de restabelecimento das cargas diminui os gastos em manutenção, através da redução das operações de disjuntores, religadores e seccionadoras de linha. Mais importante, este método maximiza a qualidade da potência transmitida, para aqueles consumidores não atendidos pelo circuito de distribuição em falta.

### **OS ÍNDICES TRADICIONAIS REPRESENTAM UM VERDADEIRO RETRATO DA CONFIABILIDADE DOS ATUAIS SERVIÇOS DE ATENDIMENTO AOS CONSUMIDORES?**

Empresas de energia elétrica utilizam índices de confiabilidade de serviços como uma medida da satisfação dos consumidores. Estes índices são tipicamente baseados no número de consumidores por interrupção, e pela duração da interrupção. A Tabela 1 abaixo mostra as definições dos índices de confiabilidade de serviços de distribuição mais comumente usados.

Na Tabela 1, o tempo médio cumulativo que um consumidor pode esperar ficar sem serviço é de aproximadamente 100 minutos/ano, usando o índice SAIDI. A média do número de vezes que um determinado consumidor pode esperar por uma interrupção é de aproximadamente 1,2 interrupções/ano, usando o índice SAIFI. A média de duração de interrupção (CAIDI) é de aproximadamente 80 minutos. Este índice é a relação da duração do serviço disponível pela duração do serviço solicitado (ASAI).

Um importante ponto a se observar sobre a pesquisa é que muitas empresas de energia elétrica não classificam falta de energia como "interrupção", até que sua duração exceda 5 minutos. Esta classificação das interrupções também não considera as que são causadas pelo afundamento de tensão nas linhas de distribuição adjacentes à linha em falta.

De qualquer forma, não importa o quanto nós acreditamos na confiabilidade do serviço existente, pois a crescente sensibilidade das cargas ao afundamento de tensão deve nos motivar a considerar novos métodos, de forma a melhorar a confiabilidade do serviço. Estes novos métodos devem reduzir a duração da falta, e minimizar as quedas de tensão nos circuitos que não foram atingidos pela mesma.

**Tabela 1 : Índices de Confiabilidade Tradicionais**

ÍNDICE <sup>1</sup>	Resultados do Levantamento de 1990	Cálculo dos Índices
1 SAIDI <sup>2</sup>	96 min/ano	$\frac{\sum(\text{Duração Interrupção}) \times (\text{Consumidores Afetados})}{\text{Total de Consumidores}}$
2 SAIFI <sup>3</sup>	1,18 int/ano	$\frac{(\text{Consumidores Interrompidos}) \times (\text{N}^\circ \text{ de Interrupções})}{\text{Total de Consumidores}}$
3 CAIDI <sup>4</sup>	77 min/int.	$\frac{\sum \text{Duração das Interrupções aos Consumidores}}{\text{Número de Interrupções ao Consumidor}}$
4 ASAI	0,999375	$\frac{\text{Disponibilidade do Serviço em Horas p/ o Consumidor}}{\text{Demanda de Serviço em Horas do Consumidor}}$

1. Empresas de energia elétrica utilizam numerosos outros índices, porém esses são os mais populares, baseados num levantamento de 1990 [4].
2. Embora este índice considere a duração das interrupções, a duração mínima tradicional é de 5 minutos, isto é, este índice não observa interrupções que tenham menos do que de 5 minutos de duração.
3. Este índice não considera a duração da interrupção, isto é, interrupções de 5 e de 20 minutos são tratadas da mesma forma.
4. Este índice é realmente SAIDI / SAIFI. Os números são ligeiramente diferentes porque nem todos as empresas informaram ambos, SAIDI e SAIFI.

## MINIMIZANDO A INDISPONIBILIDADE DO SERVIÇO DE ATENDIMENTO ÀS CARGAS

Para as subestações de distribuição atendidas por uma linha de transmissão simples, qualquer falta permanente na mesma interrompe toda a potência de distribuição, até que a linha seja restabelecida. Adicionar uma outra alimentação de transmissão à subestação diminui a probabilidade de tal fato ocorrer. Se a carga da subestação é importante o bastante, o custo da instalação, manutenção e operação de uma segunda linha de transmissão é justificável. Esta mesma filosofia aplica-se às redes de distribuição radiais : cargas importantes devem ter uma alimentação alternativa, para o caso de ocorrer uma falta permanente na alimentação principal.

Quando consideramos prover uma alimentação alternativa, em quanto podemos esperar que melhore a confiabilidade do serviço, e que medidas nós devemos usar? Na seção seguinte, nós usamos a análise de um diagrama de blocos para comparar a confiabilidade do serviço para dois casos separados:

Caso 1: Utilizando chaves de isolamento de linhas operadas manualmente.

Caso 2: Utilizando restabelecimento automático.

## **Análise Através de Diagrama de Blocos para Calcular a Confiabilidade**

### **Caso 1: Usando Isoladores de Linha Operados Manualmente**

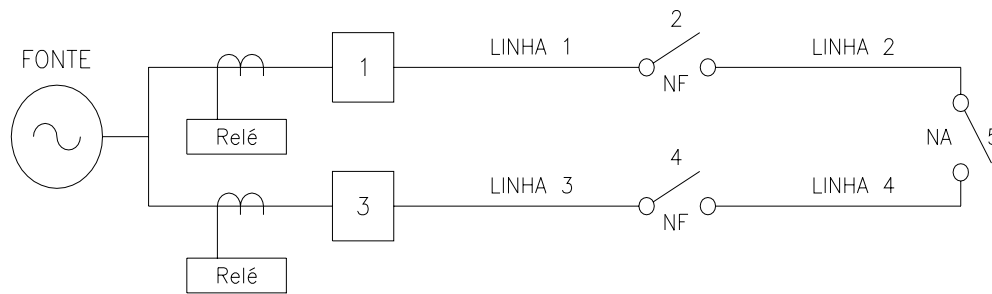
A Figura 1.a mostra uma rede de distribuição com duas linhas radiais, dispondo de três chaves operadas manualmente para a isolamento da linha e transferência de cargas. Aplicando uma falta permanente na Linha 1, a proteção da Chave 1 (Switch 1-SW1) atua e toda a carga das Linhas 1 e 2 é interrompida. Para restabelecer a carga na Linha 2, operadores têm que abrir SW2 manualmente, e então fechar SW5. Neste exemplo, nós presumimos que essas manobras levam aproximadamente uma hora e meia para que o operador alcance e opere cada chave, manual e seqüencialmente. Portanto, a carga da Linha 2 é restabelecida uma hora após a eliminação da falta permanente, pela SW1.

**Tabela 2: Taxas de Falhas Adotadas e Tempo Médio de Reparo (MTTR)**

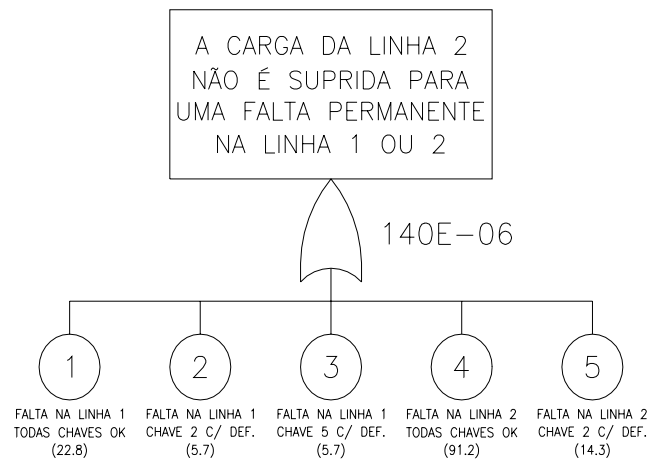
Equipamento	$\lambda$ (Taxa Falha/Ano)	MTTR [Horas]
Seção de Linha	0,20	3
Disjuntores e Chaves	0,01	1

A carga da Linha 2 não é atendida até a operação de SW2 e SW5, após a falta permanente na Linha 1, e permanecerá não atendida por um tempo maior, caso SW2 ou SW5 estiverem defeituosas. Esta mesma carga não é atendida quando de faltas permanentes na Linha 2.

A Figura 1.b mostra um diagrama de blocos e os resultados do cálculo de indisponibilidade obtidos pelas taxas de falha adotadas e valores do MTTR mostrados na Tabela 2. O Apêndice 1 mostra os cálculos usados para se chegar aos valores de indisponibilidade utilizados nos eventos básicos do diagrama de blocos. Para simplificar, vamos restringir as falhas calculadas àquelas aplicadas nas Linhas 1 e 2, e às chaves operadas manualmente. (Não consideramos, intencionalmente, falhas no disjuntor SW1 para o sistema do exemplo, porque esse evento exigiria abertura da fonte de alimentação do disjuntor, eliminando assim todas as possíveis alimentações de potência para a Linha 2.)



a. Sistema Unifilar - Chaves de Isolação Manuais



b. Indisponibilidade de Atendimento à Carga da Linha 2 - Chaves de Isolação Manuais

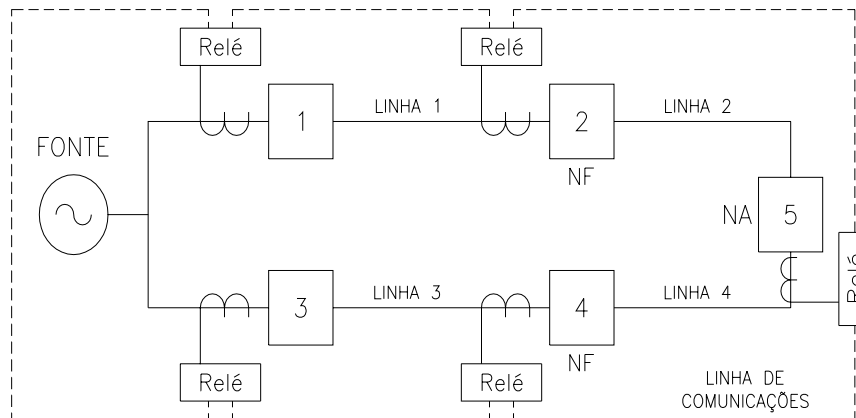
Figura 1: Diagrama Unifilar e Diagrama de Blocos da Indisponibilidade do Sistema de Distribuição Usando Isoladores de Linha Operados Manualmente

## Caso 2: Usando Esquemas de Interrupção de Falta Automatizados para Isolar as Seções de Linha

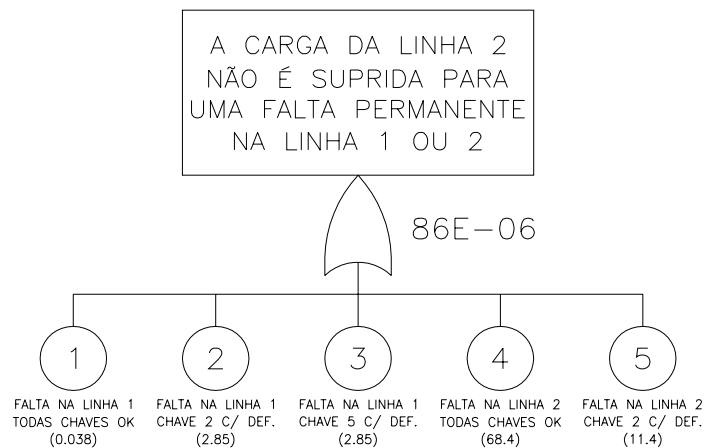
É o arranjo de chaves mostrado na Figura 1, aquele que minimizará a duração da interrupção para cargas atendidas pela Linha 2?

Vamos em seguida considerar a substituição das chaves manuais por dispositivos de interrupção da falta controlados automaticamente (isto é: religadores eletrônicos, disjuntores, etc.) Além disso, vamos assumir que as proteções de todos os disjuntores e chaves automáticas são unidas por um link de comunicação: rádio, fibra ótica, etc.

A Figura 2 mostra a mesma rede de distribuição com chaves controladas automaticamente e uma proteção de sobrecorrente associada a um esquema de controle. O link de comunicação aumenta sensivelmente as possibilidades de automação e controle. Exemplos de controles avançados são discutidos mais à frente neste *paper*. Para o objetivo desse exemplo, assumimos que cada relé de proteção mostrado na Figura 2.a comunica-se com relés adjacentes por meio de funções de controle. Essa capacidade permite restabelecimento automático rápido e evita o envio de operador para restabelecer a carga. E o mais importante, isto diminui aproximadamente uma hora no restabelecimento das cargas da Linha 2.



**a: Sistema de Unifilar - Chaves de Isolação Automáticas**



**b. Indisponibilidade de Atendimento à Carga da Linha 2 - Chaves Automáticas**

**Figura 2: Diagrama Unifilar e Diagrama de Blocos da Indisponibilidade do Sistema de Distribuição Usando Isoladores de Linha para Interrupção da Falta, Controlados Automaticamente**

Novamente vamos admitir uma falta permanente na Linha 1. Para uma falta nessa linha, a proteção de SW1 atua quase instantaneamente, e em cinco segundos o religador associado faz uma tentativa de religamento sem sucesso. Aproximadamente um segundo depois, o relé de proteção de SW2 abre SW2, e então o relé de proteção de SW5 fecha SW5.

A Figura 2.b mostra um diagrama de blocos e os resultados do cálculo de indisponibilidade para as taxas de falha adotadas e valores do MTTTR mostrados na Tabela 2. O Apêndice 1 mostra os cálculos usados para se chegar a esse valor de indisponibilidade. Na Figura 2.b, observar que a indisponibilidade com o esquema de chaves controladas automaticamente é consideravelmente reduzida: uma redução de 40%! Os custos exigidos para conseguir essa redução devem ser considerados, levando-se em conta o aumento da confiabilidade do serviço para as cargas dos consumidores.

## A QUALIDADE DE POTÊNCIA JUSTIFICA A ADIÇÃO DE EQUIPAMENTOS

O exemplo anterior mostra que adicionando equipamentos automatizados de interrupção de falta e de fechamento diminui a indisponibilidade das cargas da Linha 2 para faltas na Linha 1. No exemplo do Caso 2, nós “admitimos” que as cargas da Linha 2 poderiam “suportar” uma interrupção de seis segundos (um intervalo de tempo de cinco segundos aberta, mais o tempo de operação de chaveamento de um segundo). E se a carga conectada à Linha 2 fosse tal que uma interrupção de seis segundos no serviço de fornecimento causasse paralisação total de suas instalações?

O item [1] de “Referências” resume um levantamento das durações das perdas de serviços críticos para instalações industriais: 25% das mesmas têm que recomeçar completamente a produção, caso o serviço seja interrompido por um tempo maior que 10 ciclos. Considerando que o tempo para recomeçar muitas dessas instalações industriais é grande (tempo médio maior do que 17 horas!), nós temos que considerar o prejuízo do consumidor para o que possa parecer uma curta interrupção no serviço de fornecimento.

O chaveamento e o esquema associado sugeridos na Figura 2.a obviamente não evitam uma paralisação total da instalação, nos casos incluídos nos 25% citados acima. Existem duas razões que tornam o esquema proposto insuficiente:

1. O tempo de transferência é excessivo (A carga da Linha 2 não é atendida durante 6 segundos após a abertura de SW1).
2. A tensão na barra de distribuição é mantida baixa devido à presença da falta na Linha 1. Essa condição de tensão baixa é chamada de uma variação de tensão.

### **As Durações das Variações de Tensão Admissíveis Dependem do Tipo da Carga Conectada**

Nem toda variação de tensão é intolerável. A tolerabilidade depende do tipo de carga, porcentagem do desvio de tensão da nominal, duração, e tempo entre as variações.

Para uma carga suposta, nós podemos usar curvas de aceitabilidade de potência para determinar se uma simples variação de tensão é ou não tolerável. A Figura 3 mostra uma típica curva de aceitação de potência. A ordenada do gráfico de aceitabilidade de potência é graduada em porcentual da tensão nominal; a abscissa mostra a duração da variação de tensão. Na Figura 3, a variação de tensão é tolerável (isto é, equipamentos sensíveis podem suportar a variação de tensão) se o ponto definido através do desvio de tensão da nominal, e pelo tempo de duração, está entre ambas as curvas mostradas. Pontos acima e abaixo dessas curvas indicam uma variação de tensão inadmissível para uma variação de tensão singular.

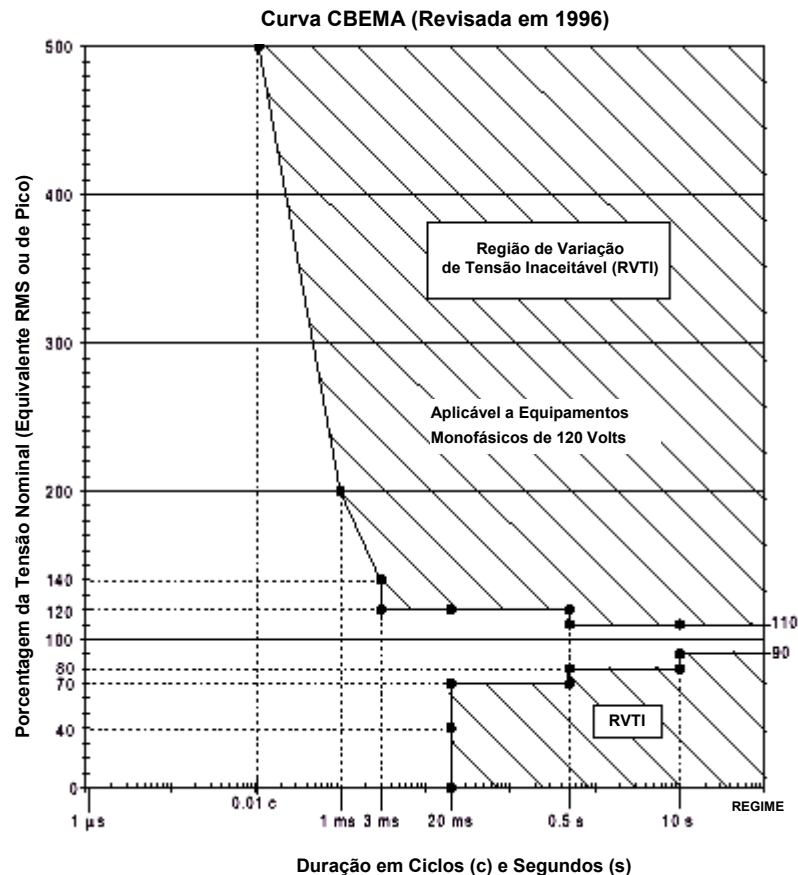


Figura 3: Curva de Aceitabilidade de Potência [3]

Estas curvas de aceitabilidade de potência são também citadas como referência na CBEMA - Associação dos Fabricantes de Computadores (Computer Business Electrical Manufacturers Association) e FIPS - Normas para Processamento de Informações Federais (Federal Information Processing Standard). Não existe um padrão universal para curvas de aceitabilidade de potência. As razões para isso incluem:

- Diferentes cargas têm tolerâncias diferentes para variações de tensão. Isso significa que nós não podemos usar uma “curva padrão”.
- Curvas de aceitabilidade de potência não consideram variações múltiplas de tensão que ocorrem em rápida sucessão. Uma simples variação de tensão pode muito bem ser tolerável, porém uma segunda variação de tensão que ocorra logo após a primeira pode não ser tolerável. Curvas de aceitabilidade de potência não levam em conta o tempo de recuperação da carga. Denominar o tempo de recuperação =  $T_r$ .

Nós podemos deduzir na Figura 3 que reduzindo a duração da variação de tensão permite um maior desvio a partir da nominal, antes que a variação se torne intolerável.

Toda carga tem um tempo de recuperação ( $T_r$ ) para variações de tensão. Como um exemplo, motores compressores de ar condicionado doméstico freqüentemente têm um  $T_r$  de 20 a 30 segundos, para quedas de tensão que reduzem a tensão na fase para menos que 60% da nominal.

O valor de  $T_r$  depende da severidade e da duração da variação de tensão.  $T_r$  também depende se a variação de tensão é, ou não, uma interrupção/afundamento ou uma oscilação. Se a carga não sofrer uma outra variação de tensão durante o tempo  $T_r$ , em seguida à variação de tensão inicial, ela é totalmente restabelecida. Se uma outra variação de tensão ocorre durante o tempo  $T_r$ , a carga pode não se recuperar. Este é o ponto que não é ilustrado pelas curvas típicas de aceitação de potência. Uma melhor maneira de decidir se as variações de tensão são ou não aceitáveis é sobrepor as curvas de valores constantes dos tempos de restabelecimento. Evitando uma segunda variação de tensão, nós também evitamos ter que nos preocupar com esses tempos de recuperação da carga.

A tolerância à variação de tensão é definida pela carga mais sensível num circuito em particular. Assim, somente é necessário sobrepor o tempo de recuperação desta carga na curva de aceitabilidade de potência. Observe também que as variações de tensão com um mesmo desvio da nominal, porém com uma maior duração, requerem tempos de recuperação maiores.

## **A Configuração do Sistema Influi nas Variações de Tensão**

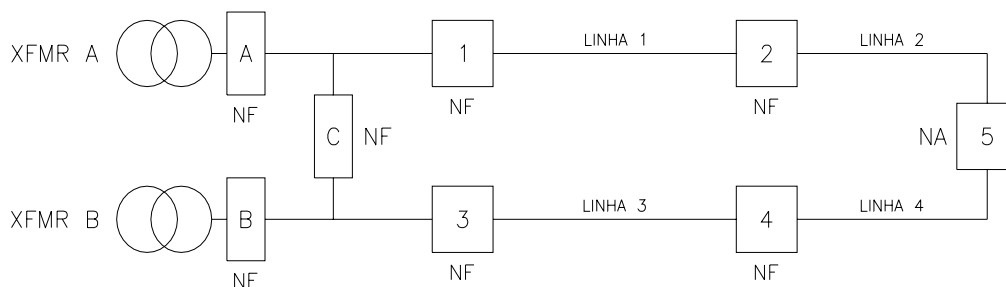
Na seção anterior nós vimos que para cargas sensíveis à variação de tensão, temos que abrir a linha em falta e restabelecer a alimentação para estas cargas, através de uma fonte que não foi afetada, em questão de ciclos. A maneira como o sistema está configurado pode reduzir ou piorar os efeitos das variações de tensão.

Muitas subestações de distribuição contêm vários transformadores de potência. A Figura 4 mostra a mesma rede de linhas de distribuição da Figura 2.a, porém agora atendida por dois transformadores de potência (XFMRs A e B). Para este exemplo, nós admitimos que a chave C opera normalmente fechada, e que ocorre uma falta trifásica na Linha 1, próxima à SW1. Para esta falta, em todas as quatro seções de linha ocorre afundamento de tensão. Abrindo SWC e SW2 para a falta citada, nós imediatamente elevamos a tensão nas Linhas 3 e 4.

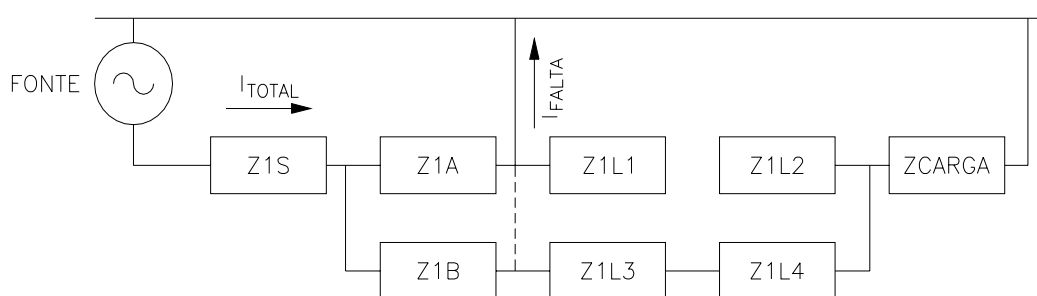
A Figura 5 ilustra por que a separação das barras de alimentação faz elevar a tensão na Linha 3, quando de uma falta na Linha 1. A linha tracejada na Figura 5 representa o diagrama de impedância antes da abertura de SWC. Para saber qual o valor da elevação da tensão que nós podemos obter, vamos admitir os seguintes valores do sistema:

1. Tensão de Transmissão = 115kV; tensão de distribuição = 12,47kV
2. Impedância de seqüência positiva dos XFMR A e B ( $Z_{1A}$  e  $Z_{1B}$ , respectivamente):  $10,58\Omega$  secundários (base 115kV)
3. A impedância de seqüência positiva da fonte é  $1\Omega$  secundário (base 115kV).

Para essa falta trifásica, a tensão imposta a todas as quatro linhas é, obviamente, zero. Com a SWC aberta, a corrente de falta total que flui através de XFMR A é de 5,7A secundários ( $66,4V / 11,58\Omega$ ). Logo, a tensão presente no lado de alta do XFMR B é de 60,67V secundários ( $66,4V - 5,7A \times 1\Omega$ ) ou 91,4% da nominal. Este nível de tensão é aceitável porque a impedância da fonte é pequena. Entretanto, aumentando a impedância da fonte também aumenta a queda de tensão na mesma. Se a impedância da fonte for de  $10\Omega$ , a tensão no lado de alta de XFMR B é somente 51,4% da nominal (SWC aberta), para essa falta na Linha 1. Este número é inaceitável se o limite de tensão crítico for de 70%. Para a impedância do transformador admitida, a impedância secundária da fonte máxima permitida =  $4,58\Omega$ .

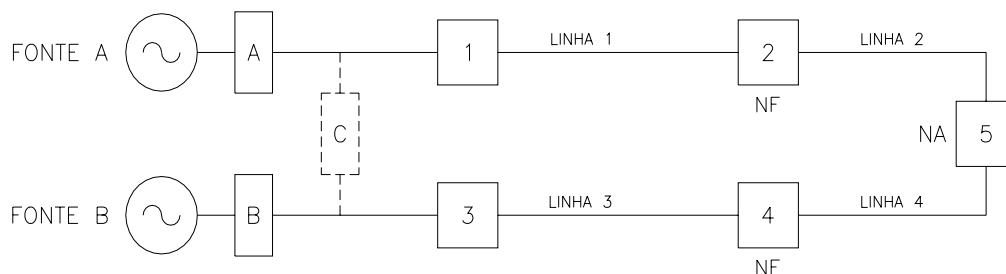


**Figura 4: Diagrama Unifilar do Sistema (Dois Transformadores de Alimentação)**

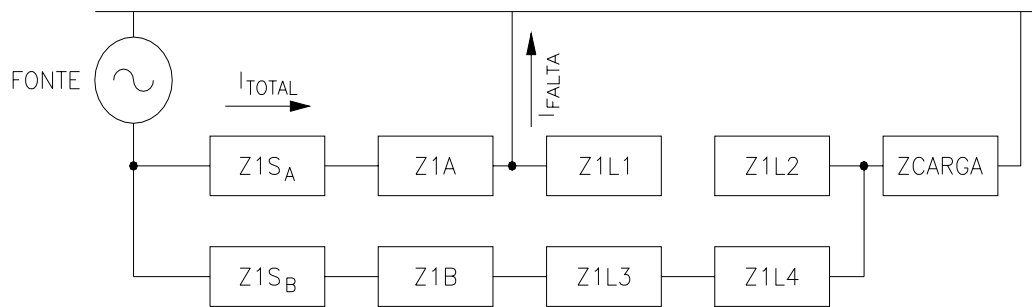


**Figura 5: Diagrama de Impedância (Dois Transformadores de Alimentação)**

A existência de duas fontes independentes, como mostrado na Figura 6, proporciona uma solução do problema da excessiva queda de tensão na fonte. Na Figura 7 nós vemos que a tensão nas Linhas 3 e 4 não é afetada para faltas na Linha 1, se SWC estiver aberta (mostrado tracejado na Figura 6). Nós intencionalmente tracejamos SWC, uma vez que a inclusão da mesma é opcional. Para definir a operação desta chave, você tem que fazer um balanço da continuidade do serviço versus redução da variação de tensão. Se você considerar que as conseqüências da perda da fonte são maiores do que as das quedas de tensão para faltas na linha, então opere SWC normalmente fechada, e abra a mesma para todas as faltas detectadas na linha.



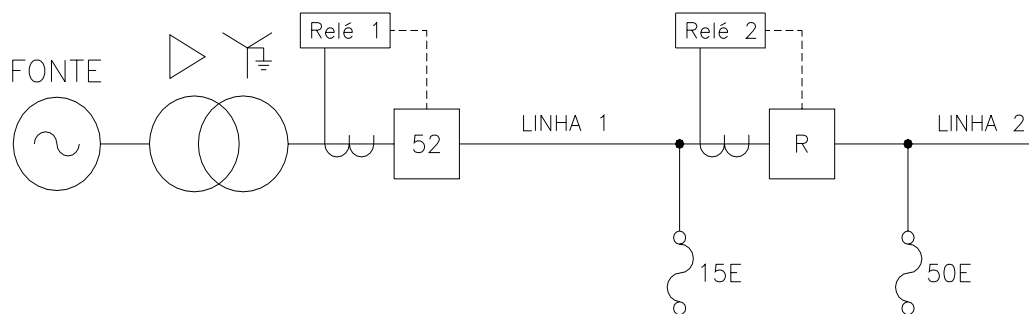
**Figura 6: Diagrama Unifilar do Sistema (Exemplo de Alimentação por Fontes Independentes)**



**Figura 7: Diagrama de Impedância de um Sistema em Falta (Exemplo de Alimentação por Fontes Independentes)**

### A Comunicação Entre Relés Reduz os Tempos de Abertura e de Afundamento de Tensão

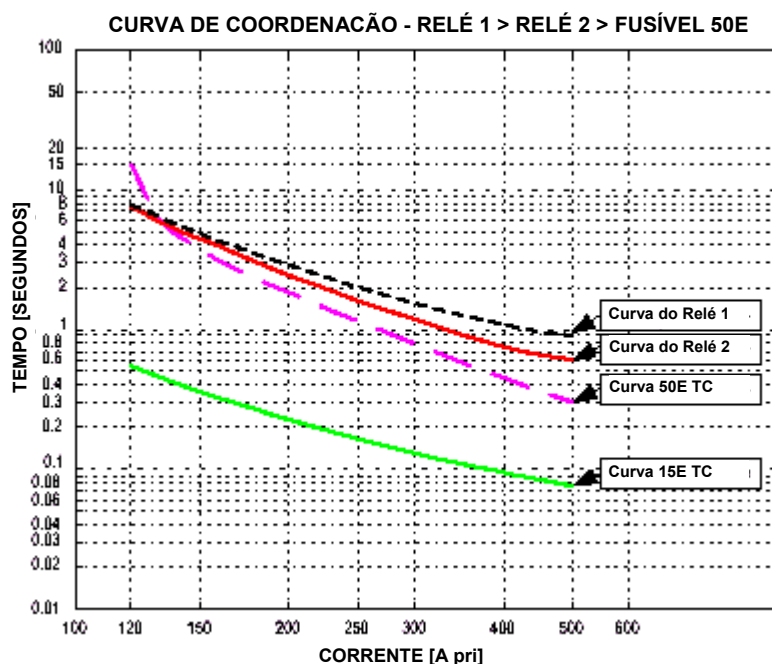
Considerando o sistema mostrado na Figura 8, a coordenação com o fusível 50E evita um trip rápido para faltas permanentes na linha principal (Linha 1): O Relé 2 do Religador (R) tem que estar com o seu tempo coordenado com o fusível 50E, e o Relé 1 tem que estar com o seu tempo coordenado com o Relé 2.



**Figura 8: Diagrama Unifilar do Sistema de uma Aplicação Onde as Comunicações Melhoram a Coordenação do Tempo**

A Figura 9 mostra as curvas de coordenação tempo-corrente tradicionais, para o sistema mostrado na Figura 8. Observe que o tempo de eliminação de uma falha no lado da fonte do fusível 15E é retardado devido à coordenação de tempo tradicional.

A existência de canais de comunicação entre os Relés 1 e 2 reduz o tempo de abertura para faltas na Linha 1, isto é, o Relé 1 não mais tem que ter o seu tempo coordenado com o Relé 2, se houver comunicação entre eles. Em vez disso, agora o Relé 1 somente tem que estar coordenado com as chaves fusíveis conectadas à Linha 1. Com o esquema proposto, o Relé 1 utiliza dois elementos de sobrecorrente temporizados: um que está coordenado com o Relé 2, caso o canal de comunicação não esteja em serviço, e um outro que coordena com o fusível 15E quando o canal está disponível.



**Figura 9: Coordenação do Tempo Pode Agravar a Qualidade da Potência para Falhas na Linha 1**

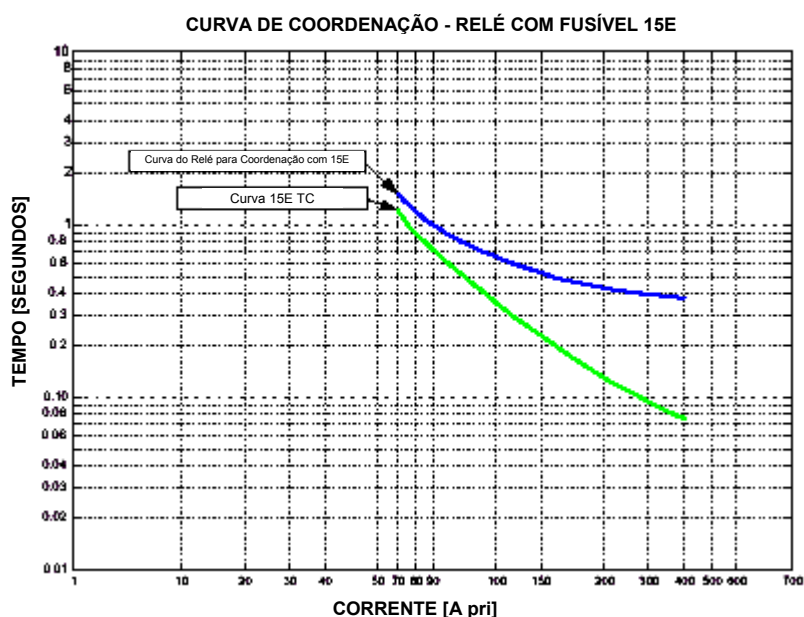
O canal de comunicação e a lógica existentes nos Relés 1 e 2 permitem que o Relé 1 possa discernir quando a falta está na frente do Religador R. Para faltas na frente do Religador R, o Relé 2 sente a falta e instrui o Relé 1 para não dar trip através de seu elemento de sobrecorrente temporizado rápido. Se o Relé 2 não sente a falta na sua direção, enquanto o Relé 1 o faz, então a falta deve ser na Linha 1, ou em algum ramal da mesma. Para tais faltas, o Relé 1 não recebe um sinal de bloqueio, e tem a permissão de dar trip através de seu elemento de sobrecorrente temporizado rápido (lembrar que o Relé 1 tem informações de que o Relé 2 e o canal estão em serviço, através da lógica exclusiva de comunicação descrita em [2]). Com este esquema, é exigido que o Relé 1 somente tenha seu tempo coordenado com o fusível 15E.

A Figura 10 ilustra a melhoria nos tempos de atuação dos relés, proporcionada pela adição do canal de comunicação e da lógica associada. Os benefícios proporcionados por essa melhoria na velocidade de abertura são:

1. Duração menor do afundamento de tensão para o sistema de potência adjacente à Linha 1 em falta.
2. Danos menores aos equipamentos.

Quando o Relé 2 ou o canal de comunicação falha, o Relé 1 comuta para um grupo de ajustes alternativo. Os ajustes desse grupo alternativo comutam a coordenação de tempo da proteção do Relé 1, para aquela mostrada na Figura 9.

Uma motivação adicional para se instalar canais de comunicação entre os Relés 1 e 2 é a capacidade de se ter uma proteção do sistema, no caso de haver falha do Religador R, para faltas à terra de alta impedância, localizadas na extremidade remota da Linha 2. Se o Relé 2 detecta uma falha do trip do religador para uma falta, ele envia um sinal de transfer trip direto para o Relé 1. Falhas de trip para comandos de trip manual, ou supervisionado, não necessitam abrir SW1 (e causar uma interrupção não programada para a carga alimentada pelo fusível 15E).



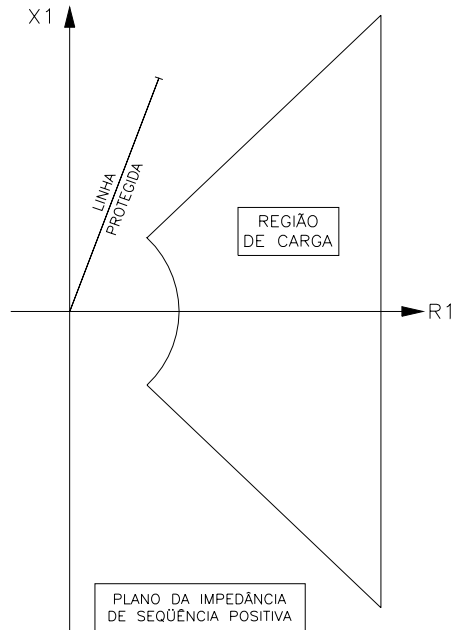
**Figura 10: A Melhoria na Coordenação de Tempo Proporcionada pelas Comunicações entre Relés 1 e 2 Permite Abertura Mais Rápida para Falhas na Linha Principal 1**

### Métodos Convencionais para Reduzir os Tempos de Abertura e de Restabelecimento

#### **Lógica de Controle de Transgressão do Limite de Carga - LE ("Load Encroachment - LE") para Reduzir os Tempos de Abertura para Falhas Trifásicas**

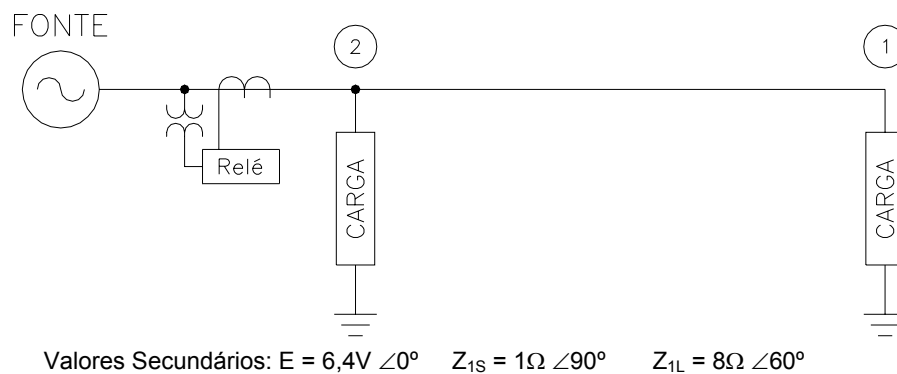
Para alimentadores com carga pesada, os tradicionais elementos de sobrecorrente de fase não direcionais (e a filosofia de ajustes associada) requerem valores de atuação (pickup) maiores que as grandezas de carga máxima, para evitar a abertura para carga. As principais desvantagens dessa filosofia de proteção são a sensibilidade reduzida e o tempo de atuação aumentado para falhas na linha principal.

Hoje, nós podemos utilizar a lógica LE para controle do torque de atuação da proteção de fase. Esta lógica atua sempre que se detecta carga (isto é, o relé detecta que a impedância de seqüência positiva medida encontra-se na Região de Carga mostrada na Figura 11). Se a lógica LE atua, os elementos de sobrecorrente de fase são bloqueados, até que a impedância de seqüência positiva se mova para fora da região de carga. Utilizando a lógica LE, você pode seguramente ajustar o valor de pickup dos elementos de sobrecorrente de fase abaixo dos valores da corrente de carga, para aumentar a sensibilidade. Isso também permite uma melhor coordenação com os dispositivos de proteção à sua frente. (Esta é a mesma lógica de controle de transgressão do limite de carga usada para dar segurança ao relé de distância tipo mho, em linhas de transmissão muito carregadas). Uma coordenação de tempo bem ajustada reduz os tempos de atuação dos relés. A Figura 12 mostra como o elemento para controle de transgressão do limite de carga define a carga além do terminal remoto da linha.



**Figura 11: Características Do Controle de Transgressão do Limite de Carga nos Arredores da Região de Carga**

A seguir vamos examinar dois tipos de arranjo de cargas, de forma a demonstrar a eficácia da lógica LE em diferenciar carga e condições de falta trifásica. A Figura 12 mostra os dois arranjos de carga que nós consideramos: carga em ① para o Caso 3, e carga em ② para o Caso 4. Nestes exemplos, nós usamos valores secundários para relacioná-los aos que o relé mediria.

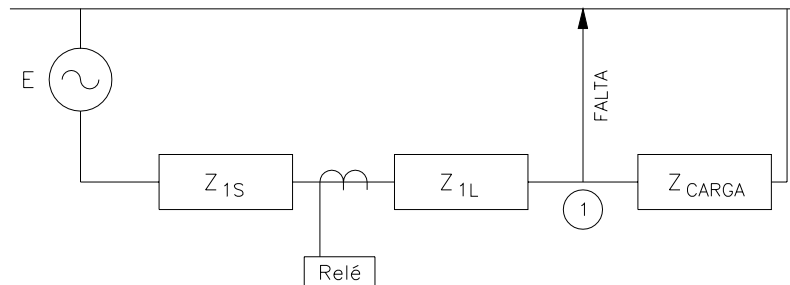


**Figura 12: Diagrama Unifilar Mostrando os Arranjos de Carga Usados nos Casos Estudados para Verificar a Influência da Carga na Impedância de Seqüência Positiva Medida pelo Relé Antes e Durante Falta Trifásicas**

### Caso 3: Carga Concentrada na Extremidade Remota da Linha (①)

Para esse caso nós admitimos que  $Z_{CARGA} = 8\Omega \angle 0^\circ$ . Assim, o relé simplesmente mede uma impedância de seqüência positiva ( $Z_1$ ) igual a ( $Z_{1L} + Z_{CARGA} =$ )  $13,85\Omega \angle 30^\circ$ . Esta impedância está dentro da característica da lógica LE e conseqüentemente causa a sua atuação, bloqueando os elementos da proteção de sobrecorrente de fase.

Agora vamos examinar a impedância  $Z_1$  medida pelo relé para uma falta trifásica na extremidade da linha. Como a falta curto-circuita a impedância de carga, o relé mede  $Z_{1L} = 8\Omega \angle 60^\circ$ . Logo, nós podemos ver que existe uma diferença considerável na magnitude e no ângulo de  $Z_1$ , para carga e condições de falta trifásica.



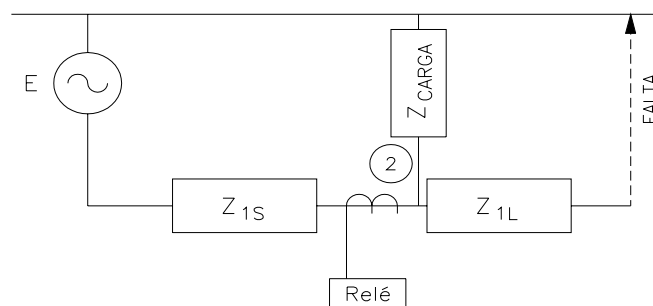
Valores Secundários:  $E = 6,4V \angle 0^\circ$      $Z_{1S} = 1\Omega \angle 90^\circ$      $Z_{1L} = 8\Omega \angle 60^\circ$

**Figura 13: Diagrama de Conexão de Seqüência Positiva para o Caso 3**

#### Caso 4: Carga Concentrada Perto da Subestação (2)

Vamos agora nos dedicar à idéia de que  $|I_1|$  para carga, e  $|I_1|$  para uma falta trifásica na extremidade da linha, são iguais. Para condições de carga, o relé mede uma impedância de seqüência positiva ( $Z_1$ ) igual a  $Z_{CARGA}$ .

Agora vamos examinar  $Z_1$  medida pelo relé, para uma falta na extremidade da linha. Como o relé não curto-circuita a impedância de carga, mas em vez disso coloca a impedância da linha em paralelo com a carga, o relé mede  $Z_1 = 4,62\Omega \angle 30^\circ$ . Novamente podemos ver que existe uma diferença considerável entre  $Z_1$  para carga, e para condições de falta trifásica.



Valores Secundários:  $E = 6,4V \angle 0^\circ$      $Z_{1S} = 1\Omega \angle 90^\circ$      $Z_{1L} = 8\Omega \angle 60^\circ$

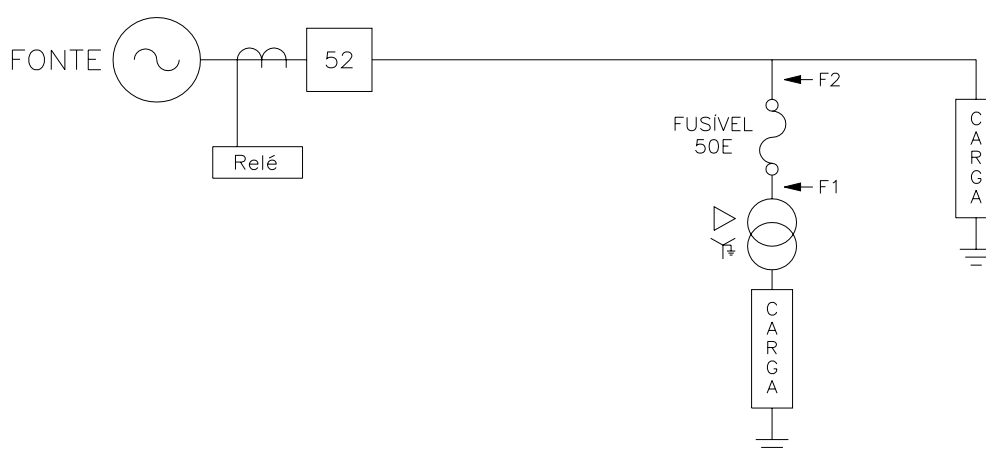
**Figura 14: Diagrama de Conexão de Seqüência Positiva para o Caso 4**

E se nós não considerássemos a carga nos cálculos da falta, e admitíssemos que as magnitudes das impedâncias da linha e da carga fossem iguais? Para tais condições,  $\angle Z_1$  medido pelo relé para faltas, e para carga, somente seria diferente em função da diferença de ângulos entre a linha e a carga. Entretanto, devemos considerar a combinação em paralelo das impedâncias de carga e de linha, para determinar a impedância  $Z_1$  medida pelo relé, para faltas na linha, associadas com a carga.

### Uma Nova Lógica Evita a Elevação dos Ajustes quando de Falhas Evolutivas (patente pendente)

Faltas evolutivas podem causar dificuldades quando a mesma está localizada no lado da carga de um fusível de potência. No exemplo a seguir, nós descrevemos uma falta que evolui conforme é vista pelo relé, isto é, o relé sente a mudança no tipo da falta, porém do ponto de vista do sistema de potência, ela é uma falta polifásica à terra, em uma linha radial, que é eliminada seqüencialmente.

Vamos examinar uma falta B-C-N (fases B-C-Neutro) no lado da carga do fusível 50E mostrado na Figura 15. Observe que as faltas evolutivas que estamos aqui considerando são aquelas que evoluem de fase-fase-neutro para fase-neutro.



**Figura 15: Sistema Unifilar para os Casos dos Estudos das Faltas Evolutivas**

No caso da falta B-C-N localizada em F1, como mostrado na Figura 15, o fusível da fase B atua primeiro, em 0,47 segundos, admitindo-se 414A. Os fusíveis das fases B e C não atuam simultaneamente porque o fusível da fase B conduz consideravelmente mais corrente do que o fusível da fase C.

Para a corrente na fase C mostrada na Tabela 3, o fusível 50E não atingiu o seu tempo mínimo de fusão quando o fusível da fase B atua. Entretanto, esse fusível atingiu 58% do seu tempo mínimo de fusão. Uma vez que o fusível da fase B atua, a magnitude da corrente no fusível da fase C diminui levemente, porém a corrente residual medida pelo relé quase duplica.

**Tabela 3: Correntes de Falta para uma Falta Evolutiva em F1 na Fig.15**

Denominação da Corrente	Falta B-C-N [A pri.]	Falta C-N [A pri.]
$I_c$	261	251
$3I_0$	162	330

A condição de defeito descrita acima apresenta uma difícil coordenação para o relé, porque o elemento de sobrecorrente de terra temporizado - TOC (time-overcurrent - TOC) começa a contar o tempo para a falta B-C-N, e não pára de contar, até que o fusível da fase C interrompa a falta.

Para esse caso, o elemento TOC de terra utiliza uma característica extremamente inversa com ajuste de pickup de 50A primários e dial de tempo de 4,8. Com esses ajustes de pickup e de tempo, o limite mínimo de coordenação é 0,2 segundo, para uma falta à terra máxima de 300A, na localização F2.

Para a falta inicial B-C-N, o elemento TOC de terra sente a falta e conta até 0,475 segundo, ou aproximadamente 16% do seu tempo total de interrupção. Ao mesmo tempo em que o fusível da fase B atua, esse elemento TOC continua a contar. Uma vez que o elemento TOC de terra tem sua partida acima do fusível da fase C, nós efetivamente estamos tentando coordenar o fusível 50E (pré-aquecido em 58% de sua energia total de interrupção) e o elemento (TOC) de terra com pickup de 50A e um dial de tempo de 4. O tempo de operação para tal elemento é 0,68 segundo, para os valores da falta C-N mostrados na Tabela 3. O tempo de interrupção para o fusível da fase C é 0,77 segundo. O resultado da evolução da falta para esse exemplo é uma descoordenação de 0,09 segundo. A coordenação é restaurada no religamento se o elemento TOC de terra estiver completamente resetado. Entretanto, essa descoordenação resulta em uma queda de tensão adicional para o sistema de potência, se o relé verifica a linha, e o fusível da fase C não completou a sua fusão.

## Método Simples de Resolver a Descoordenação para Falta Evolutiva

O método mais fácil de resolver essa descoordenação é aumentar o dial de tempo do elemento TOC de terra. Entretanto, fazendo isso resulta em tempos de interrupção maiores para faltas na linha principal. Isso também representa quedas de tensão com maior duração.

Esquemas de relés de proteção utilizando elementos de distância de terra, para detectar faltas ao longo da linha protegida, devem ter uma Lógica de Seleção e Identificação de Faltas - FIDS (Fault Identification and Selection - FIDS), que seguramente distingue se a falta é do tipo simples ou complexa. Para aplicações em linhas de transmissão, esta lógica é requerida para controle do elemento de distância para faltas polifásicas à terra, e para a segurança do trip monopolar. Essa mesma lógica é também vantajosa para melhorar a coordenação dos sistemas de proteção da distribuição para faltas evolutivas.

### FIDS: Introdução (patenteado)

A lógica FIDS primeiro compara o ângulo de fase entre  $I_{A2}$  e  $I_{A0}$ . O tipo da falta é A-Terra se a diferença angular entre  $I_{A2}$  e  $I_{A0}$  é  $0^\circ \pm 60^\circ$ , B-Terra se a diferença angular é  $120^\circ \pm 60^\circ$ , e C-Terra se a diferença angular é  $-120^\circ \pm 60^\circ$ . Na lógica FIDS, esses setores  $\pm 60^\circ$  são identificados como FSA, FSB, e FSC respectivamente.

A Figura 16 ilustra a relação do ângulo de fase entre  $I_{A2}$  e  $I_{A0}$  para faltas à terra. A Figura 17 ilustra a comparação desse ângulo para uma falta A-Terra e uma B-C-Terra, sem a resistência de falta. Na Figura 17, o ângulo entre  $I_{A2}$  e  $I_{A0}$  é o mesmo ( $0^\circ$ ) para ambos os tipos de falta.

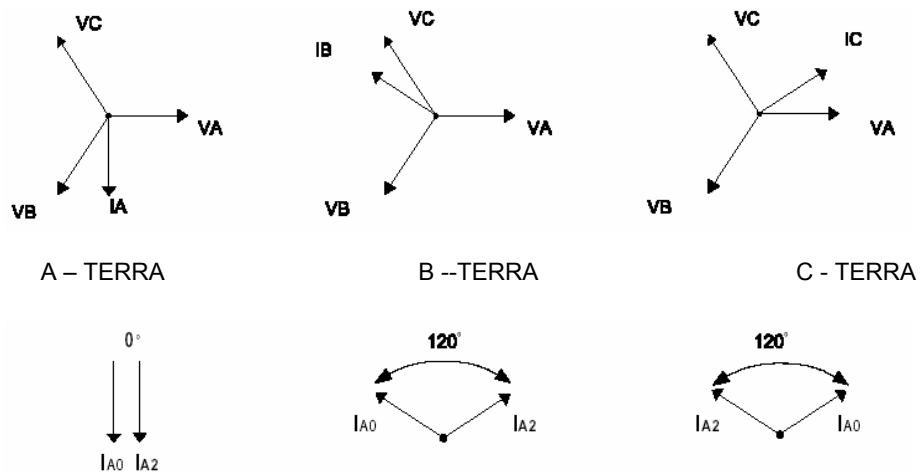


Figura 16: Relação dos Ângulos de  $I_{A2}$  e  $I_{A0}$  para Falta Fase-Terra

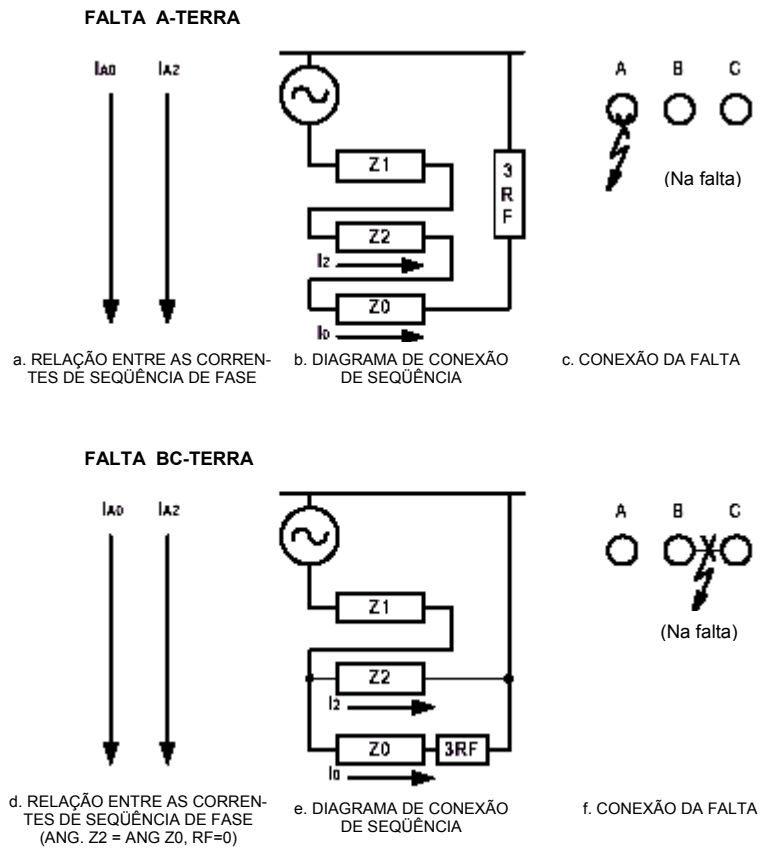


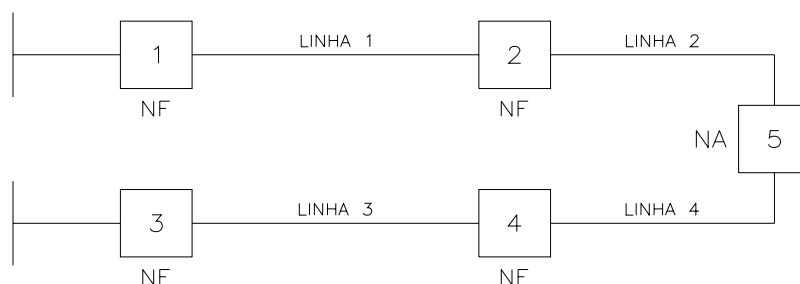
Figura 17: Relação dos Ângulos de  $I_{A2}$  e  $I_{A0}$  para Falta A-Terra e B-C-Terra

Combinando essa lógica FIDS com a lógica de identificação das correntes máximas de fase e fase-fase, cria-se um esquema que identifica a falta evolutiva descrita anteriormente. Para essa falta, FSA é assegurado e a corrente B-C é a mais alta corrente fase-fase. Quando o fusível da fase B abre, a saída da lógica FIDS muda para FSC, ao mesmo tempo em que a corrente da fase C é a maior corrente de fase.



## IMPLEMENTAÇÃO DOS ESQUEMAS

Vamos agora descrever os detalhes da implementação dos esquemas de proteção e controle referidos anteriormente neste *paper*. Na próxima seção, utilizaremos o seguinte diagrama monofásico:



**Figura 19: Diagrama Unifilar com SW1 - SW4 Normalmente Fechadas, e SW5 Normalmente Aberta**

As tabelas 4 e 5 mostram as operações das chaves requeridas para restaurar a maior parte possível das cargas conectadas, para várias localizações de falta (Nessas tabelas FLS = Seção da Linha em Falta (FLS = Faulted Line Section)).

**Tabela 4: Operações com SW1, SW2, SW3, e SW4 Fechadas, SW5 Aberta**

FLS	SW1	SW2	SW3	SW4	SW5
1	Abrir	Abrir	Não	Não	Fechar
2	Não	Abrir	Não	Não	Não
3	Não	Não	Abrir	Abrir	Fechar
4	Não	Não	Não	Abrir	Não

**Tabela 5: Operações com SW1, SW3, SW4, e SW5 Fechadas, SW2 Aberta**

FLS	SW1	SW2	SW3	SW4	SW5
1	Abrir	Não	Não	Não	Não
2	Não	Não	Não	Não	Abrir
3	Não	Fechar	Abrir	Abrir	Não
4	Não	Fechar	Não	Abrir	Abrir

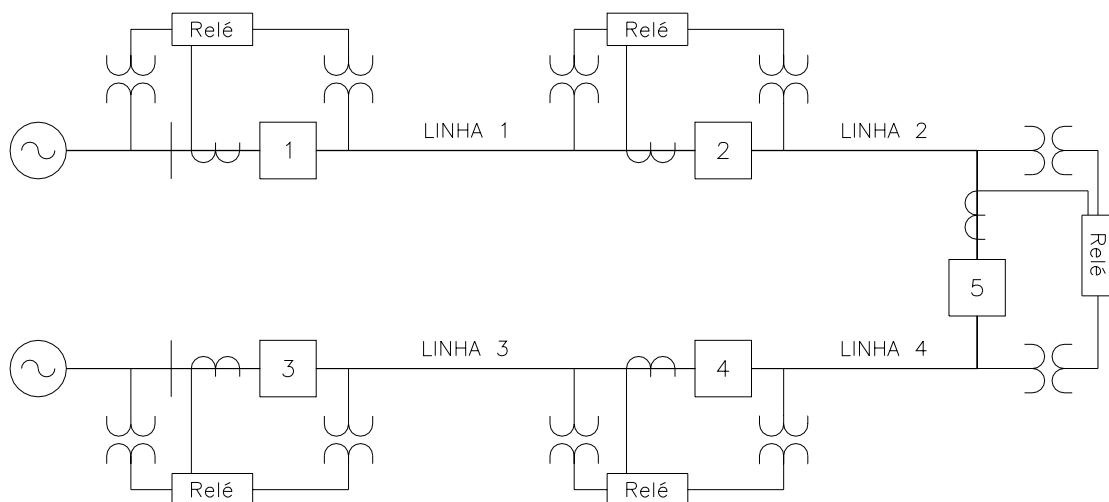
## Esquema de Restabelecimento Convencional Usando Relés/Controles e Transformadores de Tensão

O restabelecimento da carga da distribuição ainda é realizado manualmente por muitas empresas de energia elétrica. Os funcionários operam as chaves e outros equipamentos de seccionamento, até que a linha em falta seja isolada. Algumas empresas estão adicionando radios ou outros links de comunicação, para realizar remotamente as operações de abertura/fechamento.

Um outro método de reduzir os tempos de restabelecimento, e diretamente melhorar os índices de confiabilidade tradicionais (SAIDI, CAIDI), é o de se utilizar relés baseados em microprocessadores convencionais, e/ou controles do religador em cada chave, com indicadores dos sinais de tensão, alimentados por transformadores de tensão, em cada lado da chave. Isto nos permite detectar as condições de tensão viva/morta, e desse modo permitir abertura e restabelecimento automático das chaves, melhorando a velocidade e a confiabilidade. Para testar esse procedimento, vamos considerar o sistema mostrado na Figura 20, com as seguintes características:

- Chaves SW1 e SW3 têm capacidade de interrupção de faltas. Chaves SW2, SW4, e SW5 podem somente interromper carga com segurança.
- Chaves SW1 e SW3 têm relés ou controles com proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada (50/51), e religamento automático com três tentativas.
- Chaves SW2, SW4, e SW5 têm controles com elementos de sobrecorrente instantâneo (50), sub e sobretensão (27 e 59 respectivamente), lógica programável, e temporizadores internos.

Utilizando estes dispositivos, nós reduzimos os tempos de restabelecimento das linhas que não estão sob falta, de minutos (restabelecimento manual), para segundos.

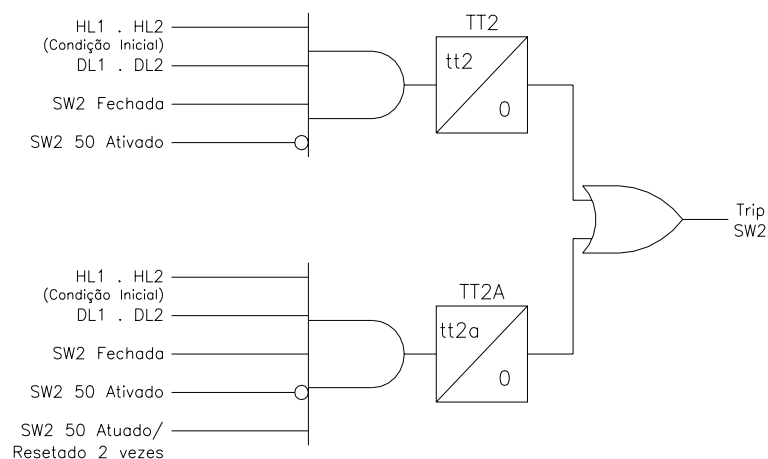


**Figura 20: Diagrama Unifilar para o Esquema de Restabelecimento Convencional Usando Relés e Transformadores de Tensão**

Nesse exemplo, cada relé utiliza elementos de tensão para detectar tensão viva ou morta (ex., “DL2” indica “tensão morta (dead) na linha 2” e “HL4” indica “tensão viva (hot) na linha 4”). Considerar uma falta permanente na Linha 1: SW1 detecta a falta e dá trip através da proteção de sobrecorrente (50/51). O esquema inicia o restabelecimento da Linha 2 quando a linha é desenergizada em ambos os lados de SW2, desde que:

1. A tensão estava inicialmente viva em ambos os lados de SW2 (HL1 • HL2).
2. A tensão morre (DL1 • DL2).
3. SW2 está fechada.
4. O elemento 50 da SW2 não está partido (uma segurança para faltas trifásicas francas).
5. As condições 1 - 4 são verdadeiras para o tempo tt2 (que é maior que o tempo de religamento total máximo de SW1). O elemento 50 de SW2 partiu e resetou duas vezes, e as condições 1 - 4 são verdadeiras para o tempo tt2 (que é menor que o intervalo do terceiro religamento de SW1), então abre SW2.

A lógica para esse esquema mostrada na Figura 21 assegura que a tentativa de restabelecimento da Linha 2 somente é efetuada se as tensões da linha em ambos os lados da chave são inicialmente boas, tornando-se, em seguida, mortas. SW2 tem que estar fechada, para abrir. Verificando o estado do elemento 50 de SW2, nós asseguramos que SW2 não tenta interromper a corrente de falta. Se a falta é na Linha 1, nós abrimos SW2 após SW1 ter completado a sua seqüência de religamento. Se a falta é na Linha 2, nós abrimos SW2 antes que SW1 efetue o bloqueio. Ajuste tt2 maior do que a mais longa seqüência de religamento de SW1 (aproximadamente 90 a 120 segundos). Ajuste tt2a menor do que o intervalo do terceiro religamento de SW1 (ex., 5 a 10 segundos).



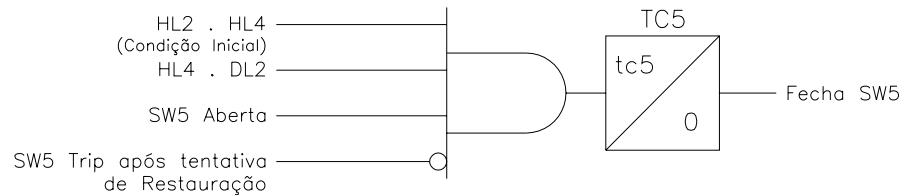
**Figura 21: Lógica de Abertura para SW2 - Esquema de Restabelecimento Convencional**

A lógica de fechamento de SW5 requer que sejam verdadeiras as seguintes condições para o tempo tc5:

1. A tensão é inicialmente viva em ambos os lados de SW5 (HL4 • HL2).

2. A tensão morre na Linha 2 (HL4 • DL2).
3. SW5 está aberta.
4. SW5 não dá trip após uma tentativa de religamento.

A lógica para o fechamento de SW5 está mostrada na Figura 22.

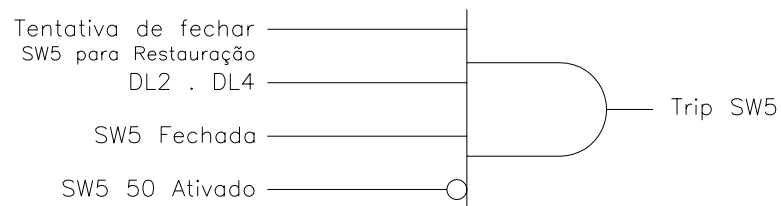


**Figura 22: Lógica de Fechamento para Chave SW5 - Esquema de Restabelecimento Convencional**

Essa lógica assegura que temos tensões “boas” antes que: a Linha 2 morra, e que atue o esquema de restabelecimento automático. Além disso, o esquema somente efetua uma tentativa de restabelecimento. Se SW5 dá trip após uma tentativa de restabelecimento, a lógica bloqueia o fechamento. Nós ajustamos nosso temporizador (tc5) maior do que o mais longo retardo para a abertura de SW2 (ex., 120 a 150 segundos).

Finalmente, se a falta na Linha 2 é permanente, precisamos evitar uma outra seqüência de religamento de SW3, após SW5 ter sido fechada. Assim, se as tensões morrem (DL2 • DL4) após uma tentativa de fechamento de SW5, a lógica abre SW5 antes que SW3 religue.

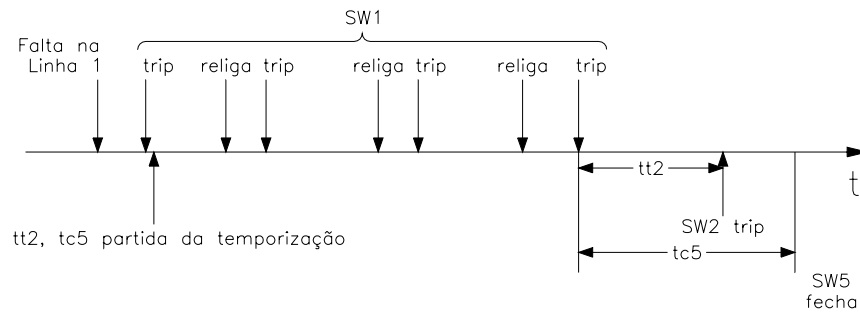
A lógica para esse esquema está mostrada na Figura 23.



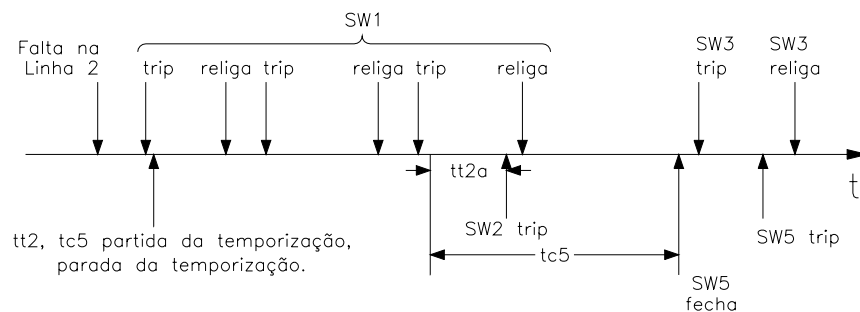
**Figura 23: Lógica de Abertura para a Chave SW5 - Esquema de Restabelecimento Convencional**

Geralmente, nós ajustamos o limite da tensão “morta” (“dead”) em 10 - 20% da nominal, para assegurar tensão em, ou próxima, de zero, e os ajustes da tensão “viva” (“hot”) em 80 - 90 % da tensão nominal da linha.

As Figuras 24 e 25 mostram as seqüências de tempo para faltas permanentes nas Linhas 1 e 2 respectivamente:



**Figura 24: Seqüência dos Tempos de Atuação para uma Falta Permanente na Linha 1 - Esquema de Restabelecimento Convencional**



**Figura 25: Seqüência dos Tempos de Atuação para uma Falta Permanente na Linha 2 - Esquema de Restabelecimento Convencional**

Algumas outras observações sobre esse esquema:

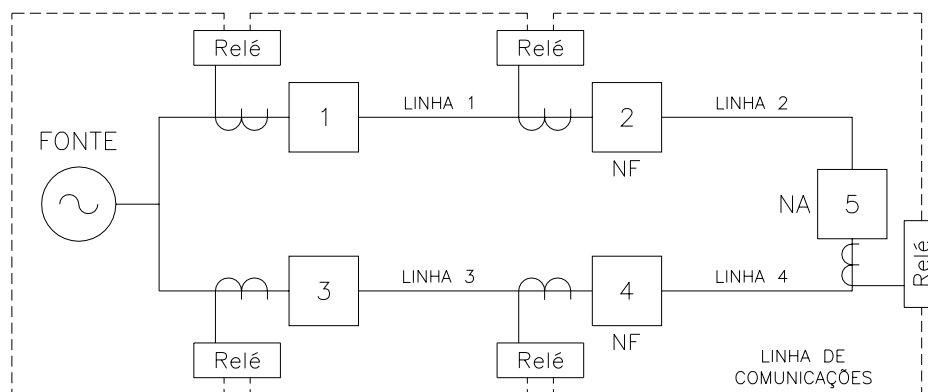
- A lógica pode ser aplicada à SW4 de maneira similar àquela da SW2.
- SW1 e SW3 têm que retardar seu primeiro religamento, para permitir SW5 dar trip (ex., 0,5 segundo).
- As condições de restabelecimento devem ser modificadas, baseando-se no sistema de distribuição. Por exemplo, se a Linha 2 for principalmente subterrânea, nós podemos querer abrir SW2, após a primeira abertura de SW1, para evitar religamento automático sobre uma falta em um cabo.

No total, esse esquema melhora os tempos de restabelecimento no sistema de distribuição, comparado ao de restabelecimento manual (1 - 2 minutos versus 1 hora). Uma desvantagem é que ainda temos afundamentos de tensão prolongados, que afetam outras cargas nos alimentadores adjacentes. Também, fechando sempre SW5, arriscamos fazê-lo sobre uma falta permanente na Linha 2.

## O Uso de Canais de Comunicação Possibilita Maior Rapidez na Interrupção da Falta e no Restabelecimento da Carga

Usando o esquema convencional descrito acima, melhoramos a confiabilidade dos métodos SAIDI e CAIDI através da redução dos tempos de restabelecimento. Todavia, como discutimos anteriormente neste *paper*, o uso de relés inteligentes ou controles dos religadores, conectados através de canais de comunicação, reduz os tempos das quedas de tensão e de oscilação, para as cargas mais críticas e sensíveis.

Vamos agora examinar como podemos implementar essas melhorias. Para a discussão seguinte, utilizaremos o diagrama unifilar mostrado na Figura 26.



**Figura 26: Diagrama Unifilar para o Esquema de Restabelecimento Aprimorado com a Comunicação**

As chaves SW1 a SW5 são equipadas e operadas como segue:

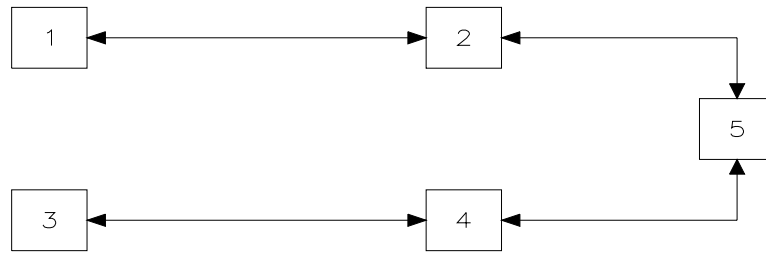
- Cada chave é um religador com capacidade de interrupção de faltas.
- Cada “relé” é um controle do religador equipado com lógica de comunicação Relé - Relé.
- Cada controle do religador pode se comunicar com um, ou dois outros controles de religadores. Isto pode ser realizado através do uso de rádios 900MHz ponto a ponto em cada local, ou por um outro meio (ex., fibra óptica, linhas de telefone). Isso estabelece linhas de comunicação entre todas as cinco chaves (SW1 à SW5).

Para cada chave nós aplicamos três tentativas de religamento. Onde for possível, nós transferimos a carga, após a falta inicial, para reduzir “falhas no fornecimento” (“blinks”), em porções do alimentador que não foram afetadas pela falta.

Para restaurar a carga tão rápida e inteligentemente quanto possível, o sistema de proteção necessita das seguintes informações para cada chave:

- Que chaves estão inicialmente abertas ou fechadas?
- Quais os relés que sentiram a falta?

Utilizando a lógica de comunicação Relé - Relé, podemos distribuir essa informação. Aqui está um exemplo de como ocorrem as comunicações:



**Figura 27: Links de Comunicação Usando a Lógica Relé-Relé**

Nesse arranjo, SW1 comunica com SW2; SW2 com SW1 e SW5; SW5 com SW2 e SW4; SW4 com SW5 e SW3; e SW3 com SW4. Cada link de comunicação pode enviar e receber até 8 “bits” de informação. Isto pode ser aumentado para 16 “bits”, usando dois canais (dois rádios, fibras, etc.) entre cada par de chaves. Portanto, SW1 pode receber informação de SW2, que pode enviar seus próprios dados, mais os dados pertinentes recebidos de SW5, etc.

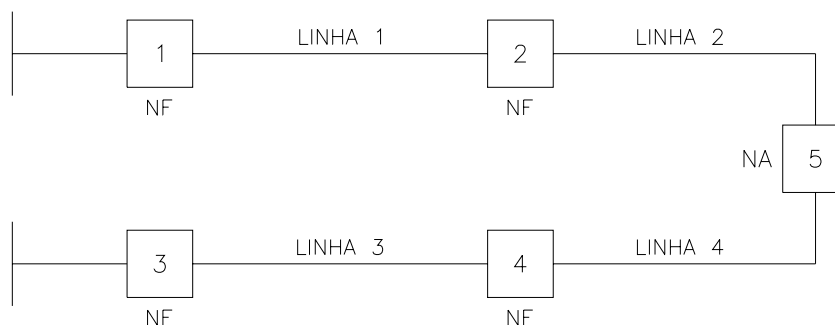
Uma vez que o canal de comunicação é rápido, cada relé conhece o estado de cada um desses pontos da “lógica” (“logic” points), poucos ciclos após o início de qualquer falta. Esta capacidade permite ao esquema abrir as partes afetadas do alimentador em poucos ciclos, e restabelecer o restante alguns ciclos depois.

Como exemplo, usando fibra óptica, os dados podem ser transmitidos e recebidos entre cada equipamento em aproximadamente 0,5 ciclo. Com rádios, este tempo está entre 1,0 e 1,5 ciclo. O trip final e a decisão de fechamento são efetuados pelo relé de cada chave, porém ele usa as informações (“logic” points) dos outros relés, como condições de “permissão”, ou “bloqueio”, para abertura e fechamento.

Vamos agora examinar alguns exemplos específicos de como podemos aplicar a lógica aprimorada de trip e restabelecimento.

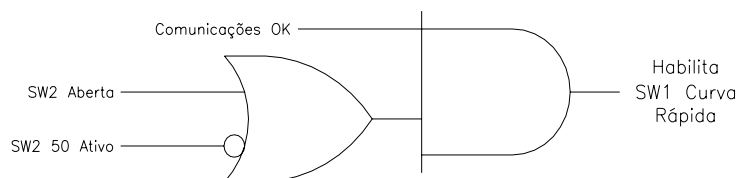
### Chaves SW1 - SW4 Fechadas e SW5 Aberta

Com o arranjo do circuito da rede de distribuição mostrado na Figura 28, nós precisamos implementar a lógica que isola a porção do sistema em falta, tão rápido quanto possível. Uma maneira de pensar a respeito disso, é que nós queremos “colocar o doente em quarentena”. Nós mostramos abaixo a lógica para as chaves SW1 e SW2, porém lógica similar pode ser implementada para SW3 e SW4.

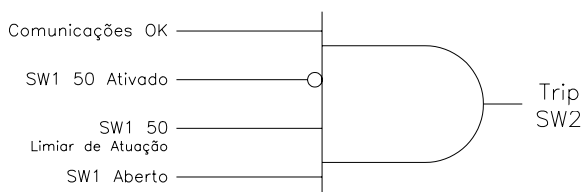


**Figura 28: Diagrama Unifilar com as Chaves 1 - 4 Fechadas e a Chave 5 Aberta**

Para uma falta na Linha 1, desejamos isolar aquela seção de linha, e restabelecer a carga da Linha 2, tão rápido quanto possível. Inicialmente abrimos SW1 através do elemento de sobrecorrente instantâneo (50), com uma curva de tempo “rápida”, desde que a mesma possa ser aplicada sem descoordenação. Se a falta está na Linha 2, o elemento de sobrecorrente instantâneo em SW2 (50) “bloqueia” a curva rápida em SW1, desde que o canal de comunicação esteja instalado. Também habilitamos a curva rápida em SW1, se SW2 estiver aberta. A Figura 29 mostra a lógica:



**Figura 29: Lógica de Abertura de SW1 através de uma Curva Rápida - Esquema Aprimorado com a Comunicação**

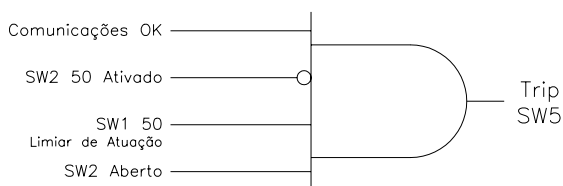


**Figura 30: Lógica de Abertura de SW2 para Restabelecimento Rápido da Carga da Linha 2, Usando Esquema Aprimorado com a Comunicação**

Nós queremos abrir SW2 rapidamente para as seguintes condições:

1. Comunicação está OK.
2. O sobrecorrente instantâneo (50) em SW2 partiu inicialmente (“limiar de atuação” do 50).
3. O 50 em SW1 não está habilitado no momento.
4. SW1 está aberta.

A saída da lógica mostrada no Figura 30 pode ser transmitida para SW2, no tempo de 1 a 2 ciclos, para abrir SW2.

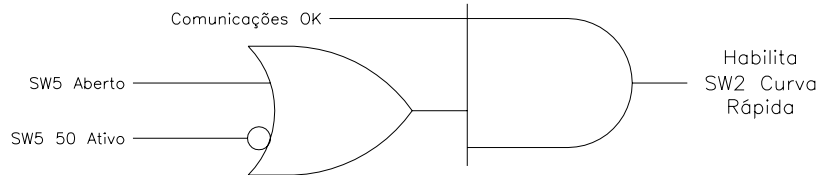


**Figura 31: Lógica de Fechamento de SW5, para Restabelecimento Rápido das Cargas da Linha, Usando Esquema Aprimorado com a Comunicação**

A seguir, nós queremos restabelecer a carga da Linha 2 tão rápido quanto possível. SW5 é fechada para as seguintes condições:

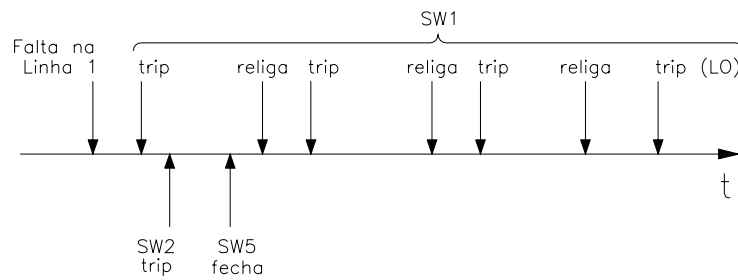
1. Comunicação está OK.
2. O sobrecorrente instantâneo (50) em SW1 partiu inicialmente (“limiar de atuação” do 50).
3. O elemento de sobrecorrente em SW2 não partiu.
4. SW2 está aberta.

Esta lógica assegura que SW1 sinta a falta, e SW2 não, antes do fechamento de SW5. Nós somente precisamos esperar que SW2 abra e que os pontos da lógica sejam transmitidos. A lógica é mostrada na Figura 31. Finalmente, nós habilitamos o trip rápido em SW2, se as comunicações estiverem OK e se SW5 estiver aberta, ou se o seu elemento "50" não estiver habilitado; esta lógica é apresentada na Figura 32.

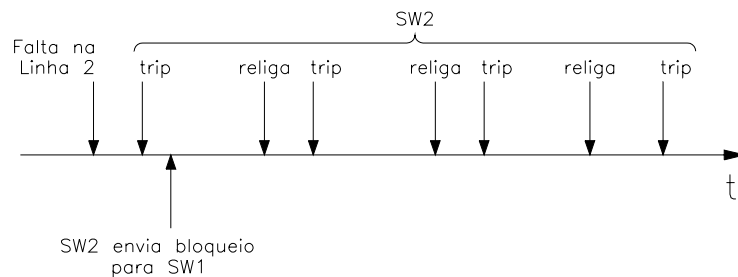


**Figura 32: Lógica de Abertura de SW2 através de uma Curva Rápida - Esquema Aprimorado com a Comunicação**

Agora vamos examinar as operações para algumas faltas no sistema. A Figura 33 mostra os diagramas de tempo para faltas na Linha 1 e Linha 2, usando a lógica para interrupção rápida, aprimorada com canais de comunicação



**a. Falta na Linha 1**



**b. Falta na Linha 2**

**Figura 33: Seqüência dos Tempos de Atuação para Faltas Permanentes - Esquema Aprimorado com a Comunicação**

Nós podemos implementar a lógica de restabelecimento automático para qualquer combinação das posições iniciais das chaves. Usamos as posições das chaves para trocar os grupos de ajustes em cada relé/controlador do religador. Assim, implementamos séries diferentes de condições de trip/fechamento.

**Alterando os Ajustes para Adaptar-se às Condições do Sistema**

Um outro método para obter uma interrupção mais rápida da falta é o de se utilizar grupos de ajustes baseados nas posições das chaves. Desde que as comunicações estejam instaladas, podemos automaticamente, ou manualmente, alterar os trips de sobrecorrente instantâneo e temporizado de cada chave, assim reduzindo, ou eliminando, a descoordenação. Se forem perdidas as comunicações, nós podemos reverter para o grupo “normal” de ajustes do relé (SW1, SW2, SW3, SW4 fechadas, SW5 aberta).

**Tabela 6: Comunicações Permitem Coordenações de Tempo para Adaptar-se aos Chaveamentos do sistema**

Coordenação das Curvas de Tempo	SW1	SW2	SW3	SW4	SW5	Diagrama Unifilar com com o estado das chaves
	F	F	F	F	A	
	F	F	F	A	F	
	F	A	F	F	F	
	A	F	F	F	F	
	F	F	A	F	F	

## Esquema de Controle para Atender às Necessidades Daqueles 25% dos Consumidores

No esquema lógico discutido até aqui, nós não restauramos totalmente o serviço de atendimento à carga da Linha 2, dentro de um tempo de 10 ciclos, para faltas na Linha 1. Para que isto ocorra, nós precisamos abrir SW2 e fechar SW5, para qualquer falta na Linha 1.

Quando o relé da SW1 sente uma falta e o da SW2 não, a localização da falta está confinada em algum lugar da Linha 1. Utilizando os canais de comunicação e a lógica associada, SW1 transmite as informações de seus elementos de detecção de faltas para SW2. Tão logo recebe a mensagem de SW1, de que ela sente uma falta, SW2 verifica as informações de seus próprios elementos de detecção de faltas. Se nenhum deles está partido, então SW2 dá trip. Os elementos de sobrecorrente de SW1 e SW2 podem ser suplementados com elementos direcionais para aqueles circuitos propensos à ocorrência de “sympathetic trip” [5]. Simultaneamente ao comando de abertura, o relé de SW2 transmite um sinal de fechamento para SW5.

Admitindo-se que o tempo de atuação dos relés de proteção (“pickup time”) e o tempo de transmissão do canal (“end-to-end-channel time”) são ambos menores do que um ciclo, nós conseguimos a abertura de SW2 dentro de um tempo de dois ciclos, após o início da falta. SW5 recebe o sinal de fechamento dentro de um tempo de 3 ciclos após o início da falta (nós consideramos que o tempo de abertura de SW2 “close-to-open time” é menor do que o tempo de fechamento de SW5 “open-to-close time”). Assim, admitindo-se um tempo de 7 ciclos para o fechamento de SW5, restabelecemos com sucesso a carga da Linha 2, para qualquer falta na Linha 1. Se o tempo de fechamento de SW5 (“open-to-close time”) for maior do que 7 ciclos, precisamos verificar a possibilidade de redução do tempo requerido para SW5 receber o sinal de fechamento. Elementos de sobrecorrente com tempos de atuação (“pickup”) mais rápidos (aproximadamente um quarto de ciclo) e canais de comunicação mais rápidos (isto é, utilizando um canal de fibra óptica e uma taxa de transmissão de 19200 kbits/seg., o retardo no tempo de transmissão do canal é 4 milissegundos) podem reduzir o retardo de 3 ciclos para SW5 fechar para 0,75 - 1,0 ciclo. O emprego desses dispositivos mais rápidos permite que os tempos de fechamento de SW5 (open-to close time) aproxime-se de 9 ciclos.

## SUMÁRIO

Pontos importantes apresentados neste *paper* incluem o que segue:

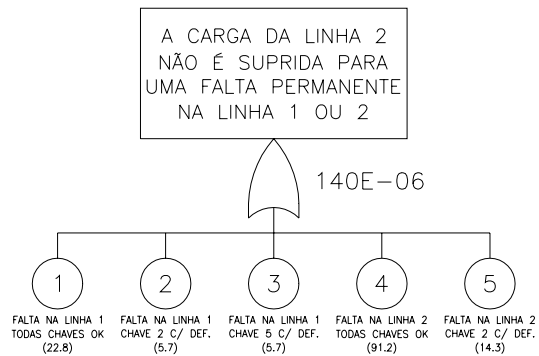
1. Utilizar esquemas de proteção e controle assistidos por canais de comunicação em circuitos de distribuição, reduz significativamente os tempos de trip e de transferência de carga.
2. Índices de performance tradicionais não consideram a redução na confiabilidade do serviço, causada por quedas de tensão provocadas por uma falta. Considerando-se os efeitos dessas quedas nas cargas dos consumidores situados nos circuitos adjacentes a um circuito em falta, concluímos que temos que considerar novos métodos de proteção e controle, que reduzam a duração dessa quedas para ciclos ao invés de segundos.

3. A Análise do Diagrama de Blocos mostra que melhorar os controles do disjuntor e do religador, com esquemas lógicos de comunicação, proporcionaram uma melhora de 40% na taxa de indisponibilidade do serviço (quando comparado aos tradicionais esquemas de proteção e controle da distribuição).
4. Lógicas de trip assistidas por canais de comunicação simplificam a dificuldade das aplicações de coordenação de tempo, uma vez que restringem o número de equipamentos que requerem coordenação. Esta simplificação também diminui o tempo de trip para faltas na linha principal.
5. A mesma Lógica de Controle de Transgressão do Limite de Carga, utilizada para segurança dos elementos de distância em linhas de transmissão, aumenta a sensibilidade da proteção da distribuição, ao mesmo tempo em que permite uma melhor coordenação de seus ajustes com os dispositivos de proteção à sua frente.
6. Nós mostramos que faltas fase-fase-terra, no lado da carga de um ramal com carga pesada, podem causar descoordenação do elemento de sobrecorrente de terra. Apresentamos uma nova lógica que evita ter que elevar os ajustes do elemento de terra para manter a coordenação.
7. Nós mostramos que, sem canais de comunicação, podemos aplicar uma lógica de relés que combina elementos de tensão, estados das chaves, e outra lógica combinatória para melhorar a confiabilidade do serviço para alimentadores que não sofreram a falta, mas são atendidos por uma fonte de alimentação sob falta.

## REFERÊNCIAS

- [1] ANSI/IEEE Std 493-1990, *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, Capítulo 2.
- [2] Kenneth C. Behrendt, "Relay-to-Relay Digital Communication for Line Protection, Monitoring, and Control," 51<sup>st</sup> Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, Georgia, maio de 1997.
- [3] CBEMA Curve Application Note, Technical Committee #3 (TC-3) of the Information Technology Industry Council (ITI), 1996.
- [4] James J. Burke, *Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications*, 1<sup>a</sup> Edição, 1994. Publicado por Marcel Dekker, Inc., 270 Madison Avenue, New York, NY, 10016.
- [5] Jeff Roberts, Terrence L. Stulo, e Andres Reyes, "Sympathetic Tripping Problem, Analysis and Solutions," 24<sup>th</sup> Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, outubro de 1997.

APÊNDICE I



**Indisponibilidade de Atendimento à Carga da Linha 2 para Sistemas Usando Chaves De Isolação Manuais**

①. Carga da Linha 2 não atendida para faltas na Linha 1 por (1/2 + 1/2) 1h a cada 5 anos.

$$\begin{aligned}
 &= \lambda \cdot \text{MTTR} \\
 &= 0,2 \cdot (2 \cdot 0,000057) \\
 &= 22,83\text{E-}06 \\
 &\text{(1/2 h para operar cada chave)}
 \end{aligned}$$

②. Carga na Linha 2 não atendida para faltas na Linha 1 e SW2 com defeito por (1/2 + 1 + 1/2) 2h a cada 5 anos. Na média, SW2 é testada a cada 2,5 anos, supondo-se faltas nas Linhas 1 e 2 a cada 5 anos. Desses 2,5 anos, SW2 está disponível 1/2 do tempo para  $\lambda = 1/40$  (calc. como  $(1,25/10 \cdot (1/5))$ )

$$\begin{aligned}
 &= \lambda \cdot \text{MTTR} \\
 &= 1/40 \cdot (2 \cdot 0,000114) \\
 &= 5,7\text{E-}06 \\
 &\text{(1/2h de deslocamento até SW2, 1h para reparo da linha, 1/2h de deslocamento até SW2)}
 \end{aligned}$$

③. Idem ② acima.

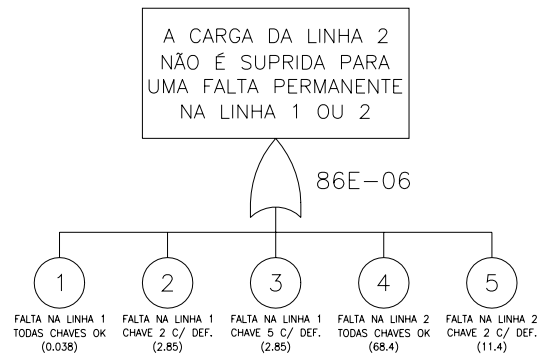
④. Carga da Linha 2 não atendida por (1/2 + 3 + 1/2) 4h para faltas na Linha 2 e todas as chaves OK.

$$\begin{aligned}
 &= \lambda \cdot \text{MTTR} \\
 &= 0,2 \cdot (4 \cdot 0,000114) \\
 &= 91,2\text{E-}06 \\
 &\text{(1/2h de deslocamento até SW2, 3h para reparo da linha, 1/2h de deslocamento até SW2)}
 \end{aligned}$$

⑤. Carga da Linha 2 não atendida por (1/2 + 3 + 1 + 1/2) 5h para falta na Linha 2 e SW2 com defeito.

$$\begin{aligned}
 &= \lambda \cdot \text{MTTR} \\
 &= (1/40) \cdot 0,2 \cdot (5 \cdot 0,000114) \\
 &= 14,3\text{E-}06 \\
 &\text{(1/2h de deslocamento até SW2, 3h para reparo da linha, 1/2h de deslocamento até SW2, 1h para reparo da linha)}
 \end{aligned}$$

Nota: MTTR tem unidade em anos:  
∴ 1h=0,000114ano



**Indisponibilidade de Atendimento à Carga da Linha 2 para Sistemas Usando Chaves De Isolação Automáticas**

①. Carga da Linha 2 não atendida para faltas na Linha 1 por 6 segundos a cada 5 anos.

$$\begin{aligned}
 &= \lambda \cdot \text{MTTR} \\
 &= 0,2 \cdot (0,19\text{E-}06) \\
 &= 0,038\text{E-}06 \\
 &\text{(5s int. aberta + 1s comando)} = 0,19\text{E-}06
 \end{aligned}$$

②. Carga na Linha 2 não atendida para faltas na Linha 1 e SW2 com defeito por 1h a cada 5 anos. A mesma justificativa  $\lambda = 1/40$  mostrada em ② à esquerda.

$$\begin{aligned}
 &= \lambda \cdot \text{MTTR} \\
 &= 1/40 \cdot (2 \cdot 0,000114) \\
 &= 2,85\text{E-}06 \\
 &\text{(detectado quase inst., 1h para reparo)}
 \end{aligned}$$

③. Idem ② acima.

④. Carga da Linha 2 não atendida por  $\cong$  3h para falta na Linha 2 e todas as chaves OK.

$$\begin{aligned}
 &= \lambda \cdot \text{MTTR} \\
 &= 0,2 \cdot (3 \cdot 0,000114 + 0,19\text{E-}06) \\
 &= 68,4\text{E-}06 \\
 &\text{(3h para reparo da linha, 6s para localizar e isolar automaticamente)}
 \end{aligned}$$

⑤. Carga da Linha 2 não atendida por  $\cong$  4h para falta na Linha 2 e SW2 com defeito.

$$\begin{aligned}
 &= \lambda \cdot \text{MTTR} \\
 &= 0,2 \cdot (4 \cdot 0,000114 + 0,19\text{E-}06) \\
 &= 11,4\text{E-}06 \\
 &\text{(3h para reparo da linha, 1h para reparo da chave, 6s para localizar e isolar automaticamente)}
 \end{aligned}$$