SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO
E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

SP/GTR/13

São Paulo, 10/15 de abril de 1972

GRUPO DE ESTUDOS DA TRANSMISSÃO

ESTUDOS DE ARRANJOS DE BARRAMENTOS PARA AS SUBESTAÇÕES DO SISTEMA DE 500 kV DE FURNAS

Engº Carlos Augusto de Oliveira Peixoto
Engº Oscar Kastrup Filho

FURNAS - Centrais Elétricas S.A.

1.0 - INTRODUÇÃO

O arranjo de barramento que tem sido adotado na maioria dos casos para as subestações do sistema de 345 kV de Furnas, é o de barra dupla e disjuntor simples com chave de "by-pass". Este tipo de arranjo apresenta alguns incovenientes, principalmente em se tratando de subestações com um grande número de disjuntores ou linhas: - perda de no mínimo 33% da subestação para defeito em barramento; uso de chave de "by-pass" que em tensões mais altas é quase que impraticável; complexo sistema de intertravamento e proteção de barras; número elevado de manobras a serem efetuadas no caso em que se tenha de colocar um disjuntor de linha em "by-pass" para manutenção; maioria das operações são feitas com chaves seccionadoras, o que apresenta problemas de confiabilidade de manobra.

Em vista dos problemas acima e da futura implantação do sistema de 500 kV, resolvemos estudar a solução a ser adotada para as subestações desse sistema. Apresentaremos um resumo desse trabalho (12) que envolveu 7 (sete)subestações, focalizando a subestação elevavadora de Marimbondo e a subestação receptora e de seccionamento de Poços de Caldas.

2.0. - FATORES A SEREM ANALISADOS PARA OS DIAGRAMAS UNIFILARES CONSIDERADOS

2.1. - Os seguintes fatores foram considerados para cada um dos esquemas incluidos nesse estudo:

- Custo, número de saídas por anos (outages/year), relação custo-saída por ano, facilidade do arranjo físico, manutenção, proteção e controle, análise de defeitos, frequência dos defeitos, facilidade de expansão, segurança e flexibilidade operacional.

2.2. - Os fatores acima são analisados separadamente para cada um dos diagramas unifilares, e a seguir no conjunto, procurando-se então o diagrama que apresenta melhor compromisso entre os vários fatores acima mencionados.

3.0. - MÉTODO DE COMPARAÇÃO

3.1. - A comparação de diagramas unifilares é um assunto bastante complexo, tendo em vista que muitas vêzes nos deparamos com aspêctos contraditórios, como por exemplo, esquemas que do ponto de vista de proteção apresentam uma grande simplicidade, como é o caso de esquema barra única disjuntor único, sem no entanto apresentar outras características de grande importância para operação do sistema, como sejam a segurança do suprimento, a facilidade de manutenção e a confiabilidade.

3.2. - Alguns métodos de comparação tem sido citados recentemente na literatura e dentre estes escolhemos alguns que serviram de base para o nosso estudo.

3.3. - Tendo em vista que as condições de manutenção dos equipamentos indispensáveis à continuidade de operação de vãos de linha, gerador ou transformador variam consideravelmente entre os vários esquemas estudados; o primeiro método utilizado neste estudo leva em consideração o custo de um esquema relacionando-o com o tempo - total necessário para manutenção (Cp). A fim de se obter uma representação numérica para esta comparação, o custo (C) é estimado por vão - de linha, vão de gerador e vão de transformador. O componente de tempo "p", é a percentagem de tempo por ano em que o vão não está em serviço para manutenção dos equipamentos indispensáveis à continuidade de operação do vão.

3.3.1 - Para comparação entre os diversos esquemas, - optou-se por considerar o quociente 1/Cp, pois a melhor performance de um esquema será indicada pelo maior valor do fator 1/Cp.

3.3.2 - Além da comparação do fator 1/Cp por vão, é extremamente útil a comparação por subestação, determinando-se o inverso do somatório dos Cp's de todos os vãos (Anexos 4 e 5).

3.3.3 - Se por um lado o custo é facilmente obtido, tal não acontece com o tempo real necessário para manutenção. Portanto, estimou-se os tempos de manutenção por ano para os diversos equipamentos. Entretanto, observa-se que os valores relaticos de 1/Cp de manterão, geralmente, dentro das mesmas proporções, mesmo que, os valores exatos variem ligeiramente.

a. - custos

- Disjuntor a ar	- US$ 90.000 ou 1 p.u
- Chave seccionadora	- US$ 16.000 ou 0,18 p.u
- Seccionadora com Lâmina de terra	- US$ 21.000 ou 0,23 p.u
- Transformador de corrente	- US$ 12.000 ou 0,13 p.u
- Outros equipamentos	- desprezíveis

b. - tempo de manutenção por ano

- Disjuntor a ar	- 32 horas
- Chave seccionadora	- 2 horas
- Transformador de corrente	- 1 hora
- Dispositivo de potencial	- 1 hora
- Barramento principal	- 4 horas/vão
- Barramento de linha	- 4 horas/vão

Deve ser observado que sob a designação "outros equipamentos" cujos custos foram desprezados, incluem-se os dispositivos de potencial de linha e pára-raios. Os custos destes são baixos e eles são incluídos em todas as saídas em todos os esquemas. Assim, o fato de se deixar de levar em consideração esses equipamentos, não afeta os resultados. (1)

3.4 - Outro método para analisar-se o desempenho de um esquema de manobra da um arranjo de subestação, é executar um estudo da taxa de frequência de saídas devido a defeitos (2).

3.4.1 - A análise da taxa de frequência de defeitos, ou melhor taxa de frequência de saída de operação leva em consideração o efeito de falhas no equipamento da subestação e além disso o efeito de falhas nas linhas, geradores e transformadores durante a manutenção de disjuntores. Os resultados desse estudo estão mostrados em forma gráfica nos anexos 10 e 11, para cada esquema, na base da própria subestação.

3.4.2 - As taxas de falhas de equipamento foram anotadas como segue:

Tipo de defeito	Frequência por ano	Probabilidade
Falha de disjuntor	0,007	
Disjuntor preso		0,0005
Falha de barramento	0,002	
Falha de dispositivo de potencial	0,00006	
Falha de transf.de corrente	0,00004	
Falha de chave	0,003	
Falha de linha	1,5 p/cada 100 km	
Falha em transf.	0,012	
Deslig.autom.de gerador	12,00 (*)	
Relés	0,0034	

(*) Valor médio obtido durante os dois primeiros anos de operação dos geradores das usinas do sistema de FURNAS.

3.4.3 - Para finalidade de avaliação admitiu-se que cada disjuntor exige em média 32 horas por ano de manutenção (uma manutenção principal cada 3 anos) equivalente a uma taxa de 0,00369 por ano.

3.4.4 - Além disso certas premissas foram adotadas na avaliação dos efeitos de falhas externas à subestação. Estas premissas são as seguintes:

3.4.4.1 - Se dois ou mais geradores e uma linha forem isolados devido a desligamento dos disjuntores intermediários, admite-se que os geradores e a linha isolados permanecerão em serviço.

3.4.4.2 - Se duas ou uma linha e um transformador forem isolados pelo desligamento de disjuntores intermediários admite-se que eles permanecerão em serviço.

3.4.5 - Se os requisitos de estabilidade do sistema não admitem o tipo de operação, considerado nas premissas acima, as taxas de frequência de saída de serviço para o barramento em anel simples ou modificado e para esquema de disjuntor-e-meio, aumentarão de 10 a 20% além do indicado nos gráficos.

3.5 - Outro aspécto bastante importante a considerar é o estudo de custo total de cada um dos esquemas tanto em seu estágio inicial como no final pois o que se tem em vista é não só escolher um esquema que tenha grande confiabilidade mas também custos

razoáveis. Esse fator será levado em conta na comparação das diversas alternativas consideradas.

3.6 - Outro aspécto que será considerado também na comparação dos diversos esquemas é a proteção da subestação. Como dissemos anteriormente, determinados diagramas unifilares apresentam-se extremamente simples no que diz respeito a proteção, sem contudo - apresentar a necessária confiabilidade e segurança do suprimento, havendo , por outro lado, no extremo oposto, esquemas como é o caso do disjuntor-e-meio que apresenta um alto grau de confiabilidade e flexibilidade operativa, tendo contudo um sistema de proteção por demais - complicado já que para qualquer tipo de defeito ou de operação tere - mos que abrir simultâneamente dois disjuntores. Isto não somente complica o sistema de proteção e de religamento, como faz com que a manutenção seja sobrecarregada pois sempre teremos abertura ou fechamento múltiplos.

3.7 - Uma análise de defeitos é também usada na comparação para se ter uma idéia dos efeitos em cada esquema dos diversos tipos de defeitos na subestação em condições de operação nor - mal, com disjuntores em manutenção e com disjuntores inoperantes por defeitos mecânicos ou elétricos em seus mecanismos ou bobinas de - "trip" (anexos 6 e 7).

3.8 - Finalmente, são comparados os arranjos físicos, aéreas e facilidade de expansão dos esquemas tendo em vista as limitações particulares de cada subestação.

4.0. - ESTUDOS DOS VÁRIOS ESQUEMAS -

4.1. A comparação de alguns dos fatores acima - relacionados, pode ser feita em uma base numérica direta. Outros fatores só podem ser comparados em uma base menos palpável; por exemplo - arranjo físico.

Para que o critério adotado para estes itens seja inteiramente compreendido e imparcialmente aplicado, os parágrafos seguintes tratam de alguns aspéctos adicionais relativos a cada fator.

4.2 - Custos -

4.2.1 - As estimativas de custos incluem todo o equipamento de manobra, mas não incluem custos de estruturas, pois acredita-se que estes custos, embora desconhecidos nesta época, serão semelhantes para cada esquema e muito pequenos em relação ao custo to

tal da subestação, e assim não afetarão a relação entre os custos dos vários esquemas de maneira sensível. A pressuposição de equivalência do custo das estruturas para os vários esquemas baseia-se no fato de que os esquemas poderão indiferentemente ser do tipo "barramento rígido" ou barramento flexível", e portanto compara em todos os esquemas barramentos do mesmo tipo.

4.3 - Relação custo do investimento x tempo de não - utilização devido a manutenção - Quando se levam em conta diferentes esquemas para arranjo de subestação, uma das variáveis a ser considerada é a facilidade para se executar manutenção em certos equipamentos sem perder a continuidade de serviço. A determinação do tempo em que certo vão deve ficar fora de serviço para manutenção de um determinado ítem do mesmo e o investimento em equipamento neste vão, é uma - útil comparação entre os vários esquemas.

O tempo total de desligamento para manutenção (P) em anos, e o fator 1/Cp foram calculados de acordo com os métodos previamente discutidos, e estão indicados nos anexos 6 e 7, e exemplificados no anexo 18. Estes fatores foram levados em conta numa base por subestação e são usados na avaliação final do parágrafo 5.

Deve-se notar que o incremento de tempo para manutenção de uma parte do equipamento, pode variar em relação aquele utilizado neste estudo. Entretanto isto não afetará o valor relativo do fator 1/Cp quando se estiverem comparando os vários esquemas em discussão.

4.4 - Arranjos de um modo geral -

4.4.1 - A análise dos vários arranjos é feita independentemente de considerações de confiabilidade e custos para cada - um dos esquemas uma vez que estes itens são objeto de outras partes - deste estudo. Foi dado ênfase, entretanto, à determinação do espaço - necessário para cada tipo de esquema. Uma tabela dos requisitos de espaço está incluída no anexo 8.

4.4.2 - Altura dos condutores ou barras

4.4.2.1 - Subestações de tensão inferior a 500 - kV frequentemente utilizam 3 níveis para os condutores ou barras. Com os espaçamentos necessários para 500 kV, tal prática resultará em alturas da ordem de 27 a 30 metros acima do solo para o condutor mais - alto. Tais alturas criam muitos problemas para construção e manutenção e aumentam o custo das fundações e estruturas, não se justificando economicamente, a não ser em certos casos especiais.

4.4.2.2 - Portanto, ao se comparar os vários esquemas examinados, admitiu-se o uso de condutores em 3 níveis apenas

em Marimbondo, onde as limitações de espaço podem tornar necessária - tal instalação.

4.4.2.3 - Geralmente quando existe uma ou mais de uma barra principal, admitiu-se que estas barras correrão a aproximadamente 18 metros acima do solo com vãos de barramento ou saídas abaixo delas. As alturas exatas serão determinadas em um estudo separado referente à coordenação do isolamento.

4.4.3 - Barramento flexível contra barramento rígido.

4.4.3.1 - Em esquemas que utilizam barras principais deve ser dado grande ênfase aos requisitos de manutenção da - barra, pois a confiabilidade da subestação é consideravelmente reduzida durante esta manutenção. Barramentos flexíveis exigem pouca manu - tenção, ao passo que barras rígidas utilizando muitas conexões aparafusadas, exigem muita manutenção, portanto, aparentemente, será preferível a utilização de barras flexíveis, a não ser que se adotem bar - ras rígidas soldadas.

4.4.3.2 - Por outro lado, vãos de barra ou saídas de linha estão melhor adaptados à utilização de barras rígidas - uma vez que nestes vãos existem muitas ligações e equipamentos. A manutenção não será um problema tão sério, pois as conexões aparafusa - das poderão ser verificadas sem desenergizar a barra principal desde que o vão de barra ou o vão de linha esteja abaixo da barra principal, como mencionado acima no ítem 4.4.2.3.

4.4.4 - Requisitos de Terreno - A tentativa de - restringir ou evitar o uso de um terceiro nível de condutores sempre que possível, é uma condição que se presta com vantagem ao esquema de barra invertida uma vez que saídas de linhas debaixo da barra são inerentes a este esquema. Além disso, como a ligação da linha de transmissão é feita em geral imediatamente adjacente ao disjuntor, os custos do condutor são geralmente bem mais baixo do que no esquema convencional. Requisitos de área no anexo 8.

4.4.5 - Saídas de linha.

4.4.5.1. - No estudo de cada um dos esquemas em consideração, foi levado em conta também, a vantagem do arranjo e dos vãos de saída de linha e dos transformadores de maneira a evitar cruzamentos desnecessários; isto é muito importante uma vez que o preço de cruzamento de linhas de 500 kV fora de subestação é bastante alto. Com exceção dos esquemas que utilizam disjuntores seccionadores de - barra, nenhum dos outros apresenta problema fora do comum. Os esque -

mas que utilizam disjuntores seccionadores de barra, como apresentados aqui, são também adequados para saídas ora consideradas, porém expansões futuras poderiam ser bastante difíceis. Além disso, o esquema do disjuntor e meio invertido, pode oferecer dificuldade na obtenção de saídas de linhas adequadas, devido à dificuldade de se localizar duas linhas com o mesmo destino adjacentes entre si.

4.4.6 - Arranjos de Barra Invertida - Em geral - quando é desejável manter apenas 2 níveis de condutor é conveniente levar-se em conta o arranjo de barra invertida, no qual, ao invés de se ter o equipamento de manobra entre as duas barras, as barras são localizadas no meio da subestação e o equipamento fora das barras. A vantagem deste esquema resulta do fato de que em geral as saídas de linha - não cruzam as barras.

4.4.7 - Conclusões - A não ser que existam limitações de espaço em algum local particular, a seleção do esquema a ser adotado deve ser independente de considerações de área. Todos os esquemas podem ser levados a efeito com apenas dois níveis de condutor. Esquemas de barra invertida apresentam grande economia em relação a esquemas convencionais devido ao menor espaço necessário e portanto, menores despesas de terraplanagem e outras.

4.5 - Facilidade de Manutenção -

4.5.1 - Este critério pode ser dividido em dois - aspéctos: facilidade de manutenção propriamente dita e efeito da manutenção. O efeito da manutenção é facilmente estabelecido para os vários esquemas estudados, e está tabelado no anexo 9. Além disso, estes efeitos são levaods em conta na análise das taxas de frequência de saída de serviço como adiante discutido. Portanto, consideraremos agora a facilidade de manutenção.

4.5.2 - Ao se avaliar a facilidade de manutenção, vários fatores devem ser levados em conta tais como:

1) Manobras necessárias para remover um elemento para manutenção.
2) Existência de barra principal que exige manutenção
3) Número de níveis de condutor.
4) Se os condutores de vão ou de linha estão acima da barra principal, requerendo portanto, a desenergização desta barra ao se fazer manutenção em um vão.

4.5.3 - Entre todos os esquemas estudados excetua-se o disjuntor simples e barra dupla no qual uma quantidade considerável de manobras é necessária para retirar um disjuntor de serviço, e - excetua-se também um esquema de anel que não tem um barramento princi-

pal como tal. Fora esses dois esquemas os outros têm características muito semelhantes. Além disso, como visto acima, em um local com limitações de espaço tal como Marimbondo, vários esquemas exigem três níveis de condutor. De um modo geral a classificação abaixo pode ser aplicada aos esquemas estudados com relação à facilidade de manutenção:

Esquema	Facilidade de Manutenção
Barra dupla disjuntor simples	Fraco
Barra dupla disjuntor duplo	Bom
Disjuntor e um terço	Bom
Disjuntor-e-meio	Bom
Anel (modificado,simples ou duplo)	Excelente
Qualquer esquema com 3 níveis de condutor	Fraco

4.6 - Proteção e Controle -

4.6.1 - A avaliação deste aspécto, deve levar em conta a facilidade de funções e controle, como manobras de transferência e sincronização e também a facilidade em aplicação de funções de proteção normais como por exemplo religamento. O anexo 20 apresenta informações - comparativas para os vários esquemas.

4.6.2 - Conclusões

4.6.2.1 - O esquema de barra dupla, disjuntor duplo, é o que mais facilmente se pode operar e proteger na sua forma verdadeira com dois disjuntores em cada saída ou entrada. Entretanto, quando utilizado apenas para saídas de linha, tendo os transformadores ligados diretamente à barra ou com um disjuntor simples, este esquema se torna semelhante ao de barra dupla, disjuntor simples, que é em geral com - plexo.

4.6.2.2 - Do ponto de vista de contrôle e proteção o esquema em anel, seja ele simples, duplo ou modificado e os esquemas - de disjuntor e meio, e disjuntor e um terço, são todos excelentes.

4.6.2.3 - O esquema de barra dupla, disjuntor simples é o mais complexo de todos do ponto de vista de operação. A complexibilidade e quantidade das manobras cria uma razoável possibilidade de erros de operação. Além disso, os circuitos de intertravamento e de - transferência e de proteção da barra, são tão complicados que estão su - jeitos a falhas e portanto, a paradas imprevistas.

4.6.2.4 - O anel duplo ou modificado, pode criar - alguma confusão nas operações uma vez que algumas saídas serão manobra - das com dois disjuntores e algumas com 3 embora a confusão não seja provável caso os operadores estejam bem treinados.

4.7. - Taxa de Frequência de Saída de Serviço

4.7.1 - Desde que toda subestação é vulnerável ao mal funcionamento do equipamento, bem como a falhas da barra e das linhas durante a manutenção, uma análise da taxa de frequência de saída de operação para os vários esquemas permite uma avaliação significativa do desempenho de cada um deles. As taxas de falhas ou defeitos utilizadas nesta parte do estudo, foram dadas no parágrafo 3. Estas taxas são meramente estimativas, uma vez que a determinação de valores absolutos seria puramente de interêsse acadêmico, sendo o mais importante a relatividade entre os diversos resultados. Além das condições de falhas analisadas, foram levadas em consideração, também, falhas independentes, simultâneas e coincidentes; entretanto, as taxas de frequência de tais falhas são tão baixas que seus resultados são desprezíveis.

4.7.2 - As taxas de frequência de saída de serviço estão indicadas graficamente nos anexos 10 e 11. Em cada gráfico vários itens são mostrados. A coluna 1 indica a taxa de saída de serviço devido a falhas dentro da subestação, discriminando a relação entre saídas de serviço de linhas e de transformadores ou geradores. A coluna 2 fornece a mesma informação para saídas de serviço causadas por um desligamento automático com um disjuntor em manutenção. Coluna 3 é a soma das colunas 1 e 2 fornecendo a taxa total de frequência de saída de serviço para 100 (cem) anos.

4.7.3 - Um exame desses gráficos e diagramas unifilares e eles relacionados, indicará a importância da localização do vão do transformador em relação aos outros vãos da subestação naqueles esquemas que utilizam um disjuntor comum entre duas saídas, devido à confiabilidade muito maior do transformador em relação a uma linha de transmissão. É desejável que, sempre que possível, o transformados seja ligado na posição média no esquema disjuntor e um terço com uma linha em cada lado. E no esquema disjuntor e meio, um transformador e uma linha sejam ligados em um vão completo.

4.7.4 - Além dos gráficos, os anexos 6 e 7 incluem análises de defeitos das condições de falhas mais comuns, necessárias aos cálculos das taxas de frequências de saída de serviço. O método de cálculo é apresentado no anexo 19.

4.7.5 - As taxas de frequência de saída de serviço, não incluem o desligamento de uma linha por motivo de falha na própria linha, pois obviamente esse desligamento deve ocorrer qualquer que seja o esquema. Assim, é levado em consideração apenas o

efeito causado na subestação por esse desligamento. Do ponto de vista prático é interessante averiguar também o efeito na subestação de um desligamento de linha quando existe um disjuntor preso (stuck) ou em manutenção. O anexo 6 apresenta uma tabela intitulada "Análise de Defeitos", que permite uma comparação imediata entre os vários arranjos para essas eventualidades. Convém mencionar que essa análise não se - presta para uma comparação traduzida em valores quantitativos; a comparação numérica pode ser obtida através das taxas de frequência de saída de serviço (fator OF).

4.8 - Facilidade para Expansão

4.8.1 - Exceto nos casos em que o terreno adquirido não possa ser ampliado, todos os esquemas investigados, podem ser facilmente expandidos, dentro dos limites impostos pela confiabilidade. O único requisito é que já no projeto original se tome na devida consideração a necessidade para expansão futura.

4.8.2 - De uma maneira geral a confiabilidade relativa entre os esquemas, não será afetada pela expansão. Esta afirmação não é aplicável aos esquemas de barra dupla e disjuntor simples e barra em anel. Com um esquema de barra dupla disjuntor simples, a taxa de frequência de saídas de serviço aumenta mais rapidamente do que nos outros esquemas. Num sistema em anel, a expansão além de 4 ou 5 vãos aumenta a possibilidade de instabilidade do sistema devido a separação do anel em dois segmentos, a não ser que o anel simples seja transformado em um anel modificado.

4.8.3 - Devido à necessidade de separação de cargas entre partes das barras com disjuntores de seccionamento, qualquer esquema que utiliza um tal disjuntor apresenta possíveis problemas no caso de expansões futuras, isto devido ao alto custo dos cruzamentos de linhas de 500 kV que poderiam se tornar necessários para distribuir adequadamente a carga nas duas partes da barra seccionada.

4.8.4 - No que se refere ao desligamento para - construção da ampliação, em qualquer esquema, cada barra, naturalmente, deverá ser desenergizada por um pequeno período de tempo, para - execução das conexões. Fora disso, não haverá dificuldade de monta numa construção de qualquer dos esquemas a ser ampliado.

4.8.5 - A tabela abaixo, indica uma estimativa do valor de cada esquema em relação à facilidade para expansão.

Esquema	Facilidade p/ expansão
Disj.simpl.barra dupla	Fraco
Barra dupla,disj.duplo sem disj. de seccionamento	Excelente
Barra dupla, disj.duplo c/disj.de seccionamento	Bom
Disjuntor e meio	Excelente
Disjuntor e um terço	Excelente
Anel até 4 ou 5 vãos	Excelente
Anel duplo ou modificado	Excelente

4.9 - Segurança e Flexibilidade Operacional -

4.9.1 - A segurança e flexibilidade operacional é uma grandeza intangível difícil de avaliar, afetada por vários fatores, alguns dos quais já foram levados em consideração. A maior segurança é apresentada por aqueles esquemas que permitem um sistema de proteção e controle o mais simples possível bem como a mais - baixa taxa de frequência de saídas de serviço para manutenção pro - gramada. Entretanto, existem para cada um dos esquemas algumas limitações inerentes à flexibilidade operacional que afetam a segurança global da subestação. Tais limitações assumem maior proporção naqueles esquemas que utilizam uma peça de equipamento para servir a - mais de um vão.

4.9.2 - Na maioria dos casos a segurança não é afetada por limitações e procedimentos de manobra pois a maioria de manobras se limita a remoção de equipamento ou linhas para manutenção. Entretanto existem alguns casos, como aqueles que dizem respeito à rejeições de cargas, onde é essencial executar as manobras em sequências correta. Quaisquer limitações impostas pelo esquema de manobra que causem atrasos nessas ocasiões, afetam seriamente a segurança. Outro exemplo é quando a segurança é grandemente influen - ciada pela flexibilidade de operação em um lugar como Marimbondo, - onde em alguns casos os geradores podem ser ligados e desligados - diariamente. Em ambos os exemplos a perda de flexibilidade operacional varia com a quantidade de disjuntores em série.

4.9.3 - Esquemas que utilizam uma barra sem proporcionar a oportunidade de usar qualquer das barras simultâneamente, também restringem de certo modo a flexibilidade operacional,uma vez que haverá ocasiões em que a subestação operará como uma subestação de barra simples.

4.9.4 - Para efeito de comparação, indicamos abaixo os vários esquemas com o grau adotado para a flexibilidade e segurança de operação.

Esquema	Grau de segurança e flexibilidade de operação
Barra dupla, disj.duplo	Excelente
Disjuntor-e-meio	Bom
Anel c/4 vãos ou menos	Bom
Disj. e um terço	Bom
Anel duplo ou modif.	Bom
Barra dupla disj. simples	Fraco
Anel c/mais de 4 vãos	Fraco

5.0 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1. Marimbondo

5.1.2 - A subestação de Marimbondo é diferente de todas as outras consideradas neste estudo, sendo consideravelmente maior que elas e tendo 8 geradores ligados às suas barras. O método de operação destes geradores anula até certo ponto o valor de alguns dos fatores aqui analisados. Por exemplo, os geradores requerem considerável tempo ocioso para manutenção, cada dois ou três anos. Em alguns esquemas esta é a ocasião lógica para manutençaõ dos disjuntores e equipamentos de linha do respectivo vão. Assim, os fatores P e 1/Cp têm pouca significação para os geradores naqueles esquemas que dispõem de disjuntor separado e independente. Além disso os disjuntores de vão de gerador são desligados manual e automaticamente, com muito maior frequência do que os disjuntores de outros vãos criando assim, com muita frequência, situações nas quais a confiabilidade é reduzida para aqueles esquemas que utilizam um disjuntor comum a outra saída. Por exemplo: o anel duplo, o disjuntor e meio e o disjuntor e um terço.

5.1.3 - A reduzida área disponível em Marimbondo limita o comprimento total da subestação a 550m, assim, o esquema de barra dupla e disjuntor simples (anexo 2 fig.1) e o esquema de disjuntor duplo e barra dupla nas linhas e disjuntor simples no gerador (anexo 2,fig.2) não podem ser construidos com apenas 2 níveis de condutor. Todos os outros esquemas são adequados ao uso com apenas dois níveis de condutor.

5.1.4 - O anexo 4, serve para uma comparação dos vários esquemas. Cada coluna se refere aos fatores mencionados no parágrafo 4, e as letras e números em parênteses sob a descrição referem-se ao diagrama unifilar, por exemplo: A2-1 indica Anexo 2 fig. 1.

5.1.5 - Ao se examinar o anexo 4, deve-se levar em conta que as restrições de área e a necessidade de se ter 3 níveis de condutor, são responsáveis pela indicação "Sofrível" nas colunas PA - (arranjo físico) e EXP (facilidade para expansão) e também para o comentário "Sofrível" na coluna M (facilidade para manutenção) para a barra dupla disjuntor duplo nas linhas e disjuntor simples no gerador.

5.1.6 - Levando-se em conta a expansão final para - 12 ou mais vãos, torna-se aparente que a escolha deve ser feita entre os esquemas disjuntor e meio, disjuntor e um terço, e anel duplo.

5.1.7 - Como se pode ver, o custo do disjuntor e - meio e disjuntor e um terço, excedem aquele do anel duplo, por 19% e 12,3%, respectivamente. O anel duplo é melhor do que os outros em todas as características exceto no que se refere à taxa de frequência de saída de operação. È bastante aparente que o disjuntor e um - terço, oferecendo apenas 12,7% a menos na taxa de frequência de saída de operação por 12,3% a mais no custo, não se justifica. A escolha então se reduz aos esquemas de disjuntor e meio e anel duplo. Recomenda-se o anel duplo na base do custo e da área, já que há grandes possibilidades de expansões futuras.

5.1.8 - A subestação pode inicialmente ser implantada com 4 geradores e 2 linhas adicionando-se módulos de 2 geradores e 1 linha conforme mostrado no anexo 12. Como não há barra principal a ser desenergizada para novas ligações, as várias etapas da ampliação podem facilmente ser implantadas sem interromper o setor energizado - da subestação. Os anexos 14 e 17 apresentam os unifilares e arranjos físicos de alguns esquemas estudados para Marimbondo.

5.2 - Poços de Caldas -

5.2.1 - A análise do anexo 5 indica que o esquema - em anel deveria ser o melhor para esta subestação, pois oferece muito bom desempenho por um preço apenas 2% superior ao esquema mais barato. Todos os outros fatores são a favor deste esquema exceto o fator OF - (taxa de frequência de saída de operação) e o fator EXP (facilidade - de expansão). A taxa de frequência de saída de serviço, um pouco - maior do que a dos outros esquemas, tem sua influência anulada pelo -

custo bem mais baixo. A facilidade para expansão poderá ter o seu critério melhorado para o bom se o esquema for alterado para um anel modificado após 4 ou 5 vãos.

5.2.2 - Infelismente porém, embora o esquema em anel seja bastante adequado para o estágio final da subestação como é imaginado hoje em dia, não é bem adaptado para instalação inicial com duas linhas e um transformador, devido à probabilidade de perda total da subestação, motivada pela ocorrência de uma falha de linha durante a manutenção do disjuntor. Utilizando-se um esquema baseado em disjuntor duplo para as linhas e transformador ligado diretamente à barra através de chaves seletoras, semelhante aquele indicado no anexo 3 - fig.4, tal probabilidade é eliminada. Parece, portanto, que o melhor esquema no caso será o de barra dupla e disjuntor duplo, conforme o diagrama unifilar no anexo 13.

5.2.3 - Um exame da "Analise de Falhas" do anexo 7, faz ressaltar a vantagem do esquema em anel. Para uma comparação referida a valores quantitativos deverão ser examinadas as taxas de frequências de saída de serviço correspondentes a cada esquema.

6.0 - RESUMO DAS RECOMENDAÇÕES

6.1. Para cada subestação, recomendam-se os arranjos abaixo indicados:

Subestação	Etapa Inicial	Etapa Final
Marimbondo	Anel duplo	Anel duplo
Poços	Barra dupla com disj.duplo nas linhas e com transf. nas barras	Anel

Rio de Janeiro, março de 1972.

B I B L I O G R A F I A

1. Argent G.C.R.,M.W. Kennedy e Wood A.B - "Standards of reliability of supply in the developing countries and probabilities of failure" Conference on the economics of reliability of supply (IEE), outubro 1967

2. Haising C.R., Ringlee R.J. e Simons Jr. H.O. "A look at substation reliability" - American Power Conference, 1968

3. Friedlander G.D., "Power from Labrador: the Churchill Falls development" IEEE Spectrum, fevereiro 1971.

4. Davenport F.W., Magidson E.M. e Yakub Yu.A., "Substation bus-switching arrangements. Their essential requirements and reliability" - ELECTRA-CIGRÉ - outubro 1969.

5. Goode S.D. e Ringlee R.J. - "On procedures for reliability evaluations of transmission Systems" IEEE transactions, abril 1970

6. Denbrock F.A e Kelsall A.C - "The challenges of modern EHV substation engineering" - American Power Conference, 1968.

7. Norell, E.G. - "Basic designs for large high-voltage substation" - AIEE transactions, 1956.

8. AIEE Committes Report - "A guide to safety considerations in desing of substation" - AIEE transactions, 1954.

9. AIEE Committee Repot - "Substation one line diagram" - AIEE transactions, 1953.

10. Poward M. - "Évolution récente des schémas des postes à très haute tension" Revue générale de l'Electricité nº 10 outubro, 1969.

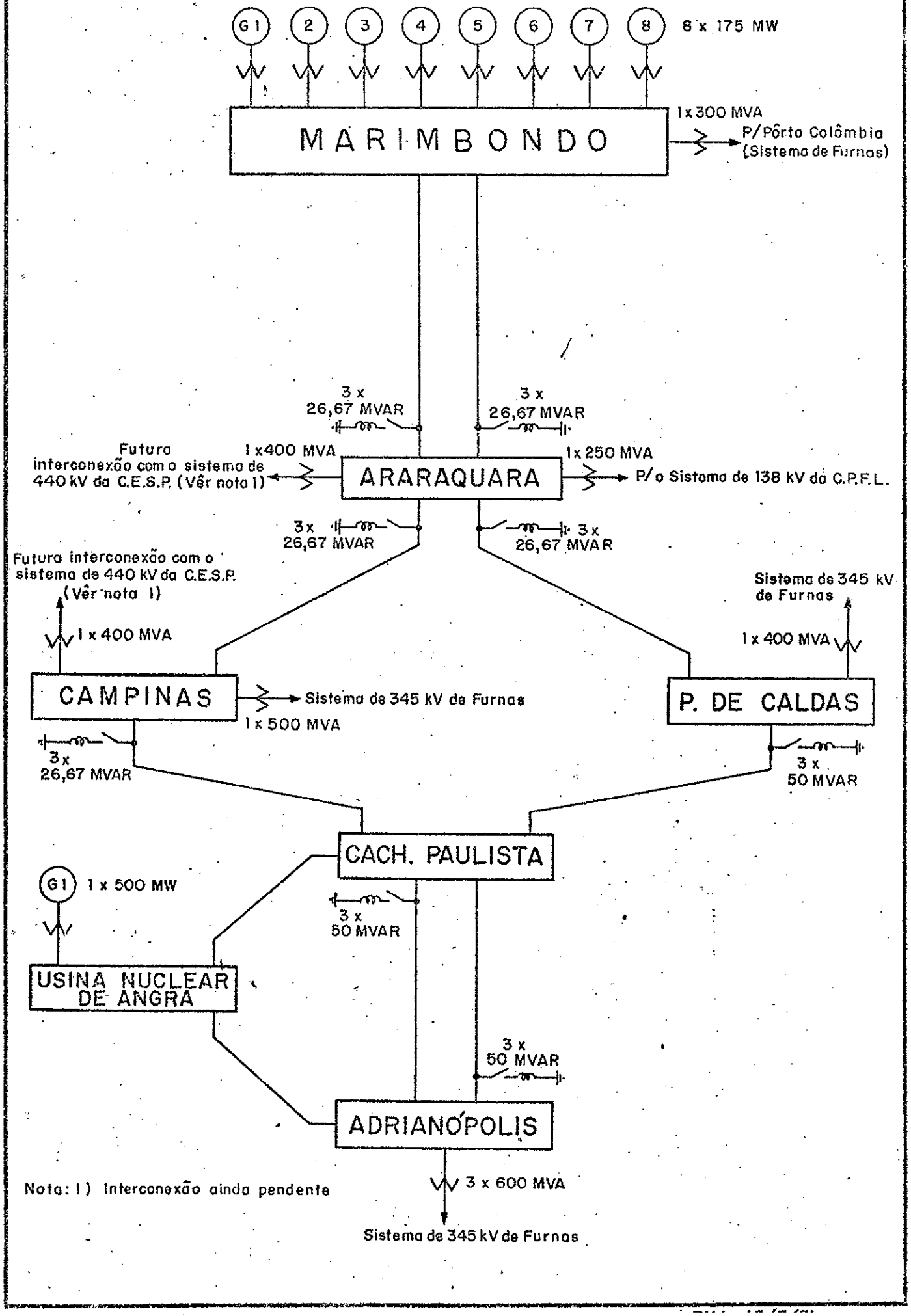
11. Ringlee R.J. - Estudos não publicados (Power Technologies Inc.)

12. Kastrup O. (Furnas), Kinsey R.J. (Promom), Peixoto C.A. (Furnas) - "Estudos de Arranjos de Barramentos para as subestaçoes do sistema de 500 kV" . Furnas Centrasi Elétricas S.A. - julho 1971.

ANEXO

SP/GTR/13

SISTEMA DE FURNAS - 500 kV
DIAGRAMA DE BLOCO



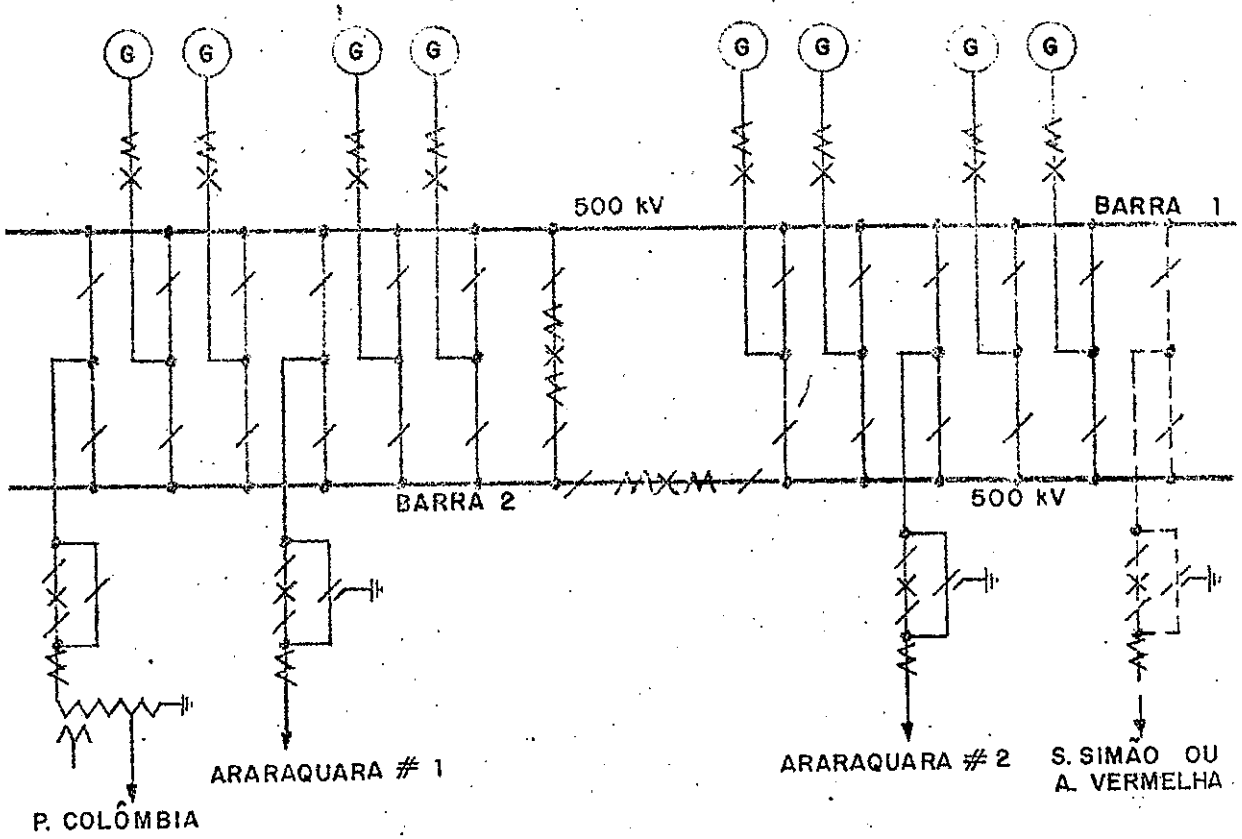
Nota: 1) Interconexão ainda pendente

——— - ESTÁGIO INICIAL

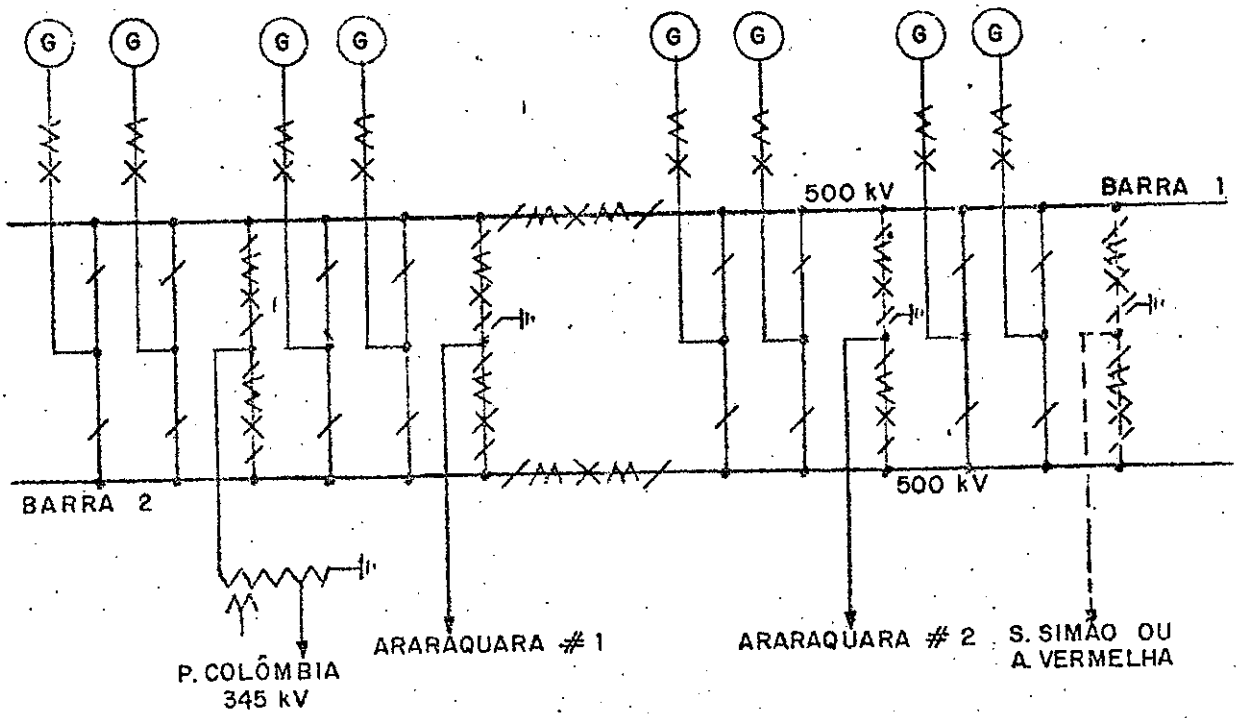
- - - - - - ESTÁGIO FINAL

1) MARIMBONDO

1.1) FIGURA 1 - BARRA DUPLA, DISJUNTOR SIMPLES COM CHAVE DE " BY-PASS "

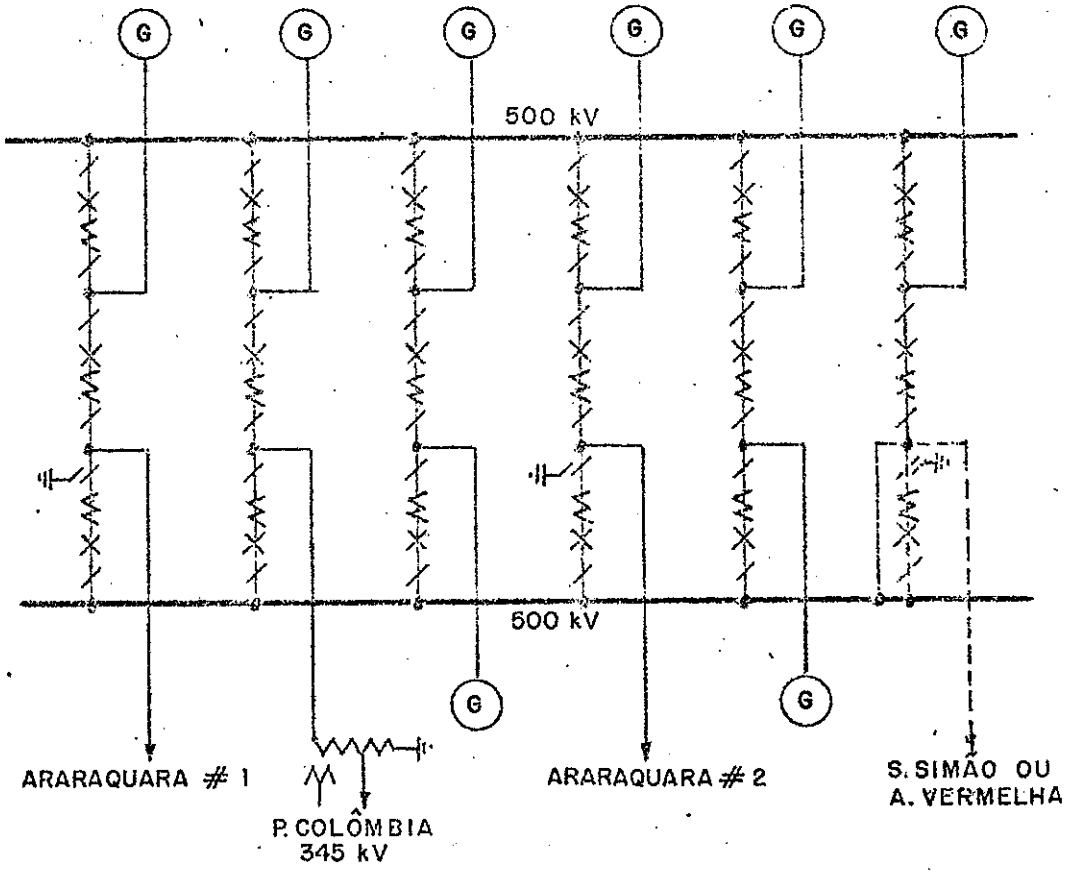


1.2) FIGURA 2 - BARRA DUPLA, DISJUNTOR DUPLO (Linhas) E DISJUNTOR SIMPLES (Geradores)

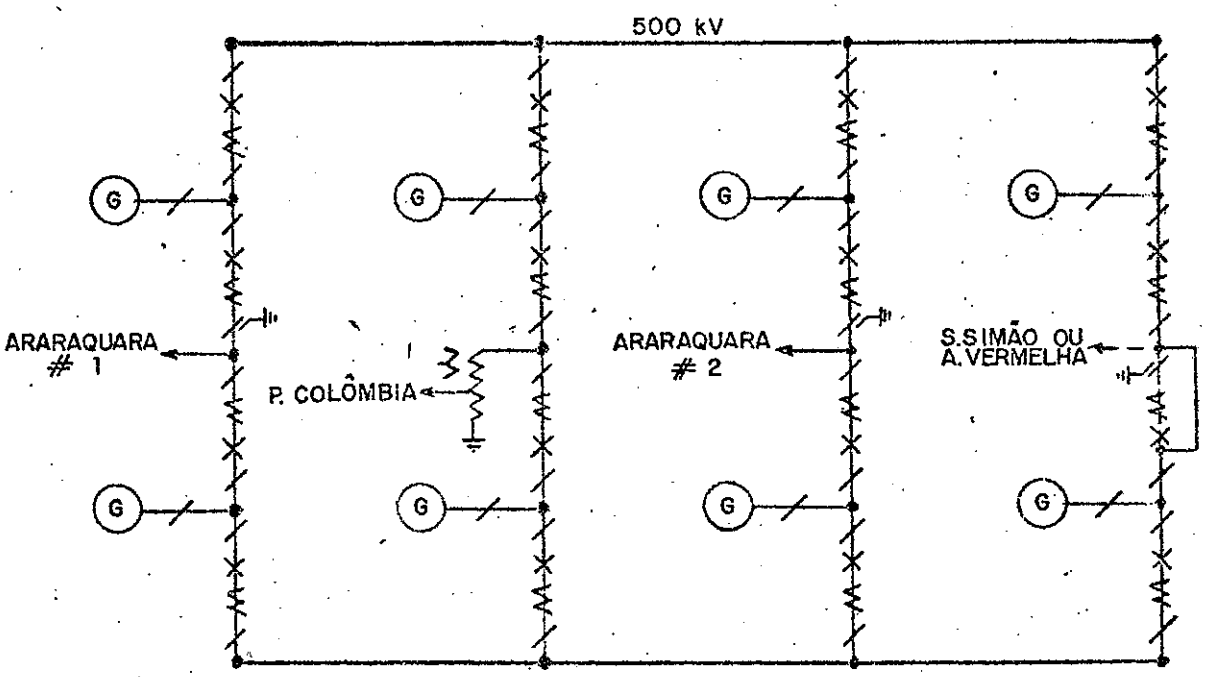


1) MARIMBONDO

1.3) FIGURA 3 - DISJUNTOR E MEIO

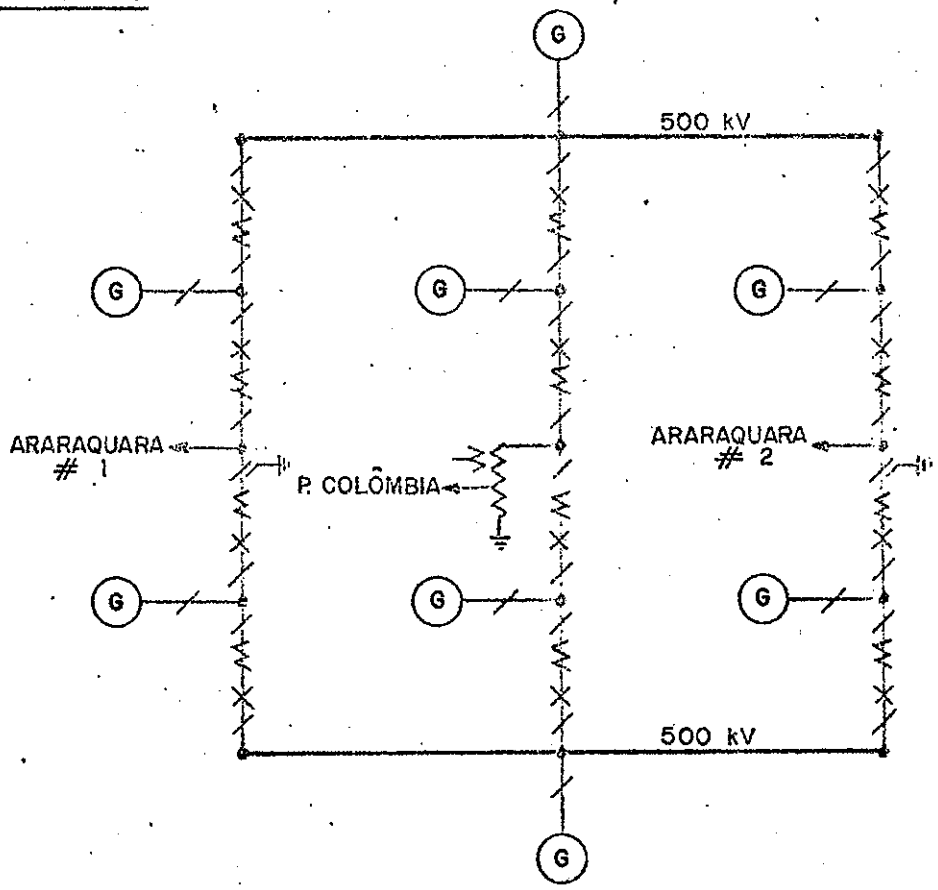


1.4) FIGURA 4 - DISJUNTOR E UM TERÇO

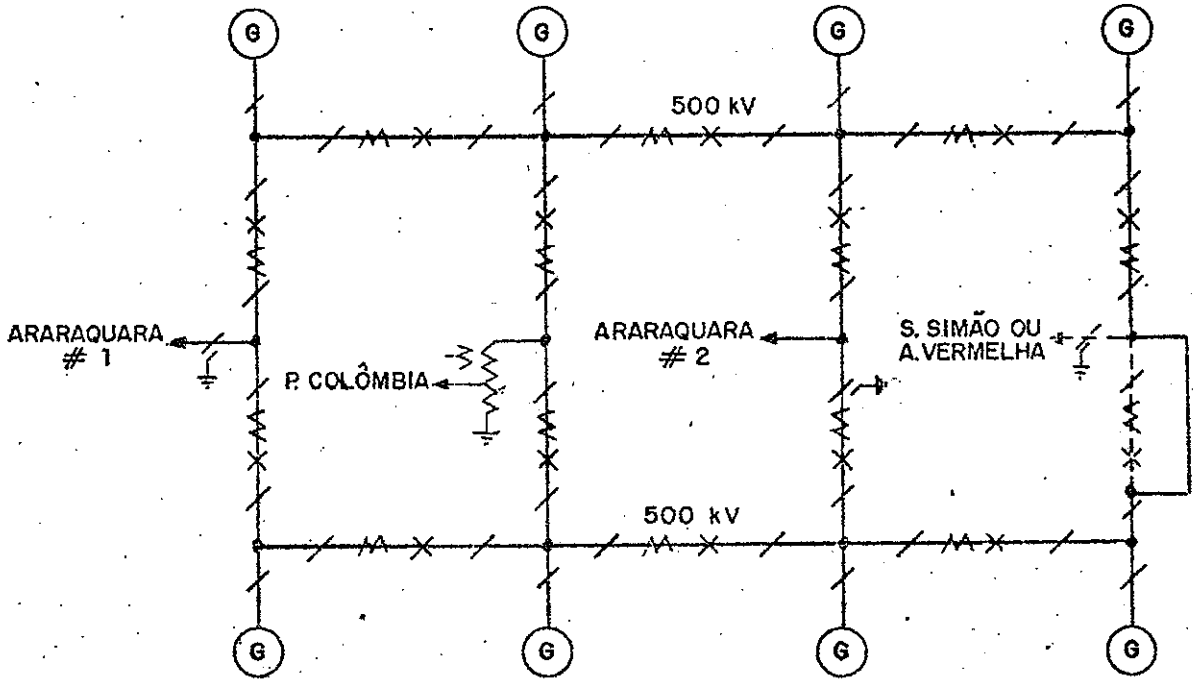


1) MARIMBONDO

1.5) FIGURA 5 - DISJUNTOR E UM TERÇO MODIFICADO



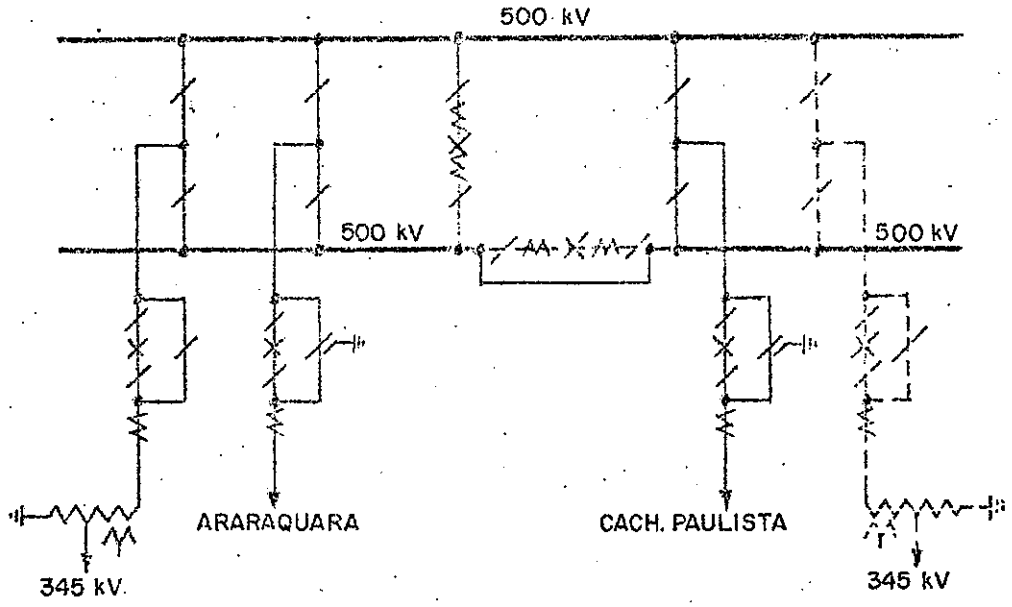
1.6) FIGURA 6 - ANEL DUPLO



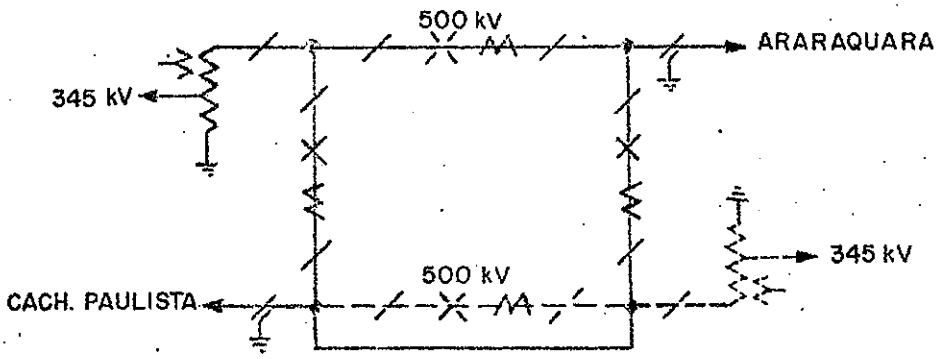
——— - ESTÁGIO INICIAL
- - - - - ESTÁGIO FINAL

2) POÇOS DE CALDAS

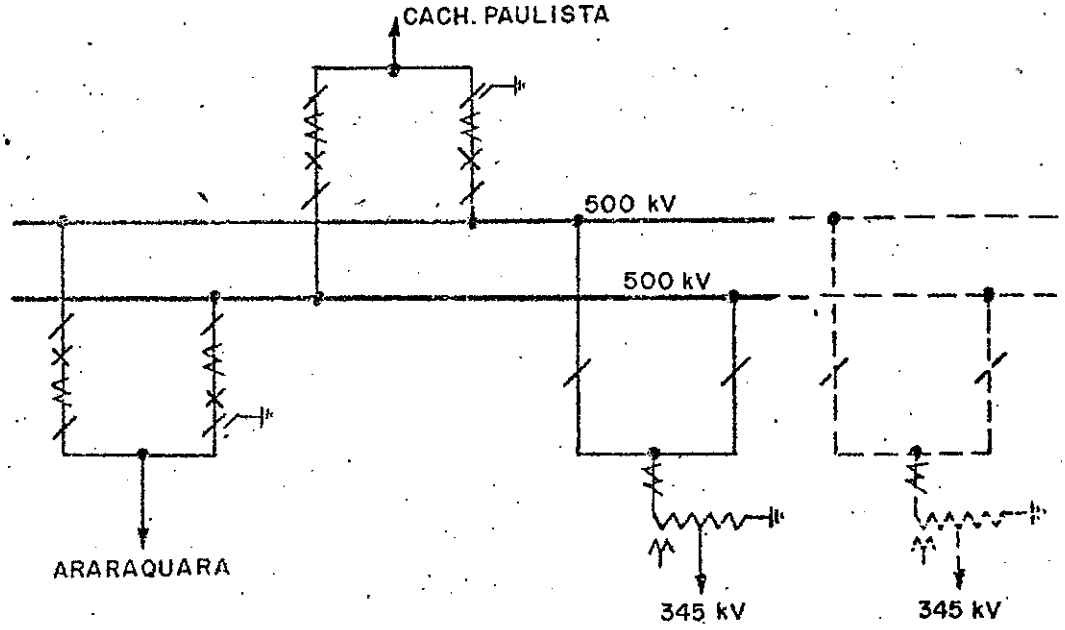
2.1) FIGURA 1 - BARRA DUPLA, DISJUNTOR SIMPLES COM CHAVE "BY PASS"



2.2) FIGURA 2 - ANEL

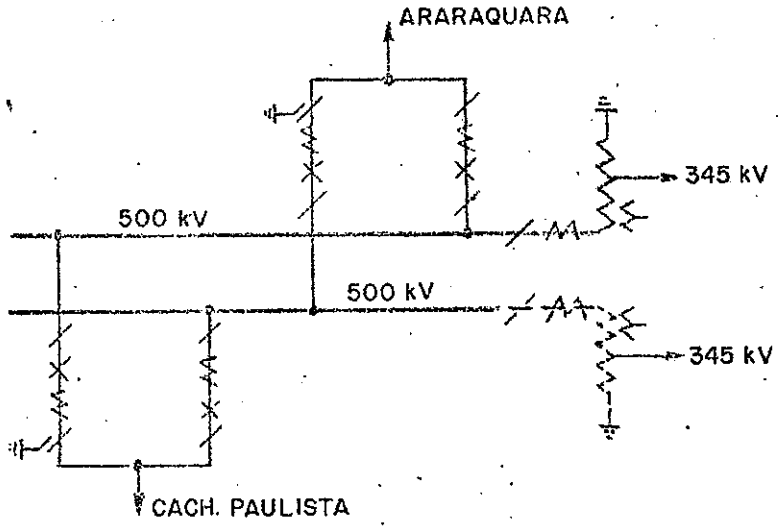


2.3) FIGURA 3 - BARRA DUPLA, DISJUNTOR DUPLO (Linhas) E TRANSFORMADORES NAS BARRAS.

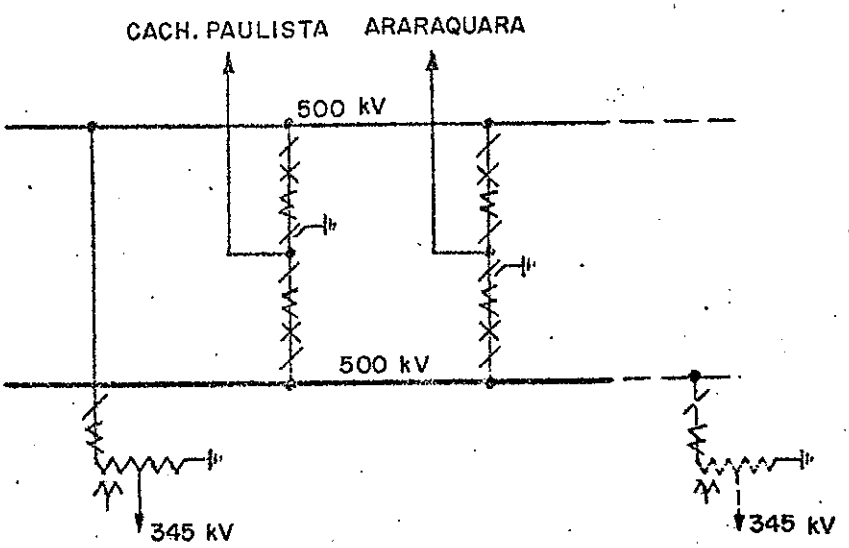


2) POÇOS DE CALDAS

2.4) FIGURA 4 - BARRA DUPLA, DISJUNTOR DUPLO (Linhas) E TRANSF. NA BARRA.

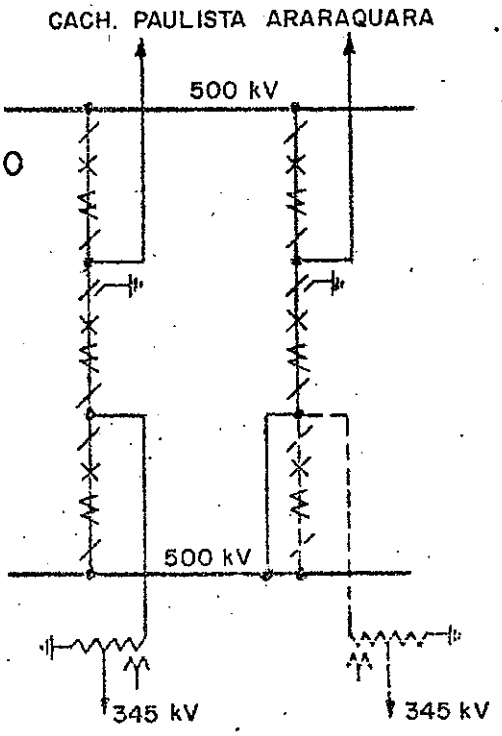


2.5) FIGURA 5 - IDEM FIGURA 4



2.6) FIGURA 6

DISJUNTOR E MEIO



ESQUEMA	Custo ($ x 10^6)	Fator de n/ utiliz.	$\frac{1}{Cp}$	Arranjo físico	Facil. de manutenção	Proteç. e Control	Freq. de saídas p/100 anos	Facil. de Expansão	Seg. e flex. operacion.	Área (m^2)
	FINAL	P		P. A	M	PC	OF	EXP	S	A
Barra dupla, disj. simples (A2-1)	3,279	5,112	11,25	Sofriv.	Sofriv.	Complexo	58,8	Sofriv.	Sofriv.	156.000
Barra dupla, disj. duplo p/linhas e disj. simples p/geradores. (A2-2)	3,800	4,792	13,20	Sofriv.	Sofriv.	Complexo	40,64	Sofriv.	Excelente	145.500
Disj. e meio (A2-3)	3,798	1,776	25,0	Excel.	Bom	Simples	56,6	Excel.	Bom	178.500 * 75.000
Disj. e um terço (A2-4)	3,578	1,960	24,1	Excel.	Bom	Simples	131,2	Bom	Bom	180.400 148.000*
Disj. e um terço modificado (A2-5)	2,756	1,960	28,6	Excel.	Bom	Simples	184,7	Excel.	Bom	151.700 112.000*
Anel duplo (A2-6)	3,186	1,512	35,3	Excel.	Bom	Simples	147,9	Excel.	Bom	95.600*

* Barra invertida

A N E X O 4

(MARIMBONDO)

ANEXO 5

POÇOS DE CALDAS

ESQUEMA	Custo ($x10^6$) final	Fator de não utiliz.	$\frac{1}{Cp}$	Arranjo físico	Facilid. de manutenção	Prot. e controle	Freq. de saídas (p/100 anos)	Facil. Expans.	Seg. e flex. oper.	Área (m^2)
	FINAL	P		P.A.	M	P.C.	OF	EXP	S	A
Barra dupla, disjuntor simples (A3-1)	1,61	0,912	38,1	Exc.	Sofriv.	Complexo	11,22	Sofriv.	Sofriv.	38.900 *
Anel (A3-2)	0,98	0,490	117,3	Exc.	Exc.	Simples	9,71	Limit.	Bom	42.500
Barra dupla, disjuntor duplo p/linhas e simples p/transf. (A3-3)	1,28	1,346	39,7	Exc.	Bom	Complexo	8,76	Exc.	Exc.	48.000 *
Barra dupla, disjuntor duplo p/linhas e transf. na barra (A3-4)	0,96	0,570	96	Exc.	Bom	Complexo	11,47	Exc.	Exc.	53.200 *
Barra dupla, disjuntor duplo p/linhas e transf. na barra Expandível em disj. e meio. (A3-5)	0,96	0,570	96	Exc.	Bom	Complexo	11,47	Exc.	Exc.	56.000 *
Disj. e meio (A3-6)	1,29	0,592	74,8	Exc.	Bom	Simples	7,66	Exc.	Bom	56.000 *

* Barra invertida

A R R A N J O	CUSTO (milhões $)		A N A L I S E D E D E F E I T O S			
			Defeito em linha ou Gerador		Defeito de Barra	
	Inicial	Final	Com disjuntor em manutenção	Com disjuntor stuck	Norm.	Disjuntor stuck
Barra dupla disj. simples (Fig.1)	2,952	3,279	1L 4G e 2L ou (1) 4G e 3L (1)	4G e 2L ou 2G e 1L	4G e 2L ou 2G e 1L	6G e 3L (3) 4G e 2L (4)
Barra dupla disj. duplo (linhas) e simples(gerador) (Fig.2)	3,373	3,800	1L	2G e 1L	2G	4G (4)
Disjuntor e meio (Fig.3)	3,571	3,797	1L ou 1G 1L e 1G (2) ou 2G (2)	1L ou 1G (5) 1L e 1G (6) ou 2G (6)	-	1L ou 1G (5)
Disjuntor e um terço (Fig.4)	3,986	3,577	1L ou 1G 1L e 1G	1G ou 1L e 1G	-	1G (5)
Disj. e um terço modificado(Fig.5)	2,755	2,756	1L ou 1G 1L e 1G	1G ou 1L e 1G	-	2G (5)
Anel duplo (Fig.6)	2,955	3,186	1L ou 1G 1L e 1G	1L e 1G ou 2G	-	-

(1) disjuntor de linha em manutenção e de amarre stuck
(2) disjuntor não adjacente em manutenção
(3) disjuntor de amarre stuck
(4) disjuntor de seccionamento stuck
(5) disjuntor ligado à barra defeituosa stuck
(6) disjuntor central stuck
L nº de linhas perdidas
G nº de geradores perdidos

ANEXO 6

ARRANJO	CUSTO (milhões $)		ANALISE DE DEFEITOS			
			Defeito em linha ou transformador		Defeito de Barra	
	Inicial	Final	Com disjuntor em manutenção	Com disjuntor stuck	Normal	Disjuntor stuck
Barra dupla disjuntor simples (Fig.1)	1,042	1,605	1L ou 1T 1L e 1T (1) 2L e 1T (1) 2T e 1L (1)	1L ou 1T ou 1L e 1T	1L ou 1T ou 1L e 1T	1L e 2T (1) 1L e 1T (2)
Anel (Fig.2)	0,768	0,979	1L ou 1T (3) 1L e 1T (4)	1L e 1T	-	-
Barra dupla disjuntor duplo (linhas) e simples (transformador) (Fig.3)	0,934	1,276	1L	1L e 1T ou 1T	1T	1L e 1T ou 1T
Barra dupla disjuntor duplo (linhas) transformador na barra (Fig.4)	0,910	0,958	1L	1L e 1T	1T	1L e 1T
Barra dupla disjuntor duplo (linhas) e transformador na barra (Fig.5)	0,910	0,958	1L	1L e 1T	1T	1L e 1T
Disjuntor e meio (Fig.6)	1,074	1,285	1L ou 1T (3) 1L e 1T (4)	1L ou 1T (5) 1L e 1T (6)	-	1L e 1T ou

(1) Disjuntor de amarre stuck
(2) Disjuntor de seccionamento stuck
(3) Disjuntor adjacente
(4) Disjuntor não adjacente
(5) Disjuntor ligado à barra stuck
(6) Disjuntor central stuck

L - nº de linhas perdidas
T - nº de transf. perdidos

ANEXO 7

A N E X O 8

SP/GTR/13

ESQUEMA	4 VÃOS			7 OU 8 VÃOS			12 VÃOS		
	LARG. (m)	COMPR. (m)	ÁREA (m^2)	LARG. (m)	COMPR. (m)	ÁREA (m^2)	LARG. (m)	COMPR. (m)	ÁREA (m^2)
Anel	250	170	42.500	360	170	61.200	510	170	86.600
Anel modificado (invertido)	-	-	(Nota 1)	320	220	70.400	435	220	95.800
Disjuntor e meio (invertido)	150	300	45.000	250	300	75.000	505	300	152.000
Barra dupla, disj. duplo(invertido)	160	300	48.000	300	300	90.000	485	300	145.500
Disjuntor e meio (convencional)	160	350	56.000	300	350	105.000	510	350	178.000 (Nota 2)
Disjuntor e um terço(invert.)	-	-	(Nota 1)	405	255	106.000	580	255	148.000
Disjuntor e um terço(convenc.)	-	-	(Nota 1)	335	410	137.000	440	410	180.500
Barra dupla,disj. simples	240	370	88.900	380	370	141.000	520	370	192.500 (Nota 2)

Notas: 1) Estes esquemas não são utilizados em Subestações com quatro vãos
2) Devido a limitações de espaço (MARIMBONDO), estes esquemas utilizam três níveis de condutores.

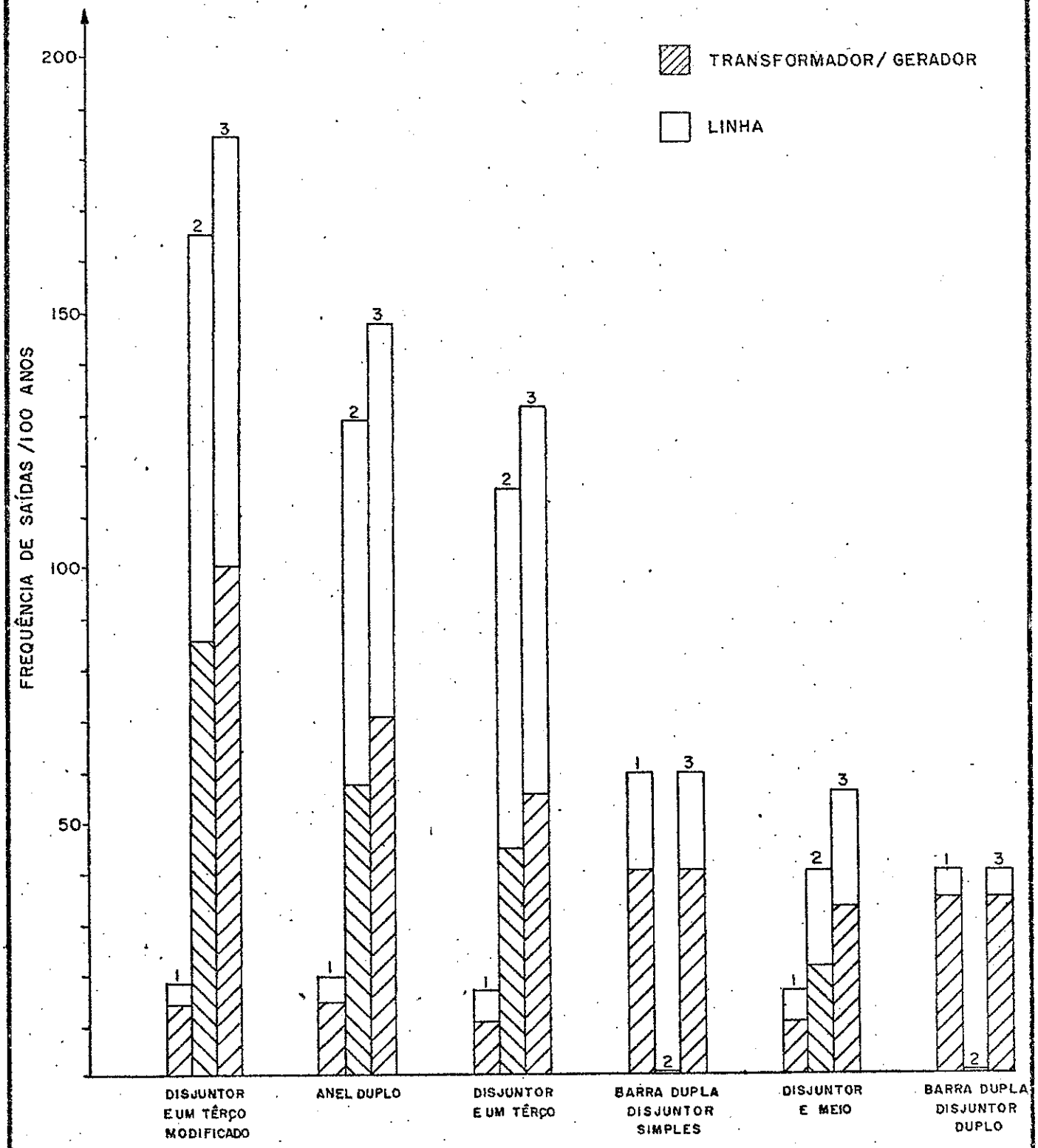
EFEITO DA MANUTENÇÃO NA CONFIABILIDADE DOS DIVERSOS BARRAMENTOS

ARRANJO DO BARRAMENTO	EFEITO DA MANUT. DE DISJUNTOR			EFEITO DA MANUTENÇÃO DA BARRA		
	NORMAL	DEF. CIRC.	DEF. BARRA	NORMAL	DEF. CIRC.	DEF. BARRA
Barra dupla disj. simples com "BY-PASS"	Nenhum	Perda Circ.	Se na Barra transf: Perda circ. Se na Barra principal: Perda todos os circuitos	Nenhum	Perda do circuito	Perda de todos os circuitos
Barra dupla disj. duplo p/linhas e disj. simples p/Geradores	Nenhum (disj. de linha) Perda do gerador (disj. de gerador)	Perda de circuito	Nenhum ou 1 circuito	Nenhum	Perda do circuito	Perda de todos os circuitos
Disjuntor e meio	Nenhum	Perda de 1 ou 2 circuitos.	Perda de nenhum, um ou dois circuitos. Dific. de contr. de carga ativa e reativa.	Nenhum	Perda de 1 ou 2 circuitos.	Em Subestações Gerad.: possiv. perda de todos circ. p/problemas estabilid. Em Subest. seccionadoras: nenhuma perda de circuito provavelmente. Em subestações abaixadoras: provável sobret. nos transformadores.

ARRANJO DO BARRAMENTO	EFEITO DA MANUT. DE DISJUNTOR			EFEITO DA MANUTENÇÃO DA BARRA		
	NORMAL	DEF. CIRC.	DEF. BARRA	NORMAL	DEF. CIRC.	DEF. BARRA
Disjuntor e um terço	Nenhum	Perda de 1,2 e até 3 circ. (problema suporte reativo.)	Perda de nenhum ou dois circuitos. Dific. de contrôle de carga ativa e reativa.	Nenhum	Perda de 1,2 ou 3 circuitos em alguns casos.	Nenhuma perda de circuito embora o sistema fique dividido em grupos individuais de 3 circ. que prov. acarretará problema de estabilidade e contrôle de carga ativa e reativa
Anel Puro	Nenhuma perda de circ. embora haja abertura do anel.	Perda de 1 ou 2 circ. Pode causar probl. de estabil.	-	-	-	-
Anel Duplo	Nenhum	Perda de 1, 2 e até 3 circ. (probl. de suporte reativo)	-	-	-	-
Barra dupla - disj. duplo p/ linhas	Nenhum	Perda de circuito	Perda dos transformadores ligados a Barra defeituosa.	Perda transf ligados a Barra em manutenção.	Perda do circuito	Perda de todos os circuitos

(Continuação) ANEXO 9

MARIMBONDO



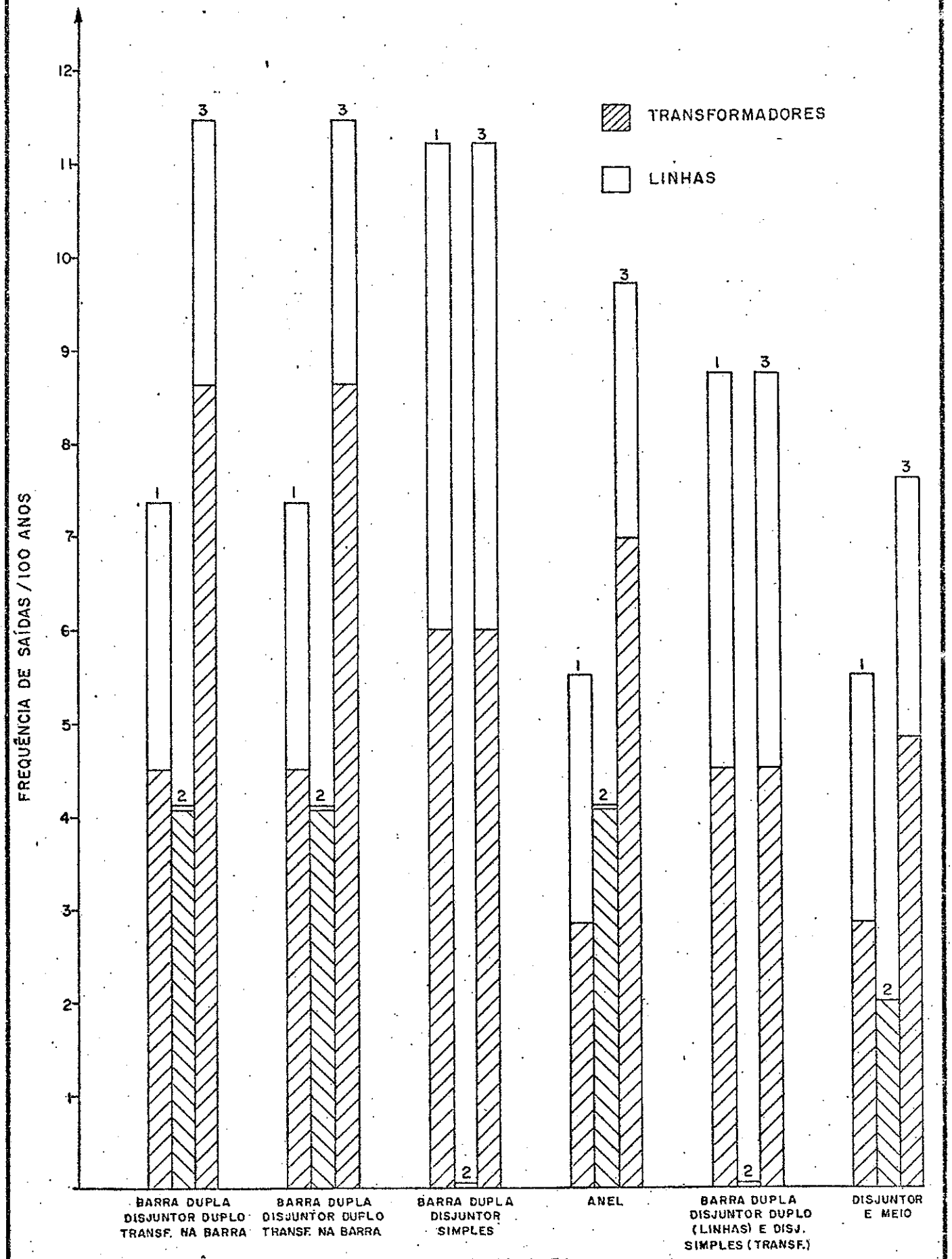
1 – FREQUÊNCIA DE SAÍDAS DEVIDAS A DEFEITOS EM EQUIPAMENTOS

2 – FREQUÊNCIA DE SAÍDAS DEVIDAS A DEFEITOS EXTERNOS DURANTE MANUTENÇÃO DE DISJUNTORES

3 – FREQUÊNCIA DE SAÍDAS – TOTAL

ANEXO

POÇOS DE CALDAS



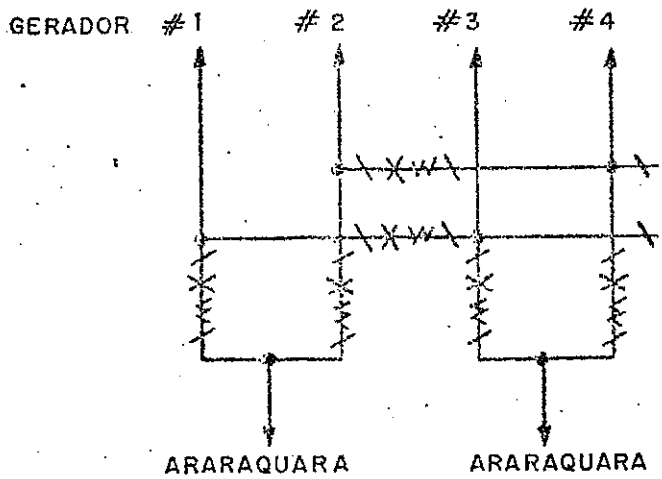
1 – FREQUÊNCIA DEVIDA A DEFEITOS EM EQUIPAMENTOS

2 – FREQUÊNCIA DEVIDA A DEFEITOS EXTERNOS DURANTE MANUTENÇÃO DE DISJUNTORES

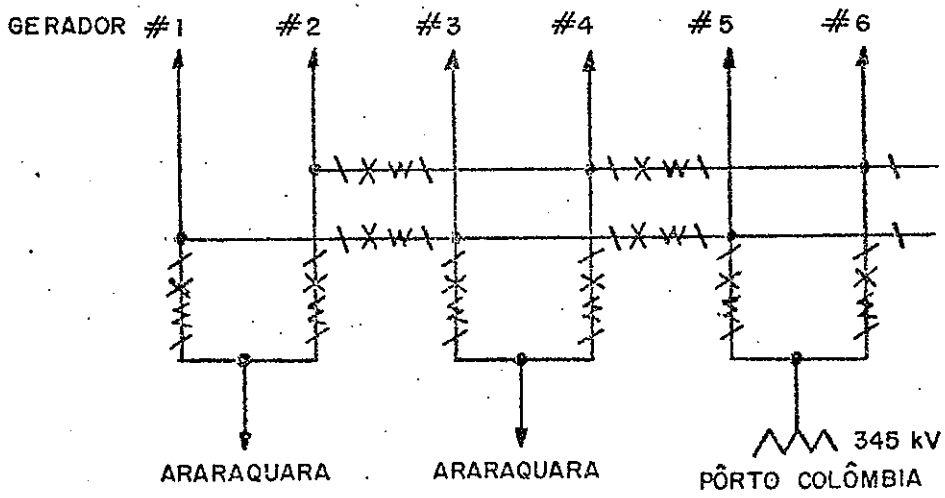
3 – FREQUÊNCIA DE SAÍDAS – TOTAL

MARIMBONDO

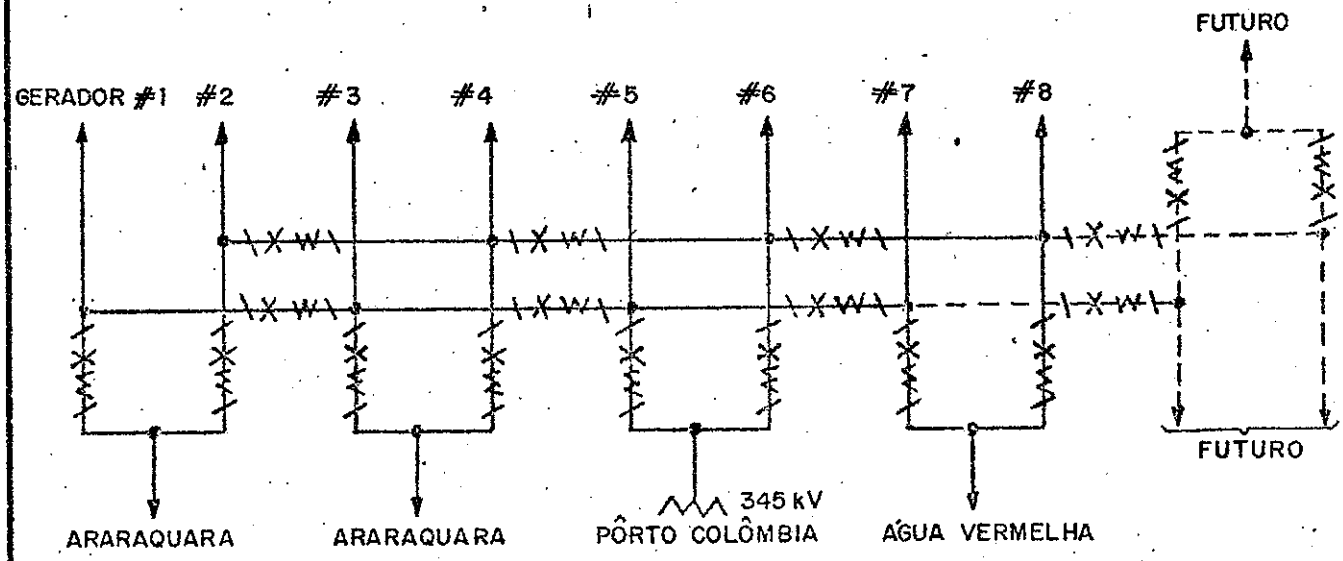
500 kV



ESTÁGIO INICIAL



ESTÁGIO INTERMEDIÁRIO

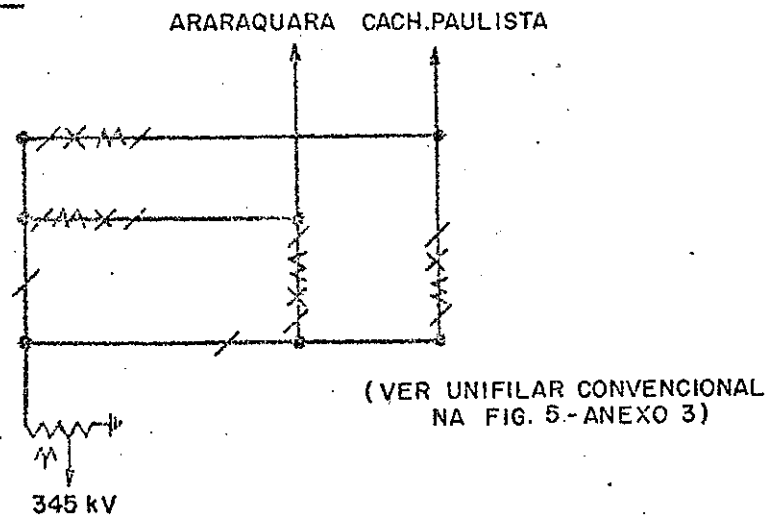


ESTÁGIO FINAL

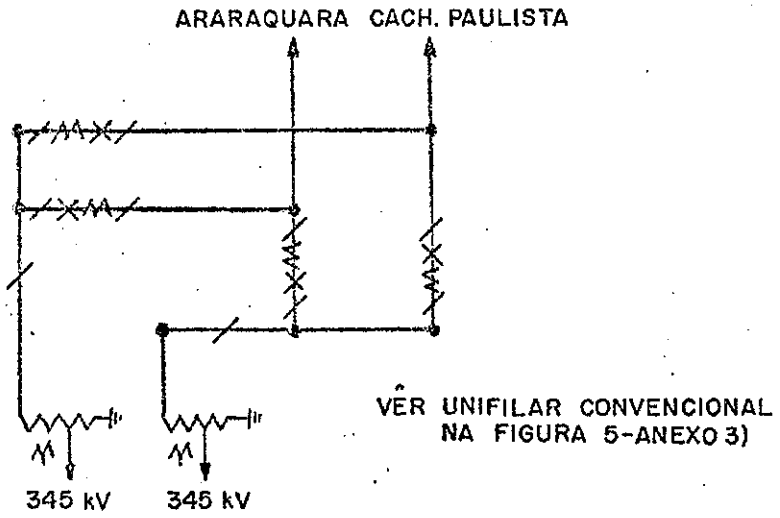
(VÊR UNIFILAR CONVENCIONAL NA FIG. 6 ANEXO 2)

POÇOS DE CALDAS
500 kV

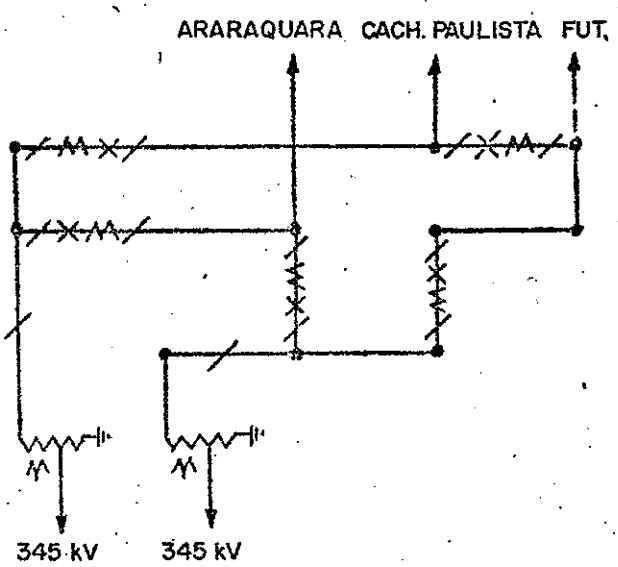
ESTÁGIO INICIAL

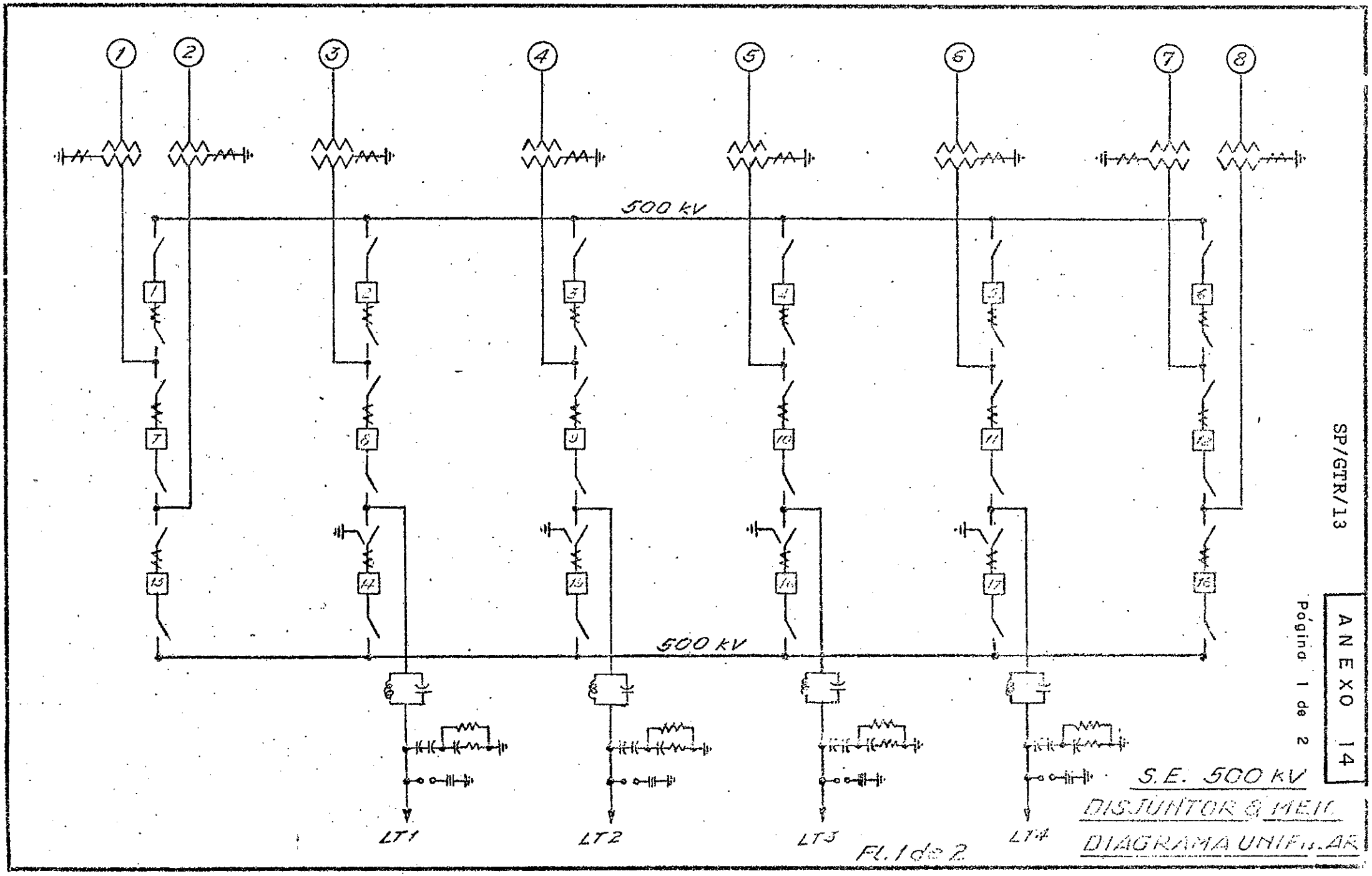


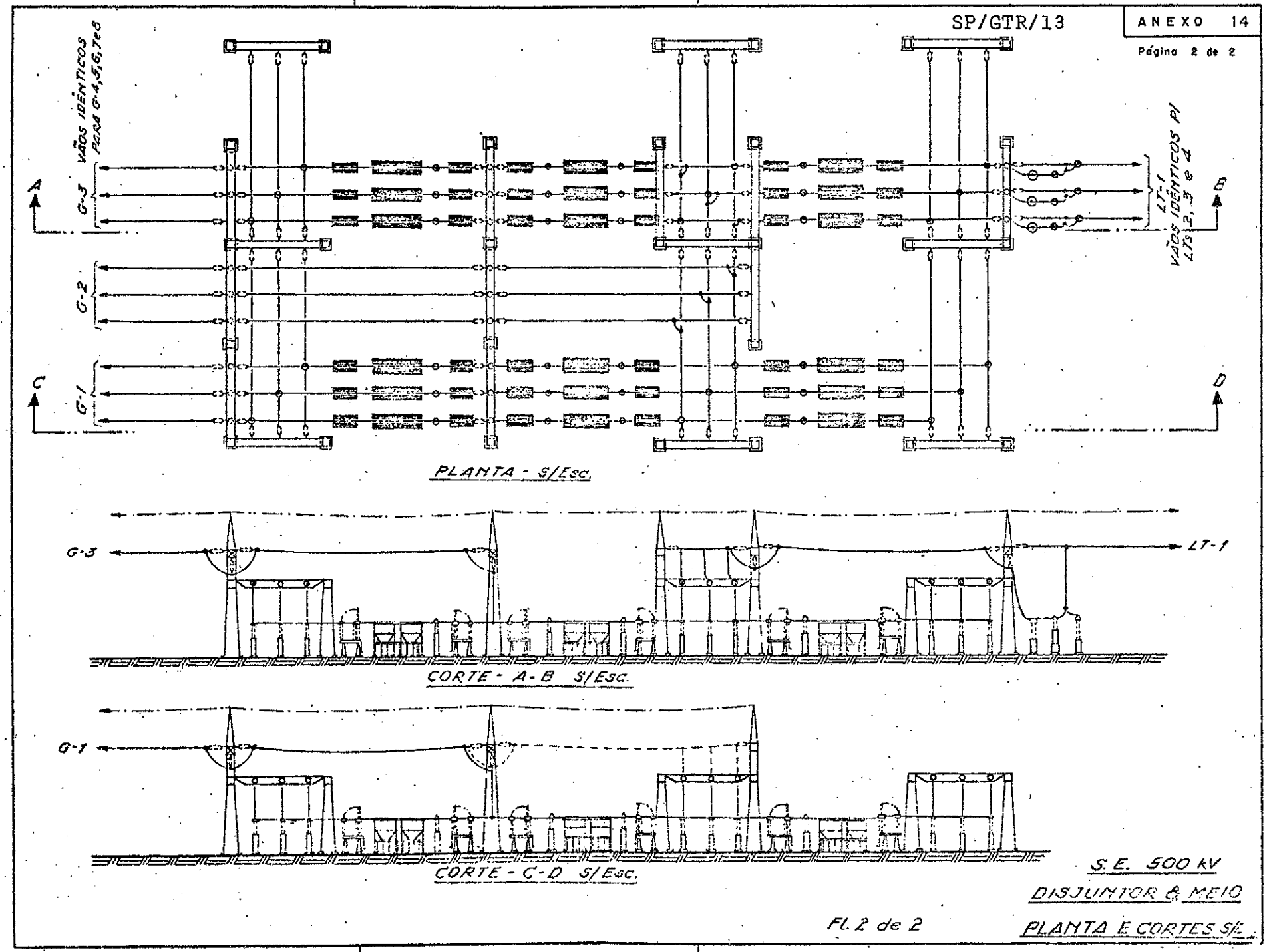
ESTÁGIO FINAL PLANEJADO



ESTÁGIO FUTURO POSSÍVEL




1
2
3
4
5
6
7
8
500 kV
500 kV
LT1
LT2
LT3
LT4
FL. 1 de 2
S.E. 500 kV
DISJUNTOR & MEIO
DIAGRAMA UNIFILAR
ANEXO 14
Página 1 de 2
SP/GTR/13

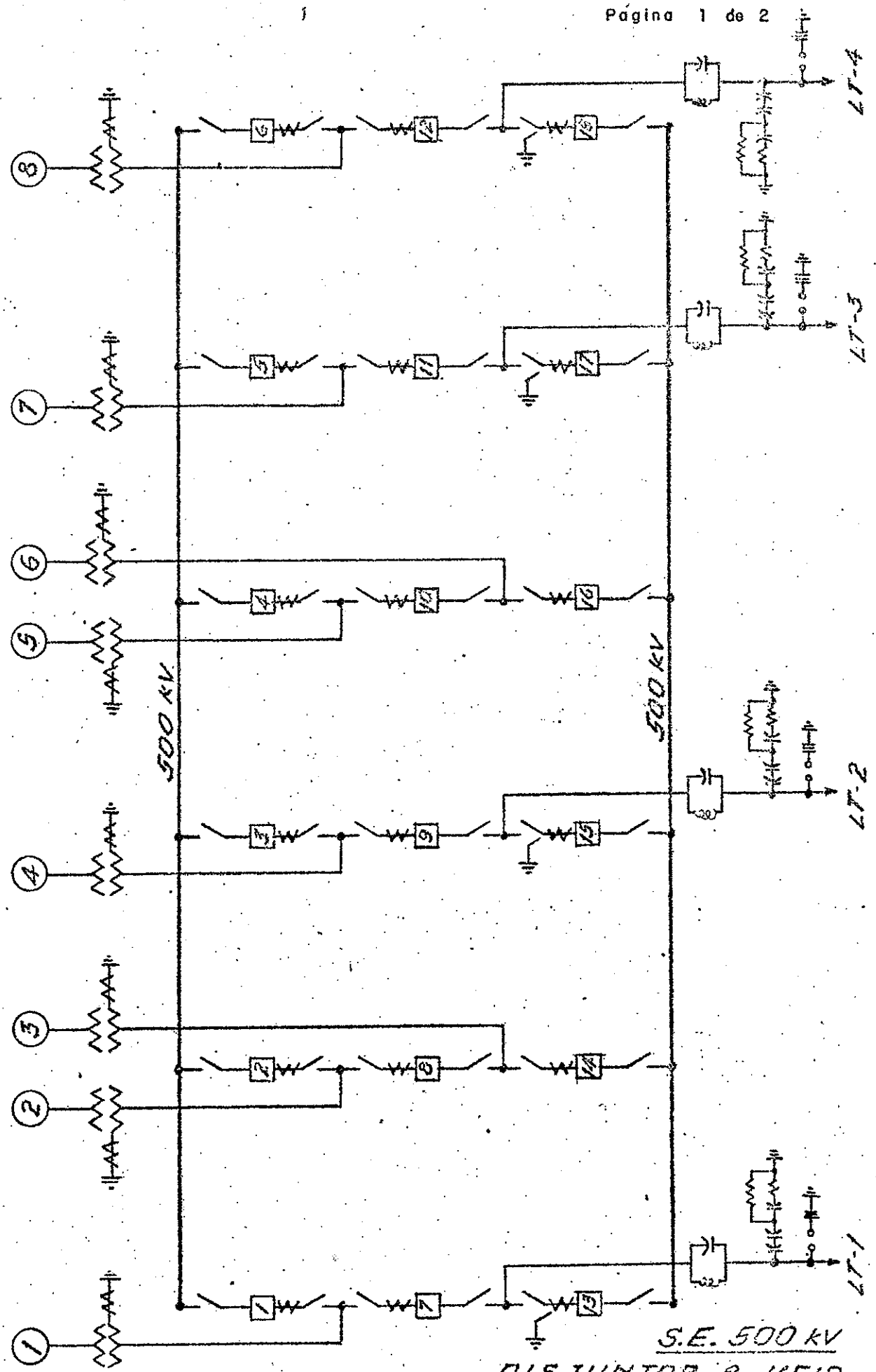


S.E. 500 kV

DISJUNTOR & MEIO

PLANTA E CORTES S/E.

Fl. 2 de 2

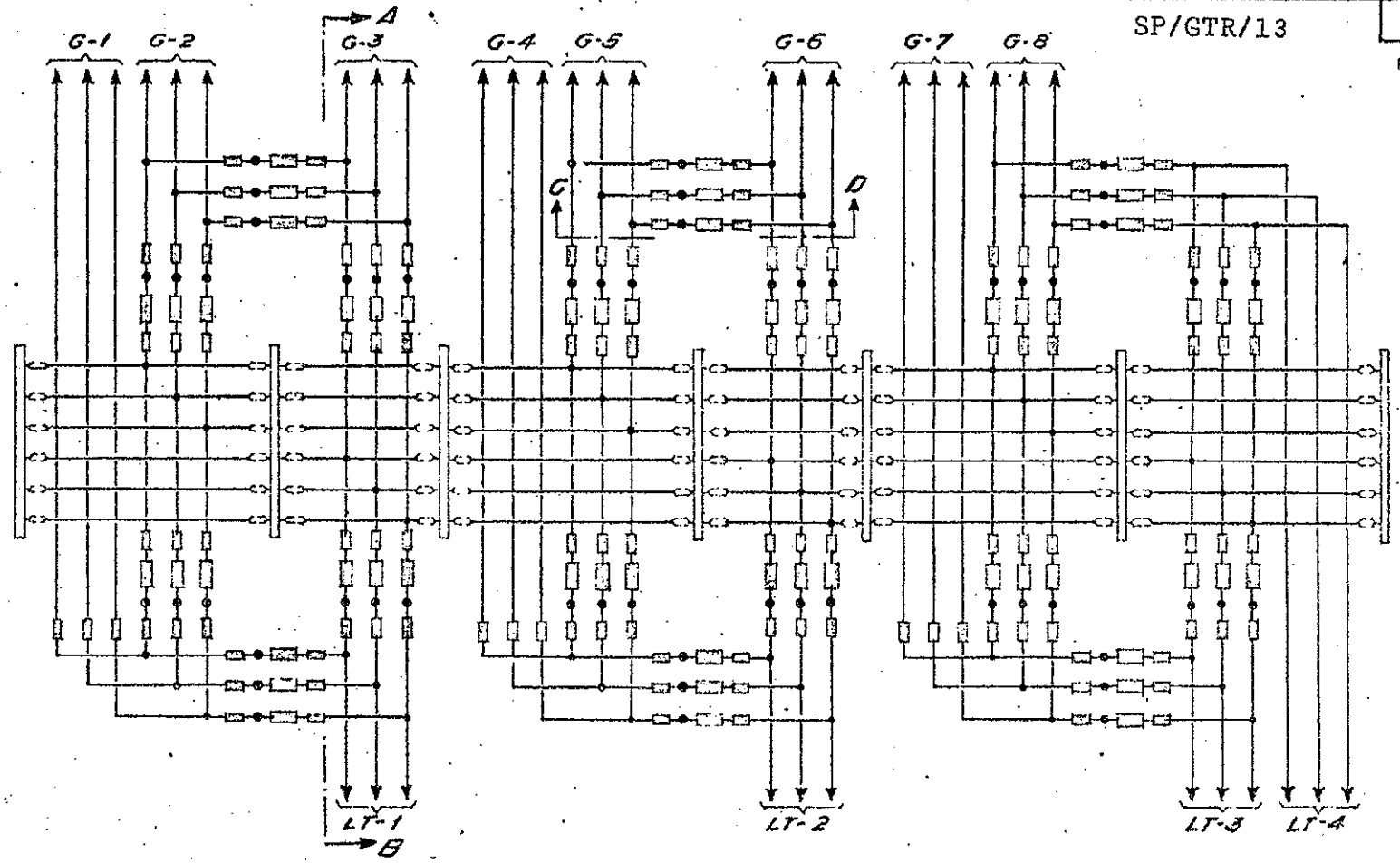


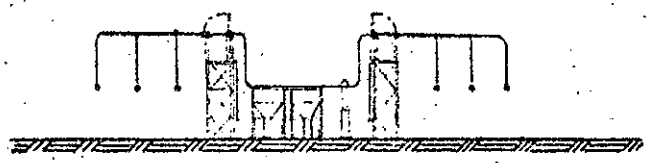
S.E. 500 kV

DISJUNTOR & MEIO

DIAGRAMA UNIFILAR

ALTERNATIVA - BARRA INVERTIDA





CORTE C-D S/Esc.

CORTE A-B - S/Esc.

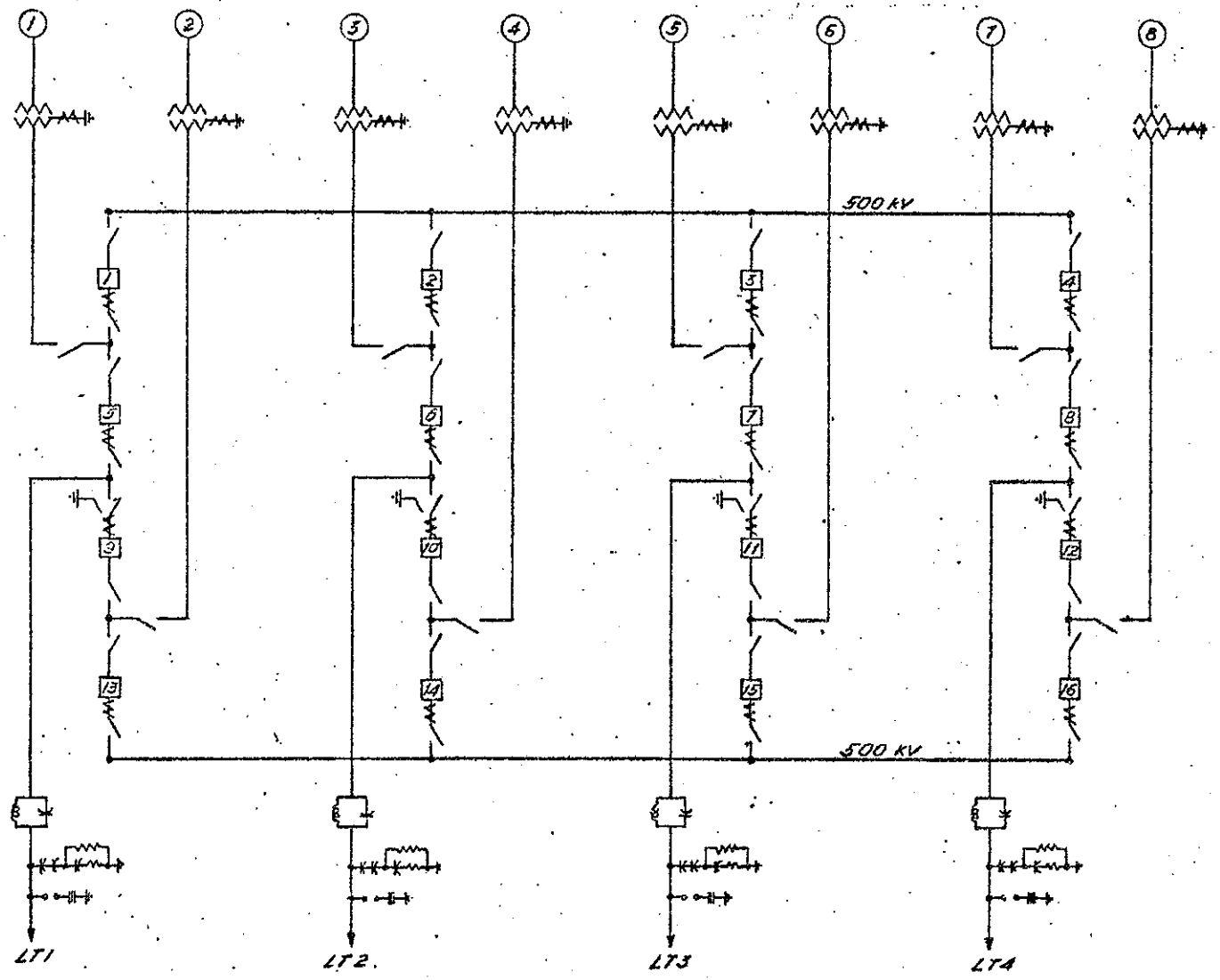
S.E. 500 kV

DISJUNTOR & MEIO

PLANTA E CORTES S/Esc.

ALTERNATIVA - BARRA INVERTIDA

Fl 2 de 2

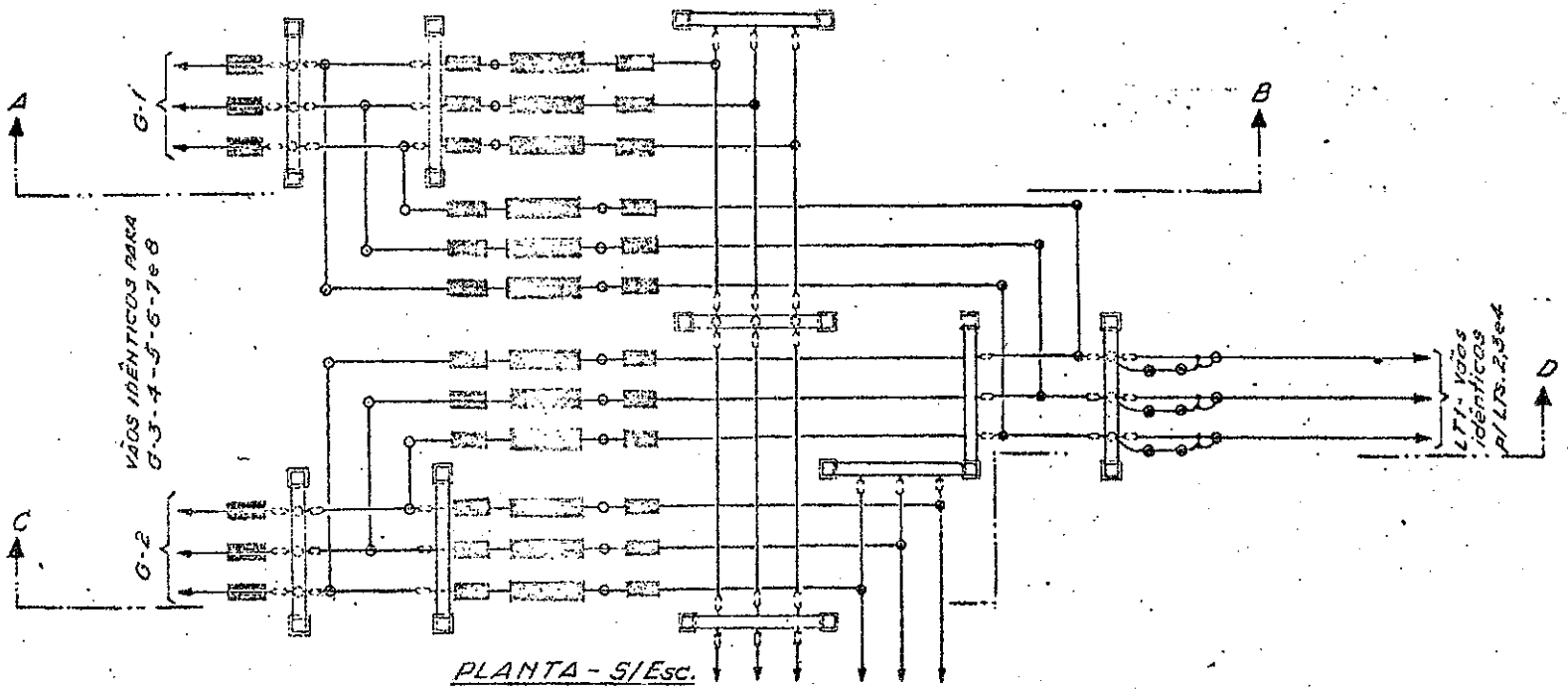


S.E. 500 kV

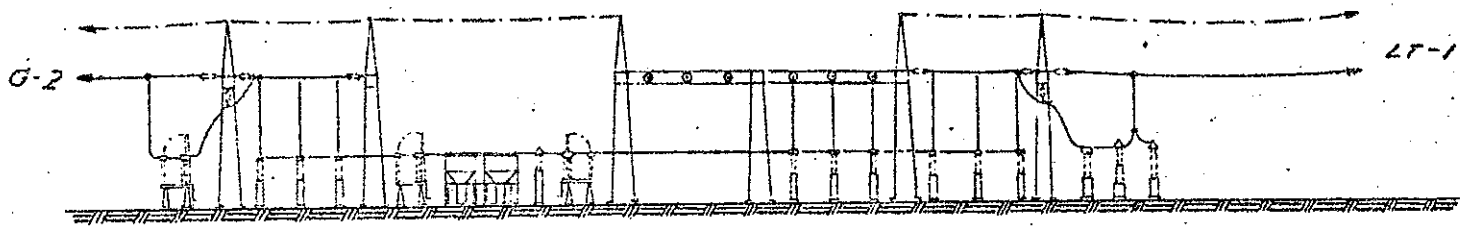
DISJUNTOR & 1 TERÇO

DIAGRAMA UNIFILAR

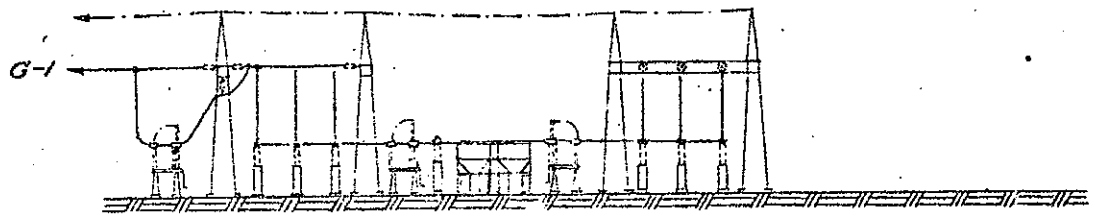
Fl. 1 de 2



PLANTA - S/Esc.



CORTE - C-D S/Esc.



CORTE - A-B S/Esc.

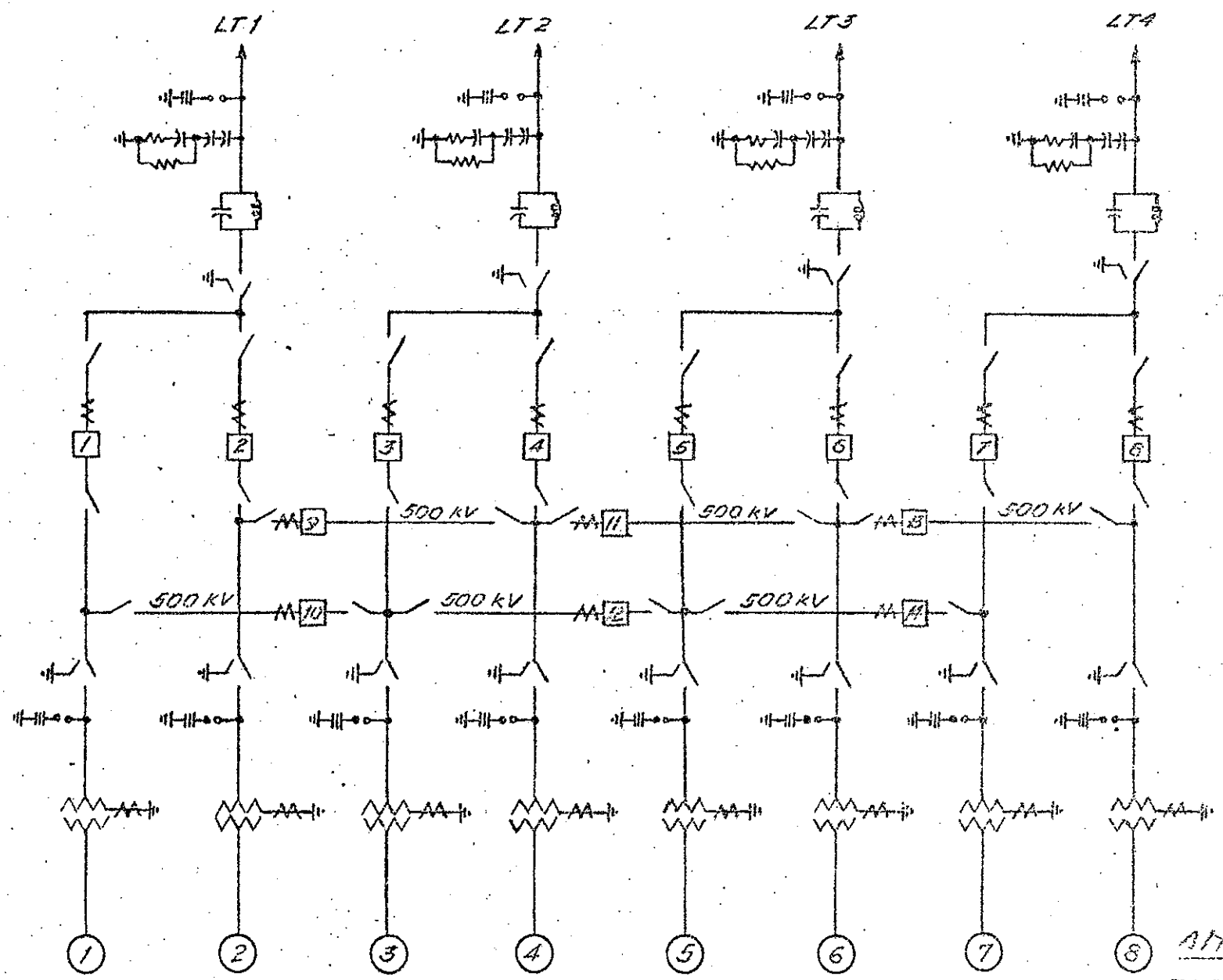
S.E. 500 kV

DISJUNTOR & 1 TERÇO

CORTES A-B e C-D

E PLANTA

Fl. 2 de 2



500 kV

ANÉL DUPLO

DIAGRAMA

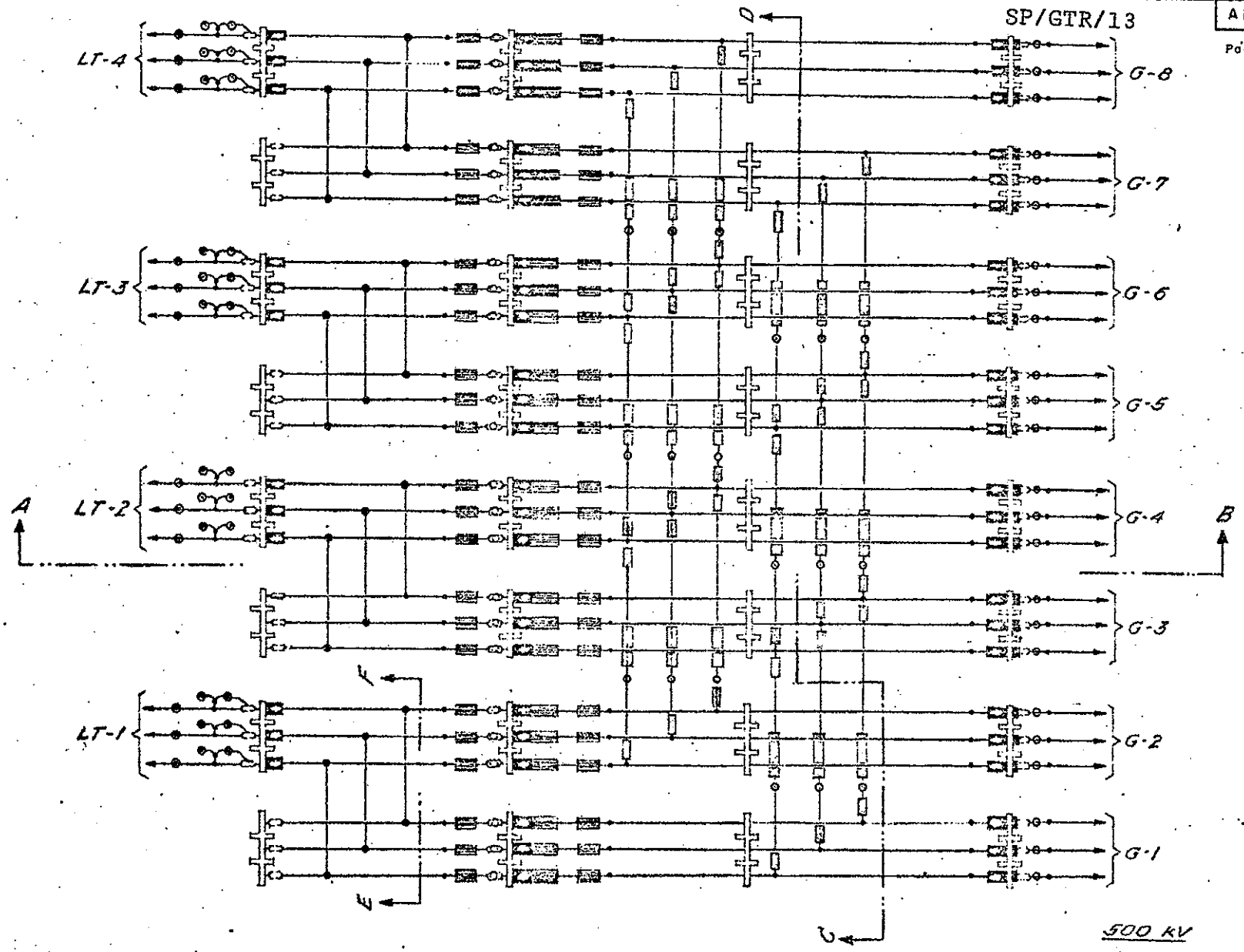
UNIFILAR

Fl. 1 de 3

SP/GTR/13

Página 1 de 3

ANEXO

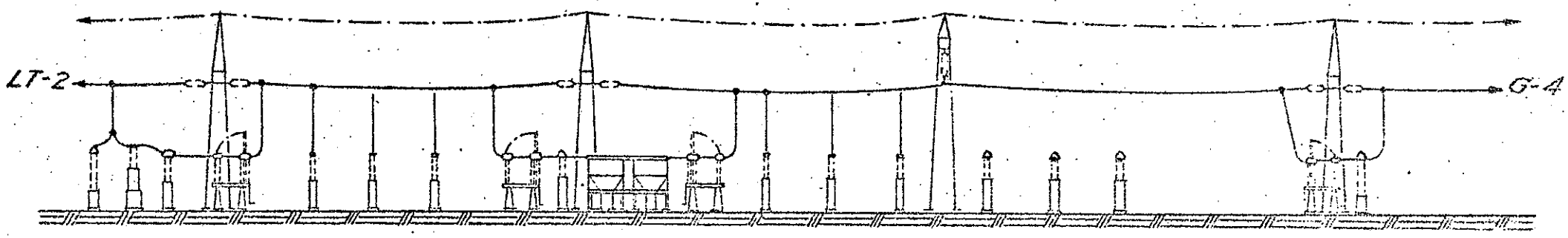


500 kV

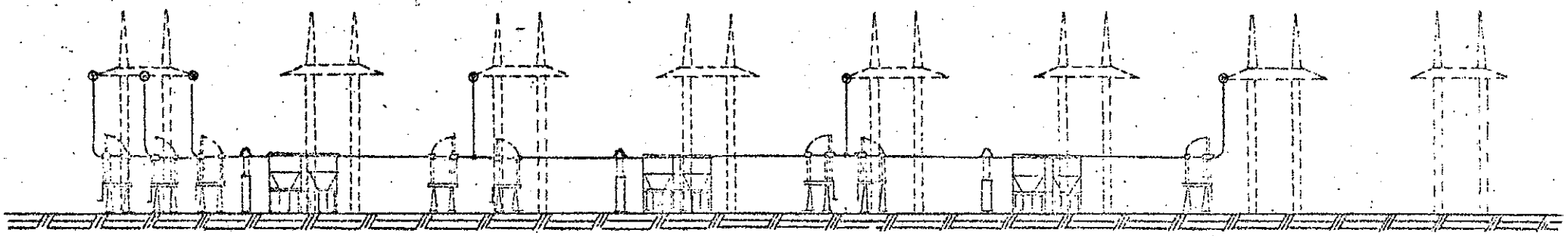
ANEL DUPLO

PLANTA - S/Fsc.

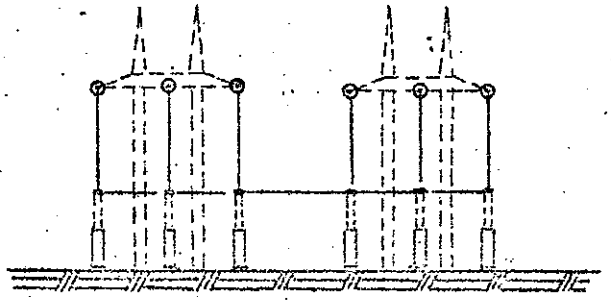
Fl. 2 de 3



CORTE A-B S/ESC.



CORTE C-D S/ESC.



CORTE E-F S/ESC.

500 KV

ANÉL DUPLO

CORTES - S/ESC.

Fl. 3 de 3

SP/GTR/13

ANEXO 17

Página 3 de 3

A N E X O 18

CÁLCULO DA RELAÇÃO CUSTO X TEMPO DE NÃO UTILIZAÇÃO DEVIDO A MANUTENÇÃO (FATOR 1/Cp)

Barra dupla disjuntor simples com chave de "by-pass" - Marimbondo

1. LINHAS

Custo por vão de linha:

$$C_1 = (6 \times 1{,}00 + 21 \times 0{,}18 + 8 \times 0{,}13 + 3 \times 0{,}23)/4 = 2{,}88$$

Fator de não utilização "p_1" de vão de linha:

p_1 = 5 x 2 horas/ano (chaves seccionadoras) + 1 x 1 hora/ano (transformador de corrente) + 1 x 1 hora/ano (dispositivo de potencial + 8 horas/ano (manutenção preventiva conectores e isoladores) = 20 horas/ano

$$P_1 = 20/8766 = 0{,}228\ (.10^{-2})$$

$$C_1 P_1 = 0{,}657\ (.10^{-2})$$

2. GERADORES

Custo por vão de gerador:

$$C_2 = (8 \times 1{,}00 + 16 \times 0{,}18 + 8 \times 0{,}13)/8 = 1{,}49$$

Fator de não utilização "P_2" de vão de gerador:

P_2 = 1 x 32 horas/ano (disjuntor) + 1 x 1 hora/ano (transformador de corrente) + 2 x 2 horas/ano (chaves seccionadoras) + 8 horas/ano (manutenção preventiva conectores e isoladores) = 45 horas/ano

$$P_2 = 45/8766 = 0{,}525\ (.10^{-2})$$

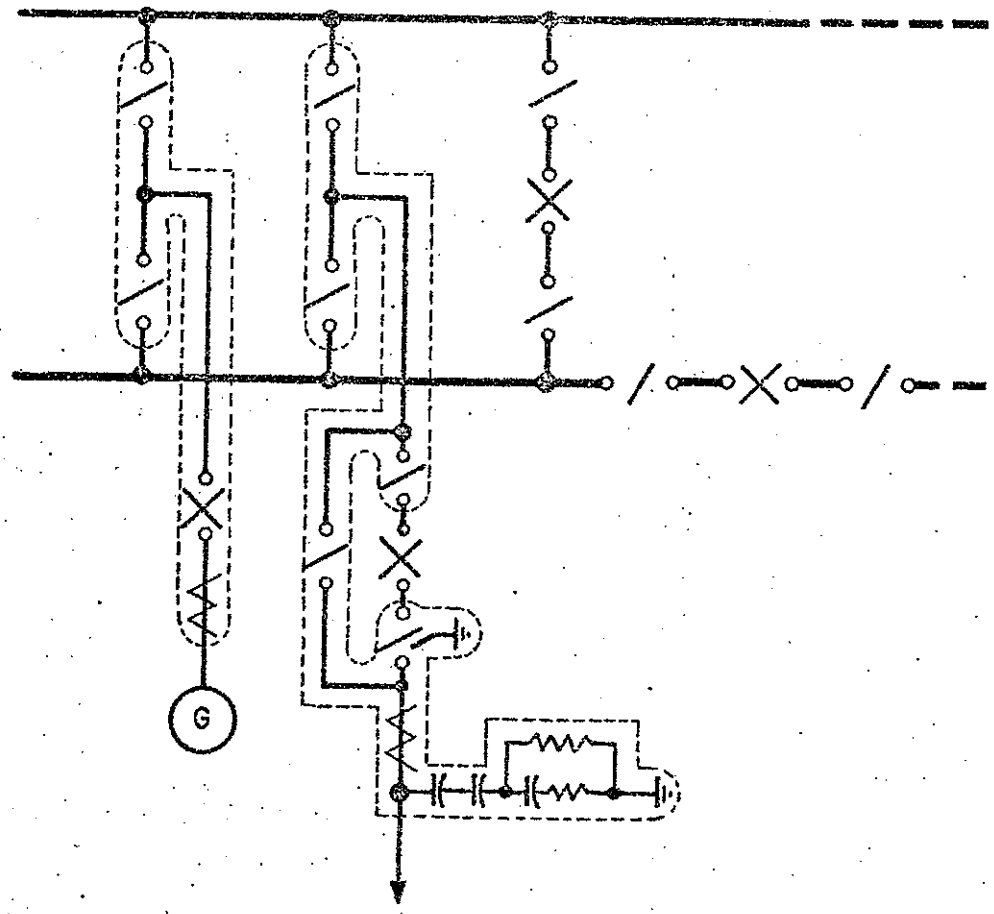
$$C_2 P_2 = 0{,}782\ (.10^{-2})$$

3. FATOR 1/Cp

$$1/Cp = \frac{1}{4 \times 0{,}657 + 8 \times 0{,}782} = 11{,}25\ (.10^{-2})$$

ARRANJO TÍPICO DE BARRA DUPLA, DISJUNTOR SIMPLES COM CHAVE DE "BY-PASS"

SP/GTR/13



NOTA: Se qualquer equipamento envolto pela linha pontilhada estiver fora de serviço para manutenção, o respectivo vão ficará também fora de serviço.

A N E X O 19

CÁLCULO DE TAXA DE SAÍDAS POR 100 ANOS

Anel duplo - Marimbondo

1. ANÁLISE DE SAÍDAS PARA DEFEITOS EM EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO

Evento	Frequência do evento/100 anos	Número de combinações	Saída	Frequência de saída de linhas	Frequência de saída de geradores
Defeito em disjuntor comum a linha e gerador	0,7	8	1 linha e 1 gerador	5,6	5,6
Defeito em disjuntor comum a dois geradores	0,7	6	2 geradores	-	2 x 4,2
Defeito em disjuntor comum a dois geradores com outro disjuntor (adjacente) comum a dois geradores - "stuck"	0,7 x 0,0005	8	3 geradores	-	desprezado
Defeito em disjuntor comum a dois geradores com disjuntor de linha adjacente - "stuck" ou (vice-versa)	0,7 x 0,0005	24	1 linha e 2 geradores	desprezado	desprezado
			Totais.....	5,6	14,0

Frequência de saídas/100 anos = 5,6 + 14,0 = 19,6

2. ANÁLISE DE SAÍDAS PARA DEFEITOS EXTERNOS À SUBESTAÇÃO DURANTE A MANUTENÇÃO DE DISJUNTORES

Evento	Frequência do evento/ano	Número de combinações	Saída	Frequência de saída de linhas	Frequência de saída de geradores
Desligamento de gerador	12	8	1 linha e 1 gerador	12 x 8 x 0,0369=0,354	12 x 8 x 0,0369=0,354
Desligamento de gerador	12	4	1 gerador	-	12 x 4 x 0,0369=0,177
Desligamento de gerador	12	8	1 linha	12 x 8 x 0,0369=0,354	-
falha na linha	$1,5 \times \frac{200}{100}$	4	1 gerador	-	$1,5 \times \frac{200}{100} \times 4 \times 0,0369 = 0,0443$
			Totais.....	0,708 saídas/ano	0,5753 saídas/ano

Frequência de saídas/100 anos = 70,8 + 57,53 = 128,33

3. FREQUÊNCIA TOTAL DE SAÍDAS / 100 ANOS = 19,6 + 128,33 = 148

OBS.: Estes resultados são apresentados graficamente no anexo 10

ANEXO 20

	Barra Dup Disj.simp.	Barra Dup Disj. Dup.	Disjuntor e meio	Disj. e um terço	Anel	Anel Duplo Modif.
Nº de disj. operados p/energizar ou desenergizar um "bay"	1	2	2	2	2	2 ou 3
Operação p/remover um disj. p/manutenção	Complexa	Simples	Simples	Simples	Simples	Simples
Intertravamentos	Complexo	Simples	Simples	Simples	Simples	Simples
Facilidade de religamento	Sim	Sim (Nota 1)	Sim (Nota 1)	Sim (Nota 1)	Sim (Nota 1)	Sim (Nota 1)
Releamento de Barra	Complexo	Simples	Simples	Simples	Não há	Não há
Necessidade de operação de transferência de relés durante manutenção de disj.	Sim	Não	Não	Não	Não	Não
Necessidade de fazer manobras adicionais durante saídas de linhas prolongadas p/recomposição do esquema.	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim

Nota) 1 - Nestes esquemas de multi-disjuntores adota-se como prática geral religar um disjuntor de linha instantâneamente e outro através de relés de verificação de sincronismo. Se um gerador está ligado ao sistema através de um dos disjuntores sujeitos a religação, o disjuntor comum a ambos não operará sua religação automaticamente. Esta condição ocorrerá apenas durante a manutenção de um disjuntor de gerador.

BIBLIOTECA DA CEMIG

REPRODUÇÃO
DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO
SETOR DE ARTES GRÁFICAS