Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Engenharia de Sistemas

REPRESENTAÇÃO TRIFÁSICA DE DESEQUILÍBRIOS ESTRUTURAIS E OPERACIONAIS EM SISTEMA DE MÉDIA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Autor: João Vitor de Araújo Guilhoto
Orientador: Prof. Dr. Anésio dos Santos Júnior

Trabalho apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP - como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de Concentração: **Energia Elétrica**

Banca Examinadora

Prof. Dr. Anésio dos Santos Júnior	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Nelson Kagan	EPUSP/USP
Prof. Dr. Fujio Sato	FEEC/UNICAMP

Campinas, SP 2012

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

G945r	Guilhoto, João Vitor de Araújo Representação trifásica de desequilíbrios estruturais e operacionais em sistema de média tensão de distribuição / João Vitor de Araújo Guilhoto. --Campinas, SP: [s.n.], 2012. Orientador: Anésio dos Santos Júnior. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. 1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Sistemas elétricos de potência. 3. Redes trifásicas. 4. Modelagem de processos. I. Santos Júnior, Anésio dos. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Three-phase representation of structural and operational unbalances on distribution system
Palavras-chave em Inglês: Distribution - Power energy, Electrical power systems, Three-phase systems, Process modeling
Área de concentração: Energia Elétrica
Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica
Banca examinadora: Nelson Kagan, Fujio Sato
Data da defesa: 04-06-2012
Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: João Vitor de Araújo Guilhoto

Data da Defesa: 4 de junho de 2012

Título da Tese: "Representação trifásica de desequilíbrios estruturais e operacionais em sistema de média tensão de distribuição"

Prof. Dr. Anésio dos Santos Júnior (Presidente): ____________________

Prof. Dr. Nelson Kagan: ____________________

Prof. Dr. Fujio Sato: ____________________

AGRADECIMENTOS

Fazer o que se gosta é a base da prosperidade.

Seja perseverante... as coisas acontecerão.

O primeiro passo filosófico para ousar, é ter coragem de perguntar.

Quem não faz sacrifícios, não alcança benefícios.

Dedico este trabalho aos meus familiares;
ao meu pai, Vitor; à minha mãe, Rosana; à minha irmã, Raquel;
aos meus avós Manuel, Leotilde, Vicente e Odete; à minha bisavó, Adelina;
ao professor, amigo e orientador Prof. Dr. Anésio dos Santos Júnior;
aos professores da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação FEEC/UNICAMP;
aos amigos que a vida me presenteou na CPFL, ELEKTRO, GE Energy Motors e SINER,
aos amigos do Ed. Erika em Barão Geraldo e da turma de Engenharia Elétrica EE01 UNICAMP;
a todos aqueles que sempre me apoiaram e ajudaram a superar os desafios e, também,
a todos os profissionais que dedicam e dedicarão suas carreias ao setor elétrico brasileiro.

RESUMO

Guilhoto, João Vitor de Araújo. *Representação trifásica de desequilíbrios estruturais e operacionais em sistema de média tensão de distribuição*, 2012. 256p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Departamento de Engenharia de Sistemas, Campinas, 2012.

A complexidade crescente dos estudos em sistemas de distribuição demanda uma formulação e modelagem capazes de agregar os desequilíbrios estruturais e operacionais dos sistemas elétricos de distribuição aos resultados das condições operacionais em regime permanente.

Neste trabalho, aborda-se a representação trifásica em sistemas elétricos de média tensão de distribuição, considerando as particularidades dos sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos (MRT); e desenvolvendo os modelos dos circuitos, cargas, bancos de capacitores, transformadores e bancos de reguladores de tensão.

Visando estabelecer o futuro vínculo dos modelos desenvolvidos com as sistemáticas existentes de determinação das condições operacionais dos sistemas elétricos de média tensão de distribuição, adota-se formulação matricial generalizada de correlação das correntes e tensões nodais. Tal formulação torna possível explorar e analisar os desequilíbrios estruturais e operacionais.

PALAVRAS-CHAVE: distribuição de energia elétrica, sistemas elétricos de distribuição, modelagem trifásica, análise de sistemas trifásicos, sistemas desequilibrados, distribuição radial.

ABSTRACT

Guilhoto, João Vitor de Araújo. *Three-phase representation of structural and operational unbalances on distribution system*, 2012. 256p. Dissertation (M.Sc.) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Departamento de Engenharia de Sistemas, Campinas, 2012.

The increase complexity of power distribution analysis demands formulation and modeling that are capable to integrate structural and operational unbalance to steady state operational conditions.

In this work the three-phase representation on distribution systems is addressed taking in account three-phase, two-phase and single-phase systems particularities; and developing the models for lines, loads, capacitor banks, transformers and step-voltage regulators.

To achieve the future link between the models and existing techniques to determine the distribution systems operational conditions, it´s chosen the formulation based on generalized matrices that establish the correlation of currents and nodal voltages. This formulation makes possible to explore and analyze the structural and operational unbalances.

KEYWORDS: power distribution, distribution systems, three-phase models, three-phase system analysis, unbalanced systems, radial distribution.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O planejamento de curto, médio e longo prazo está se tornando cada vez mais complexo e crucial para a sustentabilidade do negócio da distribuição.

Devem-se alocar recursos tanto:

- na melhoria de desempenho dos sistemas que apresentam operação crítica e limitações de carregamento;
- no atendimento a novas cargas;
- na melhoria dos indicadores operacionais de continuidade e frequência de interrupções;
- mas, simultaneamente, planejar o futuro, atentando-se e incorporando análise técnica, e econômico-financeira.

Atualmente se faz necessário balancear, crescimentos verticais e horizontais, com a substituição da infraestrutura existente. Então, mais do que nunca, o planejamento deverá estar inserido na gestão dos ativos, e na análise dos investimentos que proporcionem o menor custo global (modicidade tarifária), com substituições de ativos, e construção de novas redes com estratégias de melhor aproveitamento, preservação do tempo de vida útil dos ativos, e utilização dos recursos de automação e operação em tempo real.

Adicionalmente, há o aumento dos requisitos de qualidade exigidos pela legislação e clientes, e aplicação de novas tecnologias na produção industrial e no agronegócio. Desta forma, serão avaliados o custo agregado da energia elétrica no produto, e percepção dos serviços prestados perante as expectativas dos consumidores.

Uma formulação e modelagem capazes de agregar os desequilíbrios estruturais e operacionais dos sistemas elétricos de distribuição aos estudos da operação em regime permanente proporcionará os meios para a análise:

- da qualidade dos serviços prestados em conformidade com os padrões de níveis de tensão, fator de potência, e desequilíbrios de tensão;

- da qualidade dos serviços prestados, ou seja, confiabilidade, desempenho, presteza no atendimento, tecnologia agregada, e responsabilidade social e ambiental;
- da configuração dos sistemas, e carregamento econômico dos condutores;
- da modicidade tarifária, custos de expansão, operação e manutenção; e
- da interação com o meio ambiente, ponderando planejamento, projeto, construção, e operação, minimizando os impactos ao meio ambiente.

Apenas através da abordagem trifásica se torna possível explorar e analisar:

- desequilíbrios estruturais inerentes à disposição espacial entre condutores, e ao solo;
- reatâncias própria e mútuas, sem a simplificação de transposição;
- representação dos desequilíbrios estruturais do sequenciamento de fases, e dos sistemas monofilares, bifásicos e trifásicos;
- desbalanceamento natural do sistema MRT, confiabilidade e estabilidade da proteção; como por exemplo, na limitação da corrente residual;
- desbalanceamento das cargas, caracterizadas através de curvas de cargas típicas de cada unidade consumidora, e agregadas para a composição da curva de carga do transformador de distribuição;
- regulação de tensão em sistemas de eletrificação rural como fator determinante para avaliar sua capacidade de carga;
- regulação de tensão decorrente dos desequilíbrios estruturais e operacionais;
- impactos e desequilíbrios operacionais decorrentes de um banco de capacitores com um elo fusível queimado; e
- desequilíbrios operacionais decorrentes da conexão dos bancos de reguladores de tensão, assim como, da operação independente de cada equipamento monofásico.

A modelagem estudada neste trabalho torna possível determinar as condições operacionais do sistema elétrico de distribuição em regime permanente por fase ou totalizações 3Φ, tais como:

- magnitudes e ângulos das tensões de todos os nós;
- magnitudes e ângulos das correntes no sistema elétrico;

- fluxos de potência kW e kvar nos circuitos;
- perdas por segmento dos circuitos;
- potências totais kW e kvar do sistema elétrico;
- perdas globais do sistema elétrico;
- potências das cargas kW e kvar conforme modelo especificado;
- carregamentos e factibilidade dos limites operativos.

No Capítulo 2, “Conceitos e Nomenclaturas usadas na Modelagem do Sistema”, serão apresentados os conceitos básicos e as nomenclaturas dos sistemas elétricos. E, considerando as particularidades dos sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos (MRT), desenvolver-se-á a contextualização da modelagem da distribuição de média tensão através da abordagem trifásica.

Já no Capítulo 3, “Modelo do Circuito Trifásico do Sistema”, através da abordagem eletromagnética, da teoria das imagens, e das equações de Carson, serão determinados os parâmetros concentrados de resistência, indutância e capacitância por segmentos de redes de distribuição aéreos. Tal modelo então estabelecerá os meios para a análise dos desequilíbrios estruturais inerentes à disposição espacial entre condutores e ao solo. Não haverá simplificação das reatâncias própria e mútuas, e nem hipóteses simplificadoras no que tange o espaçamento dos condutores, a bitola, suas formações, e transposições.

No Capítulo 4, “Modelo de Cargas”, serão abordadas as conexões Y trifásicas, bifásicas e monofásicas, e conexão Δ trifásica e bifásica, e conexão V trifásica. E de forma a propiciar a caracterização real de cargas com a devida complexidade vinculada, as mesmas refletirão os diversos segmentos e estratificações de unidades consumidoras conforme modalidades tarifárias, classes, faixas de demanda e consumo. Por fim, adotar-se-á procedimento de alocação de cargas, realizando a interface entre a formulação determinística almejada e os processos estatísticos e estocásticos.

E no Capítulo 5, “Modelo de Bancos de Capacitores”, dissertar-se-á a utilização e operação de bancos fixos e automáticos, suas estratégias de controle, chaveamento, proteção, aplicação, e benefícios associados. Desta forma, serão desenvolvidos modelos reais dos bancos de capacitores trifásicos, em derivação, nas conexões Y e Δ. E verificar-se-á que a aplicação de bancos de capacitores torna-se uma solução simples que busca a racionalização e otimização energética para o sistema elétrico.

Já no Capítulo 6, “Modelagem dos Transformadores”, através da contextualização de sua aplicação nos sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos (MRT), desenvolver-se-á a modelagem dos transformadores trifásicos Δyn, YNyn, YΔ, $\Delta\Delta$ e >V, e dos transformadores monofásicos de distribuição e isolamento utilizados em sistemas MRT. Destaca-se que os modelos se utilizarão de dados de placa dos equipamentos. E evidenciarão os desequilíbrios estruturais inerentes ao sistema de distribuição, assim como, os operacionais de cargas desbalanceadas atendidas pelos mesmos.

E no Capítulo 7, “Modelagem dos Reguladores de Tensão”, desenvolver-se-á a modelagem dos reguladores de tensão monofásicos e combinações típicas para formação de bancos trifásicos nas configurações Yn, Δ e >. Tais modelos serão abordados visando apenas a utilização de informações presentes na placa de identificação, ensaios e manuais dos equipamentos. E terão como variáveis parâmetros reais presentes nas folhas de ajustes dos reguladores monofásicos. Verificar-se-á então que a modelagem apresentada agrega, aos resultados das condições de operação em regime permanente, os desequilíbrios estruturais e operacionais inerentes a tais equipamentos.

CAPÍTULO 2

CONCEITOS E NOMENCLATURAS USADAS NA MODELAGEM DO SISTEMA

No planejamento da operação e expansão dos sistemas elétricos de distribuição, são de suma importância a compreensão do serviço de energia elétrica, e a visão sistêmica, uma vez que decisões tomadas impactarão diretamente nas necessidades dos consumidores e sua percepção dos serviços prestados.

Tal compreensão e visão sistêmica proporcionarão os meios para a análise:

- da qualidade dos serviços prestados em conformidade com os padrões de níveis de tensão, fator de potência, e desequilíbrios de tensão;
- da qualidade dos serviços prestados, ou seja, confiabilidade, desempenho, presteza no atendimento, tecnologia agregada, e responsabilidade social e ambiental;
- da configuração dos sistemas, e carregamento econômico dos condutores;
- da modicidade tarifária, custos de expansão, operação e manutenção; e
- da interação com o meio ambiente, ponderando planejamento, projeto, construção, e operação, minimizando os impactos ao meio ambiente.

A complexidade destas análises demanda uma formulação e modelagem capazes de agregar os desequilíbrios estruturais e operacionais dos sistemas elétricos de distribuição aos resultados das condições operacionais em regime permanente.

Para tal, desenvolver-se-á a abordagem trifásica dos sistemas elétricos de distribuição de média tensão visando sua representação nos procedimentos de cálculo do fluxo de potência trifásico. Inicialmente são apresentados as nomenclaturas e os conceitos básicos dos sistemas elétricos. Na sequência, é formulado o modelo estrutural considerando as particularidades dos sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos (MRT). Também são apresentadas as tipologias dos sistemas de distribuição de média tensão, e as diretrizes quanto aos pontos notáveis.

2.1. Nomenclaturas e conceitos básicos do sistema elétrico de energia

Conforme estabelecido no PRODIST, ou seja, nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional [40], são definidas as nomenclaturas e conceitos básicos utilizados pelos engenheiros do setor. Tais nomenclaturas e conceitos básicos são importantes para a compreensão do sistema elétrico. Será apresentado um breve glossário com os termos relevantes à abordagem dos sistemas de distribuição com representação de desequilíbrios estruturais e operacionais.

Na figura (2.1) é apresentado esquema que exemplifica as funções de um sistema elétrico de energia, representando a geração, a transmissão, e a alta, média e baixa tensão de distribuição.

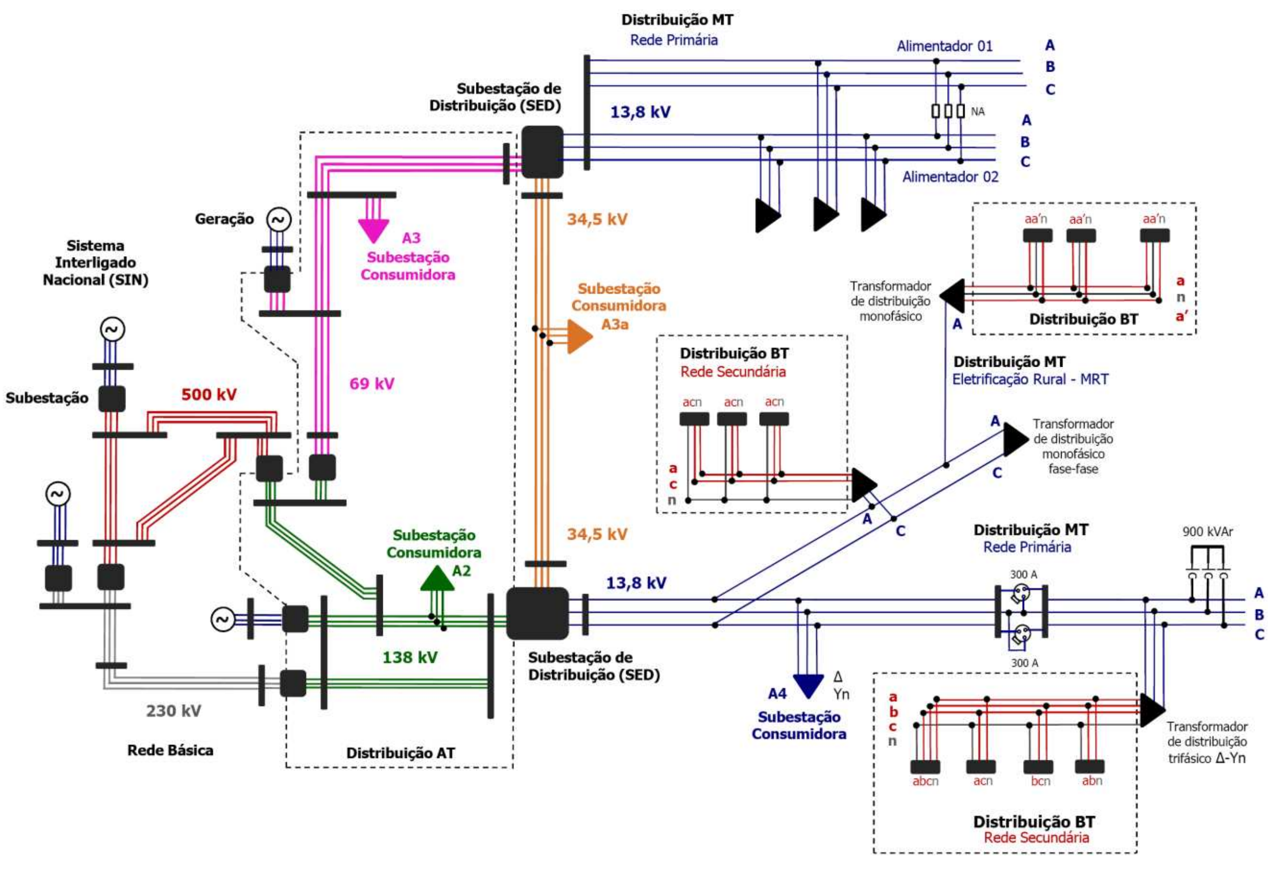


Fig. 2.1 - Sistema elétrico: geração, transmissão e distribuição.

A seguir, em ordem alfabética, são apresentados os conceitos e nomenclaturas fundamentais, e também regulatórios, em sistemas elétricos de energia.

Ampliação

Obras ou instalações que repercutem de forma sistêmica, como, por exemplo, uma nova linha de distribuição, de transmissão ou uma nova subestação.

Capacidade de demanda de conexão

Máximo carregamento definido para os regimes normal de operação, e de emergência, aos quais os equipamentos das subestações, redes e linhas de distribuição e transmissão podem ser submetidos sem sofrer danos ou perda de vida útil.

Ilhamento

Operação em que o produtor de energia supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada.

Instalações de distribuição

Ativos em operação de uma distribuidora, prestando serviço aos agentes de distribuição, os quais, se adquiridos com recursos próprios da distribuidora, são remunerados pela tarifa; e, se recebidos de terceiros a título de doação, não são remunerados pela tarifa, nem tampouco reconhecidos para fins de indenização pelo poder concedente.

Melhoria

Implantação ou substituição de equipamentos, visando manter a disponibilidade e a supervisão das instalações de distribuição, ou transmissão, não acarretando modificação da topologia da rede.

Micro-rede

Rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída.

Ponto de conexão

Ponto de intersecção do sistema elétrico da distribuidora com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando o limite de responsabilidade do fornecimento.

Procedimentos de distribuição (PRODIST) [38] [39] [40] [41] [42]

Conjunto de normas, critérios e requisitos técnicos aprovados pela ANEEL. Disciplina aspectos relativos ao planejamento da expansão, acesso, operação, medição, e qualidade da energia dos sistemas de distribuição.

Procedimentos de rede

Documento elaborado pelo ONS, com a participação dos agentes e homologado pela ANEEL, que estabelece os procedimentos e os requisitos técnicos para a implantação, o uso, e a operação dos sistemas de transmissão, bem como as responsabilidades do ONS e de todos os usuários.

Redes e linhas de distribuição

Conjunto de estruturas, utilidades, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, utilizados para a transformação e a distribuição de energia elétrica, operando em baixa, média e/ou alta tensão de distribuição. Geralmente, as linhas são circuitos radiais e as redes são circuitos malhados ou interligados.

Sistema de distribuição

Conjunto de instalações e equipamentos elétricos existentes na área de atuação de uma distribuidora, inclusive as DID - demais instalações de distribuição.

Sistema interligado nacional (SIN)

Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, interligadas eletricamente.

Subestação

Conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.

Tensão primária de distribuição:

Tensão disponibilizada no sistema elétrico da distribuidora com valores padronizados superiores a 1 kV. Engloba média e alta tensão de distribuição.

Tensão secundária de distribuição:

Tensão disponibilizada no sistema elétrico da distribuidora, com valores padronizados iguais ou inferiores a 1 kV. Também caracterizada como baixa tensão.

Tensão adequada

Valor nominal da tensão de conexão em condições de operação normal nos sistemas elétricos de distribuição.

Tensão precária

Valor nominal da tensão de conexão em condições de operação precária nos sistemas elétricos de distribuição, que exige medida de correção programada em um prazo pré-estabelecido.

Tensão crítica

Valor nominal da tensão de conexão em condições de operação crítica nos sistemas elétricos de distribuição, que exige medida de correção imediata em um prazo pré-estabelecido.

Universalização da energia elétrica

Conforme resolução ANEEL Nº 223/2003 [31], é o atendimento a todos os pedidos de nova ligação para fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50 kW, em tensão inferior a 2,3 kV, ainda que necessária a extensão de rede de tensão inferior ou igual a 138 kV, sem ônus para o solicitante, observados as metas, as condições e os prazos fixados pela legislação.

Compreendidos os conceitos e nomenclaturas fundamentais e regulatórios expostos nas últimas páginas, apresentar-se-á, a seguir, definições com foco na transmissão, e interfaces da mesma com a geração e alta tensão de distribuição. Para tal, se utiliza a figura (2.2).

Rede básica

Instalações de transmissão de energia elétrica que integram o sistema interligado nacional (SIN), de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos pela ANEEL.

A rede básica é formada pelas instalações de transmissão cujas tensões sejam iguais ou superiores a 230 kV.

Integram a mesma as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência, e equipamentos de subestações. As conexões e equipamentos ligados ao terciário destes transformadores também fazem parte da rede básica.

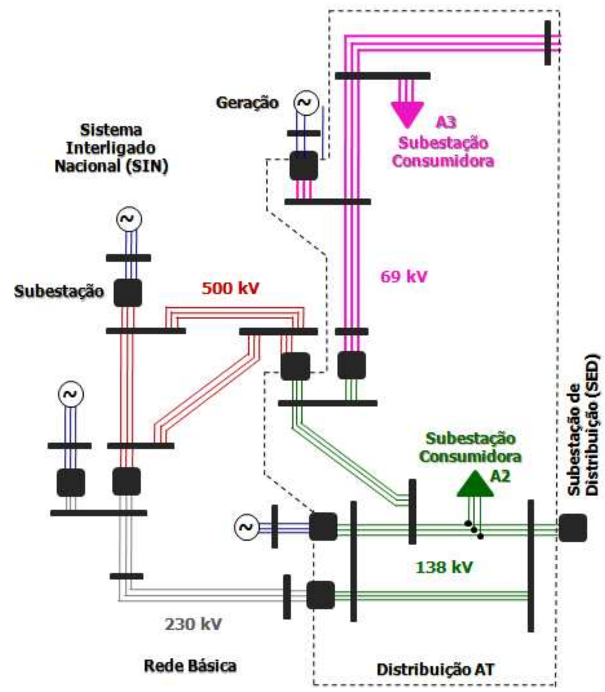


Fig. 2.2 - Sistema elétrico: destaque à transmissão e interfaces com a geração e distribuição AT.

Rede básica fronteira

Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV, cujas tensões secundárias e terciárias sejam inferiores a 230 kV.

Alta tensão de distribuição (AT)

Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV. Ou então, quando especificamente definidas pela ANEEL, instalações em tensão igual ou superior a 230 kV.

Demais instalações de transmissão (DIT)

Instalações de energia elétrica de propriedade de concessionárias de transmissão, não integrantes da rede básica. Caracterizam-se pelas instalações de transmissão:

- em tensão inferior a 230 kV, localizadas ou não, em subestações integrantes da rede básica; ou
- em qualquer tensão, porém que atendam centrais geradoras em caráter exclusivo ou compartilhado; ou então consumidores livres em caráter exclusivo.

Demais instalações de distribuição (DID)

Instalações em tensão igual ou superior a 230 kV, não integrantes da rede básica, e que compõem os ativos da distribuidora. As DID devem seguir, construtivamente, os requisitos dos procedimentos de rede.

Subestação consumidora

Conjunto de equipamentos para atendimento à unidade consumidora em média ou alta tensão de distribuição.

Subestação de distribuição (SED)

Subestação conectada ao sistema de distribuição de alta tensão, e responsável por interligar, através de transformadores de força, as redes de distribuição de alta e média tensão. Tem como função reduzir a tensão no sistema de distribuição.

Compreendidos os conceitos e nomenclaturas com foco na geração, transmissão, e alta tensão de distribuição, apresentar-se-á, a seguir, definições com foco em média e baixa tensão de distribuição. Para tal, se utiliza a figura (2.3).

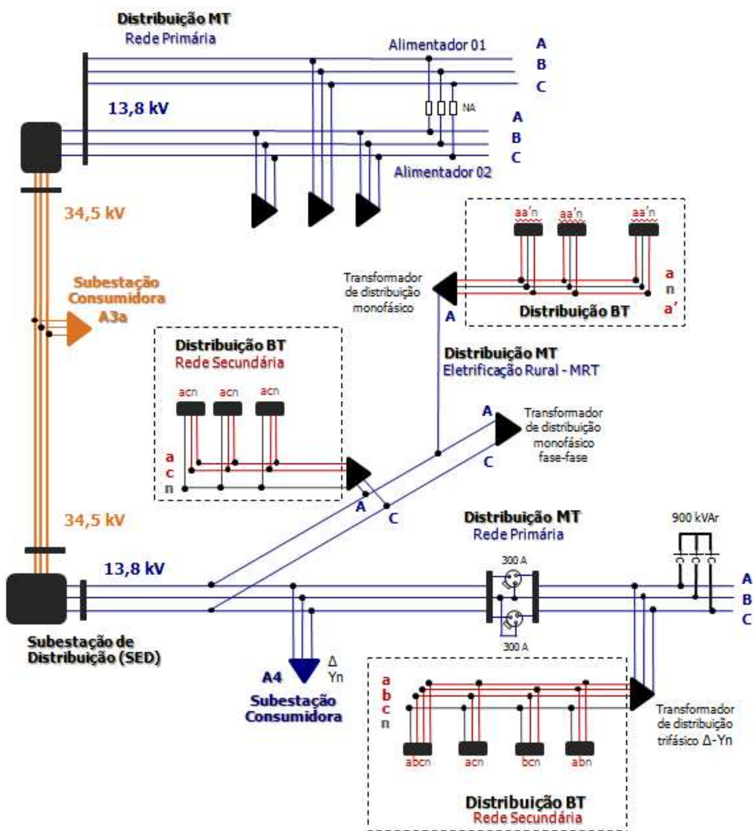


Fig. 2.3 - Sistema elétrico: destaque à média e baixa tensão de distribuição (MT, BT).

Média tensão de distribuição (MT)

Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Baixa tensão de distribuição (BT)

Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

2.2. Sistema monofilar com retorno por terra (MRT)

Aliado à necessidade de se compatibilizar os custos de implantação de sistemas de eletrificação rural com a economia das áreas a serem eletrificadas, desenvolvem-se os sistemas que se utilizam de redes monofilares com retorno por terra. Estas regiões ou áreas rurais são caracterizadas pela baixa densidade de carga, não exijindo, a curto e médio prazo, interligação ou ampliação de sistemas elétricos.

Tais sistemas de eletrificação rural estão associados à universalização da energia elétrica [31]. Ou seja, ao atendimento a todos os pedidos de nova ligação para fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50 kW, em tensão inferior a 2,3kV, ainda que necessária a extensão de rede de tensão inferior ou igual a 138 kV, sem ônus para o solicitante, observados as metas, as condições e os prazos fixados pela legislação.

São requisitos básicos para utilização de redes monofilares com retorno por terra (MRT) a necessidade de alocar criteriosamente, e reduzir ao máximo, os investimentos em construção de sistemas elétricos de distribuição rural, adequando-se às características de esparsidade e baixo consumo das cargas.

Na figura (2.4) é evidenciada a adequação das características dos sistemas de média tensão de distribuição à medida que aumenta a esparsidade. Parte-se de sistemas trifásicos provenientes das SEDs, porém atendem-se áreas rurais de maior densidade por sistemas bifásicos, e áreas rurais de baixa densidade por sistemas MRT.

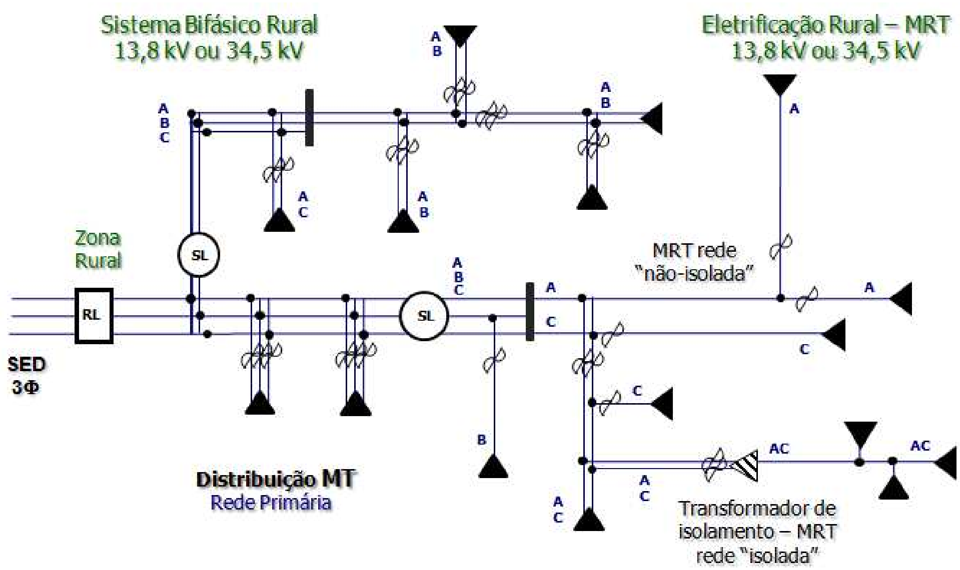


Fig. 2.4 - Média tensão de distribuição: sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos.

Conforme Eletrobrás e CEPEL [35], a motivação dos sistemas MRT reside na característica de (i) baixa densidade de cargas nas zonas rurais, inviabilizando economica e financeiramente a expansão através de sistemas de distribuição 3Φ e 2Φ; (ii) modicidade tarifária, e (iii) inviabilidade técnica da utilização de sistemas 3Φ devido à dificuldade prática de balancear uma pequena carga nas três fases, e também de limitações mecânicas quanto à utilização de seção de condutores bem reduzida.

Para se entender a dificuldade de balanceamento das cargas rurais é necessário considerar a natureza das mesmas, ou seja, com consumidores situados um a cada 1,5 km ou mais, e com demandas médias de 2 kVA. Sendo assim, há pouca carga para equilibrar em um ramal de 15 ou 30 km de extensão. Um exame das curvas de carga mostra que a possibilidade de balanceá-las nas três fases é muito pequena, sendo necessário um número maior de consumidores para tal.

Fig. 2.5 - Estrutura MRT.

As principais vantagens do sistema MRT são:

- menor custo de capital comparado com o sistema bifásico e trifásico. Tal diferencial é decorrente do menor número de condutores, redução do número de estruturas (maior vão entre postes), e menor utilização de chaves e dispositivos de proteção. Em artigo publicado na T&D World [34], evidencia-se que, apesar de cada projeto apresentar suas particularidades, a redução de aporte de capital para a expansão em linhas longas e de baixa densidade de carga comumente são de 30% por cliente;
- conforme figura (2.5), simplicidade de design e construção, proporcionando redução de material e mão-de-obra nas redes, além de permitir uma construção mais rápida;
- custo reduzido de manutenção e operação decorrentes da existência de apenas um condutor, sem cruzeta e demais componentes presentes em sistemas bifásicos e trifásicos;
- maior confiabilidade no atendimento a áreas rurais devido a não existir contato entre condutores por interferência do vento ou vegetação;
- crescimento da carga pode ser convenientemente observado utilizando instrumentos de baixa tensão ligados no aterramento primário dos transformadores.

2.2.1. Topologia, estruturas e condutores

Os sistemas de eletrificação monofilares que se utilizam do retorno por terra são providos de redes de distribuição com um único condutor fase que alimenta um ou mais transformadores de distribuição em tensão primária. Realiza-se o retorno de corrente através da terra, podendo se estender por dezenas ou centenas de quilômetros com um grande número de derivações.

A rede secundária é composta de três fios (duas fases e um neutro), atendendo, a princípio, consumidores com cargas monofásicas (230/115 V). Já as tensões primárias típicas são de 6,87 kV, 7,96 kV e 19,91 kV. Vale destacar que, em se aplicando transformador de isolamento, derivar-se da rede primária as tensões de linha 11,9 kV, 13,8 kV e 34,5 kV. Porém após o transformador de isolamento distribui-se em tensão primária de 6,87 kV, 7,96 kV e 19,91 kV.

Como conseqüência da baixa densidade de carga nas zonas rurais, utilizam-se, alternativamente, novos tipos de condutores. Na figura (2.6) são apresentados os condutores aço-zincado e aço-alumínio. Embora apresentem maior resistividade que os convencionais de cobre e alumínio, possuem alta resistência mecânica. O resultado é a redução do número de estruturas, refletindo diretamente nos custos de construção, operação e manutenção.

Fig. 2.6 - Condutores de aço-zincado e aço-alumínio.

Conforme diretrizes de engenharia CESP [57], os condutores de aço-zincado são formados por arame de aço-zincado ou cordoalha de aço. Já os condutores de aço-alumínio são formados por fio alumoweld 1 x 3.26mm, ou cabo alumoweld 3 x 2.59 mm.

Os limites térmicos para os condutores não convencionais de aço-zincado (CAZ) e aço-alumínio (CAW) são compatíveis com os carregamentos previstos nas áreas de aplicação do sistema monofilar com retorno por terra.

2.2.2. Aterramento, desbalanceamento e soluções

Nos sistemas monofilares com retorno por terra, toda a corrente de carga dos transformadores de distribuição passam, necessária e continuamente, pelos aterramentos dos mesmos. Desta forma, pela função essencial que cumprem, devem ser antecedidas de procedimentos criteriosos envolvendo a medição de resistividade dos solos, projeto, construção e acompanhamento periódico.

Dada a criticidade do aterramento, o sistema MRT é dotado, conforme evidenciado na figura (2.7) [57], de aterramento duplo, e separado, nos postes dos transformadores de distribuição monofásicos. Tal duplicação garante que, num eventual rompimento de um dos aterramentos, o outro garantirá a operação, e também a segurança contra choques elétricos próximos ao ponto de aterramento.

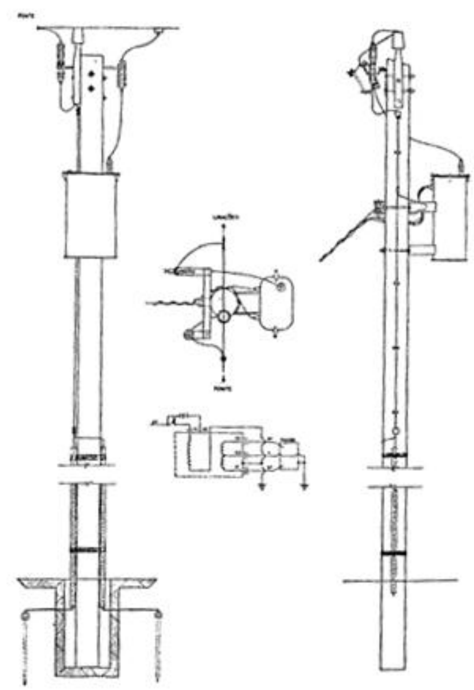


Fig. 2.7 - Estrutura de instalação do transformador de distribuição monofásico.

O valor recomendado de resistência de aterramento é de até 10 Ω. Para sistemas de eletrificação MRT, vale destacar que os condutores aço-alumínio e aço-zincado apresentam resistência em torno de 10 a 35 Ω/km. Condutores estes que se estendem por vários quilometros.

Já no que se refere ao desbalanceamento natural do sistema MRT, por questões de proteção contra defeitos fase-terra, as cargas atendidas deverão ser balanceadas de maneira que, em qualquer ponto do sistema elétrico de distribuição de média tensão, a corrente residual ($I_N = I_A + I_B + I_C$) não ultrapasse 6 A [57].

Pelo mesmo motivo de proteção contra defeitos fase-terra, em qualquer tronco, subtronco, ou ramal MRT, limita-se a corrente em 6 A [57]. Nos casos em que a corrente de carga ultrapasse este valor, recomenda-se a utilização de transformadores de isolamento. Os mesmos confinarão tais correntes de terra ao trecho considerado, minimizando os problemas de proteção. Vide figura (2.8) [57].

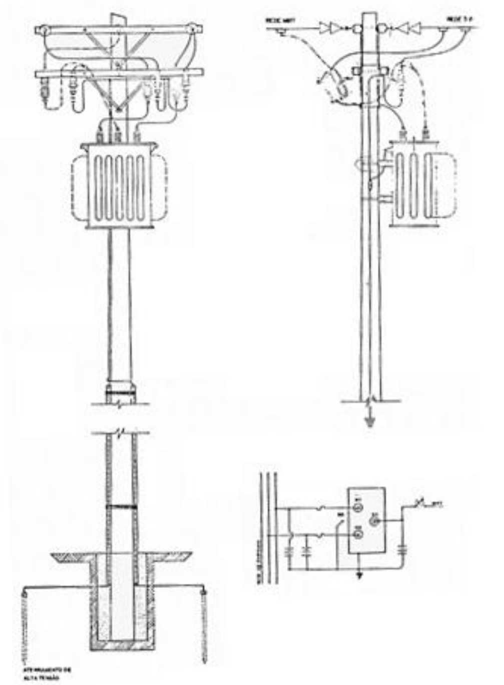


Fig. 2.8 - Estrutura de instalação do transformador de isolamento (ligação fase-fase).

2.2.3. Eletrificação rural MRT - rede "não-isolada"

Conforme figura (2.9), a partir da rede primária 3Φ convencional, derivam-se uma ou mais linhas monofilares. Visando o balanceamento das correntes nas três fases do alimentador, deve-se analisar de que fase será derivada o MRT. Já o retorno das correntes se dará pela terra, realizando fechamento no aterramento do transformador de força da subestação.

A eletrificação rural MRT em rede "não-isolada" se apresenta como a simplificação, através da eliminação do condutor neutro, do sistema monofásico multi-aterrado convencional. É comprovadamente a versão mais prática e econômica do MRT, sendo, portanto, a mais recomendada no documento [35] da Eletrobrás e CEPEL.

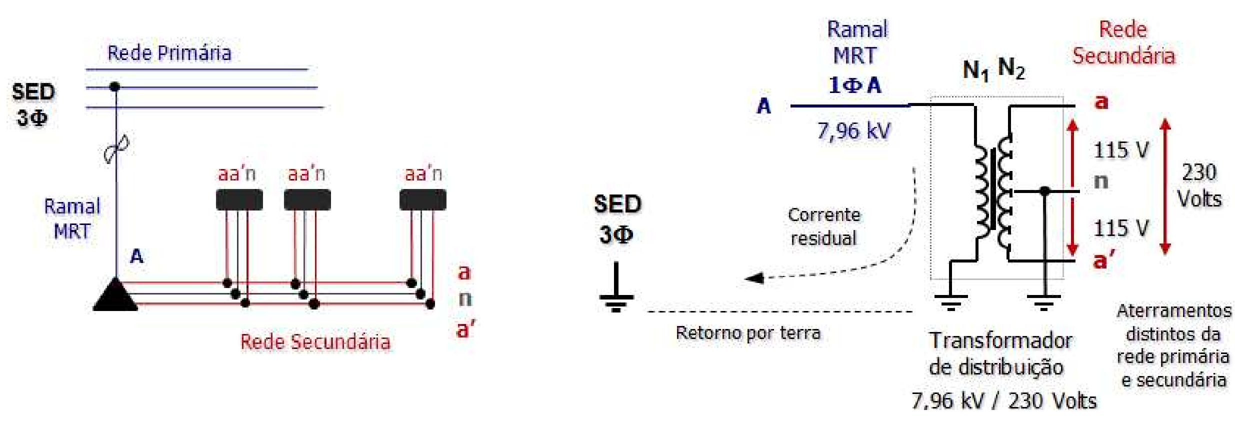


Fig. 2.9 - Representação da eletrificação rural MRT através de rede "não-isolada".

2.2.4. Eletrificação rural MRT - rede "isolada"

Conforme figura (2.10), a partir da rede primária 3Φ, deriva-se o transformador de isolamento, cujo enrolamento primário se conecta a duas fases. Tal transformador proporciona o seccionamento elétrico entre a rede MRT e a rede primária. Esta alternativa é apropriada a ramais com maior consumo, na qual a corrente de desequilíbrio possa vir a influenciar a proteção do sistema elétrico de distribuição.

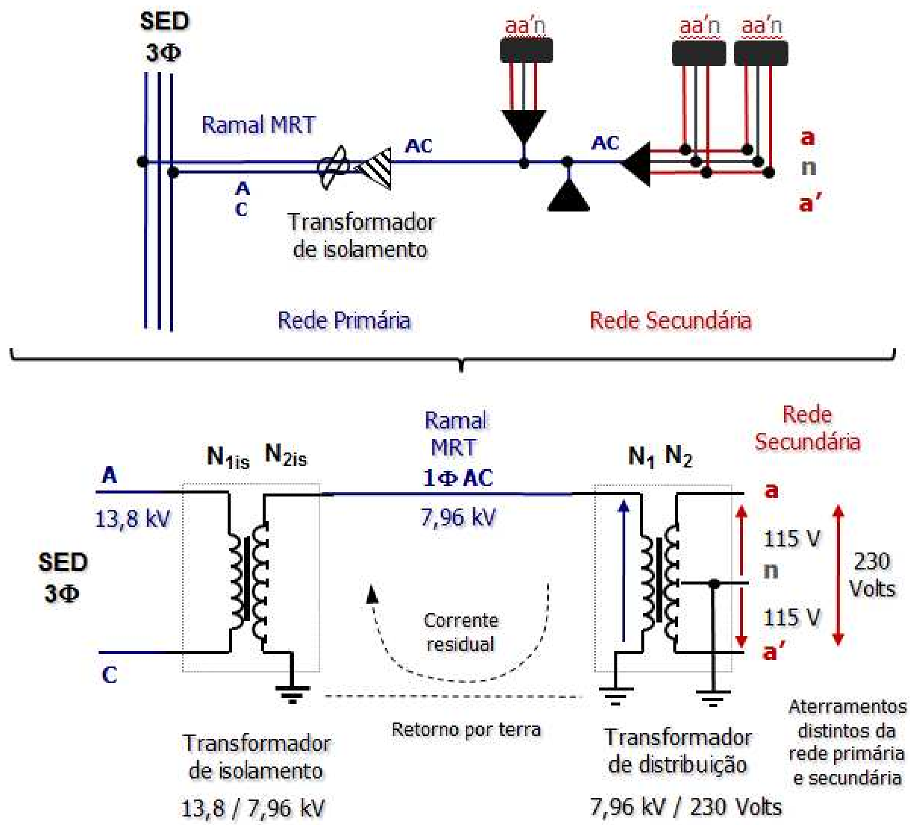


Fig. 2.10 - Representação da eletrificação rural MRT através de rede "isolada".

Na referência Eletrobrás e CEPEL [35], a eletrificação rural utilizando transformador de isolamento se apresenta como solução para o emprego do MRT a partir de sistemas isolados. O emprego deste sistema de eletrificação rural visa, adicionalmente às vantagens típicas, agregar outros benefícios, sendo:

- regulação de tensão do sistema MRT às tensões nominais padronizadas, utilizando-se de transformador de isolamento com TAP (13.8/13.2 kV). Com alteração do TAP do transformador é possível elevar a tensão, permitindo o atendimento a uma área mais ampla em condições econômicas;

- limitação das correntes de curto-circuito disponíveis nas linhas MRT;
- limitação da zona de circulação das correntes de retorno pela terra, evitando, assim, interferências na proteção da linha supridora e em linhas de telecomunicações fora do percurso do ramal.

Porém, dado a inserção do transformador de isolamento, há desvantagens, que inicialmente se apresentam:

- através do custo adicional;
- limitação da potência do ramal à potência nominal do transformador de isolamento; e
- necessidade de reforçar o aterramento do transformador de isolamento, pois, na sua falta, cessa o fornecimento de energia para todo o ramal.

2.2.5. Avaliação da aplicação, evolução e regulação de tensão

Em sistemas de eletrificação rural a regulação de tensão é o fator determinante para avaliar sua capacidade de carga. Para se evitar o emprego indiscriminado de sistemas monofilares com retorno por terra (MRT), constituem-se em parâmetros essenciais o planejamento das áreas, a avaliação prévia das características das cargas a serem atendidas, a resistividade do solo na região, e o seu posicionamento em relação aos sistemas 3Φ e 2Φ existentes.

Para se decidir pela utilização dos sistemas MRT, recomenda-se especial atenção à maior ou menor rapidez de evolução das cargas e/ou configuração do sistema de distribuição. Tal diretriz visa não agravar a severidade da regulação de tensão no sistema decorrente (i) da evolução das cargas dos sistemas MRT, e (ii) do aumento da participação dos sistemas MRT na corrente do sistema elétrico de distribuição em média tensão.

Destaca-se ainda que a evolução do sistema MRT mostra a ocorrência discreta de linhas tronco MRT das quais derivam ramais MRT. Observa-se nítida tendência de expansão através de ramais MRT retirados diretamente das fases do sistema trifásico, residindo nesses ramais as maiores perspectivas de aplicação.

2.3. Sistemas bifásicos e trifásicos

Uma vez exploradas as particularidades dos sistemas monofilares com retorno por terra (MRT), cruciais na representação dos desequilíbrios estruturais e operacionais em sistemas elétricos de distribuição de média tensão, será abordado brevemente as características dos sistemas bifásicos e trifásicos.

Destaca-se que sistemas elétricos de distribuição de média tensão são tipicamente constituídos de redes e linhas de distribuição, predominantemente trifásicas a três fios, com o neutro aterrado somente na subestação, cujas tensões nominais típicas são 11,9 kV, 13,8 kV e 34,5 kV; assim como, em sistemas bifásicos e sistemas monofilares com retorno por terra (MRT).

O multiaterramento é generalizado nas redes de baixa tensão de distribuição, ou em casos especiais, em decorrência da necessidade de maior eficácia da proteção do sistema elétrico, na média tensão de distribuição. Ressalva-se que não se interliga o aterramento da subestação com o neutro da rede secundária.

Vide tópico “3.2.3. Estruturas e condutores em sistemas de distribuição aéreos” para maiores detalhes sobre os tipos de estruturas e condutores aplicados em sistemas bifásicos e trifásicos.

2.4. Tipologia dos sistemas de distribuição de média tensão

Conforme figura (2.11) abaixo, as características chave desta tipologia são: (i) a utilização de condutores de maior bitola (477 e 336 MCM) tanto no tronco quanto nos ramais; (ii) topologia privilegiando estratégias de contingenciamento e de transferência de cargas (anéis operando abertos com recurso de chaves a vácuo, a óleo, e chaves faca); (iii) reduzida área de abrangência e extensão; e (iv) correção de fator de potência com a presença de mais de um banco de capacitores.

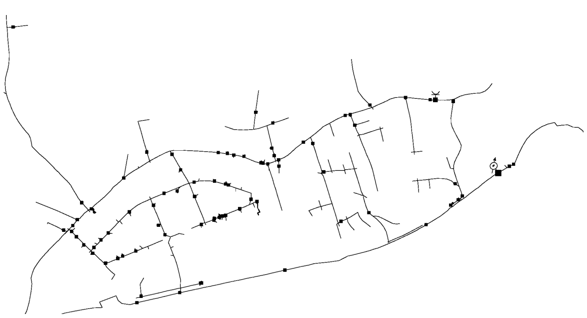


Fig. 2.11 - Tipologia de sistema de distribuição de média tensão em atendimento a área de alta concentração de cargas (distrito industrial).

Já na figura (2.12) ao lado, as características chave desta tipologia são: (i) utilização de condutores de bitola intermediária (2/0 AWG) no tronco, e condutores de baixa capacidade de carregamento e significativa queda de tensão (2 e 4 AWG) nos ramais; (ii) aliado a topologias de grande extensão e área de abrangência, baixa densidade de cargas, e com poucas opções de contingenciamento; e (iii) grande utilização de banco de reguladores de tensão para compensação das significativas quedas de tensão.

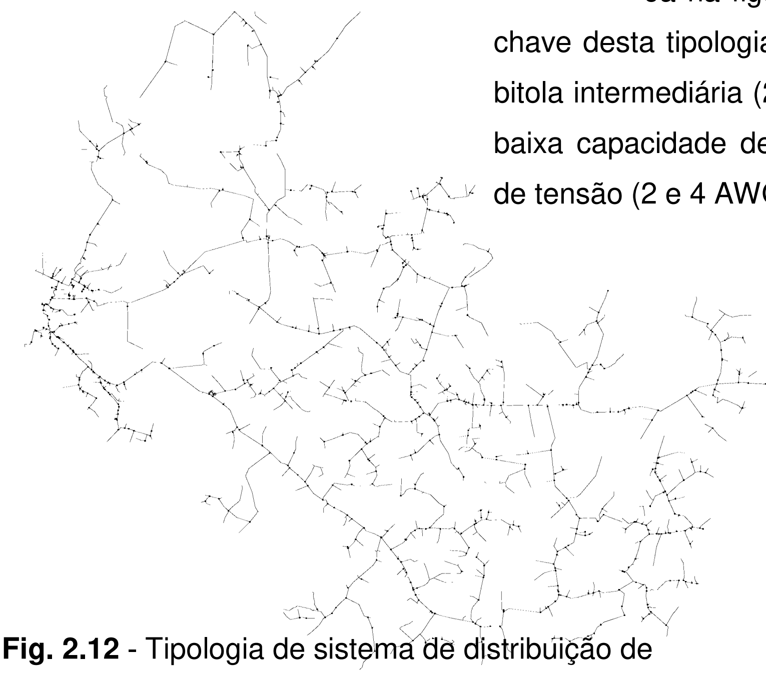


Fig. 2.12 - Tipologia de sistema de distribuição de média tensão em atendimento a área de baixa concentração de cargas (zona rural).

Por fim, conforme figura (2.13), as características chave desta tipologia são intermediárias às duas anteriormente apresentadas. Neste caso, utilizam-se, na área urbana, condutores de maior bitola (336MCM e 4/0 AWG) no tronco e em alguns ramai; e nas áreas rurais, condutores intermediários (2/0 AWG) no tronco, e condutores (2 e 4 AWG) nos ramais. No que tange as estratégias de transferência de cargas e contingenciamento, pela área de abrangência híbrica e de maior extensão, são sistemas com manobras pré-determinadas, e que, tipicamente, exigem sucessivas alterações da topologia dos sistemas vizinhos. Adicionalmente há a utilização conjunta de bancos de capacitores e reguladores de tensão.

Fig. 2.13 - Tipologia de sistema de distribuição de média tensão em atendimento a área de concentrações de cargas variadas (pequena localidade urbana, mais zona rural).

2.5. Pontos notáveis na média tensão de distribuição

Visando agregar os desequilíbrios estruturais e operacionais dos sistemas elétricos de distribuição às condições operacionais em regime permanente, se faz necessário estruturar as diretrizes que definem os pontos de interesse quanto à caracterização do sistema elétrico de distribuição em análise. Vide figura (2.14).

Tais diretrizes abrangerão os sistemas trifásicos, bifásicos e MRT, e implicarão decisivamente na formulação e modelagem estrutural dos sistemas de média tensão de distribuição a serem utilizados pelos engenheiros de planejamento da operação e expansão.

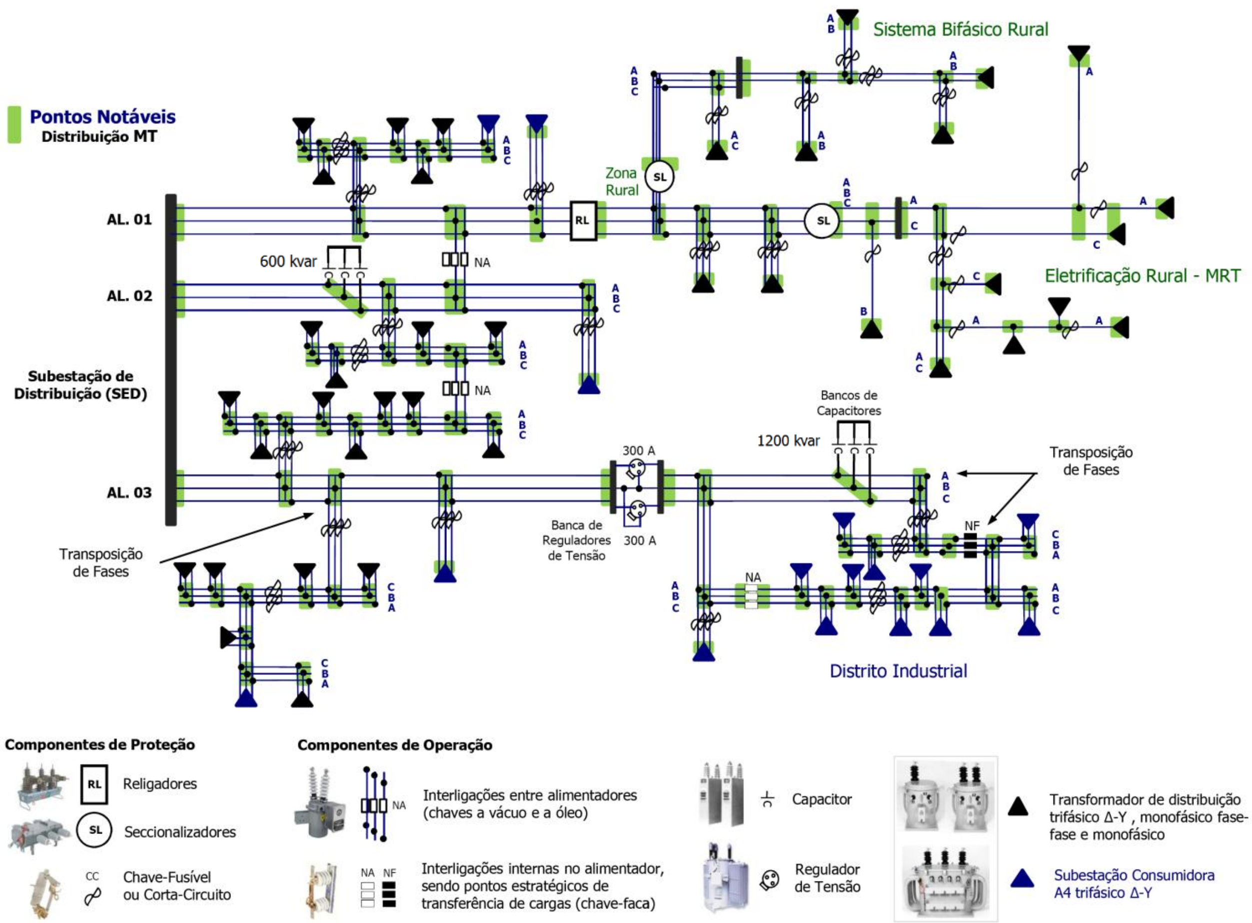


Fig. 2.14 - Pontos notáveis em sistemas elétricos de média tensão de distribuição.

Serão pontos notáveis:

- o nó raiz situado na subestação de distribuição (SED);
- os nós que delimitam mudanças na configuração dos circuitos. Ou seja, pontos em que haja alteração das estruturas, e/ou condutores, e/ou sequência de fases;

- os nós de derivação que estabelecem a ramificação do sistema elétrico de distribuição;
- os nós das subestações consumidoras dos clientes A4 e grupo B optante;
- os nós em que se localizam clientes com cargas especiais (fornos de indução, fornos a arco, retificadores, inversores, etc);
- os nós que demarcam as áreas urbanas, rurais e industriais;
- os nós vinculados à operações de contingenciamento e remanejamento de cargas;
- os nós em que se localizem componentes de proteção; e
- os nós em que se localizem componentes de operação.

De forma a esclarecer quais são os componentes de proteção e operação, têm-se:

Componentes de Proteção

O **religador** é um dispositivo de retaguarda destinado a interromper e efetuar religamentos nos circuitos de distribuição de média tensão. Figura (2.15).

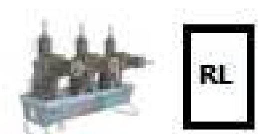


Fig. 2.15 - Religador.

Já o **seccionalizador**, figura (2.16), é um dispositivo projetado para operar de forma coordenada e em conjunto com o religador, ou então diretamente com disjuntores com relé de religamento. Desta forma, o seccionalizador é um equipamento projetado para ser ligado em série, no lado da carga, e após o religador automático ou após o disjuntor com relé de religamento. Destaca-se a inexistência de contato elétrico ou mecânico entre o seccionalizador e o religador ou disjuntor.

Fig. 2.16 - Seccionalizador.

Ocorrendo um defeito na zona de proteção do seccionalizador, o religador deverá sentir tal ocorrência. Isto é, o religador deverá interromper a corrente de defeito, o seccionalizador conta a interrupção, e após um pré-determinado número de interrupções do religador (uma, duas ou três), o seccionalizador abre seus contatos, sempre com o circuito desenergizado e antes da abertura definitiva do religador.

Assim sendo, observa-se que um defeito permanente na zona de proteção do seccionalizador pode ser isolado sem que o religador, ou disjuntor com relé de religamento, abra seus contatos definitivamente. Tal artifício garante a operação do restante do sistema.

A **chave-fusível**, figura (2.17), é um equipamento utilizado para proteção da linha contra sobrecorrente. Tal proteção é realizada pela fusão do seu elo fusível. A mesma é instalada prevendo-se a coordenação da proteção, sendo o elo fusível dimensionado em função da carga instalada.

Fig. 2.17 - Chave-fusível.

Portanto, os componentes de proteção são pontos notáveis, pois em manobras e/ou transferência de cargas é necessário conhecer as novas correntes nos trechos, que juntamente com os níveis de curto-circuito, estabelecerão reprogramação dos parâmetros dos equipamentos, e, eventualmente, o "by-pass" de alguns para obtenção de coordenação de seletividade da proteção.

Componentes de Operação

As **chaves a vácuo e a óleo** são equipamentos de operação em carga usualmente instalados em interligações dos sistemas elétricos de média tensão. A finalidade é viabilizar contingenciamentos e transferências de blocos de cargas prioritários. Vide figura (2.18).

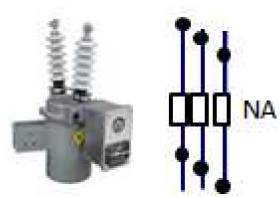


Fig. 2.18 - Chave a vácuo ou a óleo.

Já a **chave-faca**, figura (2.19), é um equipamento de operação manual, sendo usado no seccionamento da linha a fim de facilitar a sua operação. A chave-faca é instalada ao longo do alimentador para restabelecimento do atendimento dos clientes, devendo ficar em pontos estratégicos que permitam a agilidade da operação.

Fig. 2.19 - Chave-faca.

Os **bancos de capacitores,** figura (2.20), são instalados em postes visando desempenho operacional e qualidade de energia conforme aplicação. Ou seja, compensação dos reativos, correção do fator de potência de consumidores industriais, regulação de tensão, redução de perdas, e aumento da capacidade de transmissão de potência ativa.

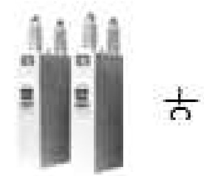


Fig. 2.20 - Capacitor.

Os **reguladores de tensão** monofásicos são equipamentos projetados para medir e corrigir a tensão das linhas de distribuição de energia elétrica de média tensão conforme ajustes e parametrização definidos. Figura (2.21).

Fig. 2.21 - Regulador de tensão monofásico.

Os **transformadores 3Φ e 1Φ** são os componentes de operação do sistema elétrico responsáveis por estabelecer o elo de ligação entre os diversos níveis de tensão. Pela característica de interligação dos níveis de tensão do sistema elétrico, os transformadores estão presentes tanto nas subestações das centrais de geração, como nas subestações de distribuição (SED), e subestações consumidoras atendidas em média ou alta tensão de distribuição; assim como, pulverizados ao longo dos alimentadores nos sistemas elétricos de distribuição de forma a atender aos clientes. Vide figura (2.22).

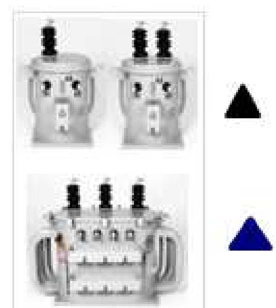


Fig. 2.22 - Transformadores.

2.6. Conclusão

Almejando resultados que agregam os desequilíbrios estruturais e operacionais dos sistemas elétricos de distribuição às condições de operação em regime permanente, no presente capítulo apresentaram-se inicialmente as nomenclaturas e conceitos básicos dos sistemas elétricos. Na sequência desenrolou-se a formulação e modelo estrutural considerando as particularidades dos sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos (MRT). E também foram apresentadas as tipologias dos sistemas de distribuição de média tensão e diretrizes quanto aos pontos notáveis.

Tais tópicos trazem a visão estrutural dos sistemas de distribuição de média tensão de forma a contextualizar o direcionamento da modelagem à abordagem trifásica.

Apenas através da abordagem trifásica se torna possível explorar e analisar:

- desequilíbrios estruturais inerentes à disposição espacial entre condutores, e ao solo;
- reatâncias própria e mútuas, sem a simplificação de transposição;
- representação dos desequilíbrios estruturais do sequenciamento de fases, e dos sistemas monofilares, bifásicos e trifásicos;
- desbalanceamento natural do sistema MRT, confiabilidade e estabilidade da proteção; como por exemplo, na limitação da corrente residual;
- desbalanceamento das cargas, caracterizadas através de curvas de cargas típicas de cada unidade consumidora, e agregadas para a composição da curva de carga do transformador de distribuição;
- regulação de tensão em sistemas de eletrificação rural como fator determinante para avaliar sua capacidade de carga;
- regulação de tensão decorrente dos desequilíbrios estruturais e operacionais;
- impactos e desequilíbrios operacionais decorrentes de um banco de capacitores com um elo fusível queimado; e
- desequilíbrios operacionais decorrentes da conexão dos bancos de reguladores de tensão, assim como, da operação independente de cada equipamento monofásico.

Nos próximos capítulos ter-se-á a oportunidade de dissertar sobre cada um destes motivadores à abordagem trifásica, enquanto são desenvolvidos os modelos dos circuitos, cargas, bancos de capacitores, transformadores e bancos de reguladores de tensão.

CAPÍTULO 3

MODELO DO CIRCUITO TRIFÁSICO DO SISTEMA

O modelo do circuito trifásico dos sistemas elétricos de distribuição visa a determinação dos parâmetros concentrados de resistência, indutância e capacitância por segmentos de redes de distribuição aéreos. Tal modelo então estabelecerá os meios para a análise dos desequilíbrios estruturais inerentes à disposição espacial entre condutores e ao solo.

A determinação destes parâmetros concentrados é derivada das resistências, indutâncias e capacitâncias distribuídas ao longo dos sistemas elétricos de distribuição. Definindo-se, decorrentes da diferença de potencial entre condutores, as capacitâncias. E, inerente à resistência dos condutores, e às reatâncias indutivas próprias e mútuas resultantes do campo magnético, a impedância série.

Devido aos sistemas elétricos de distribuição de média e baixa tensão serem formados por sistemas trifásicos, bifásicos, e monofilares, sem aplicação de transposição intencional, não haverá simplificação das reatâncias própria e mútuas. A determinação das mesmas considerará o terra como caminho de retorno das correntes de desequilíbrio, e também considerará transposições estruturais decorrentes de necessidades mecânicas e operacionais (travessias e interligações, por exemplo).

O desenvolvimento deste capítulo se utiliza das teorias eletromagnéticas para a definição das impedâncias própria e mútuas. Verifica-se que a tentativa de estruturação do modelo através de circuitos elétricos se mostra inviável, uma vez que a inclusão do efeito do solo não possibilita o cálculo dos parâmetros desejados. Desta forma, se faz necessário seguir a abordagem eletromagnética considerando-se o efeito do solo através da teoria das imagens e das equações de Carson [12].

Dado que um alimentador de distribuição é inerentemente desbalanceado, uma abordagem mais apurada para análise dos sistemas de distribuição não deve ser baseada em hipóteses simplificadoras no que tange o espaçamento dos condutores, a bitola, suas formações e transposições. No artigo de 1926 de Carson [12] é apresentado o desenvolvimento de uma técnica onde podem ser determinadas as impedâncias primitivas série, próprias e mútuas, para um número arbitrário de condutores aéreos.

Neste artigo, as equações de John R. Carson partem da hipótese de que os condutores são paralelos à terra; e que a mesma pode ser considerada infinita, uniformemente sólida, com superfície superior plana, e resistividade constante. Adicionalmente, são desconsiderados os efeitos eletromagnéticos introduzidos por terminações nos pontos de aterramento. Isto porque não são significativos nas frequências de operação de sistemas elétricos de energia (50 e 60 Hz).

Conforme Kersting [01], a partir das equações de Carson modificadas para sistemas de distribuição aéreos são determinadas as impedâncias primitivas série e admitâncias shunt primitivas. Estruturando-se assim, conforme evidenciado na figura (3.1), o modelo completo do circuito com parâmetros concentrados por segmentos de rede.

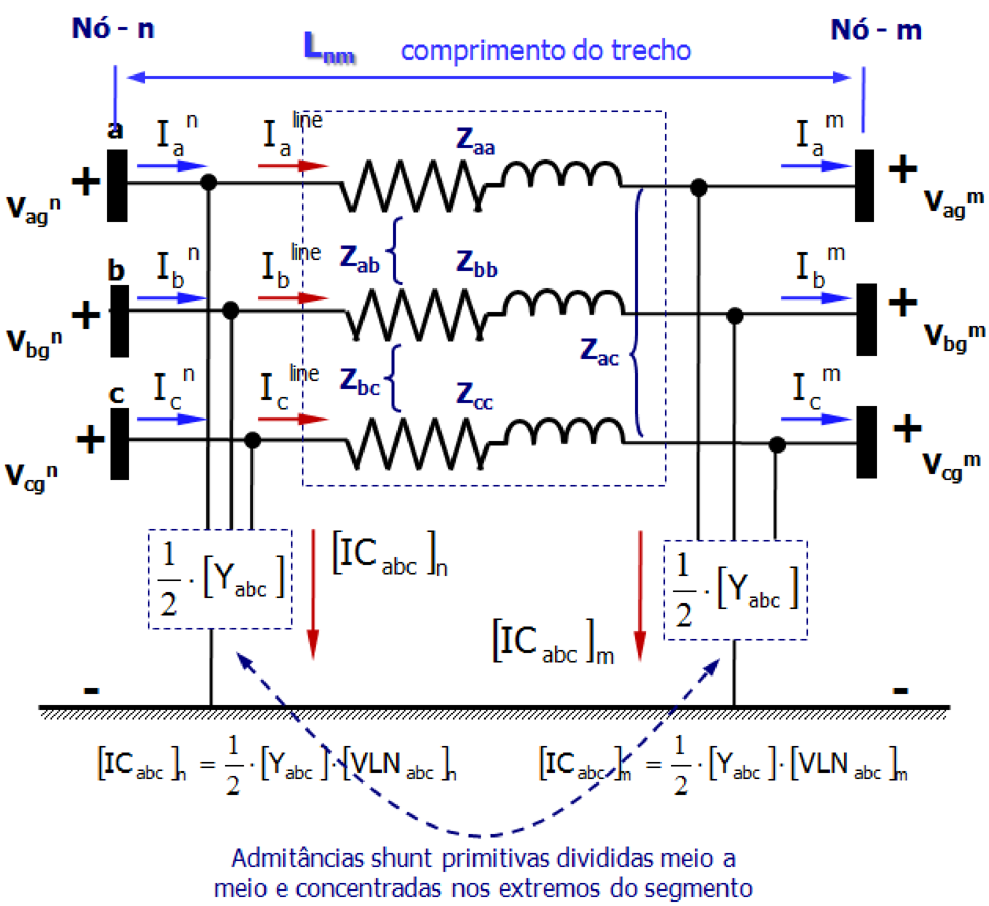


Fig. 3.1 - Modelo completo do circuito trifásico em sistemas de distribuição aéreos.

3.1. Impedâncias série e admitâncias shunt em sistemas de distribuição aéreos

Todas as redes e linhas de distribuição em sistemas elétricos de potência apresentam as propriedades elétricas de resistência, indutância, capacitância e condutância. A indutância e capacitância são devidas aos efeitos dos campos magnético e elétrico ao redor dos condutores.

Já a condutância shunt está associada às correntes de fuga através dos isoladores e caminhos ionizados no ar. Segundo Grainger e Stevenson [07], tais correntes de fuga são desprezíveis quando comparadas com as correntes nas redes e linhas de distribuição, e desta forma, podem ser desprezadas. Outra razão para desconsiderar a condutância no modelo a ser desenvolvido é a alteração da mesma segundo variáveis que dificultam sua consideração. Isto devido à condutância decorrer principalmente dos efeitos de correntes de fuga nos isoladores, cuja variação é função das condições atmosféricas e propriedades condutivas das partículas de poeira que se acumulam nos isoladores. Assim como, do efeito corona através de correntes de fuga entre condutores e/ou terra, cuja variação está associada às condições atmosféricas.

Apesar da resistência, indutância e capacitância serem distribuídos ao longo dos sistemas elétricos de distribuição, o modelo considerará parâmetros concentrados por segmentos de redes de distribuição aéreos.

3.1.1. Capacitância shunt em redes e linhas de distribuição

Conforme representação na figura (3.2), os condutores apresentam capacitância com respeito um ao outro devido à diferença de potencial entre eles. A capacitância entre condutores é uma função da dimensão do condutor, espaçamento, e distância com relação ao solo. Por definição, a capacitância C é a razão entre a carga q (na qual a variável q carrega o sinal correspondente à sua carga), e a tensão V.

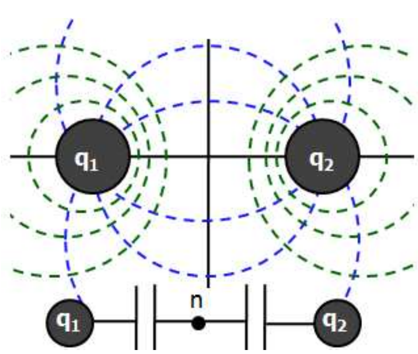
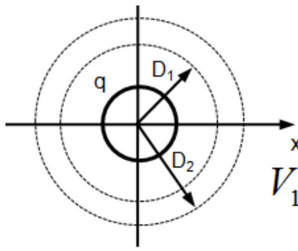


Fig. 3.2 - Campos elétrico e magnético associados a um segmento de linha formado por dois condutores cilíndricos sólidos paralelos.

A figura (3.3) exibe a integralização do campo elétrico entre dois pontos externos a um condutor cilíndrico com carga q uniformemente distribuída, determinando-se assim a diferença de potencial entre estes pontos.



$$q = C \cdot V \qquad \text{Capacidade eletrostática de um condutor ou capacitância} \tag{3.1}$$

$$V_{12} = \int_{D_1}^{D_2} E.dx = \int_{D_1}^{D_2} \frac{q}{2\pi\varepsilon x}.dx = \frac{q}{2\pi\varepsilon} \cdot \ln\frac{D_2}{D_1} \tag{3.2}$$

Fig. 3.3 - Condutor cilíndrico com carga q uniformemente distribuída.

Considerando um segmento de linha formada por dois condutores, cada qual de raio RD e distantes D_{12}, na qual o condutor 1 carrega uma carga q_1 e o condutor 2 carrega uma carga q_2, a presença do segundo condutor, assim como do solo (“terra”), interfere no campo do primeiro condutor.

Dado que a distância D_{12} que separa os condutores é significantemente maior do que o raio dos mesmos, assim como a altura dos condutores com relação ao solo (“terra”) é muito superior à distância D_{12}, pode-se considerar que o efeito de distorção do campo é pequeno, e desta forma, a distribuição de cargas nos condutores pode ser considerada uniforme na superfície dos mesmos.

Sendo assim, a tensão entre os condutores 1 e 2 decorrente da carga q_1 é:

$$V_{12(q_1)} = \frac{q_1}{2\pi\varepsilon} \cdot \ln\frac{D_{12}}{RD} \tag{3.3}$$

Então, pelo princípio da superposição, a diferença de potencial devido à presença de ambas as cargas q_1 e q_2 é:

$$V_{12} = V_{12(q_1)} + V_{12(q_2)} = \frac{q_1}{2\pi\varepsilon} \cdot \ln\frac{D_{12}}{RD} - \frac{q_2}{2\pi\varepsilon} \cdot \ln\frac{D_{12}}{RD} \tag{3.4}$$

$$V_{12} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} \cdot \left(q_1 \ln\frac{D_{12}}{RD} - q_2 \cdot \ln\frac{D_{12}}{RD} \right) \tag{3.5}$$

$$V_{12} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} \cdot \left(q_1 \ln\frac{D_{12}}{RD} + q_2 \cdot \ln\frac{RD}{D_{12}} \right) \tag{3.6}$$

Aplicando o princípio da superposição para um conjunto de ‘n’ condutores cilíndricos sólidos paralelos, carregados cada qual com uma carga q_n, e através da consideração de que a distribuição de cargas nos condutores pode ser considerada uniformemente distribuída na superfície dos mesmos, têm-se:

$$q_1 + q_2 + \ldots + q_N = 0 \tag{3.7}$$

$$V_{ij} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} \cdot \sum_{k=1}^{N} q_k \ln \frac{D_{kj}}{D_{ki}} \tag{3.8}$$

$$\begin{aligned} k = i &\Rightarrow D_{ki} = RD_i \\ k = j &\Rightarrow D_{kj} = RD_j \end{aligned} \tag{3.9}$$

3.1.2. Impedâncias série em sistemas de distribuição aéreos

A determinação da impedância série para segmentos de redes de distribuição aéreos é uma etapa crítica a ser realizada anteriormente ao início da análise do sistema de distribuição. As impedâncias série para segmentos de redes de distribuição monofilares com retorno por terra (MRT), bifásicos, ou trifásicos, consistem da determinação da resistência dos condutores, e das reatâncias indutivas próprias e mútuas resultantes do campo magnético ao redor dos mesmos.

A componente de resistência dos condutores é um parâmetro de ensaio, e é disponibilizada em tabelas dos fornecedores juntamente com informações quanto ao material dos condutores, bitola, capacidade de corrente, diâmetro, formação do cabo a partir de arranjos de condutores menores, e raio geométrico médio (GMR).

Já as reatâncias indutivas próprias e mútuas, componentes da impedância série, são função do fluxo magnético total ao redor dos condutores. Na figura (3.4) evidenciam-se os campos magnéticos associados às correntes em cada um dos ‘n’ condutores, cuja somatória de correntes é nula.

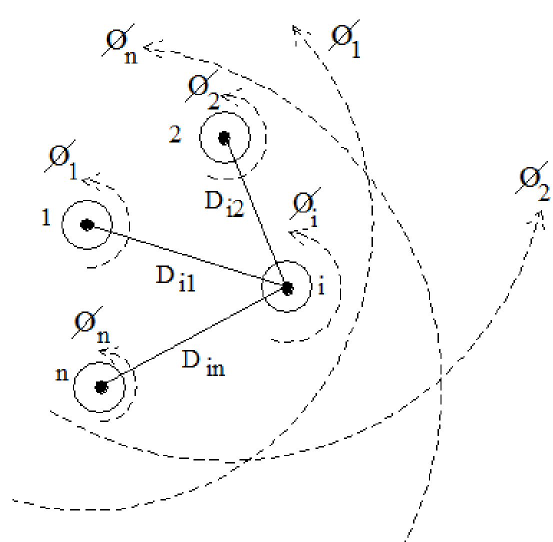


Fig. 3.4 - Campos magnéticos.

$$I_1 + I_2 + \ldots + I_i + \ldots + I_n = 0 \tag{3.10}$$

$$\lambda_i = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \left(I_1 \cdot \ln \frac{1}{D_{i1}} + I_2 \cdot \ln \frac{1}{D_{i2}} + \ldots + I_i \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} + \ldots + I_n \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \right) \tag{3.11}$$

Onde:

GMR_i é o raio geométrico médio do condutor i (em pés); e

D_{in} é a distância do condutor i ao condutor n (em pés).

As indutâncias própria e mútuas do condutor **i** consistem da indutância própria do condutor **i**, e da indutância mútua entre o condutor **i** e os demais **n-1** condutores. Sendo que as indutâncias própria (L_{ii}) e mútua (L_{in}) são, por definição:

$$L_{ii} = \frac{\lambda_{ii}}{I_i} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad \text{(H/m)} \tag{3.12}$$

$$L_{in} = \frac{\lambda_{in}}{I_n} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \quad \text{(H/m)} \tag{3.13}$$

Vale ressaltar que, nas análises na rede básica, e em sistemas elétricos de distribuição de alta tensão, usualmente assume-se transposição ideal, na qual cada uma das fases ocupará uma posição na estrutura a cada um terço da extensão da linha. Adicionalmente, consideram-se as fases igualmente carregadas, ou seja, balanceamento completo de cargas.

Tais premissas não são válidas na análise de sistemas elétricos de distribuição de média e baixa tensão, na qual há desequilíbrios estruturais e operacionais intrínsecos destes sistemas.

3.1.2.1. Linhas não transpostas em sistemas elétricos de distribuição

Devido aos sistemas elétricos de distribuição de média e baixa tensão serem formados por sistemas trifásicos, bifásicos, e monofilares, sem aplicação de transposição intencional, não haverá simplificação das reatâncias própria e mútuas. A determinação das mesmas considerará o terra como caminho de retorno das correntes de desequilíbrio, e também considerará transposições estruturais decorrentes de necessidades mecânicas e operacionais (travessias e interligações, por exemplo).

Adicionalmente, a reatância indutiva, ao invés da indutância, é o parâmetro desejado. Desta forma, a reatância indutiva é definida como:

$$Xl_{ii} = j \cdot \omega \cdot L_{ii} = j \cdot 2\pi f \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad \text{(H/m)} \tag{3.14}$$

$$Xl_{in} = j \cdot \omega \cdot L_{in} = j \cdot 2\pi f \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \quad \text{(H/m)} \tag{3.15}$$

$$f = 60\text{Hz} \Leftrightarrow 1\,\text{milha} = 1609\,\text{m} \quad Xl_{ii} = j \cdot 2\pi f \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot 1609 \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \tag{3.16}$$

$$Xl_{in} = j \cdot 2\pi f \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot 1609 \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \tag{3.17}$$

$$\Leftrightarrow \quad Xl_{ii} = j0{,}12134 \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad (\Omega/\text{milha}) \tag{3.18}$$

$$Xl_{in} = j0{,}12134 \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \quad (\Omega/\text{milha}) \tag{3.19}$$

Sendo assim, adicionalmente à informação da resistência dos condutores obtida diretamente das tabelas dos fabricantes, têm-se, para operação em 60 Hz:

$$\Rightarrow \quad \bar{z}_{ii} = r_i + j0{,}12134 \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad (\Omega/\text{milha}) \tag{3.20}$$

$$\bar{z}_{in} = j0{,}12134 \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \quad (\Omega/\text{milha}) \tag{3.21}$$

3.1.2.2. Impedâncias própria e mútua primitivas série (abordagem circuitos elétricos)

Uma vez definida a impedância própria de um condutor **i**, e a impedância mútua entre o condutor **i** e os demais **n-1** condutores, insere-se ao modelo a terra como um caminho de retorno das correntes de desequilíbrio.

Desta forma, conforme publicação de Carson em 1926 [12], realiza-se a abordagem representando uma linha com dois condutores conectados a uma fonte em um dos extremos, enquanto que no outro extremo ambos os condutores se apresentam aterrados, conduzindo correntes I_i e I_j. A representação da modelagem elétrica da terra é realizada através de um condutor fictício “terra” conduzindo corrente I_d. Este responsável pelo fechamento do circuito elétrico à fonte.

As figuras (3.5) e (3.6) evidenciam a equivalência desejada entre: (i) a representação da modelagem elétrica da terra através de um condutor fictício "terra", conduzindo corrente I_d, que realiza o fechamento do circuito elétrico à fonte; e (ii) o circuito equivalente primitivo.

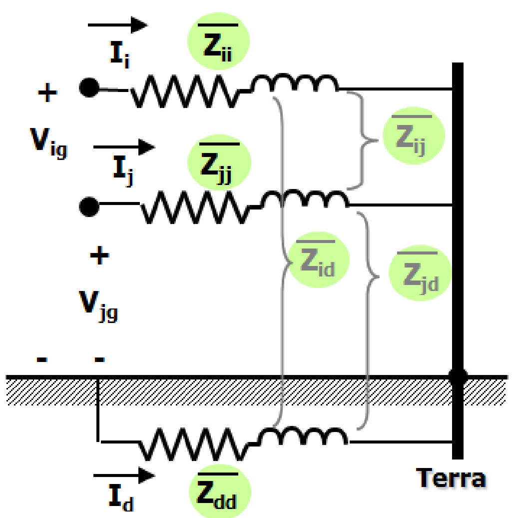


Fig. 3.5 - Dois condutores com solo como caminho de retorno.

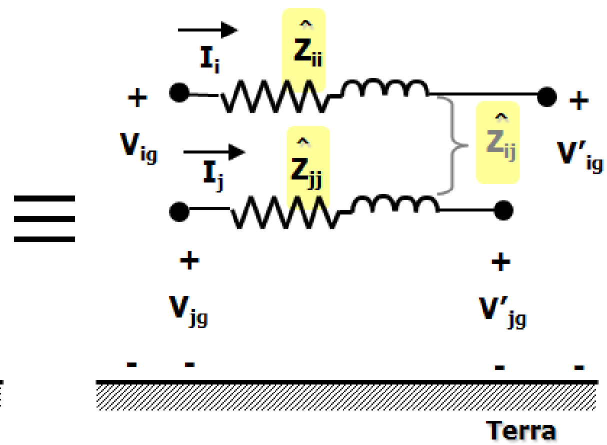


Fig. 3.6 - Circuito equivalente primitivo.

Através da aplicação das Leis de Kirchhoff derivam-se as seguintes equações:

$$V_{ig} = \left(\bar{z}_{ii} \cdot \mathrm{I_i} + \bar{z}_{ij} \cdot \mathrm{I_j} + \bar{z}_{id} \cdot \mathrm{I_d}\right) - \left(\bar{z}_{dd} \cdot \mathrm{I_d} + \bar{z}_{di} \cdot \mathrm{I_i} + \bar{z}_{dj} \cdot \mathrm{I_j}\right) \tag{3.22}$$

$$\mathrm{I_i} + \mathrm{I_j} + \mathrm{I_d} = 0 \tag{3.23}$$

$$\Rightarrow V_{ig} = \left(\bar{z}_{ii} - \bar{z}_{di}\right) \cdot \mathrm{I_i} + \left(\bar{z}_{ij} - \bar{z}_{dj}\right) \cdot \mathrm{I_j} + \left(\bar{z}_{id} - \bar{z}_{dd}\right) \cdot \mathrm{I_d} \tag{3.24}$$

$$\Rightarrow V_{ig} = \left(\bar{z}_{ii} - \bar{z}_{di}\right) \cdot \mathrm{I_i} + \left(\bar{z}_{ij} - \bar{z}_{dj}\right) \cdot \mathrm{I_j} - \left(\bar{z}_{id} - \bar{z}_{dd}\right) \cdot \left(\mathrm{I_i} + \mathrm{I_j}\right) \tag{3.25}$$

$$\Leftrightarrow V_{ig} = \underbrace{\left(\bar{z}_{ii} - \bar{z}_{di} - \bar{z}_{id} + \bar{z}_{dd}\right)}_{\hat{z}_{ii}} \cdot \mathrm{I_i} + \underbrace{\left(\bar{z}_{ij} - \bar{z}_{dj} - \bar{z}_{id} + \bar{z}_{dd}\right)}_{\hat{z}_{ij}} \cdot \mathrm{I_j} \tag{3.26}$$

impedâncias primitivas série

Atentar que a caracterização das impedâncias primitivas série a partir da equação (3.26) apresenta um problema que inviabiliza sua utilização. Ao tratar o solo ("terra") como um condutor, solicita informações referentes à resistência da terra, GMR da terra, e definição da distância dos condutores a este condutor fictício.

Sendo assim, a inclusão do efeito do solo através da abordagem por circuitos elétricos, ou seja, a partir das impedâncias próprias e mútuas derivadas de condutores no espaço livre, não possibilita o cálculo dos parâmetros desejados. Faz-se necessário então seguir através da abordagem eletromagnética considerando-se o efeito do solo pela aplicação da teoria das imagens.

Destaca-se que o campo magnético é afetado pela presença das correntes que retornam pelo solo ("terra"), na qual Carson apresenta as equações para o cálculo das impedâncias primitivas série, próprias e mútuas, como função da resistividade do solo.

3.1.2.3. Equações de Carson (impedâncias primitivas série) (abordagem eletromagnetismo e teoria das imagens)

Dado que um alimentador de distribuição é inerentemente desbalanceado, uma abordagem mais apurada para análise dos sistemas de distribuição não deve ser baseada em hipóteses simplificadoras no que tange o espaçamento dos condutores, a bitola e suas formações e transposições. No artigo de Carson [12] é apresentado o desenvolvimento de uma técnica onde podem ser determinadas as impedâncias primitivas série, próprias e mútuas, para um número arbitrário de condutores aéreos.

Neste artigo, as equações de John R. Carson partem da hipótese de que os condutores são paralelos à terra; e que a mesma pode ser considerada infinita, uniformemente sólida, com superfície superior plana, e resistividade constante. Adicionalmente, são desconsiderados os efeitos eletromagnéticos introduzidos por terminações nos pontos de aterramento. Isto porque não são significativos nas frequências de operação de sistemas elétricos de energia (50 e 60 Hz).

Conforme figura (3.7), John R. Carson utilizou-se da teoria de imagens, ou seja, para cada condutor a uma dada distância acima do solo ("terra") há um condutor imagem à mesma distância, só que abaixo do solo. Resultando assim nas equações originais de Carson.

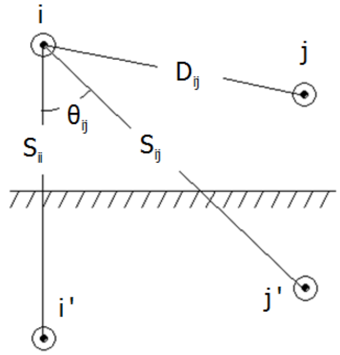


Fig. 3.7 - Condutores e imagens.

Abaixo são transcritas as equações originais de Carson [12]:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 4\varpi P_{ii} G + j\left(X_i + 2\varpi G \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4\varpi Q_{ii} G \right) \quad \Omega/\text{milha} \tag{3.27}$$

$$\hat{z}_{ij} = 4\varpi P_{ij} G + j\left(2\varpi G \cdot \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 4\varpi Q_{ij} G \right) \quad \Omega/\text{milha} \tag{3.28}$$

$$X_i = 2\varpi G \cdot \ln \frac{RD_i}{GMR_i} \quad \Omega/\text{milha} \tag{3.29}$$

$$P_{ii} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) + \frac{k_{ij}^{\ 2}}{16} \cos(2\theta_{ij}) \cdot \left(0{,}6728 + \ln \frac{2}{k_{ij}} \right) \tag{3.30}$$

$$Q_{ii} = -0{,}0386 + \frac{1}{2} \cdot \ln\left(\frac{2}{k_{ij}} \right) + \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) \tag{3.31}$$

$$k_{ij} = 8{,}565 \cdot 10^{-4} \cdot S_{ij} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho}} \tag{3.32}$$

Onde:

r_i − Resistência do condutor i (Ω/milha)

RD_i − Raio do condutor i (pés)

GMR_i − Raio Geométrico Médio do condutor i (pés)

D_{ij} − Distância do condutor i ao condutor j (pés)

S_{ii} − Distância entre condutor i e sua imagem i' (pés)

S_{ij} − Distância do condutor i à imagem do condutor j (pés)

θ_{ij} − Ângulo entre linha conectando o condutor i a sua imagem i' e a linha conectando o condutor i à imagem do condutor j

f − freqüência

$G = 0{,}1609344 \cdot 10^{-3}$ Ω/milha

$\varepsilon = \varepsilon_o \varepsilon_r$ − Permissividade do meio (μF /milha)

$\varepsilon_o = 1{,}42463882 \cdot 10^{-2}$ μF /milha

ρ − resistividade terra

3.1.2.3.1. Equações de Carson modificadas: cálculo impedâncias primitivas série

Uma vez conhecidas as equações originais de Carson, duas aproximações no desenvolvimento matemático são feitas, resultando nas equações modificadas. As mesmas estão associadas à simplificação dos termos de P_{ij} e Q_{ij}. Utilizar-se-á apenas o primeiro termo para a variável P_{ij}, e os dois primeiros termos para Q_{ij}.

Tais aproximações, segundo Kersting [01], são decorrentes da ordem de grandeza dos termos excluídos, os quais apresentam fator k_{ij} (~10^{-4}) e k_{ij}^2 (~10^{-8}) multiplicados por função cosseno. Sendo assim, se apresentam abaixo as equações (3.33) e (3.34) resultantes.

$$\hat{z}_{ii} = r_i + \pi^2 fG + j4\pi fG\left(\ln\frac{1}{GMR_i} + 7{,}6786 + \frac{1}{2}\cdot\ln\frac{\rho}{f}\right) \quad \Omega/\text{milha} \tag{3.33}$$

$$\hat{z}_{ij} = \pi^2 fG + j4\pi fG\left(\ln\frac{1}{D_{ij}} + 7{,}6786 + \frac{1}{2}\cdot\ln\frac{\rho}{f}\right) \quad \Omega/\text{milha} \tag{3.34}$$

Vale destacar que o cálculo das impedâncias primitivas série, próprias e mútuas, pelas equações (3.33) e (3.34), se apresenta como função da resistividade do solo. Logo, não há indeterminações, permitindo assim modelagem conforme circuito equivalente primitivo da figura (3.8).

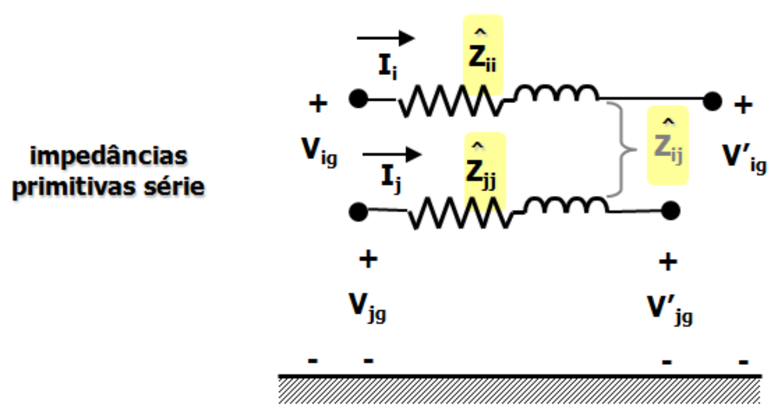


Fig. 3.8 - Circuito equivalente primitivo.

E substituindo os valores de ρ e G, assim como, consideradas a frequência de operação do sistema 60 Hz e a resistividade da terra de 100 Ω-metro, têm-se determinadas as impedâncias primitivas série, própria e mútua, conforme equações (3.35) e (3.36).

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0{,}09530 + j0{,}12134\left(\ln\frac{1}{GMR_i} + 7{,}93402\right) \quad \Omega/\text{milha} \qquad (3.35)$$

$$\hat{z}_{ij} = 0{,}09530 + j0{,}12134\left(\ln\frac{1}{D_{ij}} + 7{,}93402\right) \quad \Omega/\text{milha} \qquad (3.36)$$

3.1.3. Equações de Carson modificadas
Impedâncias série e capacitância shunt em sistemas de distribuição aéreos

3.1.3.1. Impedâncias primitivas série em sistemas de distribuição aéreos

As equações de Carson modificadas são utilizadas para calcular os elementos da matriz de impedâncias primitivas série de dimensões ‘ncond’ x ‘ncond’, onde ‘ncond’ é o número de condutores que constituem a estrutura do segmento de rede de distribuição a ser modelado.

Como cabos-guarda e mensageiros são multiaterrados, sua representação na matriz de impedâncias primitivas série é obrigatória, dado que tais condutores apresentam contribuição no fluxo eletromagnético do sistema. Desta forma, um segmento de rede de distribuição aérea constituída de quatro fios (figura (3.9)), sendo um cabo-guarda multiaterrado, resultará em uma matriz 4x4.

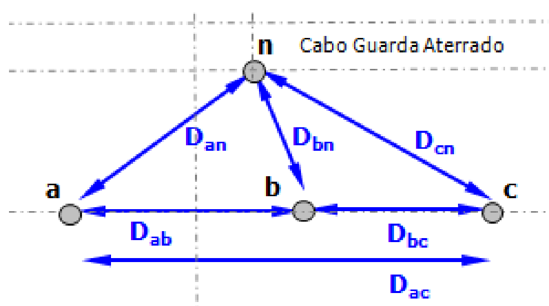


Fig. 3.9 - Rede distribuição aérea a quatro fios (sendo um cabo-guarda multiaterrado).

A matriz de impedâncias primitivas série é formada pelas impedâncias primitivas série, próprias e mútuas, determinadas através da aplicação das equações de Carson modificadas. Abaixo são transcritas novamente as equações (3.33) e (3.34):

$$\hat{z}_{ii} = r_i + \pi^2 fG + j4\pi fG \cdot \left(\ln\frac{1}{GMR_i} + 7.6786 + \frac{1}{2}\ln\frac{\rho}{f}\right) \Omega/\text{milha}$$

$$\hat{z}_{ij} = \pi^2 fG + j4\pi fG \cdot \left(\ln\frac{1}{D_{ij}} + 7.6786 + \frac{1}{2}\ln\frac{\rho}{f}\right) \Omega/\text{milha}$$

Destaca-se que as expressões apresentadas se aplicam tanto para a obtenção das impedâncias primitivas série, próprias e mútuas, dos condutores das fases, quanto dos condutores neutro, cabo-guarda e mensageiro. Resultando na matriz de impedâncias primitivas série apresentada nas equações (3.37) e (3.38).

$$\underset{ncond \times ncond}{\left[\hat{z}\right]} = \underset{ncond \times ncond}{\begin{bmatrix} \underset{nfase \times nfase}{\left[\hat{z}_{ij}\right]} & \underset{nfase \times nneutro}{\left[\hat{z}_{in}\right]} \\ \underset{nneutro \times nfase}{\left[\hat{z}_{nj}\right]} & \underset{nneutro \times nneutro}{\left[\hat{z}_{nn}\right]} \end{bmatrix}} \qquad (3.37)$$

$$\left[\hat{z}\right] = \left[\begin{array}{ccc:c} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & \hat{z}_{cn} \\ \hdashline \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & \hat{z}_{nn} \end{array}\right] \qquad (3.38)$$

Por definição, o condutor neutro é o condutor de retorno de correntes do sistema, realizando o fechamento do circuito em sistemas elétricos de distribuição.

Os modelos dos componentes constituintes dos sistemas elétricos de distribuição de média tensão serão desenvolvidos através das matrizes generalizadas apresentadas em (3.39):

$$\begin{aligned} \left[VLN_{ABC}\right] &= \left[a_t\right].\left[VLN_{abc}\right] + \left[b_t\right].\left[I_{abc}\right] \\ \left[I_{ABC}\right] &= \left[c_t\right].\left[VLN_{abc}\right] + \left[d_t\right].\left[I_{abc}\right] \\ \left[VLN_{abc}\right] &= \left[A_t\right].\left[VLN_{ABC}\right] - \left[B_t\right].\left[I_{abc}\right] \end{aligned} \qquad (3.39)$$

Nesta modelagem estão englobados os trechos das redes de média tensão de distribuição, sendo que, de acordo com a estrutura e tipo de rede de distribuição, é necessário proceder com a redução de Kron após a obtenção da matriz de impedâncias primitiva série da configuração completa. O objetivo é determinar o sistema reduzido trifásico sem a necessidade da análise direta das tensões e correntes de neutro, ou do cabo-guarda, ou do mensageiro.

A redução de Kron se utiliza do fato dos sistemas elétricos de distribuição apresentarem neutro, cabo-guarda, e mensageiro (rede compacta) multiaterrados, de forma que as tensões V_{ng}^{n} e V_{ng}^{m} são nulas nos extremos dos trechos.

No caso de sistemas elétricos de distribuição de média tensão bifásicos e monofásicos, a aplicação da Redução de Kron resultará em matrizes 2x2 e 1x1.

Já para redes de distribuição trifásicas conexão delta, caso a configuração não apresente cabo-guarda ou mensageiro (rede compacta), a matriz de impedâncias primitivas série é definida diretamente sem a aplicação da redução de Kron.

Decorrente do multiaterramento do neutro, cabo-guarda, e mensageiro (rede compacta), as tensões V_{ng}^{n} e V_{ng}^{m} são nulas nos extremos dos trechos. Logo:

$$\begin{bmatrix} V_{ag}^{n} \\ V_{bg}^{n} \\ V_{cg}^{n} \\ \underset{0}{V_{ng}^{n}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag}^{m} \\ V_{bg}^{m} \\ V_{cg}^{m} \\ \underset{0}{V_{ng}^{m}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & \hat{z}_{cn} \\ \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \tag{3.40}$$

$$\Leftrightarrow \begin{bmatrix} [V_{abc}^{n}] \\ [V_{ng}^{n}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V_{abc}^{m}] \\ [V_{ng}^{m}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nn}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_n] \end{bmatrix} \tag{3.41}$$

$$\Rightarrow \left| \begin{array}{l} [V_{abc}^{n}] = [V_{abc}^{m}] + [\hat{z}_{ij}] \cdot [I_{abc}] + [\hat{z}_{in}] \cdot [I_n] \\ [0] = [0] + [\hat{z}_{nj}] \cdot [I_{abc}] + [\hat{z}_{nn}] \cdot [I_n] \end{array} \right. \tag{3.42}$$

$$\Rightarrow [I_n] = -[\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \cdot [I_{abc}] \quad \text{e} \tag{3.43}$$

$$[V_{abc}^{n}] = [V_{abc}^{m}] + [\hat{z}_{ij}] \cdot [I_{abc}] + [\hat{z}_{in}] \cdot \left(-[\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \cdot [I_{abc}]\right) \tag{3.44}$$

$$\Rightarrow [V_{abc}^{n}] = [V_{abc}^{m}] + \left([\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}]\right) \cdot [I_{abc}] \tag{3.45}$$

$$\Leftrightarrow [V_{abc}^{n}] = [V_{abc}^{m}] + [Z_{abc}] \cdot [I_{abc}] \tag{3.46}$$

Resultando na matriz que determina o sistema reduzido trifásico sem a necessidade da análise direta das tensões e correntes de neutro, ou do cabo-guarda, ou do mensageiro. Matriz esta definida pela equação (3.47), já considerando o comprimento L_{nm} do trecho.

$$\underset{\text{nfase x nfase}}{[Z_{abc}]} = \left(\overset{\text{nfase x nfase}}{[\hat{z}_{ij}]} - \underset{\text{nfase x nneutro}}{[\hat{z}_{in}]} \cdot \overset{\text{nneutro x nneutro}}{[\hat{z}_{nn}]^{-1}} \cdot \underset{\text{nneutro x nfase}}{[\hat{z}_{nj}]} \right) \cdot L_{nm} \tag{3.47}$$

3.1.3.2. Admitâncias shunt primitivas em sistemas de distribuição aéreos

De forma análoga, a partir das verificações previamente expostas no item 3.1.1., aplicando o princípio da superposição para um conjunto de ‘n’ condutores cilíndricos sólidos paralelos carregados cada qual com uma carga q_n, e através da consideração de que a distribuição de cargas nos condutores pode ser considerada uniformemente distribuída na superfície dos condutores; tem-se o desenvolvimento da matriz de coeficientes potenciais primitivos próprios e mútuos.

Abaixo são transcritas novamente as equações (3.7) a (3.9) expostas no item 3.1.1.:

$$q_1 + q_2 + \ldots + q_N = 0$$
$$V_{ij} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} \cdot \sum_{k=1}^{N} q_k \ln \frac{D_{kj}}{D_{ki}}$$
$$k = i \Rightarrow D_{ki} = RD_i$$
$$k = j \Rightarrow D_{kj} = RD_j$$

$$q_{i'} = -q_i$$
$$q_{j'} = -q_j$$

Teoria das Imagens

A partir das quais, aliado ao fato da diferença de potencial entre o condutor i e sua imagem ser o dobro da diferença de potencial entre o condutor i e o solo, tem-se:

$$2 \cdot V_{ig} = V_{ii'} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} \cdot \sum_{k=1}^{N} q_k \ln \frac{D_{ki'}}{D_{ki}} \tag{3.48}$$

$$\Rightarrow V_{ig} = \frac{1}{4\pi\varepsilon} \cdot \left(q_i \ln \frac{D_{ii'}}{D_{ii}} + q_{i'} \ln \frac{D_{i'i'}}{D_{i'i}} + q_j \ln \frac{D_{ji'}}{D_{ji}} + q_k \ln \frac{D_{j'i'}}{D_{j'i}} \right) \tag{3.49}$$

$$\Leftrightarrow V_{ig} = \frac{1}{4\pi\varepsilon} \cdot \left(q_i \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + q_{i'} \ln \frac{RD_i}{S_{ii}} + q_j \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + q_{j'} \ln \frac{D_{ij}}{S_{ij}} \right) \tag{3.50}$$

$$\Rightarrow V_{ig} = \frac{1}{4\pi\varepsilon} \cdot \left(q_i \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} - q_i \ln \frac{RD_i}{S_{ii}} + q_j \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} - q_j \ln \frac{D_{ij}}{S_{ij}} \right) \tag{3.51}$$

$$\Leftrightarrow V_{ig} = \frac{1}{4\pi\varepsilon} \cdot \left(2 \cdot q_i \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 2 \cdot q_j \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \Leftrightarrow V_{ig} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} \cdot \left(q_i \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + q_j \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \tag{3.52}$$

$$\Leftrightarrow V_{ig} = \underbrace{\left(\frac{1}{2\pi\varepsilon} \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} \right)}_{=\hat{P}_{ii}} \cdot q_i + \underbrace{\left(\frac{1}{2\pi\varepsilon} \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right)}_{=\hat{P}_{ij}} \cdot q_j \tag{3.53}$$

As expressões destacadas na equação (3.53), e apresentadas isoladamente nas equações (3.54) e (3.55), referem-se, respectivamente, aos coeficientes potenciais primitivos próprios e mútuos a serem utilizados na determinação das admitâncias shunt primitivas.

$$\hat{P}_{ii} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_o\varepsilon_r} \cdot \ln\left(\frac{S_{ii}}{RD_i}\right) \text{ milha/}\mu\text{F} \tag{3.54}$$

$$\hat{P}_{ij} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_o\varepsilon_r} \cdot \ln\left(\frac{S_{ij}}{D_{ij}}\right) \text{ milha /}\mu\text{F} \tag{3.55}$$

Conforme previamente dissertado, a condutância shunt é desprezada. O resultado é a associação direta entre as admitâncias shunt e as capacitâncias shunt. Adicionalmente, tem-se que a inversa da matriz de coeficientes potenciais primitivos define as capacitâncias shunt primitivas próprias e mútuas;

$$\Rightarrow \boxed{\left[C_{abc}\right] = \left[P_{abc}\right]^{-1}} \tag{3.56}$$

Dado que as tensões V_{ng}^{n} e V_{ng}^{m} são nulas nos extremos dos trechos, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ \cancelto{0}{V_{ng}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{P}_{aa} & \hat{P}_{ab} & \hat{P}_{ac} & \hat{P}_{an} \\ \hat{P}_{ba} & \hat{P}_{bb} & \hat{P}_{bc} & \hat{P}_{bn} \\ \hat{P}_{ca} & \hat{P}_{cb} & \hat{P}_{cc} & \hat{P}_{cn} \\ \hat{P}_{na} & \hat{P}_{nb} & \hat{P}_{nc} & \hat{P}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \\ q_n \end{bmatrix} \tag{3.57}$$

Aplicando a redução de Kron, tem-se:

$$\underset{\text{nfase x nfase}}{\left[P_{abc}\right]} = \left(\overset{\text{nfase x nfase}}{\left[\hat{P}_{ij}\right]} - \underset{\text{nfase x nneutro}}{\left[\hat{P}_{in}\right]} \cdot \overset{\text{nneutro x nneutro}}{\left[\hat{P}_{nn}\right]^{-1}} \cdot \underset{\text{nneutro x nfase}}{\left[\hat{P}_{nj}\right]}\right) \tag{3.58}$$

Resultando, conforme apresentado na equação (3.59), na obtenção da matriz de admitâncias shunt primitiva já considerando o comprimento L_{nm} do trecho:

$$\left[Y_{abc}\right] = j\omega \cdot \left[C_{abc}\right] \cdot L_{nm} = j2\pi \cdot f \cdot \left[C_{abc}\right] \cdot L_{nm} \tag{3.59}$$

3.2. Modelo completo de linhas em sistemas de distribuição aéreos

3.2.1. Parâmetros concentrados por segmentos de redes de distribuição aéreas

A partir das matrizes primitivas de impedâncias série e de admitâncias shunt, respectivamente determinadas através das equações (3.47) e (3.59), determina-se o modelo completo de linhas em sistemas de distribuição aéreos.

O modelo completo de linhas em sistemas elétricos de distribuição de média tensão é desenvolvido através das matrizes generalizadas previamente apresentadas na equação (3.39). As matrizes $[VLN_{ABC}]$ e $[VLN_{abc}]$ representam as tensões fase-neutro para a conexão estrela não aterrada, ou tensões fase-terra para a conexão estrela aterrada. Já para a conexão delta, as tensões determinadas representam as tensões equivalentes fase-neutro de um sistema equivalente estrela não-aterrado.

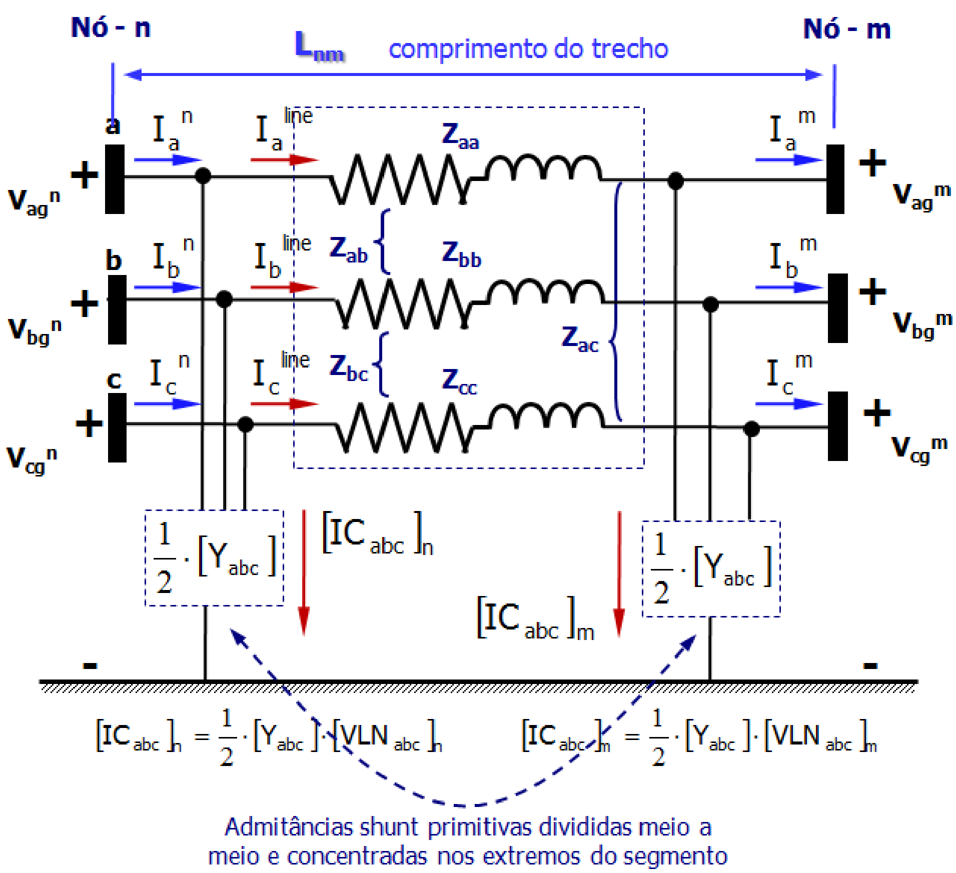


Fig. 3.10 - Modelo completo do circuito trifásico em sistemas de distribuição aéreos.

A partir da figura (3.10), através da aplicação das Leis de Kirchhoff de correntes nos nós *m* e *n* e tensão no nó *n*, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_a^{line} \\ I_b^{line} \\ I_c^{line} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a^{m} \\ I_b^{m} \\ I_c^{m} \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ag}^{m} \\ V_{bg}^{m} \\ V_{cg}^{m} \end{bmatrix} \tag{3.60}$$

$$\Rightarrow \left[I_{abc}^{line}\right] = \left[I_{abc}^{m}\right] + \frac{1}{2} \cdot \left[Y_{abc}\right] \cdot \left[VLG_{abc}^{m}\right] \tag{3.61}$$

e,

$$\begin{bmatrix} I_a^{n} \\ I_b^{n} \\ I_c^{n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a^{line} \\ I_b^{line} \\ I_c^{line} \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ag}^{n} \\ V_{bg}^{n} \\ V_{cg}^{n} \end{bmatrix} \tag{3.62}$$

$$\Rightarrow \left[I_{abc}^{n}\right] = \left[I_{abc}^{line}\right] + \frac{1}{2} \cdot \left[Y_{abc}\right] \cdot \left[VLG_{abc}^{n}\right] \tag{3.63}$$

e também,

$$\begin{bmatrix} V_{ag}^{n} \\ V_{bg}^{n} \\ V_{cg}^{n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag}^{m} \\ V_{bg}^{m} \\ V_{cg}^{m} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a^{line} \\ I_b^{line} \\ I_c^{line} \end{bmatrix} \tag{3.64}$$

$$\Rightarrow \left[VLG_{abc}^{n}\right] = \left[VLG_{abc}^{m}\right] + \left[Z_{abc}\right] \cdot \left[I_{abc}^{line}\right] \tag{3.65}$$

3.2.2. Equações modelo completo de linhas em sistemas de distribuição aéreos

As equações determinadas para o modelo completo de linhas em sistemas de distribuição aéreos não se utilizam de aproximações típicas e hipóteses simplificadoras no que tange o espaçamento dos condutores, a bitola dos condutores, suas formações e transposições, assim como, não desprezam as admitâncias shunt. Proporcionando uma abordagem mais apurada para análise dos sistemas de distribuição que é inerentemente desbalanceado.

Referente à manutenção da representação das admitâncias shunt no modelo completo de linhas em sistemas de distribuição aéreos, a mesma é decorrente da relevância desta representação em sistemas elétricos de distribuição em média tensão. Os quais apresentam grandes extensões de rede, atendendo regiões de baixa densidade de carga.

Adicionalmente, o desequilíbrio inerente dos sistemas elétricos de distribuição pode ser constatado até mesmo em sistemas simples constituídos apenas de uma linha de distribuição radial atendendo uma carga perfeitamente equilibrada. Situação esta na qual os desequilíbrios estruturais decorrentes do espaçamento dos condutores, bitola, e formação, farão como que as tensões na fonte sejam desbalanceadas.

Compatibilizando as equações (3.61), (3.63) e (3.65) à estrutura de matrizes generalizadas previamente apresentadas no conjunto de equações (3.39), têm-se:

$$\left[VLG_{abc}{}^{n}\right]=\left[VLG_{abc}{}^{m}\right]+\left[Z_{abc}\right]\cdot\left\{\left[I_{abc}{}^{m}\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Y_{abc}\right]\cdot\left[VLG_{abc}{}^{m}\right]\right\} \tag{3.66}$$

$$\left[VLG_{abc}{}^{n}\right]=\left[VLG_{abc}{}^{m}\right]+\left[Z_{abc}\right]\cdot\left[I_{abc}{}^{m}\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Z_{abc}\right]\cdot\left[Y_{abc}\right]\cdot\left[VLG_{abc}{}^{m}\right] \tag{3.67}$$

$$\left[VLG_{abc}{}^{n}\right]=\left\{\left[U\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Z_{abc}\right]\cdot\left[Y_{abc}\right]\right\}\left[VLG_{abc}{}^{m}\right]+\left[Z_{abc}\right]\cdot\left[I_{abc}{}^{m}\right] \tag{3.68}$$

$$\Rightarrow \left|\begin{array}{l}\left[a_t\right]=\left[U\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Z_{abc}\right]\cdot\left[Y_{abc}\right] \qquad \text{onde } \left[U\right]=\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix}\\ \left[b_t\right]=\left[Z_{abc}\right]\end{array}\right. \qquad (3.69)\ (3.70)$$

E consequentemente:

$$\left[VLG_{abc}{}^{n}\right]=\left[a_t\right]\cdot\left[VLG_{abc}{}^{m}\right]+\left[b_t\right]\cdot\left[I_{abc}{}^{m}\right]$$

$$\Rightarrow \left[VLG_{abc}{}^{m}\right]=\left[a_t\right]^{-1}\cdot\left\{\left[VLG_{abc}{}^{n}\right]-\left[b_t\right]\cdot\left[I_{abc}{}^{m}\right]\right\} \tag{3.71}$$

$$\Leftrightarrow \left[VLG_{abc}{}^{m}\right]=\left[a_t\right]^{-1}\cdot\left[VLG_{abc}{}^{n}\right]-\left[a_t\right]^{-1}\cdot\left[b_t\right]\cdot\left[I_{abc}{}^{m}\right] \tag{3.72}$$

$$\Rightarrow \left|\begin{array}{l}\left[A_t\right]=\left[a_t\right]^{-1}\\ \left[B_t\right]=\left[a_t\right]^{-1}\cdot\left[b_t\right]\end{array}\right. \qquad (3.73)\ (3.74)$$

E também:

$$\left[I_{abc}{}^{n}\right]=\left[I_{abc}{}^{line}\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Y_{abc}\right]\cdot\left[VLG_{abc}{}^{n}\right]$$

$$\Rightarrow \left[I_{abc}{}^{n}\right]=\left\{\left[I_{abc}{}^{m}\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Y_{abc}\right]\cdot\left[VLG_{abc}{}^{m}\right]\right\}+\frac{1}{2}\cdot\left[Y_{abc}\right]\cdot\left[VLG_{abc}{}^{n}\right] \tag{3.75}$$

$$\Leftrightarrow \left[I_{abc}{}^{n}\right]=\left[I_{abc}{}^{m}\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Y_{abc}\right]\cdot\left[VLG_{abc}{}^{m}\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Y_{abc}\right]\cdot\left[VLG_{abc}{}^{n}\right] \tag{3.76}$$

$$\Rightarrow \left[I_{abc}{}^{n}\right]=\left[I_{abc}{}^{m}\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Y_{abc}\right]\cdot\left[VLG_{abc}{}^{m}\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Y_{abc}\right]\cdot \left\{\left\{\left[U\right]+\frac{1}{2}\cdot\left[Z_{abc}\right]\cdot\left[Y_{abc}\right]\right\}\left[VLG_{abc}{}^{m}\right]+\left[Z_{abc}\right]\cdot\left[I_{abc}{}^{m}\right]\right\} \tag{3.77}$$

$$\Leftrightarrow \left[\mathrm{I}_{abc}{}^{n}\right]=\left\{[U]+\frac{1}{2}\cdot[\mathrm{Y}_{abc}]\cdot[\mathrm{Z}_{abc}]\right\}\cdot\left[\mathrm{I}_{abc}{}^{m}\right]+[\mathrm{Y}_{abc}]\cdot\left[\mathrm{VLG}_{abc}{}^{m}\right]+\frac{1}{4}\cdot[\mathrm{Y}_{abc}]\cdot[\mathrm{Z}_{abc}]\cdot[\mathrm{Y}_{abc}]\cdot\left[\mathrm{VLG}_{abc}{}^{m}\right] \quad (3.78)$$

$$\Leftrightarrow \left[\mathrm{I}_{abc}{}^{n}\right]=\left\{[U]+\frac{1}{2}\cdot[\mathrm{Y}_{abc}]\cdot[\mathrm{Z}_{abc}]\right\}\cdot\left[\mathrm{I}_{abc}{}^{m}\right]+\left\{[\mathrm{Y}_{abc}]+\frac{1}{4}\cdot[\mathrm{Y}_{abc}]\cdot[\mathrm{Z}_{abc}]\cdot[\mathrm{Y}_{abc}]\right\}\cdot\left[\mathrm{VLG}_{abc}{}^{m}\right] \quad (3.79)$$

$$\Rightarrow \begin{cases}[c_t]=[\mathrm{Y}_{abc}]+\frac{1}{4}\cdot[\mathrm{Y}_{abc}]\cdot[\mathrm{Z}_{abc}]\cdot[\mathrm{Y}_{abc}] & (3.80)\\ [d_t]=[U]+\frac{1}{2}\cdot[\mathrm{Y}_{abc}]\cdot[\mathrm{Z}_{abc}] & (3.81)\end{cases} \quad \text{onde } [U]=\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix}$$

3.2.3. Estruturas e condutores em sistemas de distribuição aéreos

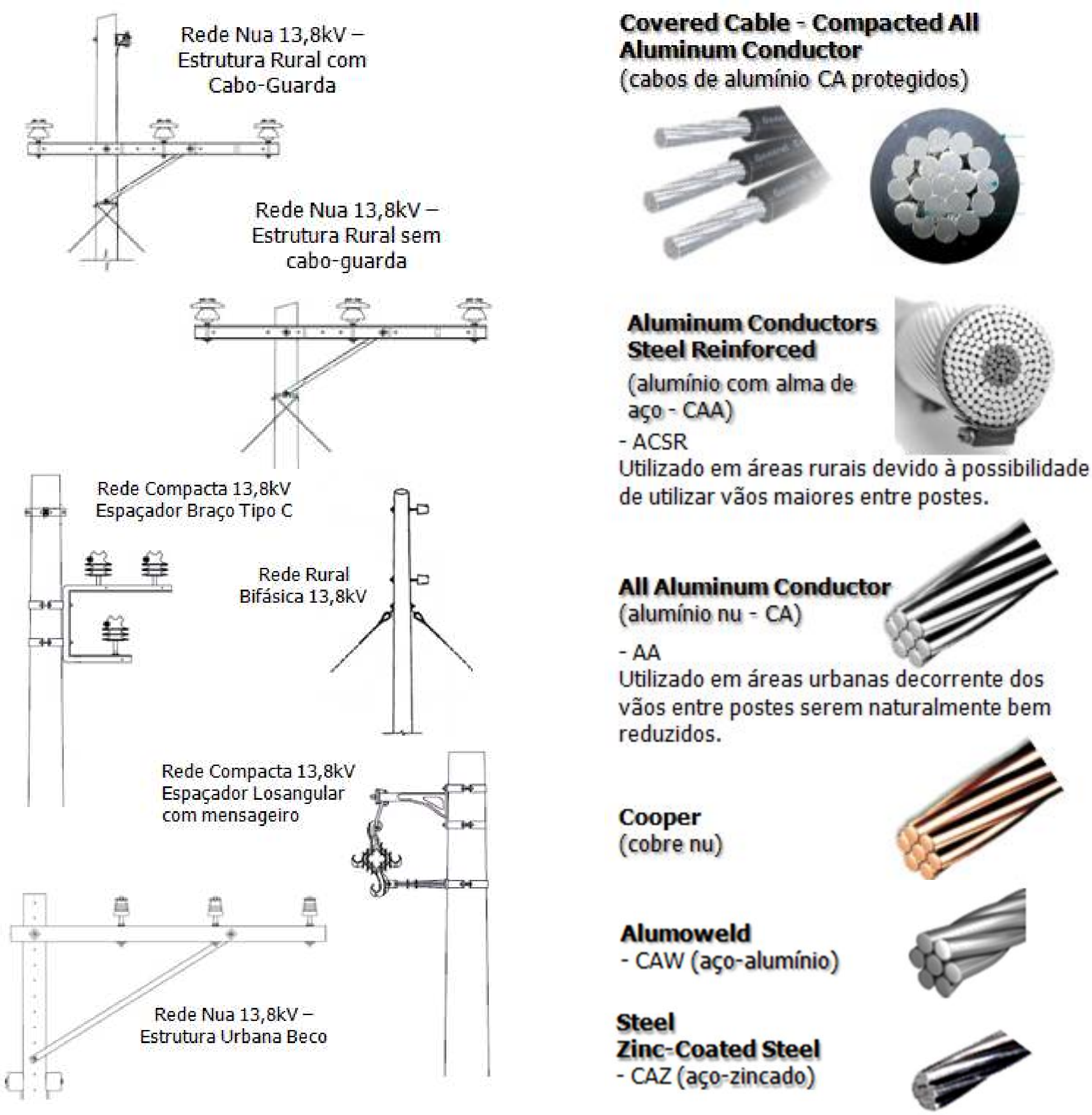


Fig. 3.11 - Estruturas e condutores em sistemas de distribuição aéreos. CPFL [47] a [56].

3.3. Conclusão

Neste capítulo estruturou-se o modelo do circuito trifásico em sistemas elétricos de distribuição aéreos. Modelo este alicerçado na determinação dos parâmetros concentrados por segmentos de rede. Tal objetivo foi atingido a partir da abordagem eletromagnética, da teoria das imagens para caracterização do efeito do solo, e das equações de Carson.

Destaca-se que o modelo agrega a representação dos desequilíbrios estruturais inerentes à disposição espacial entre condutores e ao solo, viabilizando uma análise mais coerente pelos engenheiros responsáveis pelo planejamento da operação e expansão dos sistemas elétricos de distribuição.

CAPÍTULO 4

MODELO DE CARGAS

Persistindo no objetivo de agregar os desequilíbrios estruturais e operacionais dos sistemas elétricos de distribuição aos resultados das condições de operação em regime permanente, no presente capítulo serão abordadas as características reais de cargas com a devida complexidade vinculada aos modelos.

Vale destacar que as cargas não serão abordadas por potências constantes previamente definidas. Mas apresentadas destacando os processos estatísticos e estocásticos de planejamento e estudos de mercado, visando formulação de abordagem determinística em sistemas elétricos de distribuição.

A presente dissertação não se aprofundará nos processos estatísticos e estocásticos de planejamento e estudos de mercado. Para tal, remete-se à Dissertação (Mestrado) EPUSP/USP [26].

Desta forma, as cargas refletirão os diversos segmentos e estratificações de unidades consumidoras conforme modalidades tarifárias, classes, faixas de demanda e consumo. O resultado são curvas de cargas para cada transformador de distribuição, a ser modelada, uma a uma, como combinação ponderada da potência ativa e reativa constantes, corrente constante, e impedância constante.

4.1. Modelo de cargas

Almejando representar deterministicamente as características reais de cargas e os desequilíbrios inerentes às mesmas, a caracterização se dará inicialmente através das possíveis combinações de dados de entrada (kVA, kW, kvar e fator de potência).

O modelo considerará a natureza não linear dos sistemas elétricos de distribuição, com definição das cargas como a combinação ponderada de potência ativa e reativa constantes, corrente constante e impedância constante.

4.1.1. Modelo conexão Y (trifásico)

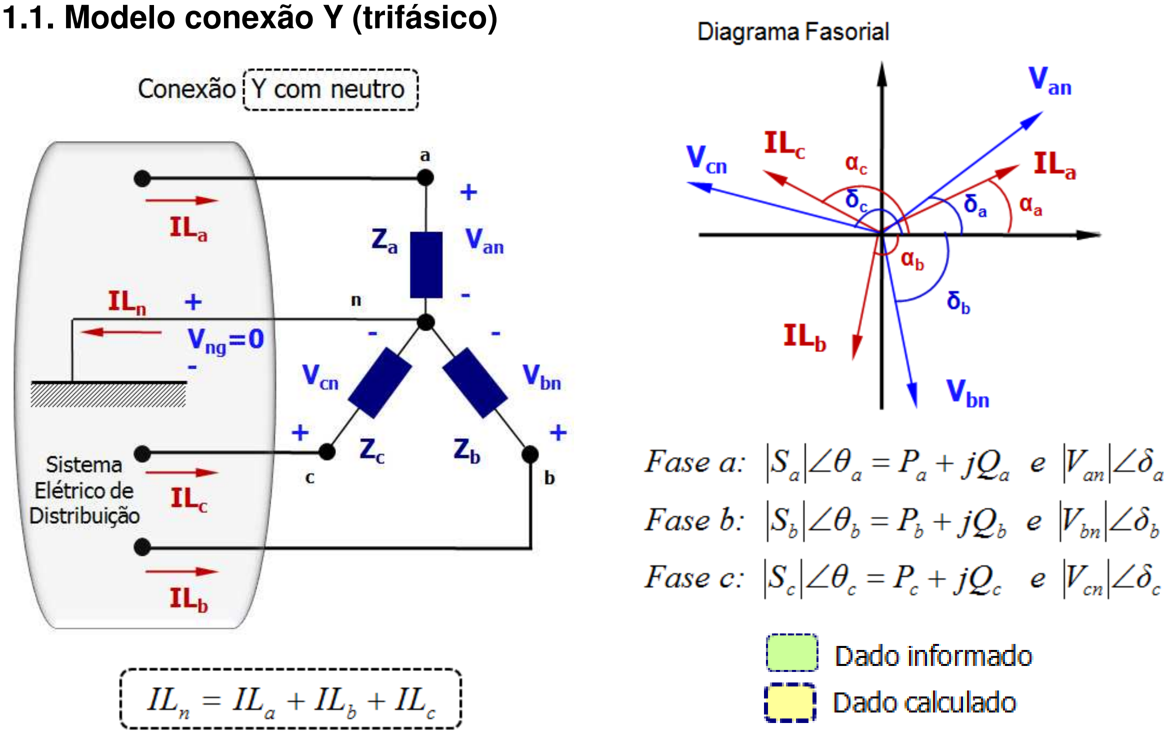


Fig. 4.1 - Representação e diagrama fasorial de cargas na conexão Y (trifásico).

Na figura (4.1) são representadas cargas conectadas na configuração Y (trifásica) evidenciando o diagrama fasorial e grandezas elétricas associadas. A seguir são desenvolvidos conjuntos de equações para a caracterização das cargas mediante as possíveis combinações de dados de entrada (kVA, kW, kvar e fator de potência).

Dados potência complexa kVA e fator de potência, vide equações (4.1) a (4.3). Dados potência ativa kW e fator de potência, vide equações (4.4) a (4.6). Dados potências ativa kW e reativa kvar, vide equações (4.7) a (4.9).

- Potência complexa kVA e fator de potência:

$$S_a = P_a + jQ_a = \boxed{|S_a|}\angle\theta_a \qquad (4.1)$$

$$onde\ |\theta_a| = \text{acos}\boxed{(fp)} \dashrightarrow \left\| \begin{array}{l} se\ fp\ \boxed{atrasado} \Rightarrow \boxed{\theta_a} = +|\theta_a| \Rightarrow |S_a|\angle+|\theta_a| \\ se\ fp\ \boxed{adiantado} \Rightarrow \boxed{\theta_a} = -|\theta_a| \Rightarrow |S_a|\angle-|\theta_a| \end{array} \right.$$

$$\boxed{P_a} = |S_a| \cdot \cos\theta_a \qquad (4.2)$$

$$\boxed{Q_a} = P_a \cdot \tan\theta_a \qquad (4.3)$$

- Potência ativa kW e fator de potência:

$$S_a = \boxed{P_a} + jQ_a = |S_a|\angle\theta_a \qquad (4.4)$$

$$onde\ |\theta_a| = \text{acos}\boxed{(fp)} \dashrightarrow \left\| \begin{array}{l} se\ fp\ \boxed{atrasado} \Rightarrow \boxed{\theta_a} = +|\theta_a| \Rightarrow |S_a|\angle+|\theta_a| \\ se\ fp\ \boxed{adiantado} \Rightarrow \boxed{\theta_a} = -|\theta_a| \Rightarrow |S_a|\angle-|\theta_a| \end{array} \right.$$

$$\boxed{Q_a} = P_a \cdot \tan\theta_a \qquad (4.5)$$

$$\boxed{|S_a|} = \sqrt{(P_a)^2 + (Q_a)^2} \qquad (4.6)$$

- Potência ativa kW e reativa kvar:

$$S_a = \boxed{P_a} + \boxed{jQ_a} = |S_a|\angle\theta_a \qquad (4.7)$$

$$\boxed{|S_a|} = \sqrt{(P_a)^2 + (Q_a)^2} \qquad (4.8)$$

Determinar-se o argumento $\boxed{\theta_a}$ em radianos e o fator de potência $\boxed{fp} = \cos(\theta_a)$

$$- P_a = 0\ e\ Q_a = 0 \Rightarrow \theta_a = 0\ rad$$

$$- Q_a = 0\ e\ P_a > 0 \Rightarrow \theta_a = 0\ rad$$

$$- Q_a = 0\ e\ P_a < 0 \Rightarrow \theta_a = \pi\ rad$$

$$- P_a = 0\ e\ Q_a > 0 \Rightarrow \theta_a = \pi/2\ rad$$

$$- P_a = 0\ e\ Q_a < 0 \Rightarrow \theta_a = -\pi/2\ rad \qquad (4.9)$$

$$- P_a > 0 \Rightarrow \theta_a = \text{atan}\left(\frac{Q_a}{P_a}\right)$$

A função arco-tangente define ângulos apenas entre $+\pi/2$ e $-\pi/2$ não sendo um problema quando $P_a>0$, primeiro e quarto quadrantes.

$$- P_a < 0\ \text{e}\ Q_a < 0 \Rightarrow \theta_a = -\pi + \text{atan}\left(\frac{Q_a}{P_a}\right)$$

Tratamento do resultado angular da função arco-tangente identificando corretamente o terceiro quadrante.

$$- P_a < 0\ \text{e}\ Q_a > 0 \Rightarrow \theta_a = \pi + \text{atan}\left(\frac{Q_a}{P_a}\right)$$

Tratamento do resultado angular da função arco-tangente identificando corretamente o segundo quadrante.

A partir dos dados conhecidos de potência complexa kVA e o fator de potência, ou potência ativa kW e fator de potência, ou ainda potência ativa kW e reativa kvar, determinam-se as grandezas elétricas que descrevem as cargas.

Uma vez determinadas as grandezas elétricas kVA, kW, kvar e fator de potência, têm-se as condições necessárias para modelar as cargas como a combinação ponderada de potência ativa e reativa constantes, corrente constante, e impedância constante.

A seguir são apresentadas as equações (4.10) a (4.12) para caracterização de potência constante, equações (4.13) a (4.15) para corrente constante, e equações (4.19) a (4.21) para impedância constante. Destacam-se em verde as grandezas elétricas próprias da carga, e em amarelo as condições operacionais do sistema elétrico de distribuição;

- Cargas de potência ativa e reativa constantes (PQ = cte)

$$IL_{a\,PQ} = \left(\frac{S_a}{V_{an}}\right)^* = \left(\frac{|S_a|\angle\theta_a}{|V_{an}|\angle\delta_a}\right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|}\angle\delta_a - \theta_a = |IL_a|\angle\alpha_a \tag{4.10}$$

$$IL_{b\,PQ} = \left(\frac{S_b}{V_{bn}}\right)^* = \left(\frac{|S_b|\angle\theta_b}{|V_{bn}|\angle\delta_b}\right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|}\angle\delta_b - \theta_b = |IL_b|\angle\alpha_b \tag{4.11}$$

$$IL_{c\,PQ} = \left(\frac{S_c}{V_{cn}}\right)^* = \left(\frac{|S_c|\angle\theta_c}{|V_{cn}|\angle\delta_c}\right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cn}|}\angle\delta_c - \theta_c = |IL_c|\angle\alpha_c \tag{4.12}$$

- Cargas de corrente constante (I = cte)

$$IL_{a\,I} = |IL_a|\angle\delta_a - \theta_a \quad onde\, |IL_a| = |IL_a|_{PQ}^{(0)} \tag{4.13}$$

$$IL_{b\,I} = |IL_b|\angle\delta_b - \theta_b \quad onde\, |IL_b| = |IL_b|_{PQ}^{(0)} \tag{4.14}$$

$$IL_{c\,I} = |IL_c|\angle\delta_c - \theta_c \quad onde\, |IL_c| = |IL_c|_{PQ}^{(0)} \tag{4.15}$$

$\theta_a, \theta_b\, e\, \theta_c$ – ângulos do fator de potência

O módulo da corrente é determinado uma única vez consideradas as condições nominais do sistema elétrico de distribuição, ou então, com base em condições operacionais conhecidas. Para tal utilizam-se as equações (4.10) a (4.12).

Desta forma, à medida que o ângulo δ da tensão de fase varia, haverá alteração do ângulo da corrente de forma a manter o fator de potência da carga constante, conforme equações (4.13) a (4.15).

- Cargas de impedância constante (Z=cte)

  A impedância é determinada uma única vez consideradas as condições nominais do sistema elétrico de distribuição, ou então, condições operacionais conhecidas. Vide equações (4.16) a (4.18):

$$\boxed{Z_a} = \frac{\left|V_{an}^{(0)}\right|^2}{S_a^*} = \boxed{\frac{\left|V_{an}^{(0)}\right|^2}{|S_a|}\angle\theta_a} = |Z_a|\angle\theta_a \tag{4.16}$$

$$\boxed{Z_b} = \frac{\left|V_{bn}^{(0)}\right|^2}{S_b^*} = \boxed{\frac{\left|V_{bn}^{(0)}\right|^2}{|S_b|}\angle\theta_b} = |Z_b|\angle\theta_b \tag{4.17}$$

$$\boxed{Z_c} = \frac{\left|V_{cn}^{(0)}\right|^2}{S_c^*} = \boxed{\frac{\left|V_{cn}^{(0)}\right|^2}{|S_c|}\angle\theta_c} = |Z_c|\angle\theta_c \tag{4.18}$$

  A impedância então é mantida constante. E, conforme variação das condições operacionais do sistema de distribuição, haverá alteração do módulo e ângulo da corrente segundo equações (4.19) a (4.21):

$$IL_{a\,Z} = \frac{\boxed{V_{an}}}{\boxed{Z_a}} = \frac{\boxed{|V_{an}|\angle\delta_a}}{\boxed{|Z_a|\angle\theta_a}} = \frac{\boxed{|V_{an}|}}{\boxed{|Z_a|}}\angle\boxed{\delta_a} - \boxed{\theta_a} = |IL_a|\angle\alpha_a \tag{4.19}$$

$$IL_{b\,Z} = \frac{\boxed{V_{bn}}}{\boxed{Z_b}} = \frac{\boxed{|V_{bn}|\angle\delta_b}}{\boxed{|Z_b|\angle\theta_b}} = \frac{\boxed{|V_{bn}|}}{\boxed{|Z_b|}}\angle\boxed{\delta_b} - \boxed{\theta_b} = |IL_b|\angle\alpha_b \tag{4.20}$$

$$IL_{c\,Z} = \frac{\boxed{V_{cn}}}{\boxed{Z_c}} = \frac{\boxed{|V_{cn}|\angle\delta_c}}{\boxed{|Z_c|\angle\theta_c}} = \frac{\boxed{|V_{cn}|}}{\boxed{|Z_c|}}\angle\boxed{\delta_c} - \boxed{\theta_c} = |IL_c|\angle\alpha_c \tag{4.21}$$

Desta forma, obtêm-se a combinação ponderada de potência ativa e reativa constantes, corrente constante, e impedância constante:

$$IL_a = LOAD_{\text{PQ factor}_a} \cdot IL_{a\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_a} \cdot IL_{a\,Z} + LOAD_{\text{I factor}_a} \cdot IL_{a\,I} \tag{4.22}$$

$$IL_b = LOAD_{\text{PQ factor}_b} \cdot IL_{b\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_b} \cdot IL_{b\,Z} + LOAD_{\text{I factor}_b} \cdot IL_{b\,I} \tag{4.23}$$

$$IL_c = LOAD_{\text{PQ factor}_c} \cdot IL_{c\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_c} \cdot IL_{c\,Z} + LOAD_{\text{I factor}_c} \cdot IL_{c\,I} \tag{4.24}$$

$$\boxed{LOAD_{\text{PQ factor}_a}} + \boxed{LOAD_{\text{Z factor}_a}} + \boxed{LOAD_{\text{I factor}_a}} = 1 \qquad \textit{onde} \quad 0 \le LOAD_{\text{PQfactor}} \le 1 \tag{4.25}$$

$$\boxed{LOAD_{\text{PQ factor}_b}} + \boxed{LOAD_{\text{Z factor}_b}} + \boxed{LOAD_{\text{I factor}_b}} = 1 \qquad 0 \le LOAD_{\text{Z factor}} \le 1 \tag{4.26}$$

$$\boxed{LOAD_{\text{PQ factor}_c}} + \boxed{LOAD_{\text{Z factor}_c}} + \boxed{LOAD_{\text{I factor}_c}} = 1 \qquad 0 \le LOAD_{\text{I factor}} \le 1 \tag{4.27}$$

Resultando nas equações (4.28) a (4.30), as quais contemplam os desequilíbrios inerentes às cargas conectadas na configuração Y (trifásica):

$$IL_a = LOAD_{PQ\ factor_a} \cdot \left(\frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle \underline{\delta_a - \theta_a} \right) + LOAD_{Z\ factor_a} \left(\frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \angle \underline{\delta_a - \theta_a} \right) + LOAD_{I\ factor_a} \left(|IL_a| \angle \underline{\delta_a - \theta_a} \right) \tag{4.28}$$

Vale ressaltar que as três componentes da carga terão o mesmo ângulo de fase dado que o fator de potência da carga não foi alterado.

$$IL_b = LOAD_{PQ\ factor_b} \cdot \left(\frac{|S_b|}{|V_{bn}|} \angle \delta_b - \theta_b \right) + LOAD_{Z\ factor_b} \left(\frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \angle \delta_b - \theta_b \right) + LOAD_{I\ factor_b} \left(|IL_b| \angle \delta_b - \theta_b \right) \tag{4.29}$$

$$IL_c = LOAD_{PQ\ factor_c} \cdot \left(\frac{|S_c|}{|V_{cn}|} \angle \delta_c - \theta_c \right) + LOAD_{Z\ factor_c} \left(\frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \angle \delta_c - \theta_c \right) + LOAD_{I\ factor_c} \left(|IL_c| \angle \delta_c - \theta_c \right) \tag{4.30}$$

4.1.2. Modelo conexão Y (bifásica)

A partir do modelo de conexão Y (trifásica) são generalizados os modelos para as conexões bifásicas. Na figura (4.2) são representadas as possíveis conexões bifásicas. A título de desenvolvimento teórico será utilizada a configuração Y_{abn} exibida à esquerda.

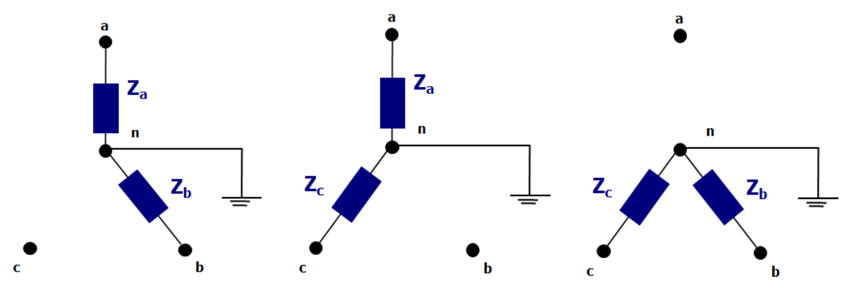


Fig. 4.2 - Representação de cargas na conexão Y (bifásica).

- Cargas de potência ativa e reativa constantes (PQ = cte)

$$|IL_a| = |IL_a|_{PQ}^{(0)} = \frac{|S_a|}{|V_{an}|^{(0)}} \angle \delta_a^{(0)} - \theta_a \tag{4.31}$$

$$|IL_b| = |IL_b|_{PQ}^{(0)} = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|^{(0)}} \angle \delta_b^{(0)} - \theta_b \tag{4.32}$$

$$\underbrace{|IL_c|}_{=0} = |IL_c|_{PQ}^{(0)} = \frac{|S_c| = 0}{|V_{cn}|^{(0)}} \angle \delta_c^{(0)} - \theta_c \tag{4.33}$$

- Cargas de corrente constante (I = cte)

  O módulo da corrente é determinado nas equações (4.31) e (4.32), e mantido constante. À medida que o ângulo δ da tensão de fase varia, haverá alteração do ângulo da corrente de forma a manter o fator de potência da carga constante.

- Cargas de impedância constante (Z=cte)

$$Z_a = \frac{\left|V_{an}^{(0)}\right|^2}{|S_a|}\angle\theta_a \tag{4.34}$$

$$Z_b = \frac{\left|V_{bn}^{(0)}\right|^2}{|S_b|}\angle\theta_b \tag{4.35}$$

$$\infty = Z_c = \frac{\left|V_{cn}^{(0)}\right|^2}{|S_c| = 0}\angle\theta_c \tag{4.36}$$

Resultando em:

$$IL_a = LOAD_{\text{PQ factor}_a} \cdot IL_{a\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_a} \cdot IL_{a\,Z} + LOAD_{\text{I factor}_a} \cdot IL_{a\,I} \tag{4.37}$$

$$IL_b = LOAD_{\text{PQ factor}_b} \cdot IL_{b\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_b} \cdot IL_{b\,Z} + LOAD_{\text{I factor}_b} \cdot IL_{b\,I} \tag{4.38}$$

$$\boxed{0 = IL_c} = LOAD_{\text{PQ factor}_c} \cdot \underbrace{IL_{c\,PQ}}_{=0} + LOAD_{\text{Z factor}_c} \cdot \underbrace{IL_{c\,Z}}_{=0} + LOAD_{\text{I factor}_c} \cdot \underbrace{IL_{c\,I}}_{=0} \tag{4.39}$$

4.1.3. Modelo conexão Y (monofásica)

A partir do modelo de conexão Y (trifásica) são generalizados os modelos para as conexões monofásicas. Na figura (4.3) são representadas as possíveis conexões monofásicas. A título de desenvolvimento teórico será utilizada a configuração Y_{an} exibida à esquerda.

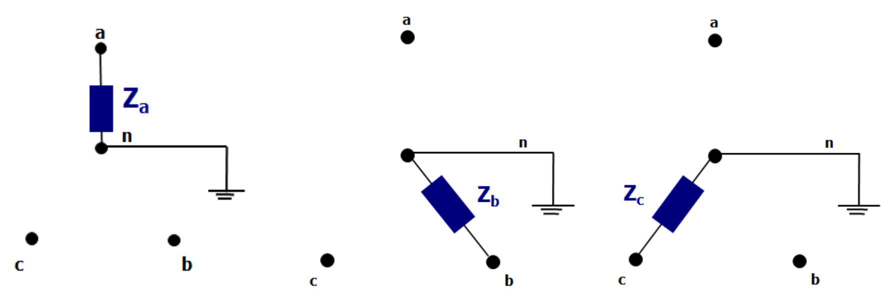


Fig. 4.3 - Representação de cargas na conexão Y (monofásica).

- Cargas de potência ativa e reativa constantes (PQ = cte)

$$|IL_a| = |IL_a|_{PQ}^{(0)} = \frac{|S_a|}{\left|V_{an}\right|^{(0)}}\angle\delta_a^{(0)} - \theta_a \tag{4.40}$$

$$\underbrace{|IL_b|}_{=0} = |IL_b|_{PQ}^{(0)} = \frac{|S_b| = 0}{\left|V_{bn}\right|^{(0)}}\angle\delta_b^{(0)} - \theta_b \tag{4.41}$$

$$\underbrace{|IL_c|}_{=0} = |IL_c|_{PQ}^{(0)} = \frac{|S_c| = 0}{\left|V_{cn}\right|^{(0)}}\angle\delta_c^{(0)} - \theta_c \tag{4.42}$$

- Cargas de corrente constante (I = cte)

  O módulo da corrente é determinado na equação (4.40), e mantido constante. À medida que o ângulo δ da tensão de fase varia, haverá alteração do ângulo da corrente de forma a manter o fator de potência da carga constante.

- Cargas de impedância constante (Z=cte)

$$Z_a = \frac{\left|V_{an}^{(0)}\right|^2}{\left|S_a\right|}\angle\theta_a \tag{4.43}$$

$$\infty = Z_b = \frac{\left|V_{bn}^{(0)}\right|^2}{\left|S_b\right| = 0}\angle\theta_b \tag{4.44}$$

$$\infty = Z_c = \frac{\left|V_{cn}^{(0)}\right|^2}{\left|S_c\right| = 0}\angle\theta_c \tag{4.45}$$

Resultando em:

$$IL_a = LOAD_{\text{PQ factor}_a} \cdot IL_{a\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_a} \cdot IL_{a\,Z} + LOAD_{\text{I factor}_a} \cdot IL_{a\,I} \tag{4.46}$$

$$\boxed{0 = IL_b} = LOAD_{\text{PQ factor}_b} \cdot \underset{=0}{IL_{b\,PQ}} + LOAD_{\text{Z factor}_b} \cdot \underset{=0}{IL_{b\,Z}} + LOAD_{\text{I factor}_b} \cdot \underset{=0}{IL_{b\,I}} \tag{4.47}$$

$$\boxed{0 = IL_c} = LOAD_{\text{PQ factor}_c} \cdot \underset{=0}{IL_{c\,PQ}} + LOAD_{\text{Z factor}_c} \cdot \underset{=0}{IL_{c\,Z}} + LOAD_{\text{I factor}_c} \cdot \underset{=0}{IL_{c\,I}} \tag{4.48}$$

4.1.4. Modelo conexão Δ ≡ conexão Y sem neutro (trifásico)

O segundo modelo trifásico a ser analisado é a conexão delta (Δ). Vale destacar que, na inexistência do neutro na conexão Y, teremos um caso análogo ao Δ. De fato, cargas em Y sem neutro podem ser substituídas por cargas equivalentes em delta. Vide figura (4.4).

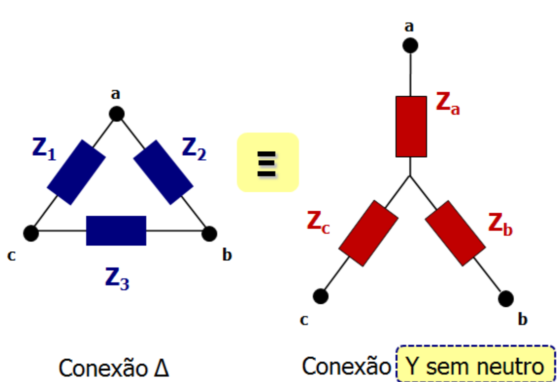


Fig. 4.4 - Representação da equivalência da conexão Δ e conexão Y sem neutro (trifásico).

Consideremos os circuitos mostrados na figura (4.5) abaixo, na qual um representa a conexão de impedâncias em Δ, e o outro a conexão de impedâncias em Y. Conforme Irwin [03], se ambas as configurações estão conectadas a somente três terminais ‘a’, ‘b’, e ‘c’, é extremamente vantajoso se uma equivalência pudesse ser estabelecida entre elas. E, de fato, é possível relacionar as impedâncias de um circuito às de outro de maneira tal que as características vistas dos terminais sejam as mesmas. Esse relacionamento entre as duas configurações do circuito é chamado de transformação Y-Δ.

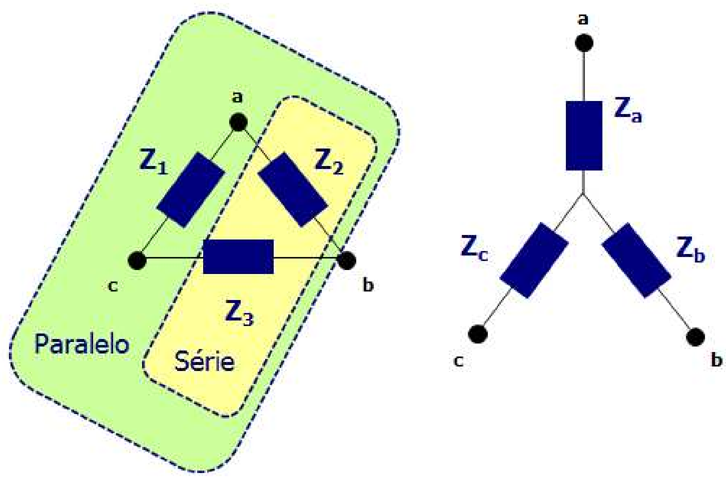


Fig. 4.5 - Representação transformação Y-Δ.

A transformação que relaciona as impedâncias Z_1, Z_2 e Z_3 às impedâncias Z_a, Z_b e Z_c é obtida a seguir. Para que as duas redes sejam equivalentes é necessário que a impedância nos terminais correspondentes sejam iguais. Por exemplo, a impedância nos terminais ‘a’ e ‘b’ com o circuito aberto em ‘c’ deve ser a mesma para ambos os circuitos. Portanto, se igualarmos as impedâncias para cada conjunto correspondente de terminais, se obtém as seguintes equações:

$$Z_{ab} = Z_a + Z_b = \frac{Z_2 \cdot (Z_1 + Z_3)}{Z_2 + (Z_1 + Z_3)} \tag{4.49}$$

$$Z_{bc} = Z_b + Z_c = \frac{Z_3 \cdot (Z_1 + Z_2)}{Z_3 + (Z_1 + Z_2)} \tag{4.50}$$

$$Z_{ca} = Z_c + Z_a = \frac{Z_1 \cdot (Z_2 + Z_3)}{Z_1 + (Z_2 + Z_3)} \tag{4.51}$$

Resolvendo o conjunto de equações (4.49) a (4.51) para Z_a, Z_b e Z_c, têm-se, conforme detalhado em Irwin [03]:

$$Z_a = \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_3} \tag{4.52}$$

$$Z_b = \frac{Z_2 \cdot Z_3}{Z_1 + Z_2 + Z_3} \tag{4.53}$$

$$Z_c = \frac{Z_1 \cdot Z_3}{Z_1 + Z_2 + Z_3} \tag{4.54}$$

De maneira semelhante, resolvendo o conjunto de equações (4.49) a (4.51) para Z_1, Z_2 e Z_3, obtém-se, conforme detalhado em Irwin [03]:

$$Z_1 = \frac{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_a Z_c}{Z_b} \tag{4.55}$$

$$Z_2 = \frac{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_a Z_c}{Z_c} \tag{4.56}$$

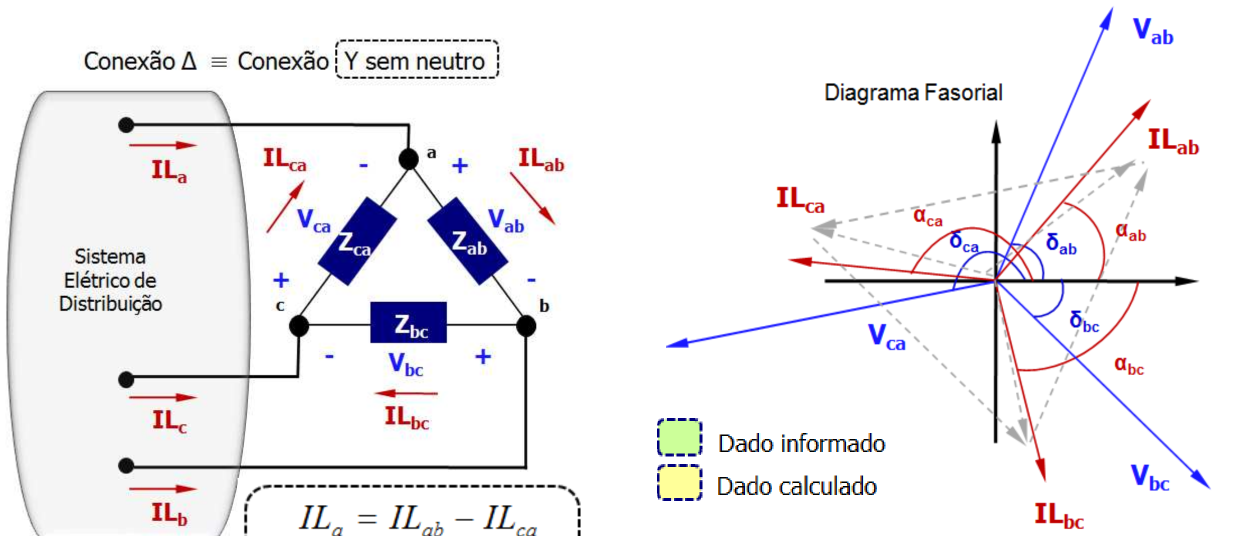
$$Z_3 = \frac{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_a Z_c}{Z_a} \tag{4.57}$$

As equações que relacionam as impedâncias Z_1, Z_2 e Z_3 às impedâncias Z_a, Z_b e Z_c, e vice-versa, são expressões gerais e se aplicam a qualquer conjunto de impedâncias conectadas em Y ou Δ. Porém vale ressaltar que para o caso de impedâncias equilibradas $Z_1 = Z_2 = Z_3$ e $Z_a = Z_b = Z_c$ as equações podem ser reduzidas à:

$$Z_Y = \frac{1}{3} Z_\Delta \tag{4.58}$$

$$Z_\Delta = 3 \cdot Z_Y \tag{4.59}$$

Na figura (4.6) são representadas cargas conectadas na conexão Δ (trifásico) evidenciando o diagrama fasorial e grandezas elétricas associadas. A seguir são desenvolvidos conjuntos de equações para a caracterização das cargas mediante as possíveis combinações de dados de entrada (kVA, kW, kvar e fator de potência).



$$IL_a = IL_{ab} - IL_{ca}$$
$$IL_b = IL_{bc} - IL_{ab}$$
$$IL_c = IL_{ca} - IL_{bc}$$

$$Fase\ ab: \ |S_{ab}|\angle\theta_{ab} = P_{ab} + jQ_{ab} \quad e \quad |V_{ab}|\angle\delta_{ab}$$
$$Fase\ bc: \ |S_{bc}|\angle\theta_{bc} = P_{bc} + jQ_{bc} \quad e \quad |V_{bc}|\angle\delta_{bc}$$
$$Fase\ ca: \ |S_{ca}|\angle\theta_{ca} = P_{ca} + jQ_{ca} \quad e \quad |V_{ca}|\angle\delta_{ca}$$

Fig. 4.6 - Representação e diagrama fasorial de cargas na conexão Δ (trifásico).

Dados potência complexa kVA e fator de potência, vide equações (4.60) a (4.62). Dados potência ativa kW e fator de potência, vide equações (4.63) a (4.65). Dados potências ativa kW e reativa kvar, vide equações (4.66) a (4.68).

- Potência complexa kVA e fator de potência:

$$S_{ab} = P_{ab} + jQ_{ab} = \boxed{|S_{ab}|}\angle\theta_{ab}$$
$$onde\ |\theta_{ab}| = \text{acos}\boxed{(fp)} \dashrightarrow \left\| \begin{array}{l} se\ fp\ \boxed{atrasado} \Rightarrow \boxed{\theta_{ab}} = +|\theta_{ab}| \Rightarrow |S_{ab}|\angle+|\theta_{ab}| \\ se\ fp\ \boxed{adiantado} \Rightarrow \boxed{\theta_{ab}} = -|\theta_{ab}| \Rightarrow |S_{ab}|\angle-|\theta_{ab}| \end{array} \right. \quad (4.60)$$

$$\boxed{P_{ab}} = |S_{ab}| \cdot \cos\theta_{ab} \quad (4.61)$$

$$\boxed{Q_{ab}} = P_{ab} \cdot \tan\theta_{ab} \quad (4.62)$$

- Potência ativa kW e fator de potência:

$$S_{ab} = \boxed{P_{ab}} + jQ_{ab} = |S_{ab}|\angle\theta_{ab}$$
$$onde\ |\theta_{ab}| = \text{acos}\boxed{(fp)} \dashrightarrow \left\| \begin{array}{l} se\ fp\ \boxed{atrasado} \Rightarrow \boxed{\theta_{ab}} = +|\theta_{ab}| \Rightarrow |S_{ab}|\angle+|\theta_{ab}| \\ se\ fp\ \boxed{adiantado} \Rightarrow \boxed{\theta_{ab}} = -|\theta_{ab}| \Rightarrow |S_{ab}|\angle-|\theta_{ab}| \end{array} \right. \quad (4.63)$$

$$\boxed{Q_{ab}} = P_{ab} \cdot \tan\theta_{ab} \quad (4.64)$$

$$\boxed{|S_{ab}|} = \sqrt{(P_{ab})^2 + (Q_{ab})^2} \quad (4.65)$$

- Potência ativa kW e reativa kvar:

$$S_{ab} = \boxed{P_{ab}} + j\boxed{Q_{ab}} = |S_{ab}|\angle\theta_{ab} \tag{4.66}$$

$$\boxed{|S_{ab}|} = \sqrt{(P_{ab})^2 + (Q_{ab})^2} \tag{4.67}$$

Determinar-se o argumento $\boxed{\theta_{ab}}$ em radianos e o fator de potência $\boxed{fp} = \cos(\theta_{ab})$

$$\begin{aligned}
&- P_{ab} = 0 \; e \; Q_{ab} = 0 \Rightarrow \theta_{ab} = 0 \; rad \\
&- Q_{ab} = 0 \; e \; P_{ab} > 0 \Rightarrow \theta_{ab} = 0 \; rad \\
&- Q_{ab} = 0 \; e \; P_{ab} < 0 \Rightarrow \theta_{ab} = \pi \; rad \\
&- P_{ab} = 0 \; e \; Q_{ab} > 0 \Rightarrow \theta_{ab} = \pi/2 \; rad \\
&- P_{ab} = 0 \; e \; Q_{ab} < 0 \Rightarrow \theta_{ab} = -\pi/2 \; rad
\end{aligned} \tag{4.68}$$

$- P_{ab} > 0 \Rightarrow \theta_{ab} = \mathrm{atan}\left(\dfrac{Q_{ab}}{P_{ab}}\right)$ A função arco-tangente define ângulos apenas entre $+\pi/2$ e $-\pi/2$ não sendo um problema quando $P_{ab}>0$, primeiro e quarto quadrantes.

$- P_{ab} < 0 \text{ e } Q_{ab} < 0 \Rightarrow \theta_{ab} = -\pi + \mathrm{atan}\left(\dfrac{Q_{ab}}{P_{ab}}\right)$ Tratamento do resultado angular da função arco-tangente identificando corretamente o terceiro quadrante.

$- P_{ab} < 0 \text{ e } Q_{ab} > 0 \Rightarrow \theta_{ab} = \pi + \mathrm{atan}\left(\dfrac{Q_{ab}}{P_{ab}}\right)$ Tratamento do resultado angular da função arco-tangente identificando corretamente o segundo quadrante.

A partir dos dados conhecidos de potência complexa kVA e o fator de potência, ou potência ativa kW e fator de potência, ou ainda potência ativa kW e reativa kvar, determinam-se as grandezas elétricas que descrevem as cargas.

Uma vez determinadas as grandezas elétricas kVA, kW, kvar e fator de potência, têm-se as condições necessárias para modelar as cargas como a combinação ponderada de potência ativa e reativa constantes, corrente constante, e impedância constante.

A seguir são apresentadas as equações (4.69) a (4.71) para caracterização de potência constante, equações (4.72) a (4.74) para corrente constante, e equações (4.78) a (4.80) para impedância constante. Destacam-se em verde as grandezas elétricas próprias da carga, e em amarelo as condições operacionais do sistema elétrico de distribuição;

- Cargas de potência ativa e reativa constantes (PQ = cte)

$$IL_{ab\,PQ} = \left(\frac{\boxed{S_{ab}}}{\boxed{V_{ab}}}\right)^* = \left(\frac{\boxed{|S_{ab}|\angle\theta_{ab}}}{\boxed{|V_{ab}|\angle\delta_{ab}}}\right)^* = \frac{\boxed{|S_{ab}|}}{\boxed{|V_{ab}|}}\angle\boxed{\delta_{ab}} - \boxed{\theta_{ab}} = |IL_{ab}|\angle\alpha_{ab} \tag{4.69}$$

$$IL_{bc\,PQ} = \left(\frac{\boxed{S_{bc}}}{\boxed{V_{bc}}}\right)^* = \left(\frac{\boxed{|S_{bc}|\angle\theta_{bc}}}{\boxed{|V_{bc}|\angle\delta_{bc}}}\right)^* = \frac{\boxed{|S_{bc}|}}{\boxed{|V_{bc}|}}\angle\boxed{\delta_{bc}} - \boxed{\theta_{bc}} = |IL_{bc}|\angle\alpha_{bc} \tag{4.70}$$

$$IL_{ca\,PQ} = \left(\frac{\boxed{S_{ca}}}{\boxed{V_{ca}}}\right)^* = \left(\frac{\boxed{|S_{ca}|\angle\theta_{ca}}}{\boxed{|V_{ca}|\angle\delta_{ca}}}\right)^* = \frac{\boxed{|S_{ca}|}}{\boxed{|V_{ca}|}}\angle\boxed{\delta_{ca}} - \boxed{\theta_{ca}} = |IL_{ca}|\angle\alpha_{ca} \tag{4.71}$$

- Cargas de corrente constante (I = cte)

$$IL_{ab\,I} = \boxed{|IL_{ab}|} \angle \boxed{\delta_{ab}} - \boxed{\theta_{ab}} \quad onde |IL_{ab}| = |IL_{ab}|_{PQ}^{(0)} \tag{4.72}$$

$$IL_{bc\,I} = \boxed{|IL_{bc}|} \angle \boxed{\delta_{bc}} - \boxed{\theta_{bc}} \quad onde |IL_{bc}| = |IL_{bc}|_{PQ}^{(0)} \tag{4.73}$$

$$IL_{ca\,I} = \boxed{|IL_{ca}|} \angle \boxed{\delta_{ca}} - \boxed{\theta_{ca}} \quad onde |IL_{ca}| = |IL_{ca}|_{PQ}^{(0)} \tag{4.74}$$

$\theta_{ab}, \theta_{bc}\ e\, \theta_{ca}$ – ângulos do fator de potência

O módulo da corrente é determinado uma única vez consideradas as condições nominais do sistema elétrico de distribuição, ou então, com base em condições operacionais conhecidas. Para tal utilizam-se as equações (4.69) a (4.71).

Desta forma, à medida que o ângulo δ da tensão de fase varia, haverá alteração do ângulo da corrente de forma a manter o fator de potência da carga constante, conforme equações (4.72) a (4.74).

- Cargas de impedância constante (Z=cte)

A impedância é determinada uma única vez consideradas as condições nominais do sistema elétrico de distribuição, ou então, condições operacionais conhecidas. Vide equações (4.75) a (4.77):

$$\boxed{Z_{ab}} = \frac{|V_{ab}^{(0)}|^2}{S_{ab}^*} = \boxed{\frac{|V_{ab}^{(0)}|^2}{|S_{ab}|} \angle \theta_{ab}} = |Z_{ab}| \angle \theta_{ab} \tag{4.75}$$

$$\boxed{Z_{bc}} = \frac{|V_{bc}^{(0)}|^2}{S_{bc}^*} = \boxed{\frac{|V_{bc}^{(0)}|^2}{|S_{bc}|} \angle \theta_{bc}} = |Z_{bc}| \angle \theta_{bc} \tag{4.76}$$

$$\boxed{Z_{ca}} = \frac{|V_{ca}^{(0)}|^2}{S_{ca}^*} = \boxed{\frac{|V_{ca}^{(0)}|^2}{|S_{ca}|} \angle \theta_{ca}} = |Z_{ca}| \angle \theta_{ca} \tag{4.77}$$

A impedância então é mantida constante. E, conforme variação das condições operacionais do sistema de distribuição, haverá alteração do módulo e ângulo da corrente segundo equações (4.78) a (4.80) a seguir.

$$IL_{ab_Z} = \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} = \frac{|V_{ab}|\angle\delta_{ab}}{|Z_{ab}|\angle\theta_{ab}} = \frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|}\angle\delta_{ab} - \theta_{ab} = |IL_{ab}|\angle\alpha_{ab} \tag{4.78}$$

$$IL_{bc_Z} = \frac{V_{bc}}{Z_{bc}} = \frac{|V_{bc}|\angle\delta_{bc}}{|Z_{bc}|\angle\theta_{bc}} = \frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|}\angle\delta_{bc} - \theta_{bc} = |IL_{bc}|\angle\alpha_{bc} \tag{4.79}$$

$$IL_{ca_Z} = \frac{V_{ca}}{Z_{ca}} = \frac{|V_{ca}|\angle\delta_{ca}}{|Z_{ca}|\angle\theta_{ca}} = \frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|}\angle\delta_{ca} - \theta_{ca} = |IL_{ca}|\angle\alpha_{ca} \tag{4.80}$$

Desta forma, obtêm-se a combinação ponderada de potência ativa e reativa constantes, corrente constante, e impedância constante:

$$IL_{ab} = LOAD_{\text{PQ factor}_{ab}} \cdot IL_{ab\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_{ab}} \cdot IL_{ab_Z} + LOAD_{\text{I factor}_{ab}} \cdot IL_{ab\,I} \tag{4.81}$$

$$IL_{bc} = LOAD_{\text{PQ factor}_{bc}} \cdot IL_{bc\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_{bc}} \cdot IL_{bc_Z} + LOAD_{\text{I factor}_{bc}} \cdot IL_{bc\,I} \tag{4.82}$$

$$IL_{ca} = LOAD_{\text{PQ factor}_{ca}} \cdot IL_{ca\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_{ca}} \cdot IL_{ca_Z} + LOAD_{\text{I factor}_{ca}} \cdot IL_{ca\,I} \tag{4.83}$$

$$LOAD_{\text{PQ factor}_{ab}} + LOAD_{\text{Z factor}_{ab}} + LOAD_{\text{I factor}_{ab}} = 1 \qquad onde \quad 0 \le LOAD_{\text{PQ factor}} \le 1 \tag{4.84}$$

$$LOAD_{\text{PQ factor}_{bc}} + LOAD_{\text{Z factor}_{bc}} + LOAD_{\text{I factor}_{bc}} = 1 \qquad 0 \le LOAD_{\text{Z factor}} \le 1 \tag{4.85}$$

$$LOAD_{\text{PQ factor}_{ca}} + LOAD_{\text{Z factor}_{ca}} + LOAD_{\text{I factor}_{ca}} = 1 \qquad 0 \le LOAD_{\text{I factor}} \le 1 \tag{4.86}$$

Resultando nas equações (4.87) a (4.89), as quais contemplam os desequilíbrios inerentes às cargas conectadas na configuração Δ (trifásica):

$$IL_{ab} = LOAD_{\text{PQ factor}_{ab}} \cdot \left(\frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|}\underline{\angle\delta_{ab} - \theta_{ab}}\right) + LOAD_{\text{Z factor}_{ab}} \cdot \left(\frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|}\underline{\angle\delta_{ab} - \theta_{ab}}\right) + LOAD_{\text{I factor}_{ab}} \cdot \left(|IL_{ab}|\underline{\angle\delta_{ab} - \theta_{ab}}\right) \tag{4.87}$$

Vale ressaltar que as três componentes da carga terão o mesmo ângulo dado que o fator de potência da carga não foi alterado.

$$IL_{bc} = LOAD_{\text{PQ factor}_{bc}} \cdot \left(\frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|}\angle\delta_{bc} - \theta_{bc}\right) + LOAD_{\text{Z factor}_{bc}} \cdot \left(\frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|}\angle\delta_{bc} - \theta_{bc}\right) + LOAD_{\text{I factor}_{bc}} \cdot \left(|IL_{bc}|\angle\delta_{bc} - \theta_{bc}\right) \tag{4.88}$$

$$IL_{ca} = LOAD_{\text{PQ factor}_{ca}} \cdot \left(\frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|}\angle\delta_{ca} - \theta_{ca}\right) + LOAD_{\text{Z factor}_{ca}} \cdot \left(\frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|}\angle\delta_{ca} - \theta_{ca}\right) + LOAD_{\text{I factor}_{ca}} \cdot \left(|IL_{ca}|\angle\delta_{ca} - \theta_{ca}\right) \tag{4.89}$$

Porém, se faz necessário, através da Lei de Kirchhoff das correntes, determinar as correntes IL_a, IL_b e IL_c requeridas do sistema elétrico de distribuição:

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +1 & 0 & -1 \\ -1 & +1 & 0 \\ 0 & -1 & +1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \tag{4.90}$$

4.1.5. Modelo conexão V (trifásica)

A partir do modelo de conexão Δ (trifásica) são generalizados os modelos para as conexões V (trifásica). Na figura (4.7) são representadas as possíveis conexões V. A título de desenvolvimento teórico será utilizada a configuração V_{cab} exibida à esquerda.

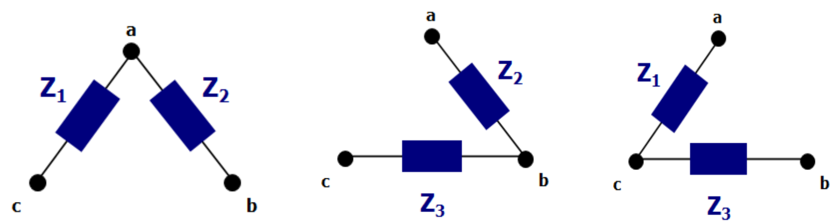


Fig. 4.7 - Representação de cargas na conexão V (trifásica).

- Cargas de potência ativa e reativa constantes (PQ = cte)

$$|IL_{ab}| = |IL_{ab}|_{PQ}^{(0)} = \frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|^{(0)}} \angle \delta_{ab}{}^{(0)} - \theta_{ab} \tag{4.91}$$

$$\underset{=0}{|IL_{bc}|} = |IL_{bc}|_{PQ}^{(0)} = \frac{|S_{bc}| = 0}{|V_{bc}|^{(0)}} \angle \delta_{bc}{}^{(0)} - \theta_{bc} \tag{4.92}$$

$$|IL_{ca}| = |IL_{ca}|_{PQ}^{(0)} = \frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|^{(0)}} \angle \delta_{ca}{}^{(0)} - \theta_{ca} \tag{4.93}$$

- Cargas de corrente constante (I = cte)

  O módulo da corrente é determinado nas equações (4.91) e (4.93), e é mantido constante. À medida que o ângulo δ da tensão de fase varia, haverá alteração do ângulo da corrente de forma a manter o fator de potência da carga constante.

- Cargas de impedância constante (Z=cte)

$$Z_{ab} = \frac{\left|V_{ab}{}^{(0)}\right|^2}{|S_{ab}|} \angle \theta_{ab} \tag{4.94}$$

$$\infty = Z_{bc} = \frac{\left|V_{bc}{}^{(0)}\right|^2}{|S_{bc}| = 0} \angle \theta_{bc} \tag{4.95}$$

$$Z_{ca} = \frac{\left|V_{ca}^{(0)}\right|^2}{\left|S_{ca}\right|} \angle \theta_{ca} \tag{4.96}$$

Resultando em:

$$IL_{ab} = LOAD_{\text{PQ factor}_{ab}} \cdot IL_{ab\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_{ab}} \cdot IL_{ab_Z} + LOAD_{\text{I factor}_{ab}} \cdot IL_{ab\,I} \tag{4.97}$$

$$\boxed{0 = IL_{bc}} = LOAD_{\text{PQ factor}_{bc}} \cdot \underset{=0}{IL_{bc\,PQ}} + LOAD_{\text{Z factor}_{bc}} \cdot \underset{=0}{IL_{bc_Z}} + LOAD_{\text{I factor}_{bc}} \cdot \underset{=0}{IL_{bc\,I}} \tag{4.98}$$

$$IL_{ca} = LOAD_{\text{PQ factor}_{ca}} \cdot IL_{ca\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_{ca}} \cdot IL_{ca_Z} + LOAD_{\text{I factor}_{ca}} \cdot IL_{ca\,I} \tag{4.99}$$

4.1.6. Modelo conexão Δ (bifásica)

A partir do modelo de conexão Δ (trifásica) são generalizados os modelos para as conexões bifásicas. Na figura (4.8) são representadas as possíveis conexões bifásicas. A título de desenvolvimento teórico será utilizada a configuração exibida à esquerda.

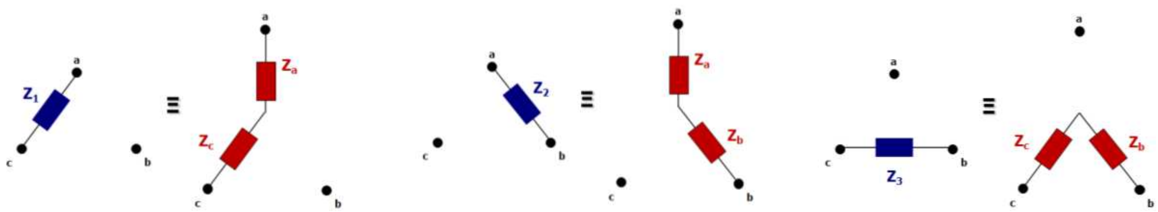


Fig. 4.8 - Representação de cargas na conexão Δ (bifásica).

- Cargas de potência ativa e reativa constantes (PQ = cte)

$$\left|IL_{ab}\right| = \left|IL_{ab}\right|_{PQ}^{(0)} = \frac{\left|S_{ab}\right|}{\left|V_{ab}\right|^{(0)}} \angle \delta_{ab}^{(0)} - \theta_{ab} \tag{4.100}$$

$$\underset{=0}{\left|IL_{bc}\right|} = \left|IL_{bc}\right|_{PQ}^{(0)} = \frac{\left|S_{bc}\right| = 0}{\left|V_{bc}\right|^{(0)}} \angle \delta_{bc}^{(0)} - \theta_{bc} \tag{4.101}$$

$$\underset{=0}{\left|IL_{ca}\right|} = \left|IL_{ca}\right|_{PQ}^{(0)} = \frac{\left|S_{ca}\right| = 0}{\left|V_{ca}\right|^{(0)}} \angle \delta_{ca}^{(0)} - \theta_{ca} \tag{4.102}$$

- Cargas de corrente constante (I = cte)
  O módulo da corrente é determinado na equação (4.100), e é mantido constante. À medida que o ângulo δ da tensão de fase varia, haverá alteração do ângulo da corrente de forma a manter o fator de potência da carga constante.

- Cargas de impedância constante (Z=cte)

$$Z_{ab} = \frac{\left|V_{ab}^{(0)}\right|^2}{\left|S_{ab}\right|}\angle\theta_{ab} \tag{4.103}$$

$$\infty = Z_{bc} = \frac{\left|V_{bc}^{(0)}\right|^2}{\left|S_{bc}\right| = 0}\angle\theta_{bc} \tag{4.104}$$

$$\infty = Z_{ca} = \frac{\left|V_{ca}^{(0)}\right|^2}{\left|S_{ca}\right| = 0}\angle\theta_{ca} \tag{4.105}$$

Resultando em:

$$IL_{ab} = LOAD_{\text{PQ factor}_{\text{ab}}} \cdot IL_{ab\,PQ} + LOAD_{\text{Z factor}_{\text{ab}}} \cdot IL_{ab\,Z} + LOAD_{\text{I factor}_{\text{ab}}} \cdot IL_{ab\,I} \tag{4.106}$$

$$\boxed{0 = IL_{bc}} = LOAD_{\text{PQ factor}_{\text{bc}}} \cdot \underset{=0}{IL_{bc\,PQ}} + LOAD_{\text{Z factor}_{\text{bc}}} \cdot \underset{=0}{IL_{bc\,Z}} + LOAD_{\text{I factor}_{\text{bc}}} \cdot \underset{=0}{IL_{bc\,I}} \tag{4.107}$$

$$\boxed{0 = IL_{ca}} = LOAD_{\text{PQ factor}_{\text{ca}}} \cdot \overset{=0}{IL_{ca\,PQ}} + LOAD_{\text{Z factor}_{\text{ca}}} \cdot \overset{=0}{IL_{ca\,Z}} + LOAD_{\text{I factor}_{\text{ca}}} \cdot \overset{=0}{IL_{ca\,I}} \tag{4.108}$$

4.2. Módulo de demanda

O objetivo do módulo de demanda é agregar, em cada transformador de distribuição, as demandas das diversas unidades consumidoras atendidas pelo mesmo. E para tal, devem ser consideradas as curvas de carga dos diversos segmentos e estratificações de unidades consumidoras conforme modalidade tarifária, classes, faixa de demanda, e consumo.

Decorrente do fato de não se ter condições de aferir os desequilíbrios das cargas internamente a cada unidade consumidora, há a premissa do equilíbrio de cargas internas. De forma que, através do planejamento das instalações elétricas, e distribuição de cargas entre as fases de cada unidade consumidora, há como resultado o equilíbrio das potências requisitadas em cada uma das fases. Ou seja, $P_a=P_b=P_c$ e $Q_a=Q_b=Q_c$.

Sendo assim, as demandas ativas e reativas nos transformadores de distribuição caracterizarão as cargas supridas, de forma agregada, a partir das curvas de carga por patamares horários.

Vale destacar que, conforme Resolução ANEEL Nº 456/2000 [32], as informações oriundas dos medidores dos consumidores do Grupo A são o consumo (kWh), a demanda de potência ativa (kW), e o fator de potência. Informações estas verificadas pela concessionária, por meio de medição apropriada de forma obrigatória e permanente, incluindo consumo e demanda de potência reativa excedente quando o fator de potência for inferior a 0,92 indutivo.

Já para as unidades consumidoras do Grupo B, segundo Resolução ANEEL Nº 456/2000 [32], os medidores disponibilizam a informação do consumo (kWh). E de forma facultativa, as distribuidoras deverão verificar o fator de potência das unidades consumidoras pertencentes a este grupo, sendo admitida a medição transitória por um período mínimo de 7 (sete) dias consecutivos.

No que tange à estratificação por segmentos, têm-se, conforme ANEEL [32]:

- Distribuição MT

  Para as unidades consumidoras atendidas por sistemas de distribuição de média tensão, a estratificação deve ser feita por potência demandada:

  a) Até 50 kW
  b) Acima de 50 kW até 100 kW
  c) Acima de 100 kW até 200 kW
  d) Acima de 200 kW até 300 kW
  e) Acima de 300 kW até 500 kW
  f) Acima de 500 kW até 1.000 kW
  g) Acima de 1.000 kW

- Distribuição BT

  Para as unidades consumidoras da classe residencial atendidas por sistemas de distribuição de baixa tensão, a estratificação deve ser feita por faixa de consumo médio mensal dos últimos doze meses, como segue:

  a) Até 80 kWh
  b) Acima de 80 kWh até LBR* kWh
  c) Acima de LBR* kWh até 500 kWh
  d) Acima de 500 kWh até 1.000 kWh
  e) Acima de 1.000 kWh.

  *LBR: Limite de consumo característico da unidade consumidora residencial baixa renda autorizado para a distribuidora.

Para as unidades consumidoras das classes rural, atendidas por sistemas de distribuição de baixa tensão, a estratificação deve ser feita por faixa de consumo médio mensal dos últimos doze meses, como segue:

a) Até 200 kWh
b) Acima de 200 kWh até 500 kWh
c) Acima de 500 kWh até 1.000 kWh
d) Acima de 1.000 kWh até 5.000 kWh
e) Acima de 5.000 kWh.

Para as unidades consumidoras das classes comercial e industriais, atendidas por sistemas de distribuição de baixa tensão; e também para as unidades consumidoras com instalações conectadas a sistema subterrâneo de distribuição; a estratificação deve ser feita por faixa de consumo médio mensal dos últimos doze meses, como segue:

a) Até 500 kWh
b) Acima de 500 kWh até 1.000 kWh
c) Acima de 1.000 kWh até 5.000 kWh
d) Acima de 5.000 kWh até 10.000 kWh
e) Acima de 10.000 kWh.

4.2.1. Nomenclaturas e conceitos básicos

Conforme estabelecido pela ANEEL [32], são definidas a seguir as nomenclaturas e conceitos de fornecimento de energia elétrica utilizados no setor elétrico. Tais nomenclaturas e conceitos são cruciais para compreensão da caracterização real de cargas, as quais, de acordo com a referida estratificação, dispõem de informações aferidas contínua e obrigatoriamente, ou então simplificadas, e até amostrais e facultativas.

A seguir será apresentado breve glossário com termos relevantes à caracterização real das cargas em sistemas elétricos de distribuição de média e baixa tensão.

Demanda

Média das potências elétricas ativas ou reativas solicitadas ao sistema elétrico por parcelas das cargas instaladas em operação na unidade consumidora durante um intervalo de tempo especificado. As medições apresentam um intervalo de integralização de demanda tanto nas medições de faturamento, quanto em medições de amostragem ANEEL/CSPE. Intervalo este na qual a demanda varia instantaneamente, e que tem como resultado, a cada intervalo de integralização, o registro da demanda média do período. Desta forma, quanto mais curto o intervalo de integralização, mais preciso será o valor de demanda registrado. Vide figura (4.9):

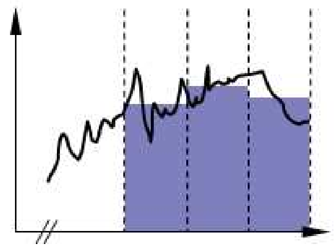


Fig. 4.9 - Representação gráfica da integralização de demanda.

Energia elétrica ativa

Energia elétrica que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh).

Energia elétrica reativa

Energia elétrica que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, ou oriunda do efeito de chaveamento, sem produzir trabalho. É expressa em quilovolt-ampère-reativo-hora (kvarh).

Consumo

O consumo representa a energia elétrica ativa (kWh) solicitada do sistema elétrico pela unidade consumidora durante um intervalo de tempo especificado. Desta forma, o consumo é a integralização da potência ativa, que na representação gráfica da carga é evidenciada pela área abaixo da curva. Vide figura (4.10).

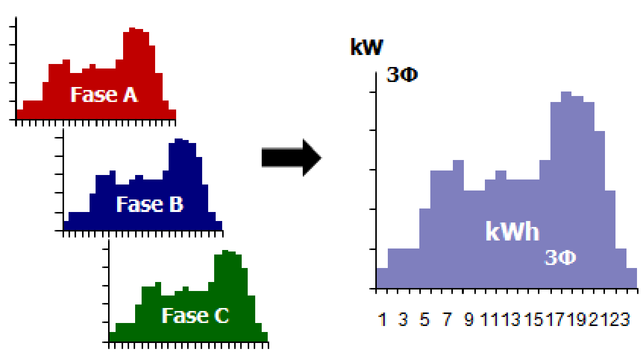


Fig. 4.10 - Representação gráfica do consumo (área do gráfico).

Demanda contratada

Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de conexão. É verificada por medição, e integralizada em intervalos de 15 minutos, com valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento. A mesma deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento. É expressa em quilowatts (kW). A figura (4.11) destaca tal demanda e a flexibilidade contratual existente.

Demanda de ultrapassagem

Ainda na figura (4.11), destaca-se a parcela de demanda medida que excede o valor da demanda contratada. Esta é a demanda de ultrapassagem, expressa em quilowatts (kW).

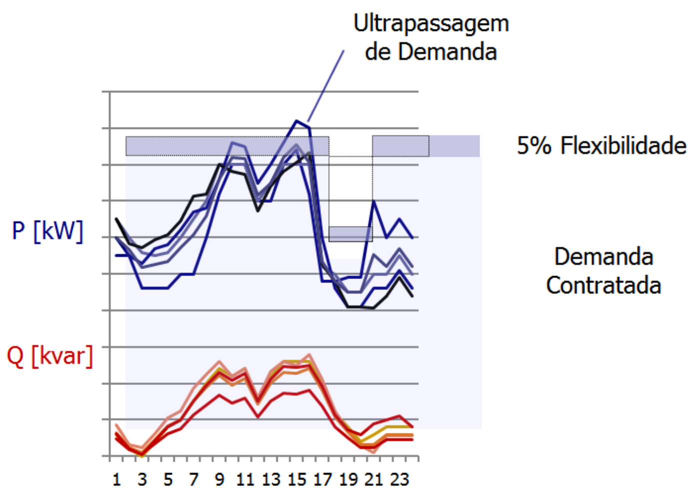


Fig. 4.11 - Representação gráfica das demandas contratada e ultrapassagem de demanda.

Demanda faturável

É o valor da demanda de potência ativa, identificada de acordo com os critérios estabelecidos para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa. É expressa em quilowatts (kW).

Demanda medida

É a maior demanda de potência ativa verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 minutos, durante o período de faturamento. É expressa em quilowatts (kW).

Carga instalada (kW)

É a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora em condições de entrar em operação. É expressa em quilowatts (kW).

Potência instalada na unidade consumidora (kVA)

É a soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora.

Curva de carga da unidade consumidora

A curva de carga da unidade consumidora é o "desenho" gráfico, conforme figura (4.12), que ilustra o perfil de utilização do sistema elétrico que o supre de energia. Normalmente integralizada em base horária da demanda, cuja área embaixo da curva informa a energia utilizada.

Adicionalmente é a representação econômica da utilização do sistema de potência. E é o elemento que o supridor dispõe para tarifar a unidade consumidora pelo uso do serviço que lhe é oferecido (energia e demanda).

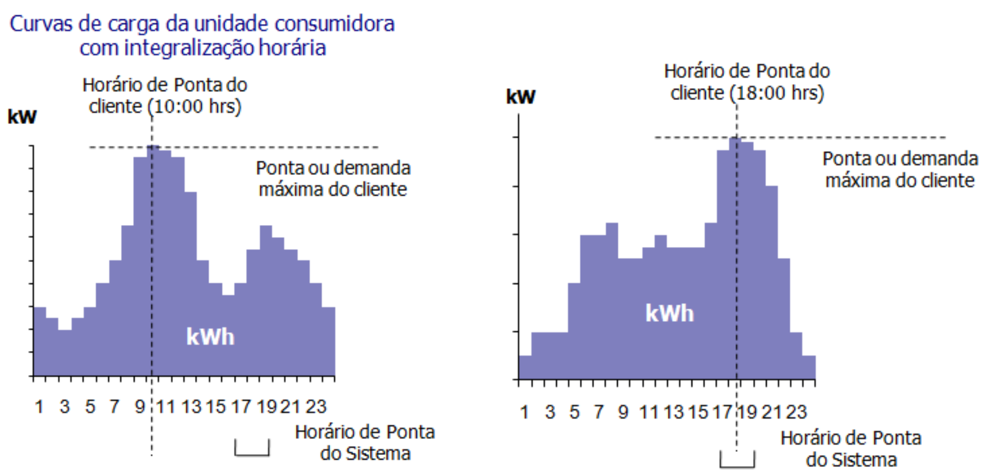


Fig. 4.12 - Representação de curvas de carga com integralização horária.

Fator de carga (FC)

O fator de carga é a razão, ocorrida no mesmo intervalo de tempo especificado, entre as demandas média e máxima da unidade consumidora. É calculado conforme abaixo:

$$FC = Dméd / Dmáx = (kWh/ T) / kW \tag{4.109}$$

$$FC = kWh / (kW \times T)$$

onde FC - fator de carga

kWh - consumo registrado no período (mês)

kW - demanda máxima no período (mês)

T - n° de horas do mês (730 horas)

Fator de demanda (FD)

O fator de demanda é a razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado, e a carga instalada da unidade consumidora. É calculada conforme abaixo:

FD = Dmáx / CI

onde FD - fator de demanda

D - demanda máxima em kW registrada no período (mês)

CI - carga instalada em kW

Fatores de carga e demanda típicos (FCT e FDT)

Os fatores de carga e demanda típicos são estabelecidos com base em pesquisas de posses e hábitos de consumo, e campanhas de medição. Consequentemente, dada a nova carga em kW, o ramo de atividade, e nível de tensão, são estimados o consumo e demanda desta nova unidade consumidora conforme se segue.

Demanda máxima prevista: (4.110)

DPmáx = FDT x CI

onde FDT - fator de demanda típico

CI - carga instalada em kW

Consumo mensal previsto:

CP = FCT x DPmáx x T (4.111)

onde FCT - fator de carga típico

DPmáx - demanda máxima prevista

T - n° de horas do mês (730 horas)

Custo marginal de expansão

É equivalente ao custo marginal de longo prazo, ou seja, é o custo do investimento necessário para atender uma unidade adicional de demanda (energia, geração, transmissão, distribuição).

O custo marginal não contempla aspectos financeiros, e se baseia em investimentos futuros a serem realizados de forma que cada consumidor pague pela sua exata participação e responsabilidade no uso do sistema conforme condicionantes horários e sazonais.

Associação dos clientes às redes e linhas de distribuição

Os hábitos de consumo de energia elétrica dos clientes em cada hora do dia irão formar as curvas de carga vistas pelas redes que os suprem. Portanto, dos hábitos de consumo dos clientes conectados às redes, resultará uma demanda máxima que poderá ocorrer em horários distintos, para cada rede e linha de distribuição, conforme característica dos clientes atendidos pelas mesmas. Vide figura (4.13).

Cada distribuidora estabelecerá o período de 3 (três) horas diárias consecutivas, situadas entre as 17 e 22 horas, que representará o horário de ponta do sistema como um todo. Desta forma, em função do conhecimento das curvas de carga vistas pelos pontos de suprimento da distribuidora, existirão redes e linhas de distribuição com demandas máximas ocorrendo no intervalo definido como ponta. E outras com demandas máximas ocorrendo nos horários definidos como fora de ponta.

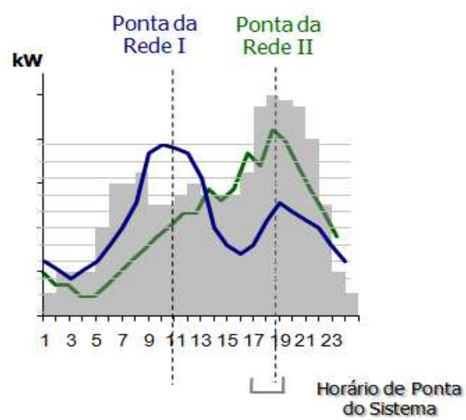


Fig. 4.13 - Composição da curva de carga de sistema, destacando-se duas redes (I e II).

Custo modular

É o preço praticado pelo setor elétrico brasileiro para a realização do investimento em distribuição de energia elétrica. São agregados os valores de transporte, seguros e impostos, formando, através da aplicação de estrutura orçamentária própria, uma base de referência de custo de investimento nacional em distribuição, excluindo encargos financeiros.

Menor custo global

É o critério de avaliação de alternativas tecnicamente equivalentes, segundo o qual é escolhida aquela de menor custo global de investimentos. São consideradas as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, os reforços nas redes e/ou linhas de distribuição e transmissão, e os custos das perdas elétricas.

Grupamento de unidades consumidoras

Os grupamentos de unidades consumidoras por nível de tensão de conexão são divididos, para caracterização da estruturação tarifária, da seguinte forma:

- Grupo B

  Grupamento composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 1 kV, ou ainda, atendidas em tensão superior a 1 kV e faturadas neste grupo. É caracterizado pela estruturação tarifária monômia (preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa) e subdividido em:

  a) subgrupo B1 – residencial;
  b) subgrupo B1 – residencial baixa renda;
  c) subgrupo B2 – rural;
  d) subgrupo B2 – cooperativa de eletrificação rural;
  e) subgrupo B2 – serviço público de irrigação;
  f) subgrupo B3 – demais classes;
  g) subgrupo B4 – iluminação pública.

- Grupo A

  Grupamento composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 1 kV, ou ainda, atendidas em tensão inferior a 1 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição. É caracterizado pela estruturação tarifária binômia e subdividido em:

  a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
  b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
  c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
  d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
  e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 1 kV a 25 kV;
  f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 1 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste grupo em caráter opcional.

  Para os consumidores pertencentes ao grupo A há quatro opções de modalidade tarifária. Objetivando o melhor custo-benefício, resguardadas as restrições de tensão de fornecimento e do montante da demanda contratada, a escolha fica a critério da necessidade da unidade consumidora.

Modalidades tarifárias

- Grupo A - estrutura tarifária convencional

  (1 preço de demanda e 1 preço de energia)

  Modalidade tarifária estruturada para aplicação de um único preço de demanda de potência e de consumo de energia elétrica, independentemente dos períodos do ano e das horas de utilização do dia. Aplicável apenas às unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV. Esta modalidade tarifária é permitida apenas para demanda contratada inferior a 300kW, com tarifa convencional binômia, ou seja, constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.

- Grupo A - estrutura tarifária horosazonal verde

  (1 preço de demanda e 4 preços de energia)

  Modalidade opcional estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. Nesta modalidade as tarifas são estabelecidas para o consumo (kWh) nos horários de ponta e fora de ponta, sendo a demanda um valor único, sem diferenciação entre os horários citados. É aplicável apenas para tensão de fornecimento inferior a 69kV. Esta opção é indicada para as unidades consumidoras com capacidade de modulação do processo produtivo, ou seja, que permita uma sensível redução ou paralisação da produção no horário de ponta, minimizando a utilização durante este período, cujos preços de energia são mais caros.

Postos Horosazonais 1 preço de demanda	Postos Horosazonais 4 preços de energia
	PONTA SECA – **Eps** PONTA ÚMIDA – **Epu** FORA DE PONTA SECA – **Efps** FORA DE PONTA ÚMIDA – **Efpu**

- Grupo A - estrutura tarifária horosazonal azul

  (2 preços de demanda e 4 preços de energia)

  Modalidade opcional estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência conforme horas de utilização do dia. É compulsória para unidades consumidoras superiores a 69 kV. Nesta modalidade as tarifas são estabelecidas para demanda (kW) e consumo (kWh) nos horários de ponta e fora de ponta. Esta opção é indicada às unidades consumidoras que possuem processo produtivo contínuo.

Postos Horosazonais 2 preços de demanda	Postos Horosazonais 4 preços de energia
PONTA - **Dp**	PONTA SECA – **Eps**
FORA DE PONTA - **Dfp**	PONTA ÚMIDA – **Epu**
	FOR A DE PONTA SECA – **Efps**
	FOR A DE PONTA ÚMIDA – **Efpu**

Destaca-se que nas opções de modalidade tarifária convencional, horosazonal verde, e horosazonal azul, o mínimo de demanda contratada permitida é de 30 kW.

Modalidades tarifárias - condicionante horária

O sistema elétrico é dimensionado de forma a atender a máxima demanda. Sempre que o mercado solicita um aumento de demanda de ponta ao sistema, este necessita de investimento em obras para restaurar as condições anteriores. A esta razão entre o incremento dos custos, e o correspondente incremento da demanda máxima atendida, denomina-se custo marginal de potência.

Este custo é típico de sistemas elétricos de transmissão e distribuição, cujas instalações são dimensionadas para a demanda máxima. Ressalta-se que o aumento do consumo de uma instalação de transmissão e/ou distribuição não provoca por si só um aumento no dimensionamento desta instalação, mas sim, a demanda de ponta a ela associada.

- Horário de ponta (P):
  É o período, definido pela distribuidora, que representará o horário de ponta do sistema como um todo. Deve ser escolhido, situando-se entre as 17 e 22 horas, em função do conhecimento das curvas de carga vistas pelos pontos de suprimento da distribuidora. É composto por três horas diárias consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais.

- Horário fora de ponta (FP):
  É o período composto pelas horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

Modalidades tarifárias - condicionante sazonal

Com a predominância hidráulica do sistema elétrico brasileiro, necessita-se de centrais hidroelétricas com barragem de acumulação, despacho de elevado custo variável, e baixo custo fixo. Com efeito, pela complementariedade da demanda versus afluência apresentada na figura (4.14), elevam-se os custos de investimento e operação. Os quais serão recuperados pela tarifa de energia elétrica.

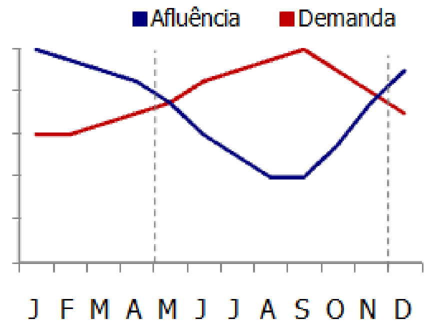


Fig. 4.14 - Demanda versus afluência.

- Período Seco (S):
  Período de sete meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

- Período Úmido (U):
  Período de cinco meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Optante do grupo B

Nesse caso específico não há formalização de contrato de fornecimento e contratação de demanda, no qual se tarifa apenas o consumo medido (kWh). Apenas nas condições abaixo informadas será necessária a declaração formal do interessado optando por esta modalidade:

• unidade consumidora do Grupo “A” cuja capacidade instalada em transformadores não ultrapasse 112,5 kVA;

• unidade consumidora do Grupo “A” classificada como cooperativa de eletrificação rural, cuja capacidade instalada em transformadores não ultrapasse 750 kVA;

• unidade consumidora do Grupo “A”, localizada em área de veraneio ou turismo, em que sejam explorados serviços de hotelaria ou pousada, independente da carga instalada;

• unidade consumidora do Grupo “A” com instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, desde que a potência instalada em projetores utilizados na iluminação dos locais seja igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada na unidade consumidora;

• unidade consumidora localizada em área servida por sistema subterrâneo, ou de acordo com o programa de obras da concessionária, a ser atendida pelo referido sistema. O consumidor poderá optar por faturamento com aplicação das tarifas do subgrupo “AS” desde que o fornecimento seja feito em tensão secundária de distribuição, e seja atendido um dos seguintes requisitos:

I. verificação de consumo de energia elétrica ativa mensal igual ou superior a 30 MWh em, no mínimo, 3 (três) ciclos completos e consecutivos nos 6 (seis) meses anteriores à opção; ou

II. celebração de contrato de fornecimento fixando demanda contratada igual ou superior a 150 kW.

4.2.2. Distribuição em baixa tensão

Uma vez inserido no contexto da caracterização das cargas, e conhecidos os diversos segmentos e estratificações conforme modalidades tarifárias, classes, faixas de demanda e consumo para fins tarifários, abordar-se-á a distribuição em baixa tensão.

Faz-se necessário agregar as curvas de carga típicas de cada unidade consumidora para a composição da curva de carga do transformador de distribuição que atende a referida rede secundária. Vide figura (4.15).

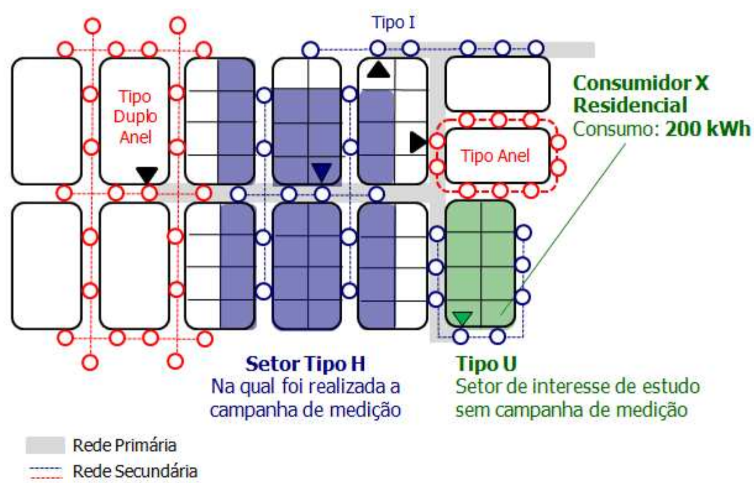


Fig. 4.15 - Distribuição em baixa tensão e representação das redes secundárias.

Para tal, as distribuidoras devem caracterizar a carga de suas unidades consumidoras e o carregamento de seus transformadores por meio de informações oriundas de campanhas de medição. E adicionalmente a tais campanhas, deve ser realizada uma pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo para as diversas classes de consumidores.

Conhecidas as curvas de carga típicas, a potência kVA do transformador de distribuição, a lista de unidades consumidoras associados ao mesmo, e o consumo e fases à qual cada unidade consumidora está ligada, têm-se as condições para determinar a curva de carga do transformador de distribuição de cada setor.

Visando obter a curva de carga do transformador de distribuição, deve-se associar a cada unidade consumidora grupo B uma curva considerando o segmento e a estratificação correspondente conforme modalidade tarifária, classe, e faixas de demanda e consumo para fins tarifários.

Porém, conforme figura (4.16), deve-se atentar que na mesma estratificação existem padrões de consumo distintos, representados pelas diferentes curvas de carga. Padrões estes obtidos no setor H, apresentado na figura (4.15), durante as campanhas de medição realizadas pela concessionária em decorrência dos processos de revisão tarifária, planejamento, e previsão de demanda.

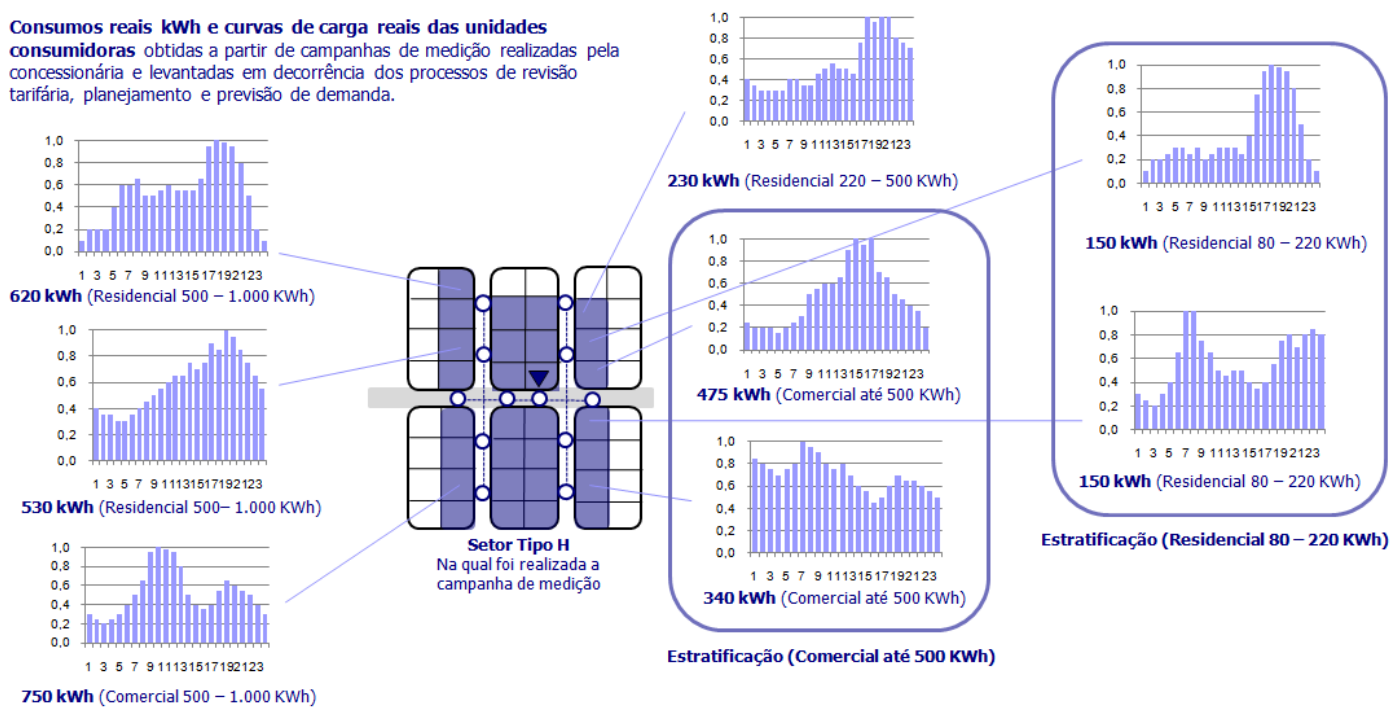


Fig. 4.16 - Consumos kWh e curvas de carga das unidades consumidoras.

Sendo assim, de forma a estabelecer a curva de carga probabilística do consumidor residencial X destacado na figura (4.15), o qual não tem medição e nem pesquisa dos hábitos de consumo, haverá ponderação das possíveis curvas de carga pelo grau de ocorrência no mercado em análise. Vide figura (4.17).

Ou seja, dado um consumidor X residencial com consumo conhecido de 200 kWh, deve-se vinculá-lo à estratificação residencial 80-220 KWh. E associá-lo à uma das curvas de carga, de forma probabilística, por sorteio ponderado pela representatividade (grau de ocorrência de cada padrão).

Uma vez estabelecida a curva de forma probabilística, o consumo de 200 kWh estabelecerá a área da curva de carga.

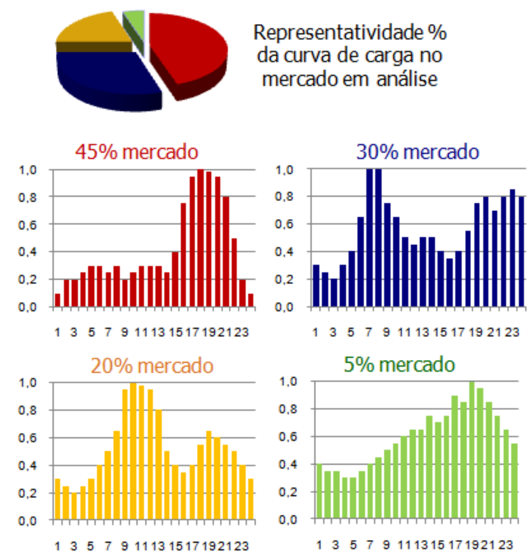


Fig. 4.17 - Representatividade da curva de carga no mercado em análise.

4.2.3. Distribuição em média tensão

Já na distribuição em média tensão, o interesse é a caracterização das curvas de carga dos transformadores ou cabines de transformação dos clientes grupo A. Tal processo é realizado a partir das características contratuais horárias e sazonais, e da(s) demanda(s) medida(s) no mês de estudo.

Para cada cliente grupo A estarão vinculados sua modalidade tarifária, demanda(s) contratada(s), demanda(s) medida(s), e fator de potência medido. Vide figura (4.18).

Destaca-se que a curva de carga típica deste cliente pode ser obtida diretamente das medições obrigatórias e permanentes no cliente, ou então estabelecidos a partir de padrões de consumo setoriais e da respectiva modalidade tarifária.

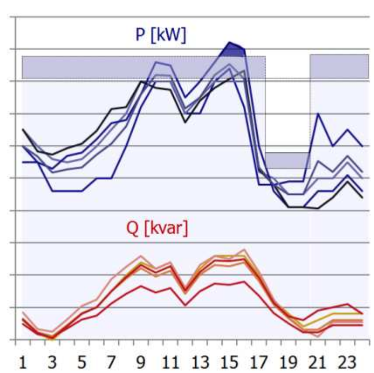


Fig. 4.18 - Representação das demandas contratadas versus medidas.

Vale destacar que poderá ocorrer, em determinados períodos, disparidade entre as demandas contratadas e medidas. Caberá ao engenheiro de planejamento da operação e expansão dos sistemas elétricos de distribuição a análise de tal divergência, e definição dos valores mais aderentes ao propósito da análise corrente.

A título informativo, seguem, na figura (4.19), alguns padrões de curva de carga dos clientes grupo A nas modalidades tarifárias convencional, e horosazonais verde e azul.

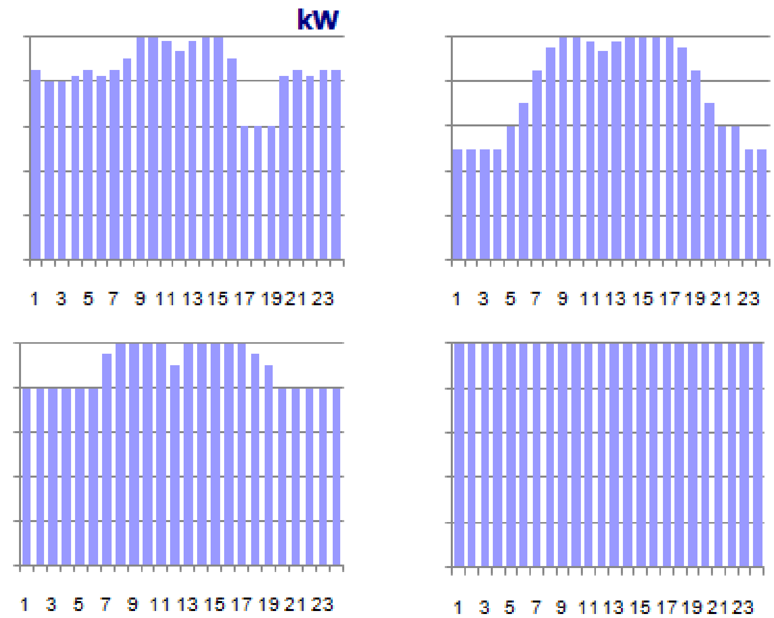


Fig. 4.19 - Curvas de carga típicas grupo A.

4.2.4. Alocação de cargas

Visando compatibilizar as medições reais de cada sistema elétrico de distribuição com a potência complexa calculada no módulo de demanda, adota-se processo de alocação de cargas. Tal abordagem realiza a interface entre a formulação determinística almejada, e os processos estatísticos e estocásticos de planejamento e estudos de mercado.

Por meio de fatores de multiplicação promove-se aderência às condições reais de operação conhecidas através de medições. O resultado é a inserção indireta das perdas dos setores secundários e perdas nos transformadores de distribuição.

Usualmente o dado de potência complexa referente a um sistema elétrico é conhecido devido à existência de medições na subestação.

Em alguns casos, além da potência complexa e dos níveis de tensão no ponto de medição, há também informações de corrente, potências ativa e reativa, e fator de potência.

Vale ressaltar que o processo de alocação de cargas não deve se limitar à compatibilização das potências medidas e calculadas na saída da subestação, mas pode ser realizada em qualquer ponto do alimentador no qual há à disposição dados de medição. Conforme figura (4.20), a única diferença é que a razão entre as potências medidas e calculadas será aplicável apenas às cargas à jusante do ponto medido.

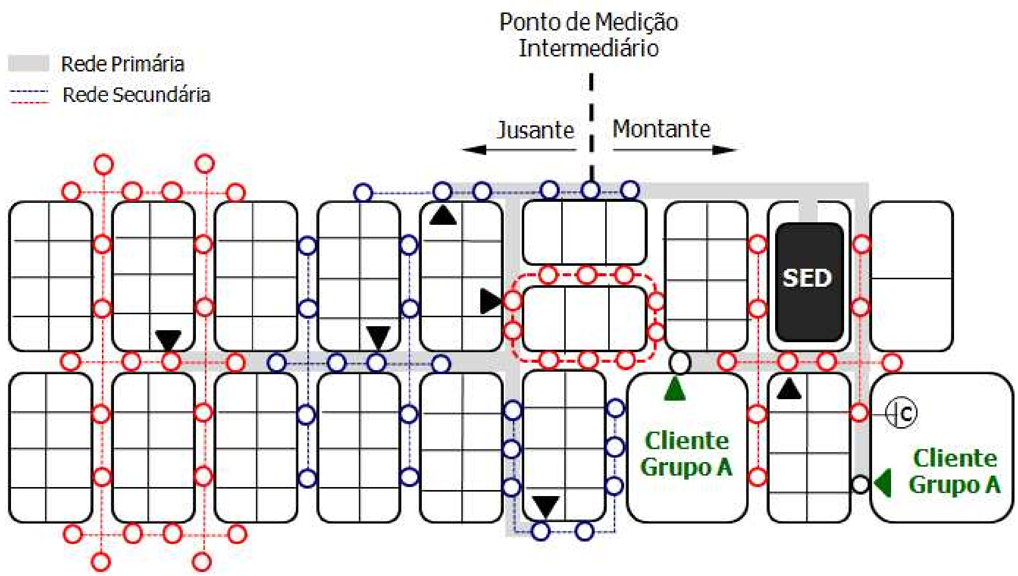


Fig. 4.20 - Pontos notáveis a jusante (extremos), e a montante (sentido SED).

Neste processo é importante garantir que as informações das cargas (consumo e demanda) estão coerentes com o período de medição a ser utilizado. Ou seja, demandas e consumos do mês X serão apenas aferidos no faturamento no mês X+1 para utilização com as medições do mês X. Desta forma, sazonalidades decorrentes dos setores de agricultura (culturas irrigadas principalmente), mineração, entre outros, serão devidamente contemplados.

Por fim, deve-se verificar o percentual de representatividade dos clientes do grupo A no total do alimentador. Pois se for muito expressivo, correções nos clientes grupo B gerarão a redução drástica do consumo deste grupamento, muitas vezes não conseguindo chegar à meta de alocação de cargas. No pior caso, a meta poderia ser eventualmente alcançada se não houvesse esta análise, mascarando a distribuição de cargas com aplicação de fatores que transformariam o sistema elétrico de distribuição num sistema apenas de cargas do grupo A.

4.3. Conclusão

Neste capítulo desenvolveram-se os modelos das cargas para as conexões Y trifásicas, bifásicas e monofásicas, e conexão Δ trifásica e bifásica, e conexão V trifásica.

A partir dos modelos das cargas desenvolveu-se o módulo de demanda. O objetivo foi agregar, em cada transformador de distribuição, as demandas das diversas unidades consumidoras atendidas pelo mesmo. E para tal, foram consideradas as curvas de carga dos diversos segmentos e estratificações de unidades consumidoras conforme modalidade tarifária, classes, faixa de demanda, e consumo.

Por fim, adotou-se procedimento de alocação de cargas, realizando a interface entre a formulação determinística e os processos estatísticos e estocásticos.

Desta forma, os modelos apresentados proporcionam a caracterização real de cargas com a devida complexidade vinculada. E assim sendo, agregam os desequilíbrios de operação dos sistemas elétricos de distribuição aos resultados das condições operacionais em regime permanente.

CAPÍTULO 5
MODELO DE BANCOS DE CAPACITORES

Seguindo no objetivo de agregar os desequilíbrios estruturais e operacionais dos sistemas elétricos de distribuição aos resultados das condições de operação em regime permanente, neste capítulo serão abordadas as características reais de banco de capacitores.

No que tange o modelo, serão apresentados os bancos de capacitores trifásicos nas conexões Y e Δ. E dissertar-se-á a utilização e operação de bancos fixos e automáticos. Os fixos atuarão na compensação da parcela constante da potência reativa, e serão reavaliados mediante ao crescimento vegetativo. Já os automáticos atuarão na compensação da parcela variável da potência reativa, com estratégias variadas de operação.

Por fim, se desenvolverá o cálculo da compensação de reativos visando a minimização do fluxo de potência reativa normalmente existente no sistema. Neste contexto, têm-se como soluções a instalação de banco de capacitores fixos e automáticos em derivação.

5.1. Banco de capacitores

Ressalta-se, conforme ELEKTRO [37], que a finalidade do sistema elétrico de distribuição é estabelecer o elo entre o consumidor, e a geração e instalações de transmissão. Tal elo visa propiciar a energia para a execução de trabalho (força motriz), processamento de sinal, iluminação e aquecimento nas instalações consumidoras.

Desta forma, a utilização otimizada de um sistema elétrico de distribuição implica em minimizar o fluxo de potência reativa normalmente existente no sistema.

Os sistemas elétricos de distribuição de média tensão são tipicamente trifásicos, a três fios, com o neutro aterrado somente na subestação, e tensão nominal 11,9 kV, ou 13,8 kV, ou 34,5 kV. Também estão presentes sistemas bifásicos, e monofilares com retorno por terra.

O multiaterramento é generalizado nas redes de baixa tensão de distribuição, não se interligando o aterramento da subestação com o neutro da rede secundária. Em casos especiais, em decorrência da necessidade de maior eficácia da proteção do sistema elétrico, pode ocorrer aterramento na média tensão de distribuição.

Desta forma, os capacitores são tipicamente instalados na configuração trifásica, fixos ou automáticos, conectados em estrela isolada (ou seja, estrela não aterrada) e em derivação ao sistema de distribuição de média tensão até 34,5 kV. Os mesmos são protegidos por chaves fusíveis nas três fases, e por chaves a óleo monofásicas, contando ainda com pára-raios. Tal estrutura pode ser vista na figura (5.1).

Fig. 5.1 - Estrutura típica de banco de capacitores trifásicos em postes.

As chaves a óleo se aplicam a manobras sob carga de bancos de capacitores. Através da abertura das fases A e C, pela operação manual ou por acionamento elétrico, o circuito se torna aberto, não sendo necessária a terceira chave a óleo na configuração estrela isolado.

Segundo Cipoli [02], esta forma de conexão estrela isolada é utilizada de forma a:

- evitar fluxo de corrente de desequilíbrio que poderia sensibilizar a proteção terra das SEDs (relé de alta impedância). Num caso extremo, a queima do elo fusível de uma das fases do banco trifásico não sensibilizará o relé de alta impedância;
- proporcionar limite para a corrente de curto-circuito. Na qual a mesma será limitada pelas unidades capacitivas das outras fases, atingindo um máximo de três vezes a corrente nominal do banco.

Os bancos de capacitores podem ser formados por 3, 6 ou 9 unidades capacitivas, cada qual de 100 kvar a 1.000 kvar, para tensões de 1 kV a 20 kV, sendo respectivamente 1, 2 ou 3 unidades em paralelo por fase. Ressalta-se que as potências e combinações dos bancos instalados serão sempre determinadas em estudos específicos para cada sistema elétrico.

De forma a atender critérios econômicos e de padronização, os bancos de capacitores são tipicamente formados por 3 a 6 unidades capacitivas totalizando as potências de 600 kvar, 900 kvar e 1.200 kvar. Sendo compostos por unidades de 100 kvar e 200 kvar com tensão nominal de 6870 V, 7970 V e 20 kV, respectivamente para aplicações em tensão de 11,9 kV, 13,8 kV e 34,5 kV, e instalados em postes de distribuição de média tensão.

Em alguns casos, além da instalação em postes, podem ser aplicados nas SEDs de média e alta tensão de distribuição e em subestações de transmissão, tendo finalidades primárias específicas associadas ao desempenho operacional e qualidade de energia. Vide figura (5.2) que evidencia tal aplicação.

Fig. 5.2 - Estrutura típica de banco de capacitores trifásicos instalados em SEDs.

Tais finalidades, conforme aplicação, são a compensação dos reativos das redes e linhas de distribuição, correção do fator de potência de consumidores industriais, regulação de tensão, redução de perdas em sistemas de distribuição, e aumento da capacidade de transmissão de potência ativa.

Conforme ABRADEE [36], há redução da corrente através da instalação de banco de capacitores nas redes e linhas de distribuição. Este resultado é oriundo da compensação de reativos, a qual proporciona redução do fluxo de potência de energia reativa proveniente da SED e, consequentemente, redução das correntes para atendimento à mesma demanda da carga. A implicação é a redução das perdas ($R.I^2$), aumentando assim os níveis de tensão.

Esta melhoria do perfil de tensão através da instalação do banco de capacitores promove a regulação de tensão econômica da rede de distribuição. Regulação esta possível em decorrência das características da rede de distribuição original, seja por baixo fator de potência, seja pelo elevado carregamento e fator de potência, porém com oportunidade de kvar a ser suprido por banco de capacitores.

Ressalta-se que a solução através de banco de capacitores é economicamente mais interessante do que a instalação de banco de reguladores de tensão. E deverá ser explorada na elevação dos níveis de tensão, resultando num aumento de consumo e, por conseguinte, do faturamento.

Dado que a capacidade de transporte de potência ativa é limitada ora pela queda de tensão, ora pelo carregamento dos condutores, ou ainda pela capacidade de transformação na SED, em qualquer destas situações a adição adequada de capacitores resultará na liberação de capacidade de fornecimento.

Tal disponibilidade extra proporcionará as condições para a postergação e escalonamento de investimentos de grande porte em geração, distribuição e transmissão. E poderá ser utilizada para ligação de novas cargas, ou para atender ao crescimento vegetativo previsto.

5.1.1. Capacitores em derivação em sistemas de distribuição

A aplicação de capacitores fixos e automáticos em derivação nos sistemas elétricos de distribuição tem como objetivo principal o aumento da eficiência do sistema elétrico face à redução do fluxo de potência reativa normalmente existente no sistema. Atua como um gerador de potência reativa, na região de instalação, próximo dos centros de consumo. Desta forma, compensa a potência reativa consumida localmente pelas cargas.

Uma vez otimizada a localização e potência kvar de cada banco de capacitores, a estratégia de compensação reativa (fixa ou automática) proverá a energia reativa solicitada pelas cargas e componentes indutivos do próprio sistema, diminuindo o fluxo da componente reativa da corrente elétrica a ser suprida pela SED. Portanto, quando justificada técnica e economicamente, a aplicação de bancos de capacitores torna-se uma solução simples que busca a racionalização e otimização energética para o sistema elétrico.

Como consequência da redução de corrente no sistema, há:

- redução de perdas de energia;
- elevação do nível de tensão, com aumento de consumo e faturamento;
- aumento na disponibilidade de capacidade de atendimento a novas cargas;
- atendimento à regulação vigente quanto ao fator de potência do sistema, evitando penalidades decorrentes do excedente de reativos;
- postergação e escalonamento de investimentos de grande porte em geração, distribuição e transmissão.

A aplicação de banco de capacitores em derivação deve ser justificada técnica e economicamente, e analisada, caso a caso, segundo as particularidades de cada sistema elétrico de distribuição. Destaca-se que as contribuições não devem ser vistas simplesmente no âmbito de correção de fator de potência, mas como um conjunto de benefícios nos quais haverá os de maior destaque, e os secundários particulares a cada sistema.

Exemplo disto é a aplicação de capacitores em sistemas de distribuição com elevado carregamento, fator de potência horário já atendendo aos requisitos regulatórios, porém com oportunidade de kvar. Neste caso particular, a ampliação e/ou inclusão de bancos de capacitores trará benefícios expressivos, dentre eles redução de perdas e aumento de disponibilidade para atendimento a novas cargas.

O contraponto deste exemplo são os alimentadores com baixo fator de potência horário, que se caracterizam pelo atendimento a grandes extensões territoriais de baixa densidade, e com reduzido carregamento. Nestes sistemas muitas vezes um único banco de capacitores de 600 kvar ocasionaria sobretensões em carga leve.

5.1.1.1. Banco de capacitores automáticos em derivação

No caso de bancos automáticos de capacitores em derivação é necessário determinar, inicialmente, e em função das condições impostas ao comando, quais os períodos em que o mesmo deverá permanecer em operação.

Desta forma, é necessário conhecer as estratégias de controle e chaveamento possíveis quando da instalação de banco de capacitores automáticos em derivação:

- **controle por temporização:** o banco de capacitores será chaveado para operacional e não operacional baseado na programação horária estabelecida pela parametrização do controlador.

  Este controle somente deve ser utilizado quando há total domínio sobre a curva de carga do alimentador na qual será aplicado, sendo necessário um acompanhamento da evolução desta curva de carga e, principalmente, de eventos sazonais marcantes. Exemplo disto são sazonalidades por feriados (estâncias turísticas), e sazonalidade de culturas (produção rural), pois na ocorrência das mesmas o controle por temporização poderá resultar em graves problemas operacionais e de sobretensão;

- **controle por temperatura:** o banco de capacitores automáticos será chaveado para operacional e não operacional baseado na temperatura ambiente.

  Este estratégia de operação é utilizada em alguns países na qual a carga instalada de ar-condicionado é significativa, e cujo hábito de consumo é a utilização destas cargas de forma abrangente pelos consumidores conforme temperatura ambiente;

- **controle por tensão com programação temporal:** o banco de capacitores automáticos será chaveado para operacional e não operacional baseado no “setpoint” e na faixa de insensibilidade de tensão, os quais são definidos por faixas horárias;

- **controle exclusivo por tensão:** o banco de capacitores automáticos será chaveado para operacional e não operacional baseado exclusivamente no “setpoint” e na faixa de insensibilidade de tensão;

- **controle por temperatura com programação temporal:** o banco de capacitores automáticos será chaveado para operacional e não operacional baseado nas temperaturas indicadas para chaveamento. As temperaturas são definidas por faixas horárias, não havendo operação em horários sem programação de temperatura;

- **controle por corrente:** o banco de capacitores automáticos será chaveado para operacional e não operacional baseado na medição e evolução da corrente medida em apenas uma das fases;

- **controle por potência reativa (var):** o banco de capacitores automáticos será chaveado para operacional e não operacional baseado na potência reativa trifásica. Potência esta calculada pelo controlador baseado na multiplicação por três da potência reativa monofásica medida.

Este último é o controle mais efetivo para chaveamento do banco de capacitores, uma vez que tal estratégia também considera como prioridade atendimento dos níveis de tensão especificados pelo usuário. Sendo assim, torna-se efetivamente um controle adaptativo, atendendo evolução das cargas e reconfigurações do sistema em manobras.

Para as estratégias de controle por temporização, temperatura, corrente, e potência reativa, o controlador tem como prioridade a operação dentro dos limites especificados de tensão. Para tal, o controlador realiza cálculo da estimativa de tensão quando do chaveamento do banco de capacitores automático, evitando assim um ciclo de operação desnecessário, com chaveamento para operacional seguido de chaveamento para não operacional.

Outros recursos são o bloqueio de religamento por 5 minutos após cada operação de chaveamento para não operacional; assim como, controles de limitação de chaveamentos diários, e controle histórico dos últimos chaveamentos com identificação do evento gerador e informações de operação (nível de tensão e potência reativa antes e depois).

Benefícios adicionais aos já abordados são:

- ponto adicional de monitoramento de corrente, tensão e potência reativa;
- detector de variação de tensão por fase, possibilitando a identificação de fusíveis queimados e chaves travadas, disparando alarme. Proporciona assim atuação corretiva com agilidade e rapidez sem comprometer a operação do sistema elétrico com desbalanceamentos que poderiam ser originados desta operação;
- ponto de monitoramento remoto da distorção harmônica total (DHT), assim como das 3ª, 5ª e 7ª harmônicas;
- controles que possibilitam, a baixo custo, atendimento à Resolução ANEEL 505/2001 [33] em condições de contingência.

5.1.2. Capacitores em série em sistemas de distribuição

Os bancos de capacitores série são normalmente instalados nas linhas de transmissão e sistemas de distribuição de alta tensão, ou em subestações seccionadoras de transmissão cujas linhas são estratégicas ao intercâmbio de potência regional e nacional. Vide figura (5.3), a qual evidencia a instalação série de bancos de capacitores em uma SED.

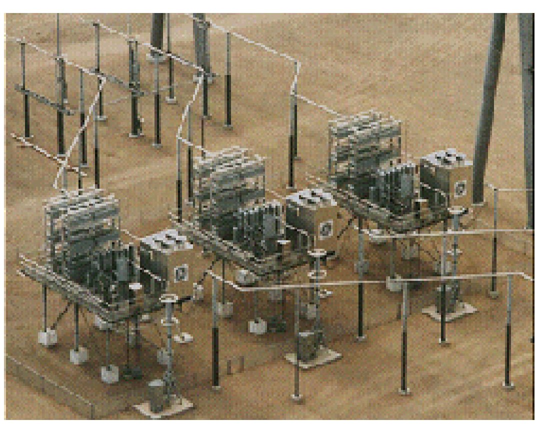


Fig. 5.3 - Estrutura típica de banco de capacitores trifásicos em série.

A finalidade é aumentar, pela inserção de uma fonte de energia reativa capacitiva em série, a capacidade de transmissão de potência ativa das linhas. Dado que as linhas são puramente resistivas e indutivas, promove a redução da impedância equivalente.

A compensação série nos sistemas elétricos de distribuição é incipiente no Brasil, tendo aplicação restrita. Com a evolução da experiência na aplicação da compensação série em sistemas elétricos de distribuição será possível:

- explorar as vantagens de autorregulação instantânea da tensão (rápido tempo de resposta), resultando no aumento de consumo e faturamento;
- aumentar o perfil de tensão e, consequentemente, reduzir as correntes e perdas sistêmicas para atendimento à mesma demanda da carga;
- aumentar a capacidade de transporte de potência ativa adicionando capacidade de atendimento a novas cargas, contribuindo para postergação e escalonamento de investimentos de grande porte em geração, distribuição e transmissão.

Ressalta-se que os bancos de capacitores em série apresentam problemas de proteção, na qual existirão fatores limitantes de corrente de carga máxima e corrente de curto-circuito a serem observados. Adicionalmente, poderá surgir sobretensão indesejável nos terminais do capacitor quando submetidos a correntes de falta do sistema elétrico.

Nos estudos específicos para a instalação de banco de capacitores série é necessário avaliar as possíveis sobretensões, assim como, as frequências de ressonância que poderão ocorrer. Desta forma, os banco de capacitores série apresentam arranjos com dispositivos auxiliares, chaves de by-pass, e varistores(*) para proteção de sobretensão.

(*) Um varistor é um componente cujo valor da resistência é função da tensão aplicada em seus terminais. Com o aumento da diferença de potencial sua resistência diminui. Os varistores são geralmente utilizados como elemento de proteção contra transientes de tensão, na qual, em paralelo ao banco de capacitores série, atuará como limitador de tensão, impedindo que surtos de pequena duração cheguem ao circuito. E no caso de picos de tensão de maior duração, a alta corrente que circula pelo dispositivo faz com que os componentes de proteção desconectem o banco de capacitores série do sistema elétrico.

5.1.3. Avaliação do fluxo de potência reativa

A utilização otimizada de um sistema elétrico de distribuição implica em minimizar o fluxo de potência reativa normalmente existente no sistema. Neste contexto, têm-se como soluções a instalação de banco de capacitores fixos e automáticos em derivação.

Banco de Capacitores Fixos:

- Compensação da parcela constante da potência reativa;
- Atuação no crescimento vegetativo.

Banco de Capacitores Automáticos:

- Compensação da parcela variável da potência reativa. Parcela esta na qual os bancos de capacitores fixos não podem ser aplicados;
- Atuação nas particularidades e sazonalidades da evolução da carga ao longo dos dias, semanas e meses.

Programas de redução de perdas e compensação de reativos devem, inicialmente, privilegiar e traçar metas de instalação de bancos de capacitores fixos no sistema elétrico de distribuição. A finalidade deve ser a compensação da parcela constante da potência reativa. Parcela esta que proporcionará benefícios expressivos ao sistema elétrico com baixo custo de investimento, operação e manutenção.

Uma vez consolidada esta primeira etapa, haverá redução da oportunidade de investimento na instalação de banco de capacitores fixos. A instalação de bancos adicionais se dará em decorrência do crescimento vegetativo.

Neste momento, os bancos de capacitores fixos em derivação estarão localizados e dimensionados para compensação de reativos em carga leve e/ou moderada. Futuros investimentos se darão por bancos automáticos, os quais atuarão na compensação de reativos em carga máxima, já considerando o efeito dos bancos fixos instalados.

Ressalta-se que um maior número de bancos de capacitores combinados, fixos e automáticos, tende a minimizar o fluxo de potência reativa. Porém um menor número de bancos reduz o custo de instalação, operação e manutenção, e a probabilidade de defeitos. Desta forma, deve-se avaliar e equacionar, caso a caso, a melhor solução com menor custo global.

Uma vez instalados e em operação, haverá a necessidade de avaliação periódica do fluxo de potência reativa no respectivo sistema. Reavaliação esta motivada pelo dinamismo dos sistemas elétricos de distribuição. Haverá situações em que os estudos mostrarão a necessidade de substituição, realocação, ou até mesmo a retirada de banco de capacitores previamente instalados.

No caso extremo, a retirada de um banco de capacitares do sistema elétrico pode ocorrer devido ao baixo desempenho operativo do sistema face à:

- excessiva compensação realizada pelos clientes;
- necessidade de substituição por outro banco;
- realocação para outro ponto do sistema, desde que seja mais atrativo do ponto de vista técnico e econômico;
- problemas graves de interferência e ressonância harmônica no sistema de distribuição da concessionária ou dos clientes.

Adicionalmente, quando de manobras duradouras e de maior abrangência, deve-se avaliar o comportamento do sistema elétrico nas condições de carga pesada, média e leve, verificando a necessidade ou não de efetuar o desligamento do banco de capacitares durante o período em que o sistema operará na condição de manobra.

5.1.4. Modelo banco de capacitores em derivação

De forma análoga ao modelo das cargas, bancos de capacitores são modelados como suscetâncias constantes conectadas em estrela ou delta trifásico. Vide figura (5.4). Já nos casos bifásicos e monofásicos as correntes das fases faltantes são definidas como zero.

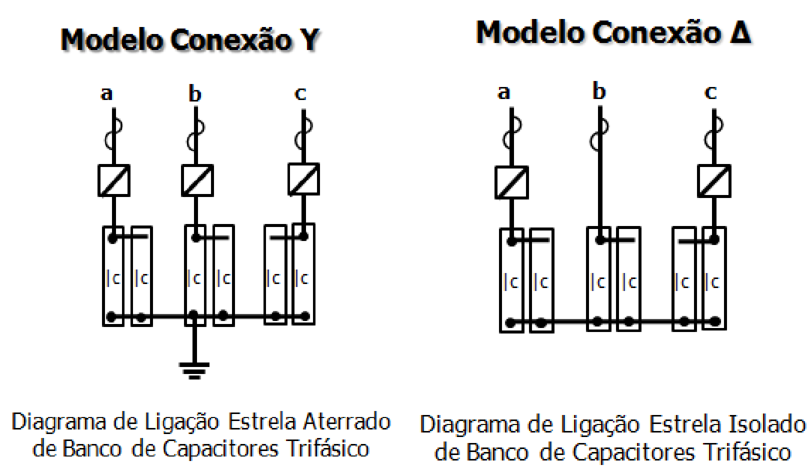


Fig. 5.4 - Representação de bancos de capacitores trifásicos (conexões Y e Δ).

Dados as características do banco de capacitores, ou seja, número de unidades capacitivas, respectivas tensões nominais e potências reativas (kvar), totaliza-se a potência deste banco. Por fim, deve-se conhecer sua conexão ao sistema elétrico de distribuição.

Sendo assim, a suscetância B_{CAP} é definida na equação (5.6). Esta desenvolvida a partir das equações de impedâncias e admitâncias, (5.1) e (5.2), e da potência complexa (5.3):

$$Z_{CAP} = \cancelto{0}{R} + jX_{CAP},\, onde\ X_{CAP} = -\frac{1}{wC} \tag{5.1}$$

$$Y_{CAP} = \cancelto{0}{G} + jB_{CAP},\, onde\ B_{CAP} = wC \tag{5.2}$$

$$S_{CAP} = jQ_{CAP} = -j\varpi CV_{CAP}^2 \tag{5.3}$$

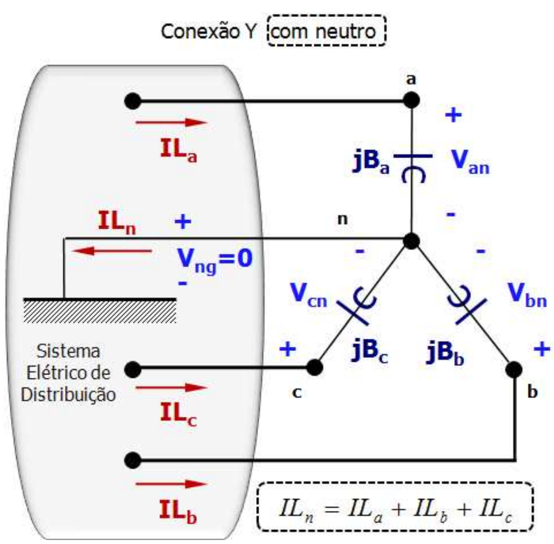
$$\Rightarrow Q_{CAP} = -\varpi CV_{CAP}^2 = -B_{CAP}V_{CAP}^2 \tag{5.4}$$

$$\Leftrightarrow B_{CAP} = \frac{-Q_{CAP}}{V_{CAP}^2},\, onde\, Q_{CAP} < 0 \tag{5.5}$$

$$\Rightarrow \boxed{B_{CAP} = \frac{|Q_{CAP}|}{V_{CAP}^2}} \tag{5.6}$$

5.1.4.1. Modelo capacitores trifásicos - conexão Y

Capacitores trifásicos, bifásicos e monofásicos na conexão Y atuam no condicionamento da energia elétrica suavizando as variações de nível de tensão nas fases, e provém compensação de reativos ao sistema elétrico de distribuição.



$$|V_{an}|^{(0)}\angle\delta_a^{(0)} = |V_{f\,nominal}|\angle 0^0$$
$$|V_{bn}|^{(0)}\angle\delta_b^{(0)} = |V_{f\,nominal}|\angle -120^0$$
$$|V_{cn}|^{(0)}\angle\delta_c^{(0)} = |V_{f\,nominal}|\angle +120^0$$

Fig. 5.5 - Representação de bancos de capacitores trifásicos conexão Y.

Na figura (5.5) é evidenciada a representação do banco de capacitores trifásicos conexão Y. A suscetância por fase é determinada considerando condições nominais de tensões e potência reativa (kvar). Para tal utilizam-se as equações (5.7) a (5.9):

$$B_a = \frac{|Q_a|}{\left(|V_{an}|^{(0)}\right)^2} = \frac{|kvar_a|}{\left(kV_{an}^{(0)}\right)^2 \cdot 1000} \tag{5.7}$$

$$B_b = \frac{|Q_b|}{\left(|V_{bn}|^{(0)}\right)^2} = \frac{|kvar_b|}{\left(kV_{bn}^{(0)}\right)^2 \cdot 1000} \tag{5.8}$$

$$B_c = \frac{|Q_c|}{\left(|V_{cn}|^{(0)}\right)^2} = \frac{|kvar_c|}{\left(kV_{cn}^{(0)}\right)^2 \cdot 1000} \tag{5.9}$$

A suscetância então é mantida constante. E, conforme variação das condições operacionais do sistema de distribuição, haverá alteração do módulo e ângulo da corrente segundo equações (5.10) a (5.12). Destacam-se em verde as grandezas elétricas próprias do banco de capacitores, e em amarelo as condições operacionais do sistema elétrico de distribuição.

$$IL_a = jB_a V_{an} \quad \Rightarrow \quad IL_a = \left(B_a \cdot |V_{an}|\right)\angle \delta_a + 90^0 \tag{5.10}$$

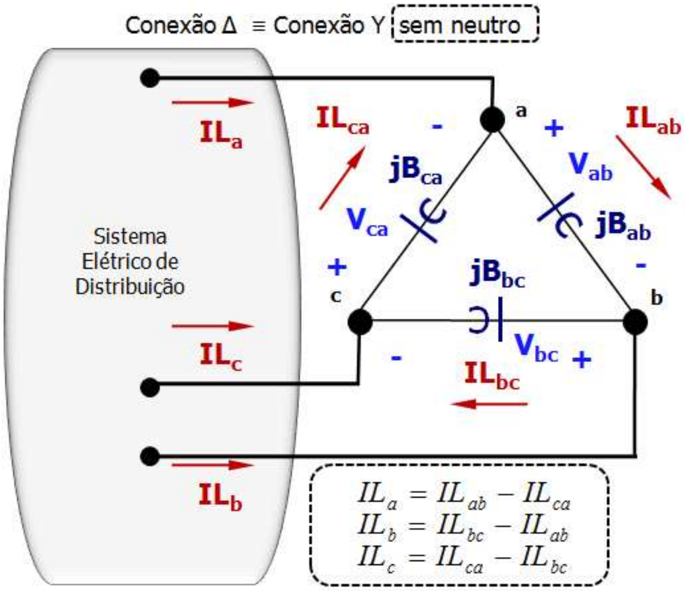
$$IL_b = jB_b V_{bn} \quad \Rightarrow \quad IL_b = \left(B_b \cdot |V_{bn}|\right)\angle \delta_b + 90^0 \tag{5.11}$$

$$IL_c = jB_c V_{cn} \quad \Rightarrow \quad IL_c = \left(B_c \cdot |V_{cn}|\right)\angle \delta_c + 90^0 \tag{5.12}$$

No caso de não haver unidades capacitivas ligadas a uma das fases ou a duas fases, os valores $kvar_a$, $kvar_b$ ou $kvar_c$ refletirão esta característica, apresentando suscetância nula para as fases correspondentes. Desta forma, aplicadas as equações (5.10) a (5.12), as correntes destas fases serão nulas.

5.1.4.2. Modelo capacitores trifásicos - conexão Δ

O modelo de banco de capacitores trifásicos conectados em delta é mostrado na figura (5.6), a seguir. A partir das potências reativas (kvar) totalizadas fase-fase, e das tensões nominais das unidades capacitivas, calcula-se a suscetância por fase.



$$|V_{ab}|^{(0)}\angle\delta_{ab}^{(0)} = |V_{\text{linha nominal}}|\angle+30^\circ$$
$$|V_{bc}|^{(0)}\angle\delta_{bc}^{(0)} = |V_{\text{linha nominal}}|\angle-90^\circ$$
$$|V_{ca}|^{(0)}\angle\delta_{ca}^{(0)} = |V_{\text{linha nominal}}|\angle+150^\circ$$

onde $|V_{\text{linha nominal}}| = |V_{\text{f nominal}}|\cdot\sqrt{3}$

Fig. 5.6 - Representação de bancos de capacitores trifásicos conexão Δ.

Disponíveis as informações do banco de capacitores por fase, será considerada inicialmente a conexão Y sem neutro equivalente, resultando em:

$$B_a = \frac{|Q_a|}{\left(|V_{an}|^{(0)}\right)^2} = \frac{|kvar_a|}{\left(kV_{an}^{(0)}\right)^2\cdot 1000} \tag{5.13}$$

$$B_b = \frac{|Q_b|}{\left(|V_{bn}|^{(0)}\right)^2} = \frac{|kvar_b|}{\left(kV_{bn}^{(0)}\right)^2\cdot 1000} \tag{5.14}$$

$$B_c = \frac{|Q_c|}{\left(|V_{cn}|^{(0)}\right)^2} = \frac{|kvar_c|}{\left(kV_{cn}^{(0)}\right)^2\cdot 1000} \tag{5.15}$$

A partir das equações (5.13) a (5.15), e através da aplicação da transformação Y - Δ conforme equações (5.16) a (5.19), será determinado o banco de capacitores Δ equivalente:

$$Z_a = \frac{1}{jB_a}; Z_b = \frac{1}{jB_b}; Z_c = \frac{1}{jB_c} \tag{5.16}$$

$$Z_{ca} = \frac{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_a Z_c}{Z_b} \tag{5.17}$$

$$Z_{ab} = \frac{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_a Z_c}{Z_c} \tag{5.18}$$

$$Z_{bc} = \frac{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_a Z_c}{Z_a} \tag{5.19}$$

As potências reativas kvar fase-fase serão então calculadas:

$$|Q_{ab}| = \left(|V_{ab}|^{(0)}\right)^2 \cdot B_{ab} = \frac{\left(|V_{ab}|^{(0)}\right)^2}{jZ_{ab}} \tag{5.20}$$

$$|Q_{bc}| = \left(|V_{bc}|^{(0)}\right)^2 \cdot B_{bc} = \frac{\left(|V_{bc}|^{(0)}\right)^2}{jZ_{bc}} \tag{5.21}$$

$$|Q_{ca}| = \left(|V_{ca}|^{(0)}\right)^2 \cdot B_{ca} = \frac{\left(|V_{ca}|^{(0)}\right)^2}{jZ_{ca}} \tag{5.22}$$

Resultando na obtenção do banco de capacitores Δ equivalente a partir das tensões fase-fase e potências reativas kvar:

$$B_{ab} = \frac{|Q_{ab}|}{\left(|V_{ab}|^{(0)}\right)^2} = \frac{|kvar_{ab}|}{\left(kV_{ab}^{(0)}\right)^2 \cdot 1000} \tag{5.23}$$

$$B_{bc} = \frac{|Q_{bc}|}{\left(|V_{bc}|^{(0)}\right)^2} = \frac{|kvar_{bc}|}{\left(kV_{bc}^{(0)}\right)^2 \cdot 1000} \tag{5.24}$$

$$B_{ca} = \frac{|Q_{ca}|}{\left(|V_{ca}|^{(0)}\right)^2} = \frac{|kvar_{ca}|}{\left(kV_{ca}^{(0)}\right)^2 \cdot 1000} \tag{5.25}$$

A suscetância então é mantida constante. E, conforme variação das condições operacionais do sistema de distribuição, haverá alteração do módulo e ângulo da corrente segundo equações (5.26) a (5.28). Destacam-se em verde as grandezas elétricas próprias do banco de capacitores, e em amarelo as condições operacionais do sistema elétrico de distribuição.

$$IL_{ab} = j\boxed{B_{ab}} \cdot \boxed{V_{ab}} \qquad IL_{ab} = \left(\boxed{B_{ab}} \cdot \boxed{|V_{ab}|}\right) \angle \boxed{\delta_{ab}} + 90^0 \tag{5.26}$$

$$IL_{bc} = j\boxed{B_{bc}} \cdot \boxed{V_{bc}} \quad \Rightarrow \quad IL_{bc} = \left(\boxed{B_{bc}} \cdot \boxed{|V_{bc}|}\right) \angle \boxed{\delta_{bc}} + 90^0 \tag{5.27}$$

$$IL_{ca} = j\boxed{B_{ca}} \cdot \boxed{V_{ca}} \qquad IL_{ca} = \left(\boxed{B_{ca}} \cdot \boxed{|V_{ca}|}\right) \angle \boxed{\delta_{ca}} + 90^0 \tag{5.28}$$

As correntes requeridas do sistema elétrico de distribuição pelo banco de capacitores trifásico na conexão delta são obtidas através da aplicação da primeira Lei de Kirchhoff (lei das correntes) em cada um dos nós do delta. Na forma matricial as equações são:

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +1 & 0 & -1 \\ -1 & +1 & 0 \\ 0 & -1 & +1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \tag{5.29}$$

Para o caso particular de impedâncias equilibradas, a transformação Y-Δ resulta em $Z_\Delta = 3.\ Z_Y$. Desta forma, aliado à tensão de linha entre fases, a potência reativa kvar fase-fase vista pelo sistema elétrico de distribuição será igual à potência reativa kvar das unidades capacitivas de fase. Vide equações (5.30) e (5.31):

$$\left|Q_{ab}\right| = \left(\left|V_{ab}\right|^{(0)}\right)^2 \cdot B_{ab} = \frac{\left(\left|V_{ab}\right|^{(0)}\right)^2}{jZ_{ab}} \tag{5.30}$$

$$= \frac{\left(\sqrt{3} \cdot \left|V_{an}\right|^{(0)}\right)^2}{j3Z_a} = \frac{\left(\left|V_{an}\right|^{(0)}\right)^2}{jZ_a} = \left|Q_a\right| = \left|Q_b\right| \tag{5.31}$$

A título ilustrativo, a seguir exemplifica-se o cálculo da corrente nominal de um banco de capacitores de 1200 kvar, formado por 6 unidades de 200 kvar/ 7,97 kV, cuja conexão é estrela isolado, e a tensão de linha do sistema é 13,8 kV.

Exemplo:

$$\Rightarrow \left|kvar_a\right| = \left|kvar_b\right| = \left|kvar_c\right| = 400\,\text{kvar}$$

$$B_{ab} = \frac{\left|Q_{ab}\right|}{\left(\left|V_{ab}\right|^{(0)}\right)^2} = \frac{\left|kvar_{ab}\right|}{\left(kV_{ab}^{(0)}\right)^2 \cdot 1000} = \frac{400}{(13{,}8)^2 \cdot 1000} = 0{,}002100399$$

$$B_{bc} = \frac{\left|Q_{bc}\right|}{\left(\left|V_{bc}\right|^{(0)}\right)^2} = \frac{\left|kvar_{bc}\right|}{\left(kV_{bc}^{(0)}\right)^2 \cdot 1000} = \frac{400}{(13{,}8)^2 \cdot 1000} = 0{,}002100399$$

$$B_{ca} = \frac{\left|Q_{ca}\right|}{\left(\left|V_{ca}\right|^{(0)}\right)^2} = \frac{\left|kvar_{ca}\right|}{\left(kV_{ca}^{(0)}\right)^2 \cdot 1000} = \frac{400}{(13{,}8)^2 \cdot 1000} = 0{,}002100399$$

$$IL_{ab} = jB_{ab} \cdot V_{ab} = j0,002100399 \cdot (13800\angle+30°) = (28,9855\angle+120°)$$
$$IL_{bc} = jB_{bc} \cdot V_{bc} = j0,002100399 \cdot (13800\angle-90°) = (28,9855\angle+0°)$$
$$IL_{ca} = jB_{ca} \cdot V_{ca} = j0,002100399 \cdot (13800\angle+150°) = (28,9855\angle-120°)$$

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +1 & 0 & -1 \\ -1 & +1 & 0 \\ 0 & -1 & +1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{array}{l} IL_a = (50,20437\angle+90°)\,\text{A} \\ IL_b = (50,20437\angle-30°)\,\text{A} \\ IL_c = (50,20437\angle-150°)\,\text{A} \end{array}$$

É importante destacar que as correntes IL_a, IL_b, e IL_c são significativas.

5.1.5. Capacitores em derivação (queima de um elo fusível)

Os bancos de capacitores instalados em poste nos alimentadores de distribuição são protegidos por chaves fusíveis monofásicas nas três fases, e por duas chaves a óleo monofásicas. A representação esquemática pode ser vista na figura (5.7).

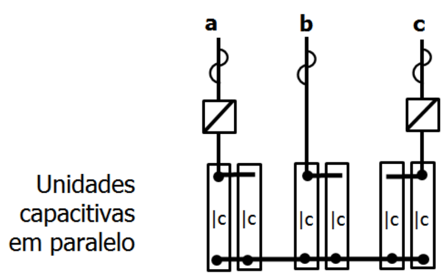
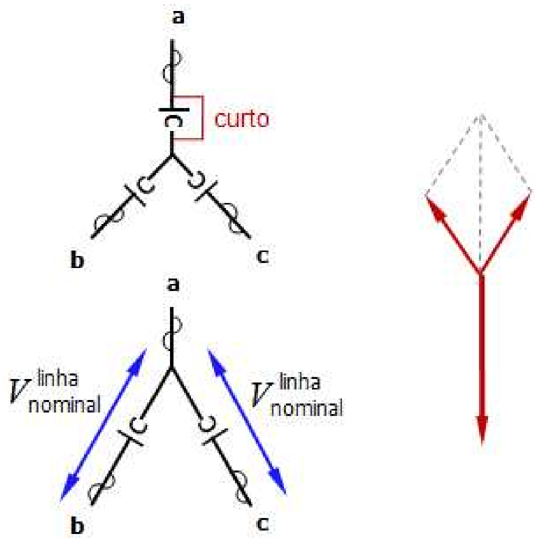


Fig. 5.7 - Representação esquemática de bancos de capacitores trifásicos conexão Δ.

No caso de curto-circuito em uma das unidades capacitivas da fase A, têm-se que os capacitores das fases B e C ficarão submetidos à tensão fase-fase. Portanto √3 vezes a nominal e, consequentemente, a corrente também será √3 vezes a nominal.

Já a corrente na fase A, em curto, será a soma das correntes nas fases B e C.

Sendo assim, conforme evidenciado na figura (5.8), haverá limitação de corrente durante o curto-circuito em bancos trifásicos na conexão Δ. Ou seja, a máxima corrente de curto-circuito será de três vezes a corrente nominal do banco.



$$\left|\vec{IL}_b\right| = \sqrt{3}.I^{capacitor}_{nominal} \tag{5.32}$$

$$\left|\vec{IL}_c\right| = \sqrt{3}.I^{capacitor}_{nominal} \tag{5.33}$$

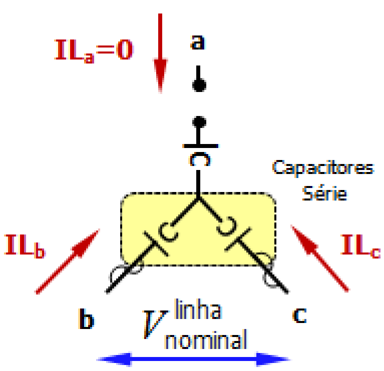
$$\vec{IL}_a = -\left(\vec{IL}_b + \vec{IL}_c\right) \tag{5.34}$$

$$\left|\vec{IL}_a\right| = 3.I^{capacitor}_{nominal} \tag{5.35}$$

Fig. 5.8 - Limitação de corrente durante o curto-circuito em bancos trifásicos conexão Δ.

Conforme Cipoli [02], ocorrendo um curto em uma das unidades da fase A, o elo desta fase fundirá, podendo ou não fundir os elos das fases B e C.

No caso de queimar somente o elo da fase A, após a ocorrência do curto as corrente nas fases B e C ficarão menores que a corrente nominal, ou seja, 86,6% (√3/2), não danificando os demais capacitores. Tal operação pode ser melhor compreendida através da figura (5.9).



$$\vec{IL}_b = -\vec{IL}_c \tag{5.36}$$

$$\left|\vec{IL}_b\right| = \left|\vec{IL}_c\right| = \left|V_{BC}\right|.jw\left(C_{série}\right) \tag{5.37}$$

$$= \sqrt{3}.V^{fase}_{nominal}\cdot jw\left(\frac{C}{2}\right) = \frac{\sqrt{3}}{2}I_{nominal} \tag{5.38}$$

Fig. 5.9 - Operação após curto-circuito em bancos de capacitores trifásicos conexão Δ.

Porém resultará em desequilíbrio operacional. De forma a ilustrar tal cenário, vide, a seguir, comparação da operação do sistema antes e depois da queima do elo fusível da fase A.

Inicialmente o banco de capacitores promove a redução da corrente pela compensação de reativos, mesmo sendo uma “carga” e demandando as correntes IL_a, IL_b, e IL_c. Nesta operação, conforme figura (5.10), haverá acoplamento das tensões de linha através do banco de capacitores conexão Δ, na qual as correntes IL_a, IL_b, e IL_c tendem ao equilíbrio.

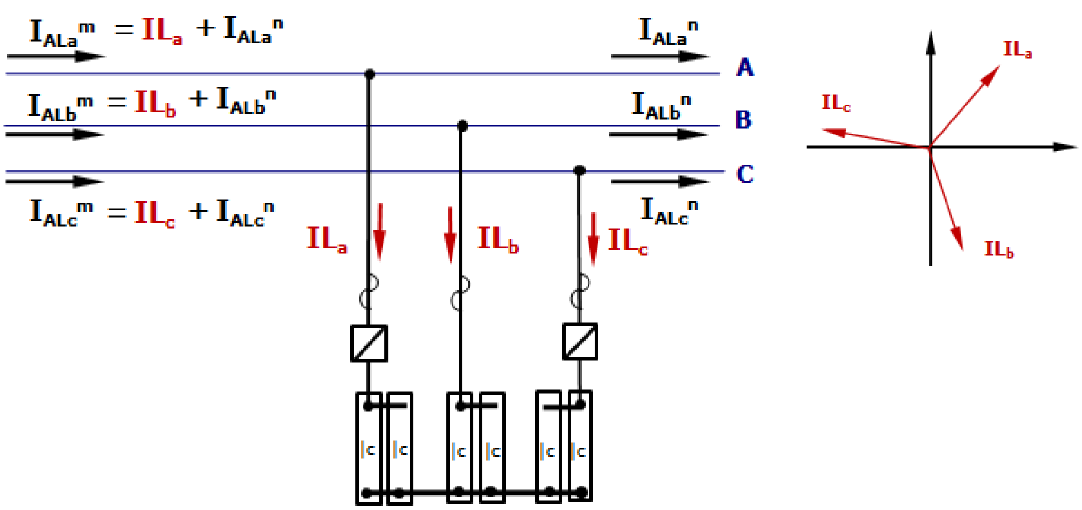
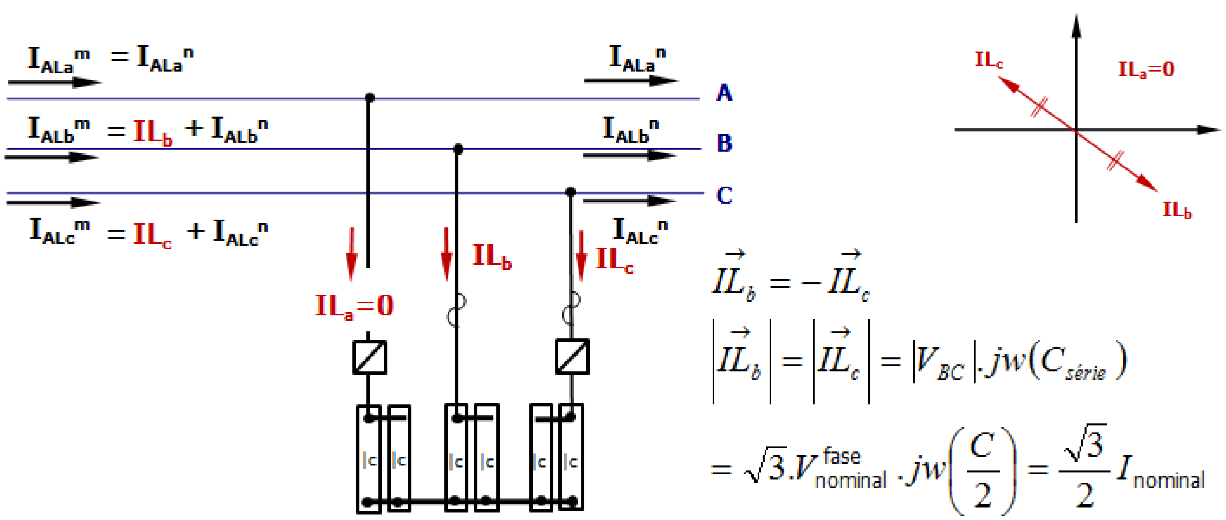


Fig. 5.10 - Operação equilibrada em regime permanente.

Já após a ocorrência do curto, com a queima apenas do elo da fase A, as correntes nas fases B e C ficarão em 86,6% do valor nominal, não danificando os demais capacitores. Porém proporcionarão desequilíbrios no sistema de média tensão de distribuição, uma vez que as contribuições de correntes das três fases já não tenderão ao equilíbrio, com corrente circulante nas fases B e C. Vide figura (5.11).



$$\vec{IL}_b = -\vec{IL}_c$$

$$\left|\vec{IL}_b\right| = \left|\vec{IL}_c\right| = \left|V_{BC}\right|.jw(C_{série})$$

$$= \sqrt{3}.V_{\text{nominal}}^{\text{fase}}.jw\left(\frac{C}{2}\right) = \frac{\sqrt{3}}{2}I_{\text{nominal}}$$

Fig. 5.11 - Após curto-circuito. Operação desequilibrada em regime permanente.

Os resultados são:

- maior elevação das correntes das fases B e C em relação à fase A. Esta última na qual houve a queima do elo fusível do banco de capacitores;
- adicionalmente, ressalta-se que a fase A não terá mais o benefício da elevação do perfil de tensão. E consequentemente também terá acréscimo de corrente e elevação das perdas.

5.2. Fator de potência

Conforme ANEEL [42], o fator de potência é a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa consumidas num mesmo intervalo de tempo.

Desta forma, o valor do fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q) ou das respectivas energias ativas e reativas (EA, ER), utilizando-se a equação (5.39):

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \; ou \; \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \tag{5.39}$$

O controle do fator de potência deverá ser efetuado por medição permanente e obrigatória no caso de unidades consumidoras em média e alta tensão de distribuição. Ou por medição individual facultativa nos casos de unidades consumidoras do grupo B com instalações conectadas em baixa tensão. O acessante deve assegurar que o fator de potência estará compreendido na faixa de 0,92 indutivo a 0,92 capacitivo no ponto de conexão.

Associados ao fator de potência, conforme ELEKTRO [37], existem os conceitos de correção de fator de potência e compensação de energia reativa, na qual:

- correção de fator de potência é um conjunto de ações e providências que podem ser tomadas a partir da racionalização do uso de equipamentos visando minimizar o fluxo de potência reativa normalmente existente em uma instalação elétrica. Exemplos são a instalação de transformadores com capacidades compatíveis com as cargas a serem supridas, assim como, motores de elevado rendimento e fator de potência. Outras medidas são a redistribuição de cargas pelos diversos circuitos e, por fim, efetuar a compensação de energia reativa;

- compensação de energia reativa é a ação correspondente à aplicação, no sistema elétrico, de equipamentos que “geram” energia reativa, tais como bancos de capacitores, e motores e geradores síncronos.

Vale ressaltar que as cargas reais apresentam variações naturais intrínsecas ao ramo de atividade e à operação diária, as quais são representadas pelas suas respectivas curvas de carga. Sendo assim, é de grande importância o conhecimento das curvas de carga diária, semanal e sazonal de forma a determinar a devida compensação de energia reativa. Vide exemplos nas figuras (5.12) e (5.13).

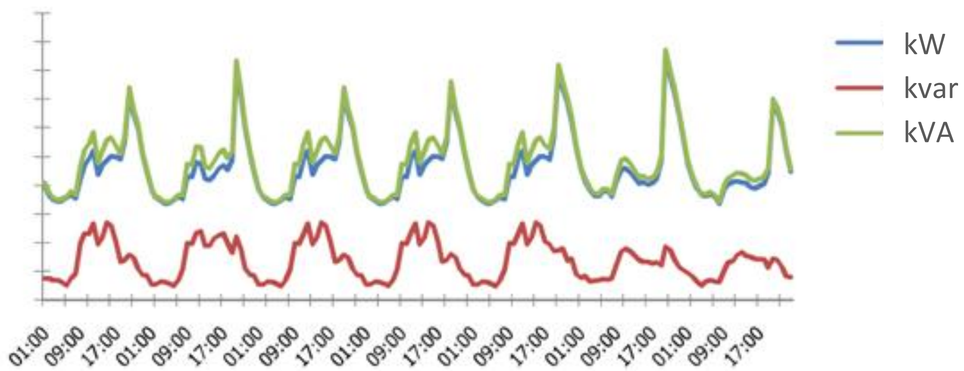


Fig. 5.12 - Curva de carga semanal típica (segunda a domingo).

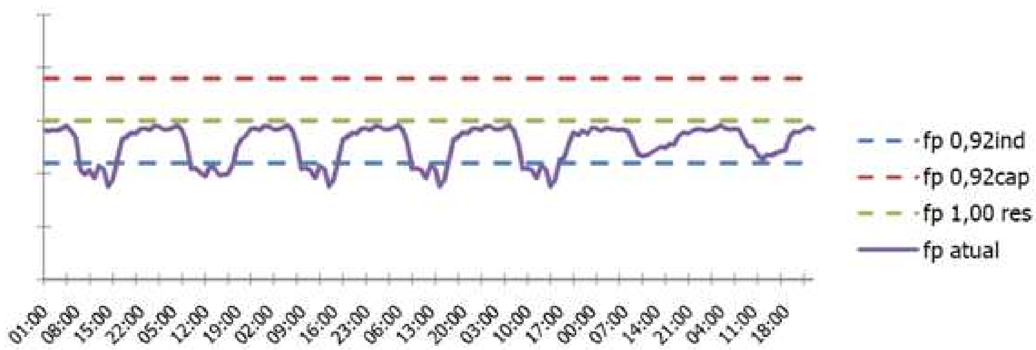


Fig. 5.13 - Evolução semanal do fator de potência (segunda a domingo).

5.2.1. Compensação de energia reativa

Tipicamente a correção de fator de potência e compensações de energia reativa internas às instalações do acessante serão dimensionadas para atendimento à condição limite da faixa, ou seja, fator de potência 0,92 indutivo. Isto devido à regulação do setor elétrico conferir ao acessante a responsabilidade da operação de suas instalações assegurando fator de potência na faixa de 0,92 indutivo a 0,92 capacitivo no ponto de conexão. O que, aliado à natureza de cargas predominantemente resistivas e indutivas, e somado à motivação econômica, resulta na mínima correção por parte do acessante.

Consequentemente, no sistema elétrico de distribuição de média tensão existirão fluxos de potência reativa, verificados na figura (5.14), os quais podem ser minimizados através da compensação de energia reativa. Ou seja, bancos de capacitores em localizações estratégicas, e devidamente dimensionados, proverão a energia reativa solicitada pelas cargas e componentes indutivos do próprio sistema, diminuindo assim o fluxo da componente reativa da corrente elétrica que seria suprida pela subestação de distribuição.

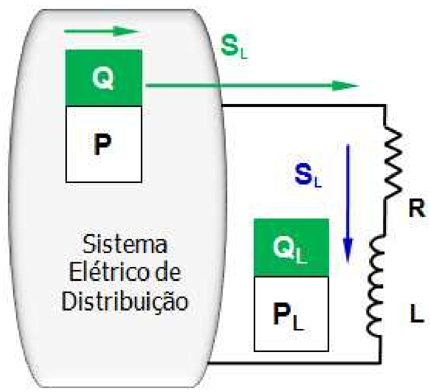


Fig. 5.14 - Fluxos de potência reativa.

Caberá ao engenheiro de planejamento da operação e expansão dos sistemas elétricos de distribuição a análise das curvas de carga e avaliação do fator de potência de forma a determinar as metas de compensação de energia reativa. As quais poderão resultar nos seguintes cenários:

- compensação de energia reativa antes da obtenção de fator de potência unitário (resistivo), reduzindo o fluxo de potência reativa no sistema. Vide figura (5.15);

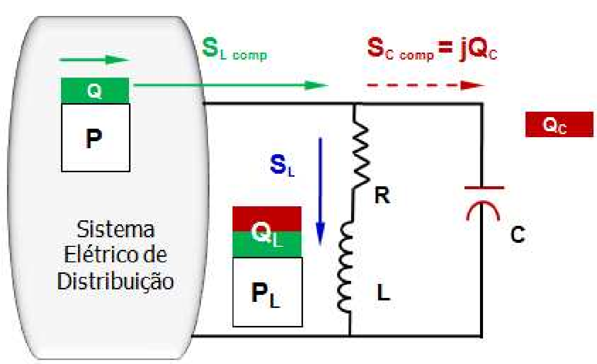


Fig. 5.15 - Fluxos de potência reativa (compensação com fp indutivo).

- compensação de energia reativa atendendo integralmente as necessidades das cargas, ou seja, fator de potência unitário (resistivo). Vide figura (5.16);

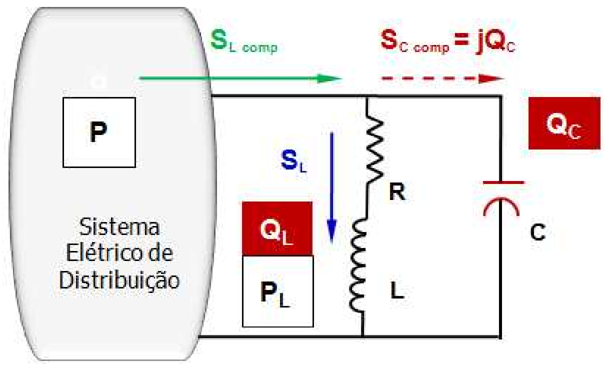


Fig. 5.16 - Fluxos de potência reativa (compensação com fp unitário).

- compensação de energia reativa além das necessidades das cargas, fornecendo excedente de energia reativa ao sistema elétrico. Observar que tal operação proporcionará um fluxo de potência reativa no sistema, conforme figura (5.17).

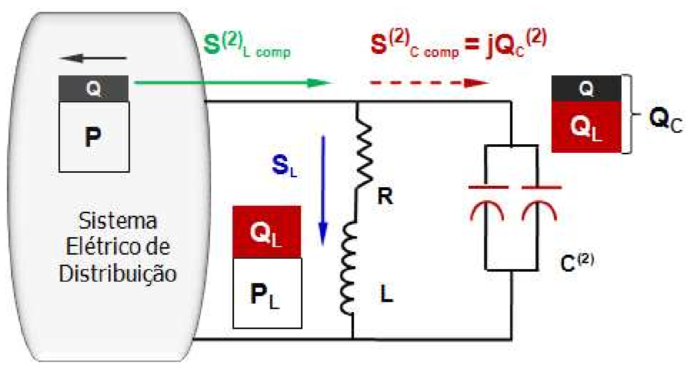


Fig. 5.17 - Fluxos de potência reativa (compensação com fp capacitivo).

Logo, nos três cenários, o banco de capacitores promove a modificação do fator de potência percebido pelo sistema elétrico de distribuição de média tensão, não alterando em momento algum as características originais das cargas.

Vale destacar ainda que a compensação de reativos através de bancos de capacitores não restringe a operação capacitiva. Porém exige que os limites de tensão regulamentados sejam atendidos, evitando sobretensões especialmente nos períodos de carga leve do sistema.

5.2.2. Cálculo da compensação de energia reativa

A definição do banco de capacitores necessário à compensação de energia reativa almejada é realizada a partir das características da carga e do fator de potência modificado estabelecido. No diagrama fasorial abaixo, figura (5.18), são identificadas as características de uma carga indutiva.

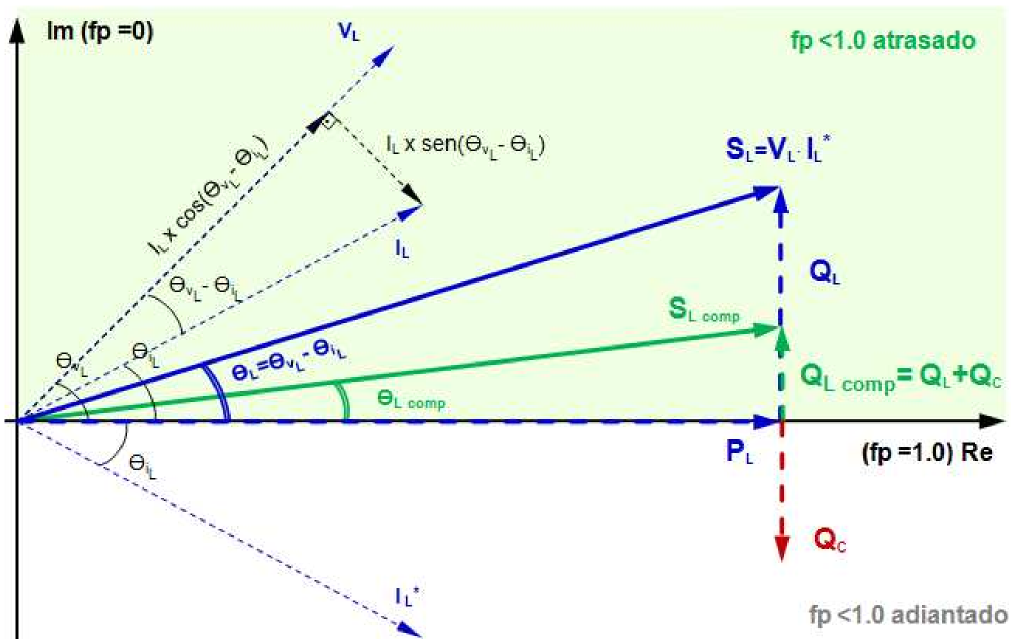


Fig. 5.18 - Diagrama fasorial de uma carga indutiva, e estratégia de compensação.

Equacionando as potências complexas da carga, e a compensação almejada:

$$S_L = P_L + jQ_L = |S_L| \angle \theta_L \qquad \text{onde } \theta_L = \theta v_L - \theta i_L \tag{5.40}$$

$$Q_L = P_L \cdot \tan\theta_L = P_L \cdot \tan(\text{acos}(fp_L)) \tag{5.41}$$

$$S_{L\,comp} = P_L + jQ_{L\,comp} = |S_{L\,comp}| \angle \theta_{L\,comp} \qquad \text{onde } |\theta_{L\,comp}| = \text{acos}(fp_{comp}) \tag{5.42}$$

$$Q_{L\,comp} = P_L \cdot \tan\theta_{L\,comp} \tag{5.43}$$

$$|\theta_L| = \text{acos}(fp) \left\| \begin{array}{l} \text{se fp atrasado} \Rightarrow \theta_L = +|\theta_L| \Rightarrow |S_L| \angle +|\theta_L| \\ \text{se fp adiantado} \Rightarrow \theta_L = -|\theta_L| \Rightarrow |S_L| \angle -|\theta_L| \end{array} \right. \tag{5.44}$$

$$I_L = |I_L| \angle \theta i_L, \text{ temos } \theta i_L = \theta v_L - \theta_L \tag{5.45}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{array}{l} \text{se fp atrasado} \Rightarrow \theta_L = +|\theta_L| \Rightarrow \theta i_L < \theta v_L \text{ (corrente atrasada)} \\ \text{se fp adiantado} \Rightarrow \theta_L = -|\theta_L| \Rightarrow \theta i_L > \theta v_L \text{ (corrente adiantada)} \end{array} \right. \tag{5.46}$$

$$S_{L\,comp} = S_L + S_{C\,comp} \tag{5.47}$$

ou então $\boxed{S_{C\,comp} = S_{L\,comp} - S_L}$ (5.48)

$$S_{C\,comp} = V_{C\,comp} \cdot I^{*}_{C\,comp} \tag{5.49}$$

$$V_{C\,comp} = Z_{C\,comp} \cdot I_{C\,comp} \tag{5.50}$$

$$Z_{C\,comp} = 0 + jX_{C\,comp} = \frac{1}{j\,\varpi C} = j\left(\frac{-1}{\varpi C}\right) \tag{5.51}$$

$$\Rightarrow S_{C\,comp} = V_{C\,comp} \cdot \left(\frac{V_{C\,comp}}{Z_{C\,comp}}\right)^{*} = \frac{V_{C\,comp} \cdot V^{*}_{C\,comp}}{\dfrac{j}{\varpi C}} = -j\,\varpi C V^{2}_{C\,comp} \tag{5.52}$$

$$\text{Dado}\, S_{C\,comp} = jQ_C = -j\,\varpi C V^{2}_{C\,comp} \tag{5.53}$$

$$\Rightarrow \boxed{|Q_C| = \varpi C V^{2}_{C\,comp} = 2\pi f C V^{2}_{C\,comp}\,[\text{var}]} \tag{5.54}$$

Potência reativa do capacitor

$$\Rightarrow \boxed{C = \frac{|Q_C|}{2\pi f V^{2}_{C\,comp}}\,[\text{F}]} \tag{5.55}$$

Magnitude do capacitor

O procedimento de cálculo exposto nas equações (5.40) a (5.55) atenderá à determinação da compensação de energia reativa tanto para obtenção de fator de potência modificado indutivo, resistivo ou capacitivo. Sendo que, para o caso de fator de potência capacitivo, o diagrama fasorial será conforme figura (5.19).

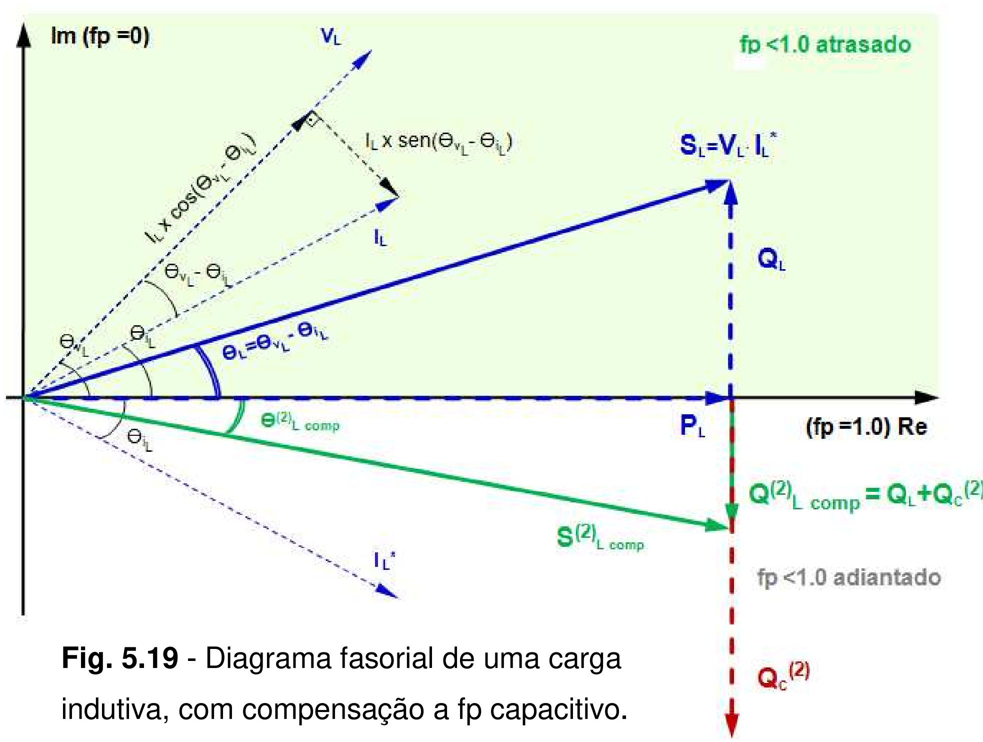


Fig. 5.19 - Diagrama fasorial de uma carga indutiva, com compensação a fp capacitivo.

5.3. Conclusão

Neste capítulo desenvolveram-se os modelos dos bancos de capacitores trifásicos, em derivação, nas conexões Y e Δ.

Verificou-se ainda que a aplicação de bancos de capacitores se torna uma solução simples que busca a racionalização e otimização energética para o sistema elétrico; seja em programas de redução de perdas, seja na compensação de reativos. E que os benefícios devem ser vistos em conjunto, nos quais haverá os de maior destaque, e os secundários particulares a cada sistema.

Os modelos foram vinculados à realidade da operação e caracterização de bancos de capacitores fixos e automáticos. Sendo abordadas as particularidades da modularidade das unidades capacitivas, conexão ao sistema elétrico de distribuição, estratégias de controle, chaveamento, proteção, aplicação, e benefícios associados.

Desta forma, agregaram-se os desequilíbrios operacionais dos sistemas elétricos de distribuição aos resultados das condições de operação em regime permanente. Exemplo disto são os desequilíbrios decorrentes da queima de um elo fusível no banco de capacitores.

CAPÍTULO 6

MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES

Os transformadores 3Φ e 1Φ são os componentes de operação do sistema elétrico responsáveis por estabelecer o elo de ligação entre os diversos níveis de tensão.

No caso do sistema elétrico brasileiro, somente na rede básica e nos sistemas de distribuição AT estão englobadas tensões de 69 kV, 88 kV, 138 kV, 220 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV, interligadas. Já nos sistemas de distribuição MT, as tensões típicas englobam 34,5 kV, 13,8 kV, 11,9 kV, com diferentes combinações de níveis de tensão nos sistemas de distribuição BT.

Pela característica de interligação dos níveis de tensão do sistema elétrico, os transformadores estão presentes tanto nas subestações das centrais de geração, como nas subestações de distribuição (SED), e subestações consumidoras atendidas em média ou alta tensão de distribuição. Assim como, pulverizados ao longo dos alimentadores nos sistemas elétricos de distribuição de forma a atender aos clientes.

Por conseguinte, os transformadores 3Φ e 1Φ estão vinculados ao planejamento da operação e expansão dos sistemas elétricos de distribuição, uma vez que os mesmos serão distribuídos no sistema de distribuição conforme (i) o grau de maturação do mercado atendido pelos crescimentos verticais e horizontais, (ii) distribuição de áreas de maior e menor densidade, e (iii) compatíveis com os planos diretores municipais e planos regionais de desenvolvimento, quando esses existirem.

Neste capitulo serão modelados transformadores 3Φ e bancos de transformadores 3Φ englobando as conexões Δyn, YNyn, YΔ, ΔΔ e >V. Também serão modelados os transformadores de isolamento e de distribuição 1Φ.

Destaca-se que uma variedade de conexões de transformadores pode ser aplicada ao sistema elétrico, na qual há padronizações privilegiando certas conexões em detrimento de outras conforme nível de tensão, classe de isolação de equipamentos no sistema, questões associadas a proteção, entre outras. Sendo assim, serão trabalhadas as conexões típicas presentes no sistema elétrico brasileiro.

6.1. Transformadores de potência (subestação) e de distribuição

Na rede básica e nos sistemas de distribuição AT os níveis de tensão são vários. No Brasil têm-se as tensões: 69 kV, 88 kV, 138 kV, 220 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV, interligadas.

Estas interligações devem ser feitas de modo a não introduzir nenhuma defasagem angular entre as tensões, o que se consegue através de transformadores com conexão YY ou autotransformadores.

Por razões econômicas são utilizados autotransformadores trifásicos (ou banco de autotransformadores monofásicos) com relação de transformação não superior a três, ligados em Y, com neutro solidamente aterrado, e enrolamento terciário em Δ. Vide figura (6.1).

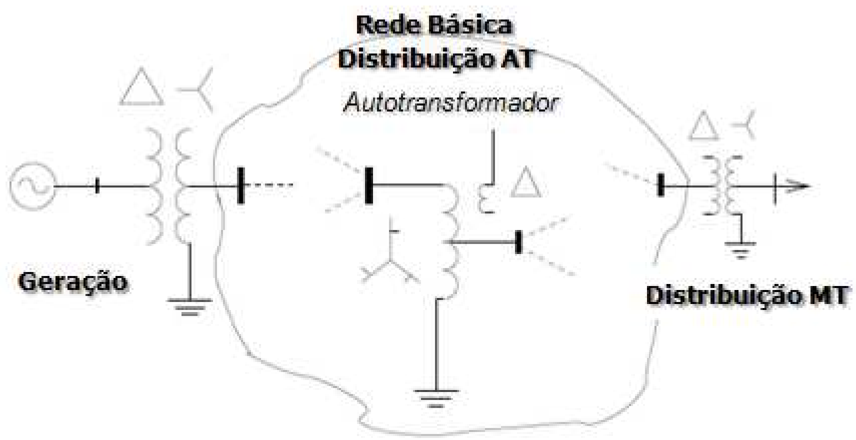


Fig. 6.1 - Interligação de sistemas via autotransformadores.

Em consequência da expansão do sistema elétrico brasileiro envolvendo diferentes níveis de tensão interligados, foi instalado grande número de autotransformadores de potência. Os autotransformadores apresentam algumas vantagens em relação aos transformadores convencionais, tais como: alta eficiência, baixa impedância, tamanho reduzido e menor custo.

Já em sistemas elétricos de distribuição MT, tanto os transformadores elevadores como os abaixadores, quase na sua totalidade, têm a conexão ΔY com grupo fasorial 30º ou então conexão YY. O transformador ΔY introduz defasagem de 30º entre as grandezas de entrada e saída, portanto, além da função principal de alterar a magnitude das tensões, atua também como defasador.

No caso de sistemas radiais, as defasagens introduzidas pelos transformadores não afetam os fluxos de potência na rede. O mesmo não se pode dizer para o sistema em anel (sistema em malha fechada), como é o caso do sistema interligado. Assim sendo, as interligações de subsistemas da rede básica e distribuição AT envolvendo vários níveis de tensão são feitas pelos autotransformadores.

Transformadores das subestações são, em praticamente sua totalidade, unidades trifásicas, geralmente com comutador de taps sob carga com chave reversora de polaridade (OLTC) no lado de alta, e com comutador de taps sem carga no lado de baixa. Exemplo da forma de apresentação desta característica é um transformador YNyn0d1 AT: 138kV +6/-16 x 1,25% (comutador) - BT: 13,8/11,8kV. Vide figura (6.2).

Fig. 6.2 - Transformador de Potência 3Φ (OLTC) e detalhe do comutador de taps sob carga com chave reversora de polaridade.

Outra configuração também utilizada é de transformadores trifásicos com a possibilidade de comutar taps em ambos os lados (de alta e baixa), ou em apenas um deles. Destaca-se que o diferencial desta comutação é a operação somente sem carga (CDST), sendo necessária a retirada de operação do transformador para proceder com alterações de relação de tensão entre o lado de alta e baixa.

Já na interface entre os sistemas elétricos de distribuição MT e BT, encontram-se tanto bancos de transformadores 3Φ, quanto transformadores 3Φ. Estes transformadores de distribuição também apresentam taps, porém nestes casos a alteração da relação de transformação entre os lados de alta e baixa só é operacionalizada com a atuação manual e sem carga no transformador. Taps típicos para o sistema 13,8 kV são 13,8 e 13,2 kV.

As figuras (6.3) e (6.4) evidenciam os transformadores responsáveis pela interface entre os sistemas elétricos de distribuição MT e BT. Tipicamente instalados em postes, ou em plataformas e cabines.

Fig. 6.3 - Transformador de distribuição 3Φ.

Fig. 6.4 - Transformadores de distribuição 1Φ.

6.1.1. Convenções e definições dos modelos

Uma variedade de conexões de transformadores pode ser aplicada ao sistema elétrico, na qual há padronizações privilegiando certas conexões em detrimento de outras conforme nível de tensão, classe de isolação de equipamentos no sistema, questões associadas a proteção, entre outras.

Referente a bancos de transformadores 3Φ ou transformadores 3Φ de distribuição aplicados a sistemas radiais de distribuição, serão desenvolvidas as matrizes de caracterização das seguintes conexões:

- ∆yn: Delta - Estrela Aterrado
- YNyn: Estrela Aterrado - Estrela Aterrado
- Y∆: Estrela não aterrado - Delta
- ∆∆: Delta - Delta
- >V: Estrela 2Φ (>) - Delta 3Φ (V)

Objetivando a determinação das condições operacionais dos transformadores, os modelos dos bancos de transformadores 3Φ ou transformadores 3Φ constituintes dos sistemas elétricos de distribuição de média tensão serão desenvolvidos visando a representação através das matrizes generalizadas previamente apresentadas no capítulo 3, e abaixo transcritas.

$$\begin{aligned} [VLN_{ABC}] &= [a_t].[VLN_{abc}] + [b_t].[I_{abc}] \\ [I_{ABC}] &= [c_t].[VLN_{abc}] + [d_t].[I_{abc}] \\ [VLN_{abc}] &= [A_t].[VLN_{ABC}] - [B_t].[I_{abc}] \end{aligned} \tag{6.1}$$

Conforme figura (6.5), na representação generalizada dos transformadores 3Φ e bancos de transformadores 3Φ, se identifica os terminais H0 e X0 como neutros do lado de alta e baixa. Dependendo da conexão, H0 e/ou X0 podem existir ou não, assim como, quando aterrados, são referenciados como terra.

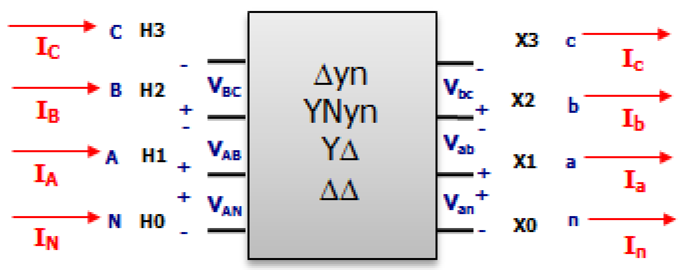


Fig. 6.5 - Representação generalizada dos transformadores 3Φ.

A relação de transformação para bancos de transformadores 3Φ ou transformadores 3Φ pode ser definida em função, a ser multiplicada pelos fatores √3 ou 1 conforme conexão, da relação de espiras de cada um dos transformadores 1Φ que forma o banco (n_t). Vide equação (6.2). Ou então, independentemente da conexão, pela relação de transformação entre as tensões de linha do lado de alta em relação ao lado de baixa (a_t). Vide equação (6.3).

$$n_t = \frac{N_1}{N_2} \tag{6.2}$$

$$a_t = \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} \tag{6.3}$$

Destaca-se que os modelos serão desenvolvidos, conforme figura (6.6) a seguir, a partir das tensões e correntes do transformador ideal (Z_t=0), na qual as impedâncias do transformador serão referenciadas, fase a fase, ao lado de baixa.

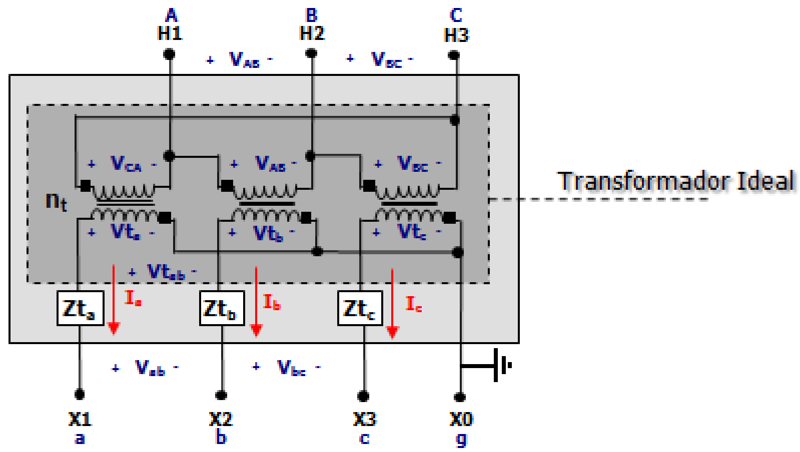
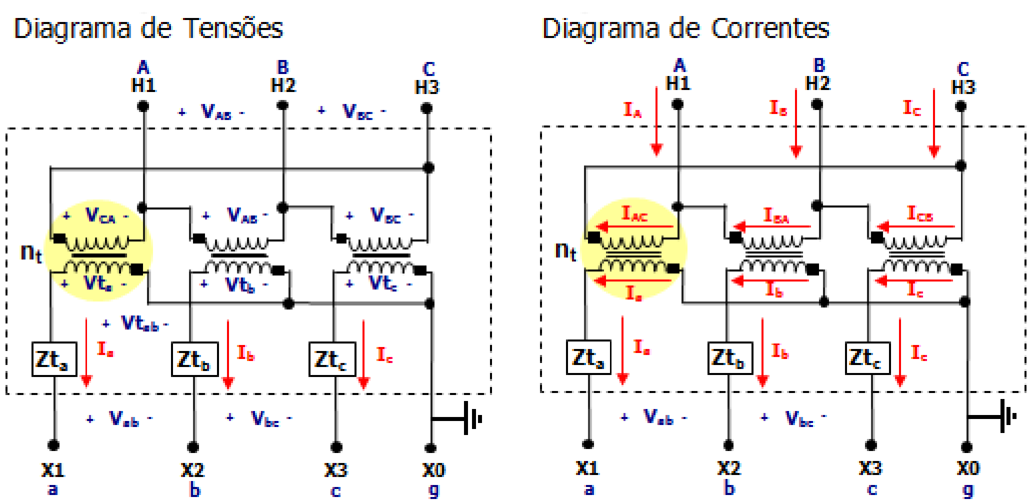


Fig. 6.6 - Representação dos transformadores 3Φ a partir do transformador ideal e impedâncias referenciadas ao lado de baixa (fase a fase).

As variáveis que compõem tal representação são:

- **Vt_{ab}, Vt_{bc}** e **Vt_{ca}**: tensões do lado de baixa do transformador ideal (Z_t=0);
- **V_{ab}, V_{bc}** e **V_{ca}**: tensões do lado de baixa do transformador real;
- **Zt_a, Zt_b** e **Zt_c**: impedâncias do transformador referenciadas ao lado de baixa.

Adicionalmente, deve-se considerar a polaridade aditiva ou subtrativa conforme apresentado nas figuras (6.7) e (6.8):



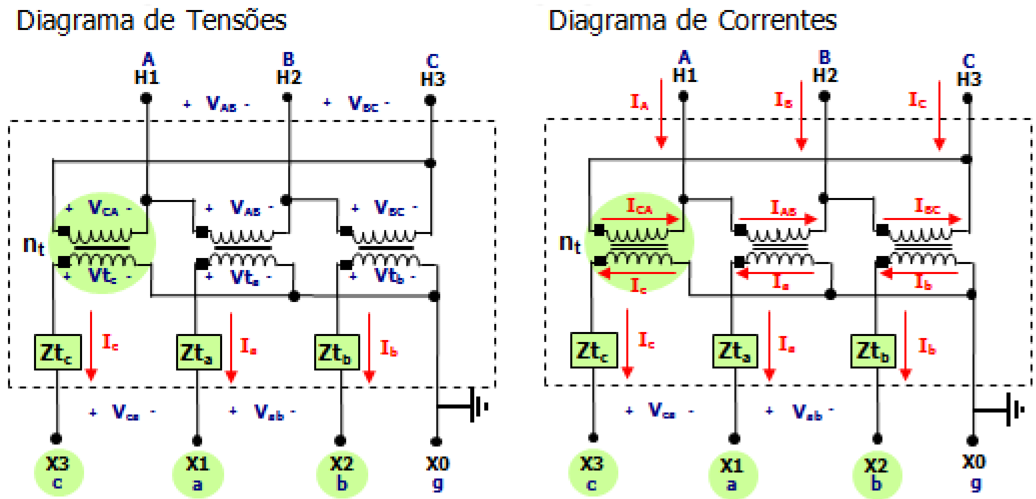
$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix}$$

$$S = V \cdot I^*$$

V_{AB} adiantado de 30º em relação a **Vt_{ab}**

I_A adiantado de 30º em relação a **I_a**

Fig. 6.7 - Conexão polaridade aditiva 30º (step-down connection).



$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +n_t & 0 & 0 \\ 0 & +n_t & 0 \\ 0 & 0 & +n_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix}$$

$S = V \cdot I^*$

$\mathbf{V_{AB}}$ defasado de 30º em relação a $\mathbf{Vt_{ab}}$

$\mathbf{I_A}$ defasado de 30º em relação a $\mathbf{I_a}$

Fig. 6.8 - Conexão polaridade subtrativa 30º (step-up connection).

De forma simplificada, as polaridades aditiva ou subtrativa são definidas pela forma construtiva dos enrolamentos das bobinas. Vide figura (6.9).

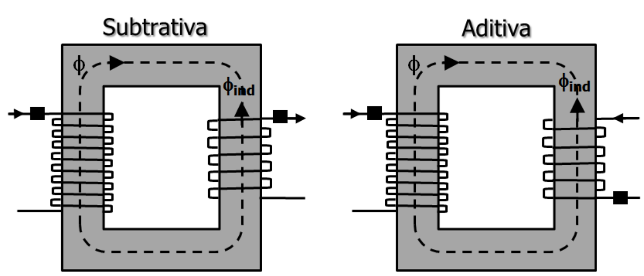


Fig. 6.9 - Definição da polaridade da ligação com base no enrolamento da bobina.

Compilando as informações apresentadas até o momento, e utilizando as figuras (6.7) e (6.8) recém-apresentadas de um banco Δyn, exemplifica-se o cálculo da relação n_t através do conhecimento da conexão do transformador e polaridade.

Exemplo:

$$\boxed{n_t = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LN[abc]}}} = \frac{V_{LL[ABC]}}{\dfrac{V_{LL[abc]}}{\sqrt{3}}} = \sqrt{3}.\frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} = \sqrt{3}.a_t$$

A relação n_t depende da conexão para ser calculada.

6.1.2. Modelo conexão Δyn polaridade aditiva 30º

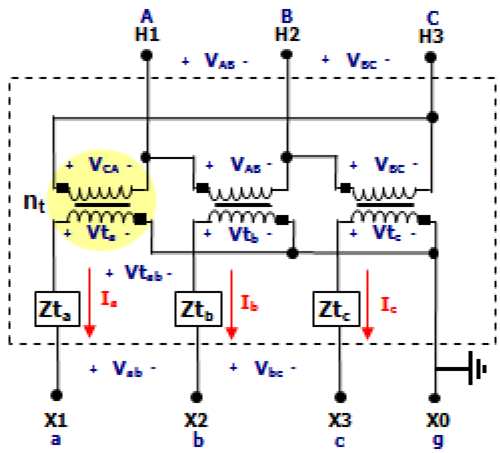


Fig. 6.10 - Representação do transformador trifásico conexão Δyn aditiva.

Na figura (6.10) apresenta-se o transformador trifásico conexão Δyn polaridade aditiva, para o qual:

$$[VLL_{ABC}] = \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} \tag{6.4}$$

A relação de transformação de transformadores 1Φ conectados é:

$$n_t = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LN[abc]}} = \frac{V_{LL[ABC]}}{\frac{V_{LL[abc]}}{\sqrt{3}}} = \sqrt{3}.\frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} = \sqrt{3}.a_t \tag{6.5}$$

E a relação de transformação entre as tensões de linha do lado de alta em relação ao lado de baixa:

$$a_t = \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} \tag{6.6}$$

Sendo assim, visando a representação através das matrizes generalizadas, inicia-se com a determinação das tensões fase-neutro da representação equivalente estrela não aterrada do delta. A partir da aplicação da teoria de componentes simétricos é possível extrair a relação entre as tensões de linha e de fase no lado de alta conectado em delta. Vide equações (6.7) a (6.10).

$$[VLL_{012}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix}^{-1} \cdot [VLL_{ABC}] \tag{6.7}$$

$$[VLN_{012}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t_s^* & 0 \\ 0 & 0 & t_s \end{bmatrix} \cdot [VLL_{012}] \tag{6.8}$$

Na qual t_s e a_s são, por definição:

$$t_s = \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 30° \tag{6.9}$$

$$a_s = (1.0 \angle 120°) \tag{6.10}$$

Rearranjando as equações (6.7) e (6.8), tem-se:

$$[VLN_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t_s^* & 0 \\ 0 & 0 & t_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix}^{-1} .[VLL_{ABC}] \tag{6.11}$$

Resultando na equação (6.12), a partir da qual, conhecidas as tensões de linha do lado de alta, são determinadas as tensões fase-neutro da conexão estrela não aterrada equivalente do lado de alta:

$$\Rightarrow [VLN_{ABC}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot [VLL_{ABC}] \tag{6.12}$$

Substituindo a equação (6.4) em (6.12), tem-se:

$$\Rightarrow [VLN_{ABC}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} = \frac{-n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot [Vt_{abc}] \tag{6.13}$$

Almejando a determinação das matrizes generalizadas $[a_t]$ e $[b_t]$ apresentadas na equação (6.1), serão exploradas as condições de contorno de corrente nula e não nula. Vide equações (6.14) e (6.15) a seguir.

$$\therefore Para\,[I_{abc}]=0,\ [\mathrm{Vt}_{abc}]=[VLN_{abc}] \Rightarrow [VLN_{ABC}]=\underbrace{\frac{-n_t}{3}\cdot\begin{bmatrix}0 & 2 & 1\\ 1 & 0 & 2\\ 2 & 1 & 0\end{bmatrix}}_{=[a_t]}\cdot[VLN_{abc}] \tag{6.14}$$

$$\therefore Para\,[I_{abc}]\neq 0,\ [\mathrm{Vt}_{abc}]=[VLG_{abc}]+[Zt_{abc}]\cdot[I_{abc}],\ \text{onde}\ [Zt_{abc}]=\begin{bmatrix}Zt_a & 0 & 0\\ 0 & Zt_b & 0\\ 0 & 0 & Zt_c\end{bmatrix} \tag{6.15}$$

Ressalta-se que não há restrição para que as impedâncias dos transformadores sejam iguais para cada fase. E dado que:

$$[VLN_{ABC}]=[a_t]\cdot[\mathrm{Vt}_{abc}], \tag{6.16}$$

onde $$[\mathrm{Vt}_{abc}]=[VLG_{abc}]+[Zt_{abc}]\cdot[I_{abc}] \tag{6.17}$$

$$\Rightarrow [VLN_{ABC}]=[a_t]\cdot([VLG_{abc}]+[Zt_{abc}]\cdot[I_{abc}]) \tag{6.18}$$

$$\Leftrightarrow [VLN_{ABC}]=[a_t]\cdot[VLG_{abc}]+[a_t]\cdot[Zt_{abc}]\cdot[I_{abc}] \tag{6.19}$$

$$\therefore [b_t]=[a_t]\cdot[Zt_{abc}]=\frac{-n_t}{3}\cdot\begin{bmatrix}0 & 2\cdot Zt_b & Zt_c\\ Zt_a & 0 & 2\cdot Zt_c\\ 2\cdot Zt_a & Zt_b & 0\end{bmatrix} \tag{6.20}$$

Uma vez determinadas as matrizes generalizadas $[a_t]$ e $[b_t]$, faz-se necessário correlacionar as correntes de linha no lado de alta com as tensões fase-terra do lado de baixa. E também correlacionar as correntes de linha nos lados de alta e baixa. Vide figura (6.11) e equação (6.21).

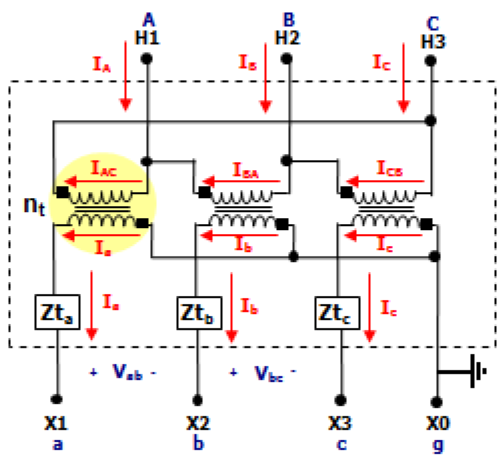


Fig. 6.11 - Representação das correntes no transformador trifásico conexão Δyn aditiva.

$$[I_{ABC}] = [c_t].[VLN_{abc}] + [d_t].[I_{abc}] \tag{6.21}$$

Na qual a relação entre as correntes de linha no lado de alta e as correntes internas ao delta são dadas pela equação (6.23):

$$[I_{ABC}] = \begin{bmatrix} \mathrm{I_A} \\ \mathrm{I_B} \\ \mathrm{I_C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathrm{I_{AC}} \\ \mathrm{I_{BA}} \\ \mathrm{I_{CB}} \end{bmatrix} \tag{6.22}$$

$$\Rightarrow [I_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [I\Delta_{ABC}] \tag{6.23}$$

E a relação entre as correntes internas ao delta e as correntes de linha no lado de baixa são:

$$[I\Delta_{ABC}] = \begin{bmatrix} \mathrm{I_{AC}} \\ \mathrm{I_{BA}} \\ \mathrm{I_{CB}} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathrm{I_a} \\ \mathrm{I_b} \\ \mathrm{I_c} \end{bmatrix} \tag{6.24}$$

$$\Rightarrow [I_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathrm{I_a} \\ \mathrm{I_b} \\ \mathrm{I_c} \end{bmatrix} \tag{6.25}$$

$$\Leftrightarrow [I_{ABC}] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [I_{abc}]; \tag{6.26}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{aligned} &[c_t] = 0 && (6.27) \\ &[d_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} && (6.28) \end{aligned} \right.$$

Por fim, resta a determinação das matrizes generalizadas [A_t] e [B_t] conforme equação (6.29). Tais matrizes são responsáveis pela correlação entre as tensões fase-terra no lado de baixa, com as tensões fase-neutro da representação equivalente estrela não aterrada do delta e as correntes de linha no lado de baixa.

$$[VLN_{abc}] = [A_t].[VLN_{ABC}] - [B_t].[I_{abc}] \tag{6.29}$$

Conforme verificado anteriormente na equação (6.4), para a conexão em estudo:

$$[VLL_{ABC}] = \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix}$$

Sendo que as tensões de linha são definidas a partir das tensões fase-neutro da representação estrela não aterrada do delta conforme abaixo:

$$[VLL_{ABC}] = \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{ABC}] \tag{6.30}$$

$$\Rightarrow [Vt_{abc}] = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \cdot [VLL_{ABC}] \tag{6.31}$$

$$\Leftrightarrow [Vt_{abc}] = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{ABC}] \tag{6.32}$$

Almejando a determinação das matrizes generalizadas $[A_t]$ e $[B_t]$ apresentadas na equação (6.29), serão exploradas as condições de contorno de corrente nula e não nula. Vide equações (6.33) e (6.37) a seguir.

$$\therefore Para\,[I_{abc}] = 0,\ [Vt_{abc}] = [VLN_{abc}] \Rightarrow [A_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \tag{6.33}$$

$$\therefore Para\,[I_{abc}] \neq 0,\ [Vt_{abc}] = [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}] \tag{6.34}$$

$$\Leftrightarrow [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}] = [Vt_{abc}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] \tag{6.35}$$

$$\Leftrightarrow [VLG_{abc}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] - [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}] \tag{6.36}$$

$$Então\ [B_t] = +[Zt_{abc}] \tag{6.37}$$

Desta forma, foram devidamente determinadas as matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$, $[c_t]$ e $[d_t]$, $[A_t]$ e $[B_t]$ referentes à conexão Δyn polaridade aditiva 30º. A seguir será realizado procedimento análogo para a polaridade subtrativa 30º.

6.1.3. Modelo conexão Δyn polaridade subtrativa 30º

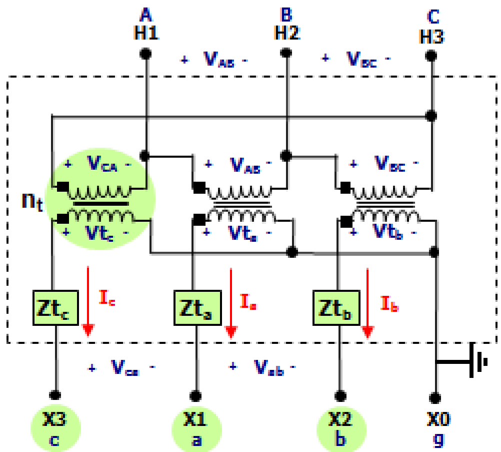


Fig. 6.12 - Representação do transformador trifásico conexão Δyn subtrativa.

Na figura (6.12) apresenta-se o transformador trifásico conexão Δyn polaridade subtrativa, para o qual:

$$[VLL_{ABC}] = \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +n_t & 0 & 0 \\ 0 & +n_t & 0 \\ 0 & 0 & +n_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} \qquad (6.38)$$

A relação de transformação de transformadores 1Φ conectados é:

$$n_t = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LN[abc]}} = \frac{V_{LL[ABC]}}{\frac{V_{LL[abc]}}{\sqrt{3}}} = \sqrt{3}.\frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} = \sqrt{3}.a_t \qquad (6.39)$$

E a relação de transformação entre as tensões de linha do lado de alta em relação ao lado de baixa:

$$a_t = \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} \qquad (6.40)$$

Sendo assim, visando a representação através das matrizes generalizadas, inicia-se com a determinação das tensões fase-neutro da representação equivalente estrela não aterrada do delta. A partir da aplicação da teoria de componentes simétricos é possível extrair a relação entre as tensões de linha e de fase no lado de alta conectado em delta. Vide equações (6.41) a (6.45) a seguir.

$$[VLL_{012}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix}^{-1} \cdot [VLL_{ABC}] \tag{6.41}$$

$$[VLN_{012}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t_s^* & 0 \\ 0 & 0 & t_s \end{bmatrix} \cdot [VLL_{012}] \tag{6.42}$$

Na qual t_s e a_s são, por definição:

$$t_s = \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 30^{\circ} \tag{6.43}$$

$$a_s = (1.0 \angle 120^{\circ}) \tag{6.44}$$

Rearranjando as equações (6.41) e (6.42), tem-se:

$$[VLN_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t_s^* & 0 \\ 0 & 0 & t_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix}^{-1} .[VLL_{ABC}] \tag{6.45}$$

Resultando na equação (6.46), a partir da qual, conhecidas as tensões de linha do lado de alta, são determinadas as tensões fase-neutro da conexão estrela não aterrada equivalente do lado de alta:

$$\Rightarrow [VLN_{ABC}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot [VLL_{ABC}] \tag{6.46}$$

Substituindo a equação (6.38) em (6.46), tem-se:

$$\Rightarrow [VLN_{ABC}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} +n_t & 0 & 0 \\ 0 & +n_t & 0 \\ 0 & 0 & +n_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} = \frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot [Vt_{abc}] \tag{6.47}$$

Almejando a determinação das matrizes generalizadas $[a_t]$ e $[b_t]$ apresentadas na equação (6.1), serão exploradas as condições de contorno de corrente nula e não nula. Vide equações (6.48) a (6.49) a seguir.

$$\therefore Para\left[I_{abc}\right]=0,\ \left[\mathrm{Vt}_{abc}\right]=\left[VLN_{abc}\right]\Rightarrow\left[VLN_{ABC}\right]=\frac{\mathrm{n_t}}{3}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\left[VLN_{abc}\right] \tag{6.48}$$

$$=\left[a_t\right]$$

$$\therefore Para\left[I_{abc}\right]\neq 0,\ \left[\mathrm{Vt}_{abc}\right]=\left[VLG_{abc}\right]+\left[Zt_{abc}\right]\cdot\left[I_{abc}\right],\ \text{onde}\ \left[Zt_{abc}\right]=\begin{bmatrix}Zt_a&0&0\\0&Zt_b&0\\0&0&Zt_c\end{bmatrix} \tag{6.49}$$

Ressalta-se que não há restrição para que as impedâncias dos transformadores sejam iguais para cada fase. E dado que:

$$\left[VLN_{ABC}\right]=\left[a_t\right]\cdot\left[\mathrm{Vt}_{abc}\right], \tag{6.50}$$

onde $\left[\mathrm{Vt}_{abc}\right]=\left[VLG_{abc}\right]+\left[Zt_{abc}\right]\cdot\left[I_{abc}\right]$ (6.51)

$$\Rightarrow\left[VLN_{ABC}\right]=\left[a_t\right]\cdot\left(\left[VLG_{abc}\right]+\left[Zt_{abc}\right]\cdot\left[I_{abc}\right]\right) \tag{6.52}$$

$$\Leftrightarrow\left[VLN_{ABC}\right]=\left[a_t\right]\cdot\left[VLG_{abc}\right]+\left[a_t\right]\cdot\left[Zt_{abc}\right]\cdot\left[I_{abc}\right] \tag{6.53}$$

$$\therefore\left[b_t\right]=\left[a_t\right]\cdot\left[Zt_{abc}\right]=\frac{n_t}{3}\cdot\begin{bmatrix}2\cdot Zt_a&Zt_b&0\\0&2\cdot Zt_b&Zt_c\\Zt_a&0&2\cdot Zt_c\end{bmatrix} \tag{6.54}$$

Uma vez determinadas as matrizes generalizadas $[a_t]$ e $[b_t]$, faz-se necessário correlacionar as correntes de linha no lado de alta com as tensões fase-terra do lado de baixa. E também correlacionar as correntes de linha nos lados de alta e baixa. Vide figura (6.13) e equação (6.55).

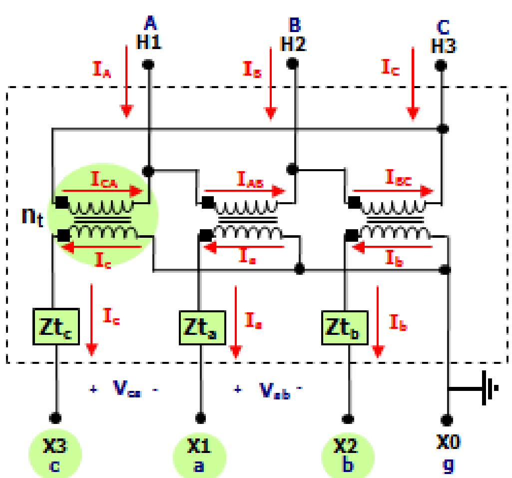


Fig. 6.13 - Representação das correntes no transformador trifásico conexão Δyn subtrativa.

$$[I_{ABC}] = [c_t].[VLN_{abc}] + [d_t].[I_{abc}] \tag{6.55}$$

Na qual a relação entre as correntes de linha no lado de alta e as correntes internas ao delta são dadas pela equação (6.57):

$$[I_{ABC}] = \begin{bmatrix} \mathrm{I_A} \\ \mathrm{I_B} \\ \mathrm{I_C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathrm{I_{AC}} \\ \mathrm{I_{BA}} \\ \mathrm{I_{CB}} \end{bmatrix} \tag{6.56}$$

$$\Rightarrow [I_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [I\Delta_{ABC}] \tag{6.57}$$

E a relação entre as correntes internas ao delta e as correntes de linha no lado de baixa são:

$$[I\Delta_{ABC}] = \begin{bmatrix} \mathrm{I_{AC}} \\ \mathrm{I_{BA}} \\ \mathrm{I_{CB}} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathrm{I_a} \\ \mathrm{I_b} \\ \mathrm{I_c} \end{bmatrix} \tag{6.58}$$

$$\Rightarrow [I_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathrm{I_a} \\ \mathrm{I_b} \\ \mathrm{I_c} \end{bmatrix} \tag{6.59}$$

$$\Leftrightarrow [I_{ABC}] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot [I_{abc}] \tag{6.60}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{array}{ll} [c_t] = 0 & (6.61) \\ [d_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} & (6.62) \end{array} \right.$$

Por fim, resta a determinação das matrizes generalizadas $[A_t]$ e $[B_t]$ conforme equação (6.63). Tais matrizes são responsáveis pela correlação entre as tensões fase-terra no lado de baixa, com as tensões fase-neutro da representação equivalente estrela não aterrada do delta e as correntes de linha no lado de baixa.

$$[VLN_{abc}] = [A_t].[VLN_{ABC}] - [B_t].[I_{abc}] \tag{6.63}$$

Conforme verificado anteriormente na equação (6.38), para a conexão em estudo:

$$[VLL_{ABC}]=\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} +n_t & 0 & 0 \\ 0 & +n_t & 0 \\ 0 & 0 & +n_t \end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix}$$

Sendo que as tensões de linha são definidas a partir das tensões fase-neutro da representação estrela não aterrada do delta conforme abaixo:

$$[VLL_{ABC}]=\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}\cdot[VLN_{ABC}] \tag{6.64}$$

$$\Rightarrow [Vt_{abc}]=\begin{bmatrix} +n_t & 0 & 0 \\ 0 & +n_t & 0 \\ 0 & 0 & +n_t \end{bmatrix}^{-1}\cdot[VLL_{ABC}] \tag{6.65}$$

$$\Leftrightarrow [Vt_{abc}]=\begin{bmatrix} +n_t & 0 & 0 \\ 0 & +n_t & 0 \\ 0 & 0 & +n_t \end{bmatrix}^{-1}\cdot\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}\cdot[VLN_{ABC}] \tag{6.66}$$

Almejando a determinação das matrizes generalizadas $[A_t]$ e $[B_t]$ apresentadas na equação (6.63), serão exploradas as condições de contorno de corrente nula e não nula. Vide equações (6.67) a (6.71) a seguir.

$$\therefore Para\,[I_{abc}]=0,\ [Vt_{abc}]=[VLN_{abc}]\Rightarrow[A_t]=\frac{1}{n_t}\cdot\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{6.67}$$

$$\therefore Para\,[I_{abc}]\neq 0,\ [Vt_{abc}]=[VLG_{abc}]+[Zt_{abc}]\cdot[I_{abc}] \tag{6.68}$$

$$\Leftrightarrow [VLG_{abc}]+[Zt_{abc}]\cdot[I_{abc}]=[Vt_{abc}]=[A_t]\cdot[VLN_{ABC}] \tag{6.69}$$

$$\Leftrightarrow [VLG_{abc}]=[A_t]\cdot[VLN_{ABC}]-[Zt_{abc}]\cdot[I_{abc}] \tag{6.70}$$

$$Então\,[B_t]=+[Zt_{abc}] \tag{6.71}$$

Desta forma, foram devidamente determinadas as matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$, $[c_t]$ e $[d_t]$, $[A_t]$ e $[B_t]$ referentes à conexão Δyn polaridade subtrativa 30º.

6.1.4. Modelo conexão YNyn

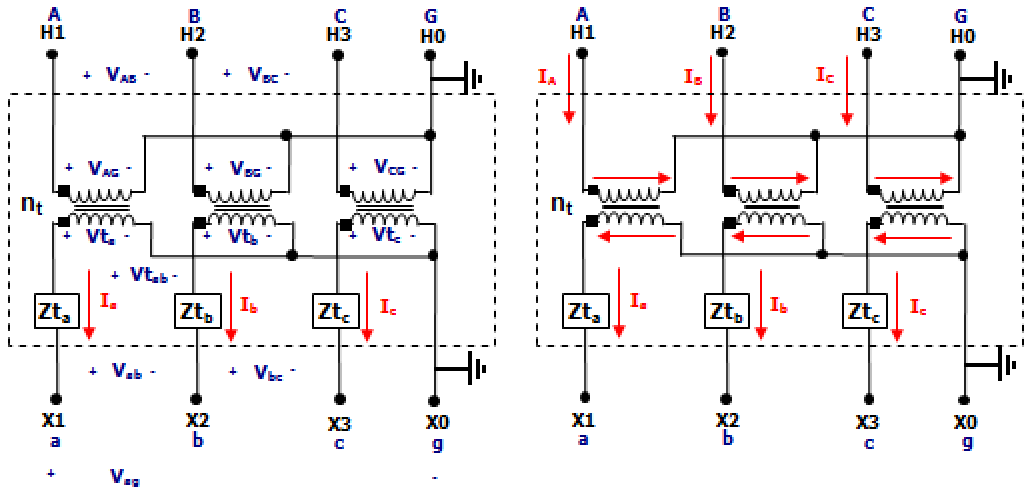


Fig. 6.14 - Representação do transformador trifásico conexão YNyn subtrativa.

Na figura (6.14) apresenta-se a conexão YNyn. Diferentemente das conexões ΔY ou YΔ, não há deslocamento angular entre as tensões e correntes do lado de alta e do lado de baixa, sendo utilizada a polaridade subtrativa.

A relação de transformação de transformadores 1Φ conectados num banco YNyn é:

$$n_t = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{LN[ABC]}}{V_{LN[abc]}} = \frac{\dfrac{V_{LL[ABC]}}{\sqrt{3}}}{\dfrac{V_{LL[abc]}}{\sqrt{3}}} = \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} = a_t \tag{6.72}$$

E a relação entre as tensões do lado de baixa do transformador ideal com relação às tensões fase-terra no lado de baixa é:

$$\begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.73}$$

$$\Leftrightarrow \left[Vt_{abc}\right] = \left[VLG_{abc}\right] + \left[Zt_{abc}\right] \cdot \left[I_{abc}\right] \tag{6.74}$$

Adicionalmente, a relação entre as tensões fase-terra do lado de alta e do transformador ideal no lado de baixa são expressos através da relação de espiras (n_t) conforme equação (6.75) a seguir.

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} \tag{6.75}$$

$$\Rightarrow [VLG_{ABC}] = \underbrace{\begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix}}_{=[a_t]} \cdot [VLG_{abc}] + \underbrace{\begin{bmatrix} n_t \cdot Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & n_t \cdot Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & n_t \cdot Zt_c \end{bmatrix}}_{=[b_t]} \cdot [I_{abc}] \tag{6.76}$$

Já quanto a correlação entre as correntes de linha dos lados de alta e baixa, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.77}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{aligned} &[c_t] = 0 && (6.78) \\ &[d_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} && (6.79) \end{aligned} \right.$$

Por fim, resta a determinação das matrizes generalizadas $[A_t]$ e $[B_t]$ conforme equação (6.80). A partir do conhecimento das tensões fase-terra do lado de alta e das correntes de linha do lado de baixa, tais matrizes proporcionam os meios para calcular as tensões fase-terra do lado de baixa.

$$[VLN_{abc}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] - [B_t] \cdot [I_{abc}] \tag{6.80}$$

Conforme verificado anteriormente na equação (6.74), tem-se:

$$[Vt_{abc}] = [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}]$$

Logo:

$$[VLG_{abc}] = [Vt_{abc}] - [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}] \tag{6.81}$$

$$\Rightarrow [VLG_{abc}] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix}^{-1} \cdot [VLG_{ABC}] - [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}] \tag{6.82}$$

Resultando em:

$$\Leftrightarrow [VLG_{abc}] = \underbrace{\frac{1}{n_t}\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix}}_{=[A_t]} \cdot [VLG_{ABC}] - \underbrace{\begin{bmatrix}Zt_a&0&0\\0&Zt_b&0\\0&0&Zt_c\end{bmatrix}}_{\Rightarrow [B_t] = +[Zt_{abc}]} \cdot [I_{abc}] \qquad (6.83)$$

Desta forma, foram devidamente determinadas as matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$, $[c_t]$ e $[d_t]$, $[A_t]$ e $[B_t]$ referentes à conexão YNyn polaridade subtrativa.

6.1.5. Modelo conexão YΔ polaridade subtrativa 30º

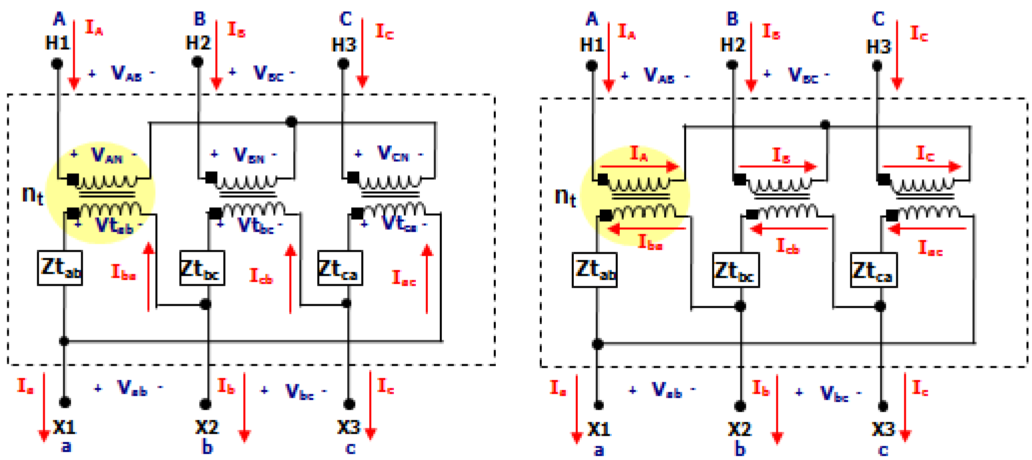


Fig. 6.15 - Representação do transformador trifásico conexão YΔ subtrativa.

Na figura (6.15) apresenta-se o transformador trifásico conexão YΔ polaridade subtrativa, para o qual:

$$I_A + I_B + I_C = 0 \qquad (6.84)$$

$$I_{ba} + I_{cb} + I_{ac} = 0 \qquad (6.85)$$

$$[I\Delta_{abc}] = \begin{bmatrix}I_{ba}\\I_{cb}\\I_{ac}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}n_t&0&0\\0&n_t&0\\0&0&n_t\end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix}I_A\\I_B\\I_C\end{bmatrix} \qquad (6.86)$$

$$[I_{abc}] = \begin{bmatrix}I_a\\I_b\\I_c\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1&0&-1\\-1&1&0\\0&-1&1\end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix}I_{ba}\\I_{cb}\\I_{ac}\end{bmatrix} \qquad (6.87)$$

$$[Vt_{abc}] = \begin{bmatrix} Vt_{ab} \\ Vt_{bc} \\ Vt_{ca} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} \tag{6.88}$$

Onde:

$$[I_{ABC}] = \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \tag{6.89}$$

$$[VLN_{ABC}] = \begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} \tag{6.90}$$

Já a relação de transformação de transformadores 1Φ conectados num banco YΔ é:

$$n_t = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{LN[ABC]}}{V_{LL[abc]}} = \frac{\frac{V_{LL[ABC]}}{\sqrt{3}}}{V_{LL[abc]}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} = \frac{a_t}{\sqrt{3}} \tag{6.91}$$

E a relação de transformação entre as tensões de linha do lado de alta em relação ao lado de baixa:

$$a_t = \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} \tag{6.92}$$

Sendo assim, visando a representação através das matrizes generalizadas, inicia-se com as relações entre as tensões de linha do lado de baixa, e as tensões da conexão Δ do lado de baixa no transformador ideal. Vide equação (6.93).

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Vt_{ab} \\ Vt_{bc} \\ Vt_{ca} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & Zt_{bc} & 0 \\ 0 & 0 & Zt_{ca} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} -I_{ba} \\ -I_{cb} \\ -I_{ac} \end{bmatrix} \tag{6.93}$$

$$\Leftrightarrow [VLL_{abc}] = [Vt_{abc}] - [Zt_{abc}] \cdot [I\Delta_{abc}] \tag{6.94}$$

Substituindo as equações (6.86) e (6.88) em (6.94), tem-se:

$$[VLL_{abc}] = \frac{1}{n_t}\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{ABC}] - [Zt_{abc}] \cdot \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \cdot [I_{ABC}] \tag{6.95}$$

E substituindo a equação (6.86) em (6.87), tem-se:

$$[I_{abc}] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} n_t & 0 & -n_t \\ -n_t & n_t & 0 \\ 0 & -n_t & n_t \end{bmatrix}}_{\det[\ ]=0} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \tag{6.96}$$

Dado que o determinante da matriz de correlação entre as correntes de linha do lado de baixa e de alta do transformador é nulo na conexão YΔ, a mesma não admite inversa. Ou seja, não é possível derivar diretamente desta equação a relação de correntes de linha do lado de alta com relação à baixa.

Porém, como não há um caminho de ligação ao terra para as correntes do lado de alta, então a soma das mesmas será nula, assim como as respectivas correntes internas ao delta. Desta forma, substituindo a última igualdade na equação (6.87), tem-se:

$$[I_{abc}] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} \tag{6.97}$$

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 1 \\ 1 & 2 & 1 \\ -2 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ 0 \end{bmatrix} \tag{6.98}$$

Uma vez obtida a correlação desejada, pode-se realizar uma alteração da matriz para a inserção da corrente I_c, ou seja, zerar a última coluna. Vide equação (6.99):

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.99}$$

Destaca-se que a equação (6.99) referente às correntes internas do delta é válida apenas para a condição em que as correntes no delta somam zero, ou seja, quando não há uma conexão estrela aterrada no lado de alta.

E a partir da equação (6.99), utilizando-se da correlação entre as correntes internas ao delta e as correntes de linha no lado de alta, ou seja, a relação de espiras (n_t), tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.100}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{array}{l} [c_t] = 0 \quad (6.101) \\ [d_t] = \dfrac{1}{3n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (6.102) \end{array} \right.$$

Rearranjando as equações (6.95) e (6.100), tem-se:

$$[VLL_{abc}] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{ABC}] - \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & Zt_{bc} & 0 \\ 0 & 0 & Zt_{ca} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.103}$$

$$[VLL_{abc}] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{ABC}] - \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ab} & -Zt_{ab} & 0 \\ Zt_{bc} & 2Zt_{bc} & 0 \\ -2Zt_{ca} & -Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.104}$$

Almejando a determinação das matrizes generalizadas [a_t] e [b_t] apresentadas na equação (6.1), reordenam-se os termos da equação (6.104) conforme abaixo:

$$\frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{ABC}] = [VLL_{abc}] + \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ab} & -Zt_{ab} & 0 \\ Zt_{bc} & 2Zt_{bc} & 0 \\ -2Zt_{ca} & -Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.105}$$

Obtendo-se:

$$[VLN_{ABC}] = n_t \cdot [VLL_{abc}] + \frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ab} & -Zt_{ab} & 0 \\ Zt_{bc} & 2Zt_{bc} & 0 \\ -2Zt_{ca} & -Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix} \cdot [I_{abc}] \tag{6.106}$$

E de forma análoga à verificação anteriormente realizada no estudo da conexão Δyn, as tensões de linha podem ser definidas a partir das tensões fase-neutro da representação estrela não aterrada do delta conforme equação (6.107):

$$[VLL_{abc}] = \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{abc}] \tag{6.107}$$

Resultando na equação (6.108), a partir da qual, conhecidas as tensões fase-neutro da representação equivalente estrela não aterrada do delta, e as correntes de linha no lado de baixa, são determinadas as tensões fase-neutro no lado de alta:

$$[VLN_{ABC}] = \underbrace{\begin{bmatrix} n_t & -n_t & 0 \\ 0 & n_t & -n_t \\ -n_t & 0 & n_t \end{bmatrix}}_{=[a_t]} \cdot [VLN_{abc}] + \underbrace{\frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ab} & -Zt_{ab} & 0 \\ Zt_{bc} & 2Zt_{bc} & 0 \\ -2Zt_{ca} & -Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix}}_{=[b_t]} \cdot [I_{abc}] \tag{6.108}$$

Uma vez determinadas as matrizes generalizadas [a_t] e [b_t], faz-se necessário, conhecidas as tensões fase-neutro do lado de alta e as correntes de linha no lado de baixa, correlacioná-las às tensões fase-neutro da representação equivalente estrela não aterrada do delta.

A partir da aplicação da teoria de componentes simétricos, e de forma análoga ao desenvolvimento realizado durante o estudo da conexão Δyn, é possível extrair a relação entre tensões de linha, e fase-neutro da conexão estrela não aterrada equivalente no lado de baixa.

$$[VLN_{abc}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot [VLL_{abc}] \tag{6.109}$$

Substituindo a equação (6.104) em (6.109), tem-se:

$$[VLN_{abc}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{ABC}] - \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{3} \cdot (\ldots)$$

$$(\ldots) \begin{bmatrix} Zt_{ab} & -Zt_{ab} & 0 \\ Zt_{bc} & 2Zt_{bc} & 0 \\ -2Zt_{ca} & -Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.110}$$

Resultando em:

$$[VLN_{abc}] = \underbrace{\frac{1}{3n_t} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix}}_{=[A_t]} \cdot [VLN_{ABC}] - \underbrace{\left(\frac{1}{9} \cdot \begin{bmatrix} 2Zt_{ab} + Zt_{bc} & -2Zt_{ab} + 2Zt_{bc} & 0 \\ 2Zt_{bc} - 2Zt_{ca} & 4Zt_{bc} - Zt_{ca} & 0 \\ Zt_{ab} - 4Zt_{ca} & -Zt_{ab} - 2Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix} \right)}_{=[B_t]} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (6.111)$$

Desta forma, foram devidamente determinadas as matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$, $[c_t]$ e $[d_t]$, $[A_t]$ e $[B_t]$ referentes à conexão YΔ polaridade subtrativa 30º.

6.1.6. Modelo conexão ΔΔ

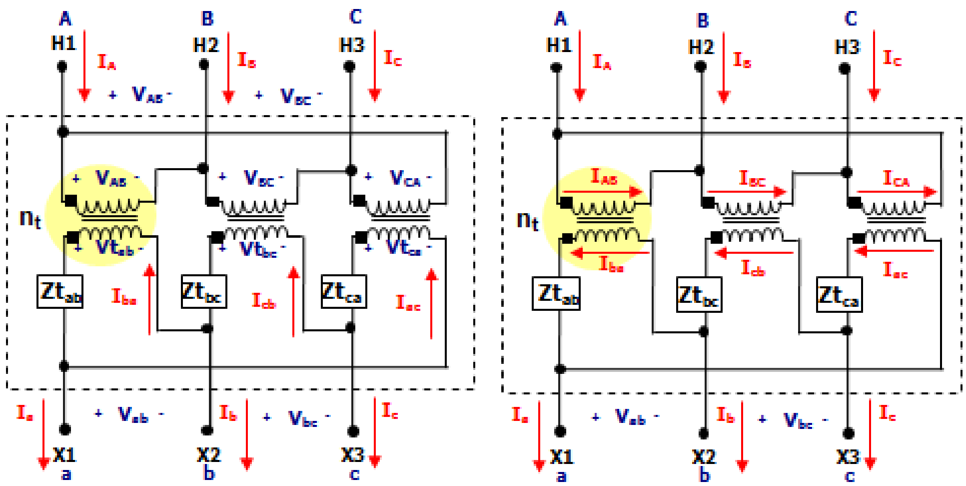


Fig. 6.16 - Representação do transformador trifásico conexão ΔΔ.

Na figura (6.16) apresenta-se a conexão ΔΔ. Diferentemente das conexões ΔY ou YΔ, e assim como na conexão YNyn, não há deslocamento angular entre as tensões e correntes do lado de alta e do lado de baixa, sendo utilizada a polaridade subtrativa.

A relação de transformação de transformadores 1Φ conectados num banco ΔΔ é:

$$n_t = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{LL[ABC]}}{V_{LL[abc]}} = a_t \quad (6.112)$$

E as relações entre as correntes internas aos deltas nos lados de alta e baixa, e vice-versa, são apresentadas nas equações (6.113) e (6.114).

$$[I\Delta_{abc}] = \begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{AB} \\ I_{BC} \\ I_{CA} \end{bmatrix} \tag{6.113}$$

$$[I\Delta_{ABC}] = \begin{bmatrix} I_{AB} \\ I_{BC} \\ I_{CA} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} \tag{6.114}$$

Já as relações entre as correntes de linha e suas respectivas correntes internas ao delta são apresentadas nas equações (6.115) e (6.116). Respectivamente associadas ao lado de alta e ao lado de baixa.

$$[I_{ABC}] = \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{AB} \\ I_{BC} \\ I_{CA} \end{bmatrix} \tag{6.115}$$

$$[I_{abc}] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} \tag{6.116}$$

E a relação entre as tensões do lado de baixa do transformador ideal com relação às tensões de linha do lado de alta é:

$$[Vt_{abc}] = \begin{bmatrix} Vt_{ab} \\ Vt_{bc} \\ Vt_{ca} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} \tag{6.117}$$

Onde:

$$[VLL_{ABC}] = \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} \tag{6.118}$$

Visando a determinação da matriz generalizada $[d_t]$, a qual estabelece a correção entre as correntes de linha dos lados de alta e baixa, tem-se, substituindo a equação (6.114) em (6.115):

$$[I_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} \tag{6.119}$$

E substituindo a equação (6.116) em (6.119), tem-se:

$$[I_{ABC}]=\frac{1}{n_t}\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}1&0&-1\\-1&1&0\\0&-1&1\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}1&0&-1\\-1&1&0\\0&-1&1\end{bmatrix}^{-1}\cdot[I_{abc}] \tag{6.120}$$

$$\Leftrightarrow [I_{ABC}]=\frac{1}{n_t}\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix}\cdot[I_{abc}] \tag{6.121}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{array}{l} [c_t]=0 \quad (6.122) \\ [d_t]=\frac{1}{n_t}\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix} \quad (6.123) \end{array}\right.$$

Agora, partindo da relação entre as tensões de linha do lado de baixa e as respectivas tensões do transformador ideal também no lado de baixa, obtém-se:

$$\begin{bmatrix}V_{ab}\\V_{bc}\\V_{ca}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}Vt_{ab}\\Vt_{bc}\\Vt_{ca}\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}Zt_{ab}&0&0\\0&Zt_{bc}&0\\0&0&Zt_{ca}\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}-I_{ba}\\-I_{cb}\\-I_{ac}\end{bmatrix} \tag{6.124}$$

$$\Leftrightarrow [VLL_{abc}]=[Vt_{abc}]-[Zt_{abc}]\cdot[I\Delta_{abc}] \tag{6.125}$$

E substituindo as equações (6.117) e (6.113) na equação (6.125), tem-se:

$$[VLL_{abc}]=\frac{1}{n_t}\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix}\cdot[VLL_{ABC}]-[Zt_{abc}]\cdot\begin{bmatrix}n_t&0&0\\0&n_t&0\\0&0&n_t\end{bmatrix}\cdot[I\Delta_{ABC}] \tag{6.126}$$

A partir da equação (6.126) não é possível determinar diretamente as matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$. Sendo assim, se faz necessário desenvolver três equações independentes. Para tal, serão utilizadas as primeiras duas igualdades da equação (6.116). Já a terceira equação é decorrente da característica da conexão Δ e da Lei de Kirchhoff das tensões. Ou seja, sendo o delta um circuito fechado, a soma das tensões é nula.

$$V_{AB}+V_{BC}+V_{CA}=0 \tag{6.127}$$

e
$$Vt_{ab}+Zt_{ab}\cdot(-I_{ba})+Vt_{bc}+Zt_{bc}\cdot(-I_{cb})+Vt_{ca}+Zt_{ca}\cdot(-I_{ac})=0 \tag{6.128}$$

Então, a partir das equações (6.128) e (6.127), tem-se:

$$Vt_{ab} + Vt_{bc} + Vt_{ca} = Zt_{ab} \cdot I_{ba} + Zt_{bc} \cdot I_{cb} + Zt_{ca} \cdot I_{ac} \tag{6.129}$$

$$\text{e} \quad \frac{V_{AB}}{n_t} + \frac{V_{BC}}{n_t} + \frac{V_{CA}}{n_t} = Zt_{ab} \cdot I_{ba} + Zt_{bc} \cdot I_{cb} + Zt_{ca} \cdot I_{ac} \tag{6.130}$$

Obtendo-se assim a terceira equação:

$$0 = Zt_{ab} \cdot I_{ba} + Zt_{bc} \cdot I_{cb} + Zt_{ca} \cdot I_{ac} \tag{6.131}$$

Agrupando as três equações independentes na forma matricial, têm-se:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ Zt_{ab} & Zt_{bc} & Zt_{ca} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} \tag{6.132}$$

$$\Leftrightarrow \begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} = \frac{1}{Zt_{ab} + Zt_{bc} + Zt_{ca}} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ca} & -Zt_{bc} & 1 \\ Zt_{ca} & Zt_{ab} + Zt_{ca} & 1 \\ -Zt_{ab} - Zt_{bc} & -Zt_{bc} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ 0 \end{bmatrix} \tag{6.133}$$

Uma vez obtida a correlação desejada na equação (6.133), pode-se realizar uma alteração da matriz para a inserção da corrente I_c, ou seja, zerar a última coluna:

$$\begin{bmatrix} I_{ba} \\ I_{cb} \\ I_{ac} \end{bmatrix} = \frac{1}{Zt_{ab} + Zt_{bc} + Zt_{ca}} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ca} & -Zt_{bc} & 0 \\ Zt_{ca} & Zt_{ab} + Zt_{ca} & 0 \\ -Zt_{ab} - Zt_{bc} & -Zt_{bc} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.134}$$

A partir da aplicação da teoria de componentes simétricos, e de forma análoga ao desenvolvimento realizado durante o estudo da conexão Δyn, é possível extrair a relação entre as tensões de linha, e fase-neutro da representação estrela não aterrada do delta no lado de alta. Vide equação (6.135). E as tensões de linha no lado de baixa podem ser definidas a partir das tensões fase-neutro da representação estrela não aterrada do delta. Vide equação (6.136):

$$[VLN_{ABC}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot [VLL_{ABC}] \tag{6.135}$$

$$[VLL_{abc}] = \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{abc}] \tag{6.136}$$

A partir da equação (6.135), e se utilizando das equações (6.117) e (6.125), tem-se:

$$[VLN_{ABC}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \cdot [VLL_{abc}] + \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \cdot [Zt_{abc}] \cdot [I\Delta_{abc}] \quad (6.137)$$

E substituindo a equação (6.136) em (6.137):

$$[VLN_{ABC}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{abc}] + \frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot [Zt_{abc}] \cdot [I\Delta_{abc}] \quad (6.138)$$

$$[VLN_{ABC}] = \underbrace{\frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}}_{=[a_t]} \cdot [VLN_{abc}] + \frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot [Zt_{abc}] \cdot [I\Delta_{abc}] \quad (6.139)$$

Uma vez determinada a matriz $[a_t]$ através do primeiro termo da equação (6.139), o mesmo será identificado como "...", seguindo apenas com o segundo termo da equação para determinação da matriz $[b_t]$. Substituindo a equação (6.134) em (6.139), tem-se:

$$[VLN_{ABC}] = \ldots + \frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & Zt_{bc} & 0 \\ 0 & 0 & Zt_{ca} \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{Zt_{ab} + Zt_{bc} + Zt_{ca}} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ca} & -Zt_{bc} & 0 \\ Zt_{ca} & Zt_{ab} + Zt_{ca} & 0 \\ -Zt_{ab} - Zt_{bc} & -Zt_{bc} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathrm{I_a} \\ \mathrm{I_b} \\ \mathrm{I_c} \end{bmatrix} \quad (6.140)$$

Então:

$$[VLN_{ABC}] = \ldots + \frac{n_t}{3 \cdot (Zt_{ab} + Zt_{bc} + Zt_{ca})} \cdot \begin{bmatrix} 2Zt_{ab} & Zt_{bc} & 0 \\ 0 & 2Zt_{bc} & Zt_{ca} \\ Zt_{ab} & 0 & 2Zt_{ca} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} Zt_{ca} & -Zt_{bc} & 0 \\ Zt_{ca} & Zt_{ab} + Zt_{ca} & 0 \\ -Zt_{ab} - Zt_{bc} & -Zt_{bc} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathrm{I_a} \\ \mathrm{I_b} \\ \mathrm{I_c} \end{bmatrix} \quad (6.141)$$

$$[VLN_{ABC}] = \ldots + \underbrace{\frac{n_t}{3 \cdot (Zt_{ab} + Zt_{bc} + Zt_{ca})} \cdot \begin{bmatrix} 2Zt_{ab} \cdot Zt_{ca} + Zt_{bc} \cdot Zt_{ca} & -Zt_{ab} \cdot Zt_{bc} + Zt_{bc} \cdot Zt_{ca} & 0 \\ Zt_{bc} \cdot Zt_{ca} - Zt_{ab} \cdot Zt_{ca} & 2Zt_{ab} \cdot Zt_{bc} + Zt_{bc} \cdot Zt_{ca} & 0 \\ -Zt_{ab} \cdot Zt_{ca} - 2Zt_{bc} \cdot Zt_{ca} & -2Zt_{bc} \cdot Zt_{ca} - Zt_{ab} \cdot Zt_{bc} & 0 \end{bmatrix}}_{=[b_t]} \cdot [I_{abc}] \quad (6.142)$$

Por fim, resta a determinação das matrizes generalizadas $[A_t]$ e $[B_t]$ conforme equação (6.1). A partir do conhecimento das tensões fase-neutro da representação estrela não aterrada do delta no lado de alta, e das correntes de linha do lado de baixa, tais matrizes proporcionam os meios para calcular as tensões fase-neutro da representação estrela não aterrada do delta no lado de baixa.

A partir da aplicação da teoria de componentes simétricos, e de forma análoga ao desenvolvimento realizado durante o estudo da conexão ∆yn, é possível extrair a relação entre as tensões de linha, e fase-neutro da representação estrela não aterrada do delta no lado de baixa. Vide equação (6.143). E as tensões de linha no lado de alta podem ser definidas a partir das tensões fase-neutro da representação estrela não aterrada do delta. Vide equação (6.144).

$$\left[VLN_{abc}\right]=\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\left[VLL_{abc}\right] \tag{6.143}$$

$$\left[VLL_{ABC}\right]=\begin{bmatrix}1&-1&0\\0&1&-1\\-1&0&1\end{bmatrix}\cdot\left[VLN_{ABC}\right] \tag{6.144}$$

A partir da equação (6.143), e se utilizando das equações (6.117) e (6.125), tem-se:

$$\left[VLN_{abc}\right]=\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}n_t&0&0\\0&n_t&0\\0&0&n_t\end{bmatrix}^{-1}\cdot\left[VLL_{ABC}\right]-\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\left[Zt_{abc}\right]\cdot\left[I\Delta_{abc}\right] \tag{6.145}$$

E substituindo a equação (6.144) em (6.145):

$$\left[VLN_{abc}\right]=\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}n_t&0&0\\0&n_t&0\\0&0&n_t\end{bmatrix}^{-1}\cdot\begin{bmatrix}1&-1&0\\0&1&-1\\-1&0&1\end{bmatrix}\cdot\left[VLN_{ABC}\right]-\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\left[Zt_{abc}\right]\cdot\left[I\Delta_{abc}\right] \tag{6.146}$$

$$\left[VLN_{abc}\right]=\frac{1}{3n_t}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}1&-1&0\\0&1&-1\\-1&0&1\end{bmatrix}\cdot\left[VLN_{ABC}\right]-\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\left[Zt_{abc}\right]\cdot\left[I\Delta_{abc}\right] \tag{6.147}$$

$$\left[VLN_{abc}\right]=\underbrace{\frac{1}{3n_t}\cdot\begin{bmatrix}2&-1&-1\\-1&2&-1\\-1&-1&2\end{bmatrix}}_{=\left[A_t\right]}\cdot\left[VLN_{ABC}\right]-\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\left[Zt_{abc}\right]\cdot\left[I\Delta_{abc}\right] \tag{6.148}$$

Uma vez determinada a matriz $[A_t]$ através do primeiro termo da equação (6.148), o mesmo será identificado como "...", seguindo apenas com o segundo termo da equação para determinação da matriz $[B_t]$. Substituindo a equação (6.134) em (6.148), tem-se:

$$\left[VLN_{abc}\right]=\ldots-\frac{1}{3}\cdot\begin{bmatrix}2&1&0\\0&2&1\\1&0&2\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}Zt_{ab}&0&0\\0&Zt_{bc}&0\\0&0&Zt_{ca}\end{bmatrix}\cdot\frac{1}{Zt_{ab}+Zt_{bc}+Zt_{ca}}\cdot\begin{bmatrix}Zt_{ca}&-Zt_{bc}&0\\Zt_{ca}&Zt_{ab}+Zt_{ca}&0\\-Zt_{ab}-Zt_{bc}&-Zt_{bc}&0\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}I_a\\I_b\\I_c\end{bmatrix} \tag{6.149}$$

Então:

$$[VLN_{abc}] = \ldots - \frac{1}{3\cdot(Zt_{ab}+Zt_{bc}+Zt_{ca})}\cdot\begin{bmatrix} 2Zt_{ab} & Zt_{bc} & 0 \\ 0 & 2Zt_{bc} & Zt_{ca} \\ Zt_{ab} & 0 & 2Zt_{ca}\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix} Zt_{ca} & -Zt_{bc} & 0 \\ Zt_{ca} & Zt_{ab}+Zt_{ca} & 0 \\ -Zt_{ab}-Zt_{bc} & -Zt_{bc} & 0\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c\end{bmatrix} \quad (6.150)$$

$$[VLN_{abc}] = \ldots - \underbrace{\left(\frac{1}{3\cdot(Zt_{ab}+Zt_{bc}+Zt_{ca})}\cdot\begin{bmatrix} 2Zt_{ab}\cdot Zt_{ca}+Zt_{bc}\cdot Zt_{ca} & -Zt_{ab}\cdot Zt_{bc}+Zt_{bc}\cdot Zt_{ca} & 0 \\ Zt_{bc}\cdot Zt_{ca}-Zt_{ab}\cdot Zt_{ca} & 2Zt_{ab}\cdot Zt_{bc}+Zt_{bc}\cdot Zt_{ca} & 0 \\ -Zt_{ab}\cdot Zt_{ca}-2Zt_{bc}\cdot Zt_{ca} & -2Zt_{bc}\cdot Zt_{ca}-Zt_{ab}\cdot Zt_{bc} & 0\end{bmatrix}\right)}_{=[B_t]}\cdot[I_{abc}] \quad (6.151)$$

Vale destacar a correlação interessante entre as matrizes $[B_t]$ e $[b_t]$:

$$[B_t] = \frac{1}{n_t}\cdot[b_t] \quad (6.152)$$

Desta forma, foram devidamente determinadas as matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$, $[c_t]$ e $[d_t]$, $[A_t]$ e $[B_t]$ referentes à conexão ΔΔ polaridade subtrativa.

6.1.7. Modelo conexão >V: estrela aterrada 2Φ (>) - delta 3Φ (V)

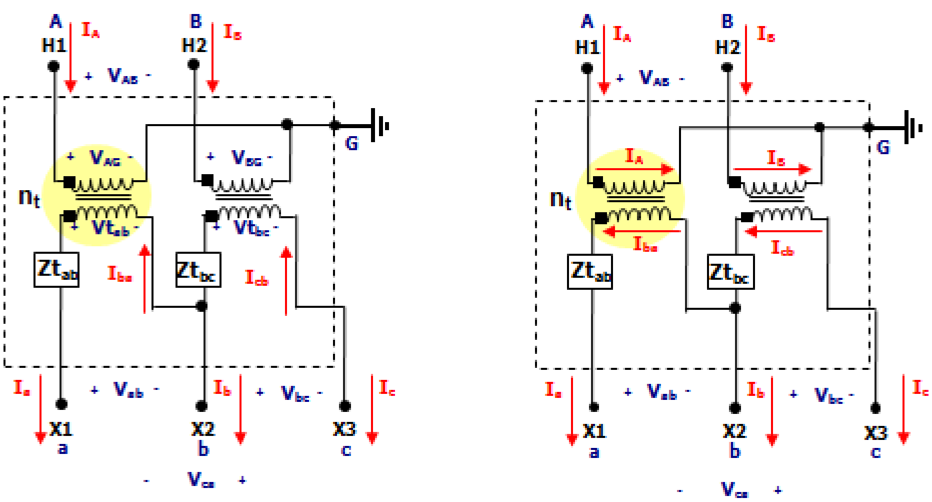


Fig. 6.17 - Representação do transformador trifásico conexão >V polaridade subtrativa 30º.

Na figura (6.17) apresenta-se o transformador trifásico conexão >, para o qual:

$$I_{ba} = n_t\cdot I_A = I_a \quad (6.153)$$

$$I_{cb} = n_t\cdot I_B = -I_c \quad (6.154)$$

$$I_b = I_{cb} - I_{ba} = (-I_c)-(I_a) = -(I_a+I_c) = -n_t\cdot I_A + n_t\cdot I_B \quad (6.155)$$

Então as correlações entre as correntes nos lados de alta e baixa seguem conforme equação (6.156):

$$[I_{abc}] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ -n_t & n_t & 0 \\ 0 & -n_t & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \tag{6.156}$$

Já as tensões da conexão V do lado de baixa no transformador ideal se relacionam com as tensões de linha do lado de baixa segundo as equações (6.157) e (6.158):

$$Vt_{ab} = V_{ab} + Zt_{ab} \cdot I_{ba} = V_{ab} + Zt_{ab} \cdot I_a \tag{6.157}$$

$$Vt_{bc} = V_{bc} + Zt_{bc} \cdot I_{cb} = V_{bc} - Zt_{bc} \cdot I_c \tag{6.158}$$

Logo, aplicando a relação de espiras (n_t) entre as tensões fase-terra do lado de alta e as tensões da conexão V do lado de baixa no transformador ideal, têm-se:

$$V_{AG} = n_t \cdot Vt_{ab} = n_t \cdot V_{ab} + n_t \cdot Zt_{ab} \cdot I_a \tag{6.159}$$

$$V_{BG} = n_t \cdot Vt_{bc} = n_t \cdot V_{bc} - n_t \cdot Zt_{bc} \cdot I_c \tag{6.160}$$

Resultando, na forma matricial, na equação (6.161):

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} n_t \cdot Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \cdot Zt_{bc} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.161}$$

E as tensões de linha da conexão V são definidas a partir das tensões fase-neutro da representação estrela não aterrada conforme segue abaixo:

$$[VLL_{abc}] = \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [VLN_{abc}] \tag{6.162}$$

Almejando a determinação das matrizes generalizadas $[a_t]$ e $[b_t]$ apresentadas na equação (6.1), substitui-se a equação (6.162) na equação (6.161):

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} n_t \cdot Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \cdot Zt_{bc} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.163}$$

Resultando em:

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} n_t & -n_t & 0 \\ 0 & n_t & -n_t \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_{=[a_t]} \cdot \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} n_t \cdot Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \cdot Zt_{bc} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_{=[b_t]} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.164}$$

Uma vez determinadas as matrizes generalizadas [a_t] e [b_t], faz-se necessário correlacionar as correntes de linha dos lados de alta e baixa. Sendo assim, a partir das equações (6.153) e (6.154), e considerando a característica da conexão >, têm-se:

$$I_A = \frac{1}{n_t} \cdot I_{ba} = \frac{1}{n_t} \cdot I_a \tag{6.165}$$

$$I_B = \frac{1}{n_t} \cdot I_{cb} = -\frac{1}{n_t} \cdot I_c \tag{6.166}$$

$$I_C = 0 \tag{6.167}$$

Resultando, na forma matricial, na equação (6.168):

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.168}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{array}{ll} \boxed{[c_t] = 0} & (6.169) \\ \boxed{[d_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}} & (6.170) \end{array} \right.$$

Por fim, resta a determinação das matrizes generalizadas [A_t] e [B_t] conforme equação (6.01). Sendo que, a partir da aplicação da teoria de componentes simétricos é possível extrair a relação entre as tensões de linha e de fase no lado de baixa conectado em V. Vide equações (6.171) a (6.175) a seguir.

$$[VLL_{012}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix}^{-1} \cdot [VLL_{ABC}] \tag{6.171}$$

$$[VLN_{012}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t_s^* & 0 \\ 0 & 0 & t_s \end{bmatrix} \cdot [VLL_{012}] \tag{6.172}$$

Na qual t_s e a_s são, por definição:

$$t_s = \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 30° \tag{6.173}$$

$$a_s = (1.0 \angle 120°) \tag{6.174}$$

Rearranjando as equações (6.171) e (6.172), tem-se:

$$[VLN_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t_s^* & 0 \\ 0 & 0 & t_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix}^{-1} .[VLL_{ABC}] \tag{6.175}$$

Resultando na equação (6.176), a partir da qual, conhecidas as tensões de linha do lado de baixa, são determinadas as tensões fase-neutro da conexão estrela não aterrada equivalente do lado de baixa:

$$\Rightarrow [VLN_{abc}] = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot [VLL_{abc}] \tag{6.176}$$

A partir das equações (6.159) e (6.160), e considerando o inter-relacionamento entre as tensões de linha na conexão V, têm-se:

$$V_{ca} = -V_{ab} - V_{bc} \tag{6.177}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{array}{l} V_{ab} = \frac{1}{n_t} \cdot V_{AG} - Zt_{ab} \cdot I_a \qquad (6.178) \\ V_{bc} = \frac{1}{n_t} \cdot V_{BG} + Zt_{bc} \cdot I_c \qquad (6.179) \\ V_{ca} = -\frac{1}{n_t} \cdot V_{AG} + Zt_{ab} \cdot I_a - \frac{1}{n_t} \cdot V_{BG} - Zt_{bc} \cdot I_c \qquad (6.180) \end{array} \right.$$

Resultando, na forma matricial, na equação (6.181):

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Zt_{bc} \\ Zt_{ab} & 0 & -Zt_{bc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.181}$$

A qual, rearranjada, resulta em:

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t}\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -Zt_{bc} \\ -Zt_{ab} & 0 & Zt_{bc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.182}$$

Substituindo a equação (6.182) em (6.176), tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \left\{ \frac{1}{n_t}\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -Zt_{bc} \\ -Zt_{ab} & 0 & Zt_{bc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \right\} \tag{6.183}$$

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \underbrace{\frac{1}{3n_t} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & -2 & 0 \end{bmatrix}}_{=[A_t]} \cdot \begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} - \underbrace{\frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 \cdot Zt_{ab} & 0 & -Zt_{bc} \\ -Zt_{ab} & 0 & -Zt_{bc} \\ -Zt_{ab} & 0 & 2 \cdot Zt_{bc} \end{bmatrix}}_{=[B_t]} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{6.184}$$

Desta forma, foram devidamente determinadas as matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$, $[c_t]$ e $[d_t]$, $[A_t]$ e $[B_t]$ referentes à conexão >V polaridade subtrativa 30º.

Deve-se observar que a conexão >V apresenta três possibilidades de conexão no lado de alta, sendo, nesta seção, apresentadas as matrizes generalizadas para a conexão AB. De forma análoga, podem-se derivar as matrizes generalizadas para as conexões BC e AC.

6.1.8. Transformador de isolamento - 1Φ

De forma análoga aos modelos desenvolvidos para transformadores 3Φ ou bancos de transformadores 3Φ, desenvolve-se o modelo do transformador de isolamento 1Φ (F-F). Tal transformador, conforme previamente dissertado no capítulo 2, tem aplicação em eletrificação rural MRT.

Conforme figura (6.18), destaca-se que os terminais X e Y podem ser qualquer combinação das fases A, B e C do sistema 3Φ. Visando não perder a generalidade do modelo, as variáveis serão referenciadas aos terminais fictícios X e Y.

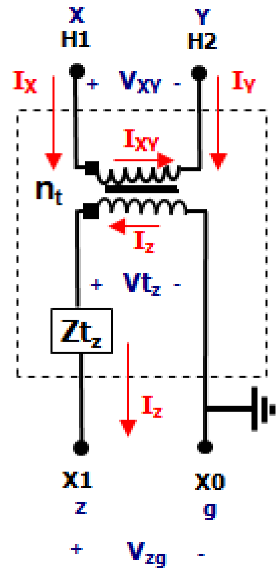


Fig. 6.18 - Representação generalizada do transformador de isolamento 1Φ (F-F).

As variáveis que compõem tal representação são:

- **Vt_z**: tensão do lado de baixa do transformador ideal (Z_t=0);
- **V_{zg}**: tensão do lado de baixa do transformador real;
- **Zt_z**: impedância do transformador referenciada ao lado de baixa.

Na qual a relação de transformação é definida conforme equação (6.185):

$$n_t = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{XY}}{Vt_z} \tag{6.185}$$

E reescrevendo as matrizes generalizadas [a_t] e [b_t], [c_t] e [d_t], [A_t] e [B_t] previamente apresentadas na equação (6.1) para o transformador de isolamento 1Φ (F-F), têm-se:

$$V_{XY} = a_t.V_{zg} + b_t.I_z \tag{6.186}$$

$$I_{XY} = c_t.V_{zg} + d_t.I_z \tag{6.187}$$

$$V_{zg} = A_t.V_{XY} - B_t.I_z \tag{6.188}$$

Almejando estabelecer as correlações acima expostas, têm-se:

$$Vt_z = V_{zg} + Zt_z \cdot I_z \tag{6.189}$$

e $$V_{XY} = n_t \cdot Vt_z \tag{6.190}$$

E substituindo a equação (6.189) em (6.190), tem-se:

$$V_{XY} = (n_t) \cdot V_{zg} + (n_t \cdot Zt_z) \cdot I_z \tag{6.191}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{array}{l} a_t = n_t \quad (6.192) \\ b_t = n_t \cdot Zt_z \quad (6.193) \end{array} \right.$$

Já quanto à correlação entre as correntes dos lados de alta e baixa, tem-se:

$$I_{XY} = \left(\frac{1}{n_t} \right) \cdot I_z \tag{6.194}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{array}{l} c_t = 0 \quad (6.195) \\ d_t = \dfrac{1}{n_t} \quad (6.196) \end{array} \right.$$

Visando a obtenção da tensão do lado de baixa a partir do conhecimento da tensão do lado de alta e da corrente do lado de baixa, resta a determinação dos parâmetros A_t e B_t.

A partir das equações (6.189) e (6.190), tem-se:

$$V_{zg} = Vt_z - Zt_z \cdot I_z \tag{6.197}$$

$$\Leftrightarrow V_{zg} = \frac{1}{n_t} \cdot V_{XY} - Zt_z \cdot I_z \tag{6.198}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{array}{l} A_t = \dfrac{1}{n_t} \quad (6.199) \\ B_t = +Zt_z \quad (6.200) \end{array} \right.$$

Desta forma, foram devidamente determinados os parâmetros a_t e b_t, c_t e d_t, A_t e B_t referentes ao transformador de isolamento 1Φ (F-F).

6.1.9. Transformador de distribuição - 1Φ

De forma análoga ao modelo do transformador de isolamento 1Φ (F-F), desenvolve-se o modelo do transformador de distribuição 1Φ (F-T) e 1Φ (F-F). Tais transformadores, conforme previamente dissertado no capítulo 2, tem aplicação em eletrificação rural MRT.

Conforme figura (6.19), destaca-se, para transformadores de distribuição 1Φ (F-F), que os terminais X e Y podem ser qualquer combinação das fases A, B e C do sistema 3Φ. Já para transformadores de distribuição 1Φ (F-T) o terminal Y será aterrado. Visando não perder a generalidade do modelo, as variáveis serão referenciadas aos terminais fictícios X e Y.

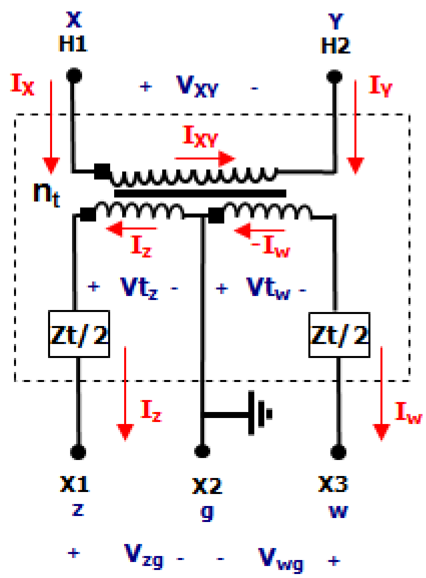


Fig. 6.19 - Representação generalizada do transformador de distribuição 1Φ (F-F) e (F-T).

As variáveis que compõem tal representação são:

- **Vt_z e Vt_w**: tensões do lado de baixa do transformador ideal (Z_t=0);
- **V_{zg} e V_{wg}**: tensões do lado de baixa do transformador real;
- **Zt**: impedância do transformador referenciada ao lado de baixa.

Na qual a relação de transformação é definida conforme equação (6.201):

$$n_t = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{XY}}{Vt_z + Vt_w} \qquad (6.201)$$

Destaca-se que o terminal X2 é "center-tap" aterrado do lado de baixa, logo:

$$Vt_z = Vt_w \qquad (6.202)$$

$$\Rightarrow \frac{V_{XY}}{Vt_z} = \frac{V_{XY}}{Vt_w} = 2 \cdot n_t \qquad (6.203)$$

E reescrevendo as matrizes generalizadas [a_t] e [b_t], [c_t] e [d_t], [A_t] e [B_t] previamente apresentadas na equação (6.1) para o transformador de distribuição 1Φ (F-T) e (F-F), têm-se:

$$[V_{XY}] = [a_t].[V_{zwg}] + [b_t].[I_{zw}] \tag{6.204}$$

$$[I_{XY}] = [c_t].[V_{zwg}] + [d_t].[I_{zw}] \tag{6.205}$$

$$[V_{zwg}] = [A_t].[V_{XY}] - [B_t].[I_{zw}] \tag{6.206}$$

Almejando estabelecer as correlações acima expostas, têm-se:

$$V_{zg} = Vt_z - \frac{Zt}{2} \cdot I_z \tag{6.207}$$

$$\text{e} \quad -V_{wg} = Vt_w + \frac{Zt}{2} \cdot I_w \tag{6.208}$$

E substituindo a equação (6.203) nas equações (6.207) e (6.208), têm-se:

$$V_{XY} = (2n_t) \cdot V_{zg} + (n_t \cdot Zt) \cdot I_z \tag{6.209}$$

$$\text{e} \quad V_{XY} = (-2n_t) \cdot V_{wg} + (-n_t \cdot Zt) \cdot I_w \tag{6.210}$$

Resultando, na forma matricial, na equação (6.211):

$$\begin{bmatrix} V_{XY} \\ V_{XY} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 2n_t & 0 \\ 0 & -2n_t \end{bmatrix}}_{=[a_t]} \cdot \begin{bmatrix} V_{zg} \\ V_{wg} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} n_t \cdot Zt & 0 \\ 0 & -n_t \cdot Zt \end{bmatrix}}_{=[b_t]} \cdot \begin{bmatrix} I_z \\ I_w \end{bmatrix} \tag{6.211}$$

Já quanto à correlação entre as correntes dos lados de alta e baixa, tem-se:

$$I_{XY} = \left(\frac{1}{2n_t}\right) \cdot I_z + \left(\frac{1}{2n_t}\right) \cdot (-I_w) \tag{6.212}$$

$$\Rightarrow \left\| \begin{aligned} & [c_t] = 0 && (6.213) \\ & \begin{bmatrix} I_X \\ I_Y \end{bmatrix} = \underbrace{\frac{1}{2n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix}}_{=[d_t]} \cdot \begin{bmatrix} I_z \\ I_w \end{bmatrix} && (6.214) \end{aligned} \right.$$

Visando a obtenção da tensão do lado de baixa a partir do conhecimento da tensão do lado de alta e da corrente do lado de baixa, resta a determinação das matrizes [A_t] e [B_t].

A partir das equações (6.207) e (6.208), e com o auxílio da equação (6.203), têm-se:

$$V_{zg} = \frac{1}{2n_t} \cdot V_{XY} - \frac{Zt}{2} \cdot I_z \tag{6.215}$$

e
$$V_{wg} = \frac{-1}{2n_t} \cdot V_{XY} - \frac{Zt}{2} \cdot I_w \tag{6.216}$$

Resultando, na forma matricial, na equação (6.217):

$$\begin{bmatrix} V_{zg} \\ V_{wg} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{2n_t} & 0 \\ 0 & \frac{-1}{2n_t} \end{bmatrix}}_{=[A_t]} \cdot \begin{bmatrix} V_{XY} \\ V_{XY} \end{bmatrix} - \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{Zt}{2} & 0 \\ 0 & \frac{Zt}{2} \end{bmatrix}}_{=[B_t]} \cdot \begin{bmatrix} I_z \\ I_w \end{bmatrix} \tag{6.217}$$

Desta forma, foram devidamente determinadas as matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$, $[c_t]$ e $[d_t]$, $[A_t]$ e $[B_t]$ referentes ao transformador de distribuição 1Φ (F-T) e 1Φ (F-F).

A título ilustrativo, na figura (6.20) se evidencia um “transformador de distribuição” 1Φ, com impedância de 1,0 Ω, que supre uma carga de 1,5 Ω na fase z, e uma carga de 0,5 Ω na fase w. Através da aplicação das equações recém-apresentadas é possível determinar as condições de operação deste transformador, assim como, as tensões e correntes nos lados de alta e baixa. Vale destacar que se trata de condição de desequilíbrio operacional.

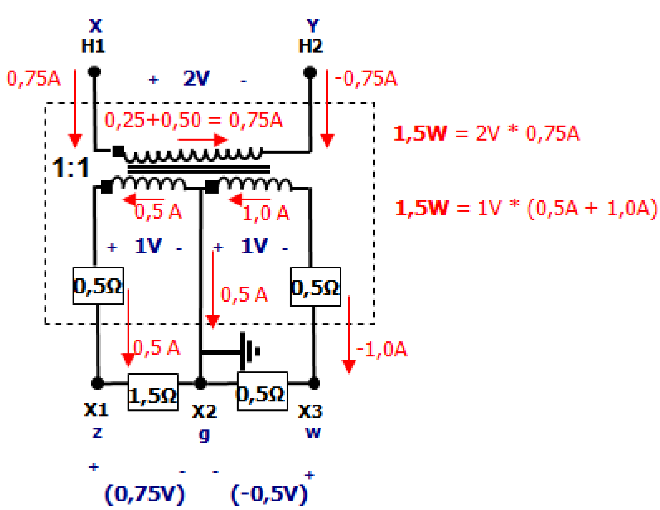


Fig. 6.20 - Exemplo ilustrativo da operação desequilibrada de transformador de distribuição 1Φ.

6.2. Conexões dos transformadores de distribuição em 13,8 kV

Nos sistemas de distribuição MT, devido a predominância de redes e linhas trifásicas a três fios com o neutro aterrado somente na subestação, os transformadores de distribuição são em sua maioria, nos níveis de tensão típicos 11,9 kV e 13,8 kV, trifásicos com ligação ΔYn. Vide figura 6.21.

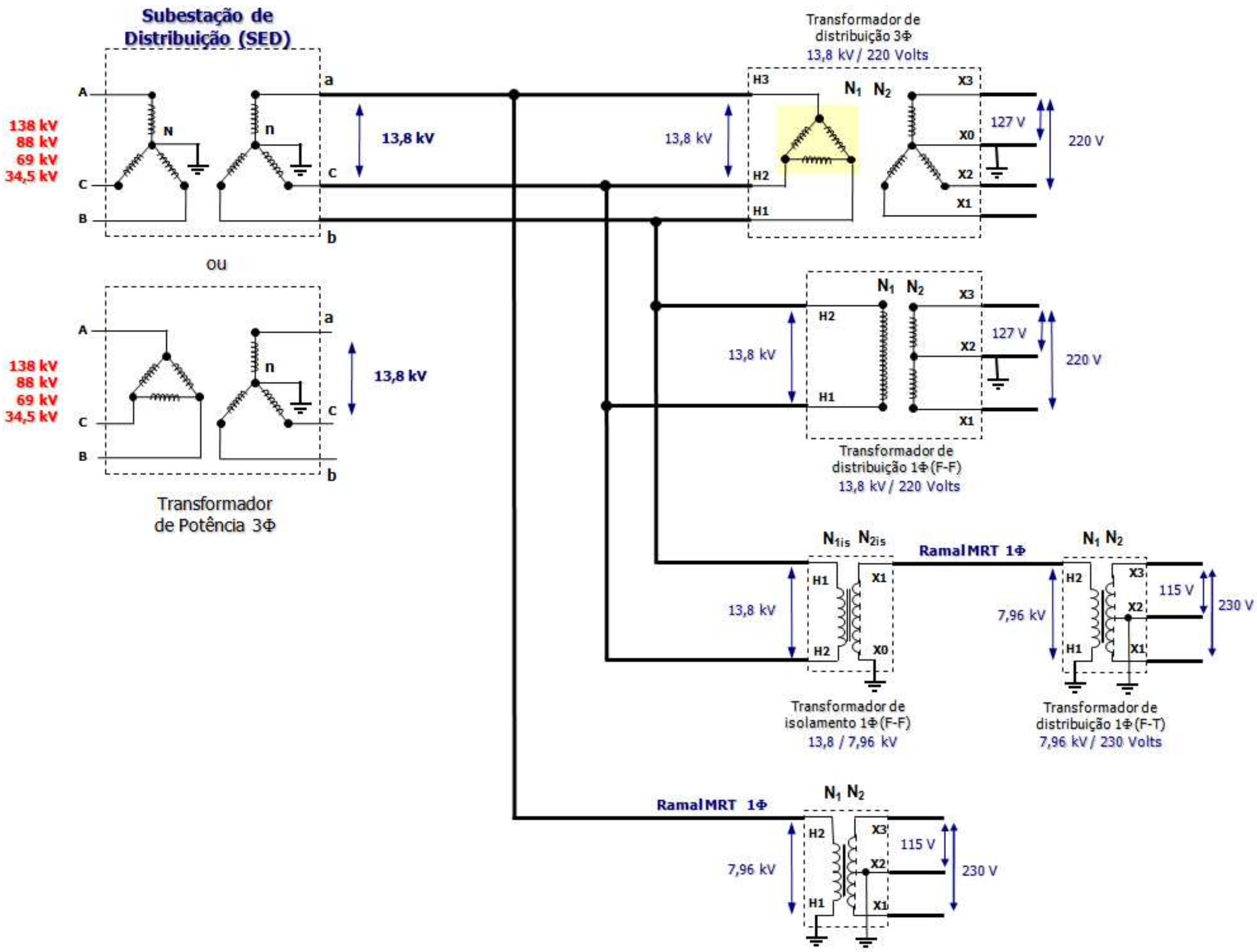


Fig. 6.21 - Conexões dos transformadores de distribuição em 13,8 kV.

6.3. Conexões dos transformadores de distribuição em 34,5 kV

Já na distribuição de energia elétrica em 34,5 kV padroniza-se a utilização de transformadores de distribuição 3Φ ligação YNyn, diferentemente do empregado em 13,8 kV. Tal diferença é motivada por critérios econômicos decorrentes do nível de isolação. Ou seja, ao invés de utilizar isolamento para 34,5 kV caso a ligação fosse em Δ, se faz necessário isolamento de apenas 19,92 kV na conexão em Y. Vide figura 6.22, a seguir.

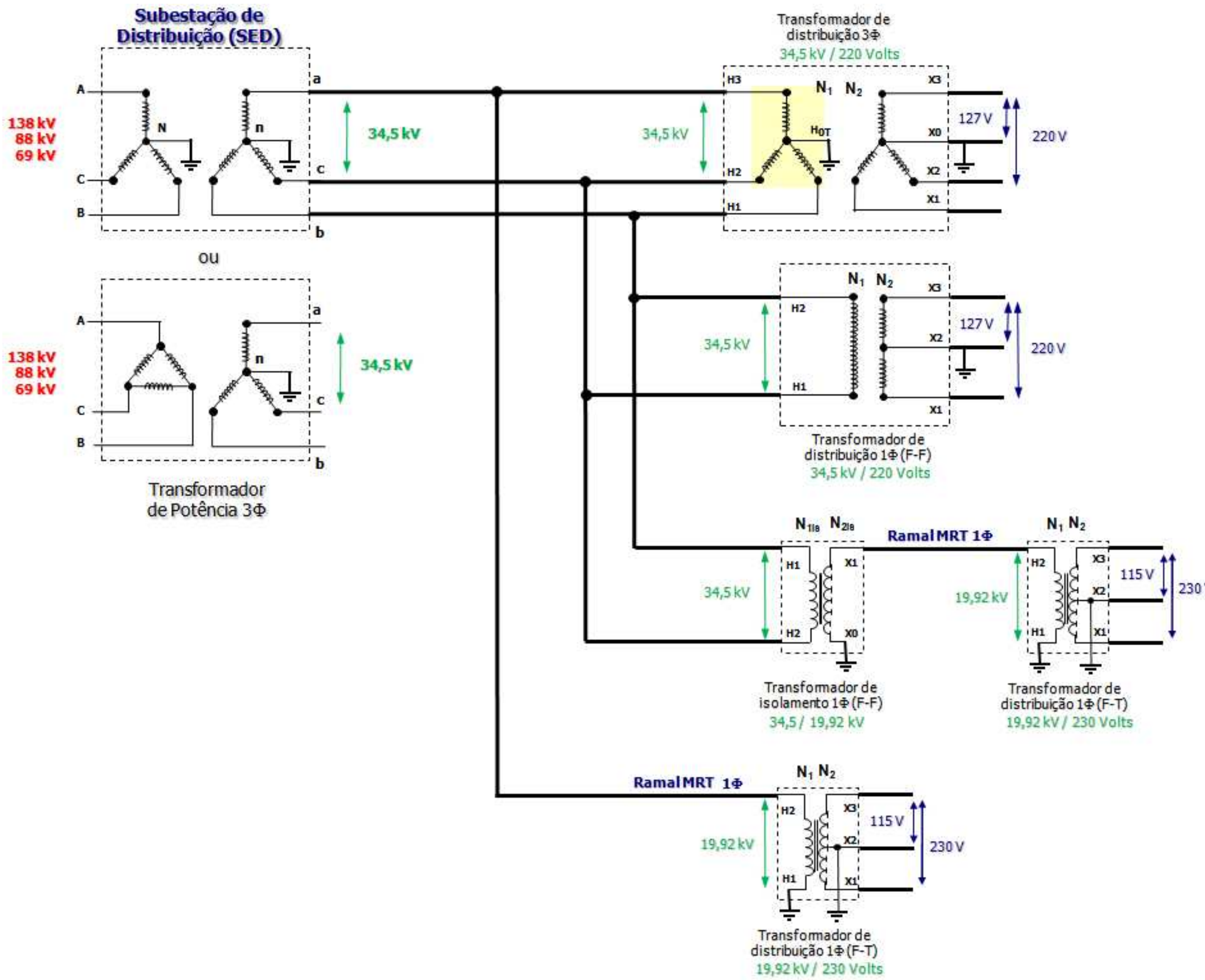


Fig. 6.22 - Conexões dos transformadores de distribuição em 34,5 kV.

6.4. Conclusão

Neste capítulo desenvolveram-se a modelagem dos transformadores 3Φ (conexões Δyn, YNyn, YΔ, ΔΔ e >V), e dos transformadores 1Φ de distribuição e isolamento utilizados em sistemas MRT. Tais modelos se utilizam de dados de placa dos equipamentos. E evidenciam os desequilíbrios estruturais inerentes ao sistema de distribuição, assim como, os operacionais de cargas desbalanceadas atendidas pelos mesmos.

A partir dos modelos dos transformadores se estabelecerá a modelagem dos reguladores de tensão monofásicos. O detalhamento de suas especificações e parâmetros, recurso de compensação de queda de tensão de linha (LDC), e determinação da operação do comutador de taps serão abordadas no próximo capítulo.

CAPÍTULO 7

MODELAGEM DOS REGULADORES DE TENSÃO

Os reguladores de tensão são componentes de operação do sistema elétrico. E são projetados de forma a monitorar e atuar na regulação de tensão durante os períodos de carga leve, média e pesada. Estão diretamente associados ao atendimento à Resolução ANEEL Nº 505/2001 [33], e regulação da tensão a ser fornecida aos consumidores.

Destaca-se que reguladores de tensão são autotransformadores, e desta forma, a modelagem está diretamente associada à dos transformadores. Abordar-se-á, com base em Kersting [01], ITB [44], TOSHIBA [45], e HOWARD [46], modelo que se utilize das informações de placa, ensaios e manuais dos equipamentos. E estarão inclusos o refinamento das parametrizações, e recurso de compensação de queda de tensão de linha (LDC).

Neste capitulo serão modelados os reguladores de tensão monofásicos OLTC (“on-load tap changer”) e suas combinações típicas para formação de banco 3Φ de reguladores de tensão nas configurações Yn, Δ e >. Vide figura (7.1).

Fig. 7.1 - Estrutura típica de reguladores de tensão monofásicos formando banco 3Φ [45].

7.1. Reguladores de tensão

A aplicação dos reguladores de tensão monofásicos ocorre predominantemente em sistemas elétricos de média tensão de distribuição de grande extensão e área de abrangência, e baixa densidade de cargas. Nestes sistemas as significativas quedas de tensão são o foco predominante das análises e investimentos.

A problemática da regulação de tensão durante os períodos de carga leve, média e pesada é crucial no atendimento aos consumidores. Vide figura (7.2). E neste contexto estão inseridos os reguladores de tensão monofásicos, cuja aplicação se torna uma solução simples que busca a racionalização e otimização energética para o sistema elétrico.

Vale destacar, a título informativo, que há soluções mais abrangentes a serem adotadas nestes sistemas elétricos de grande área de abrangência e baixa densidade de cargas. As mesmas podem ser a aplicação de sistemas rurais 34,5 kV, ou a construção de novas subestações. Porém estas soluções não se mostram economicamente viáveis num cenário de planejamento de curto e médio prazo, e serão atingidas com investimentos graduais de construção e/ou reisolação dos sistemas existentes para 34,5 kV, ou então pela construção de novas subestações 13,8 kV de pequeno porte.

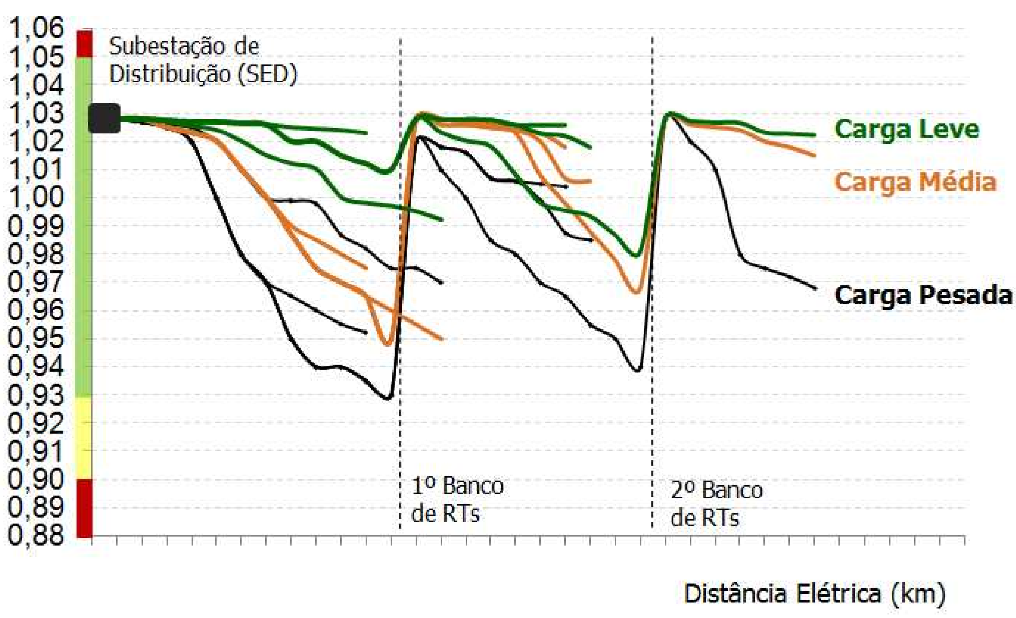


Fig. 7.2 - Evolução do perfil de tensão (p.u.), em atendimento à Resolução ANEEL Nº 505/2001 [33], versus distância elétrica.

7.1.1. Regulador de tensão monofásico OLTC (on-load tap changer)

O regulador de tensão monofásico é projetado de forma a monitorar e atuar, conforme ajustes e parametrização definidos, na regulação de tensão durante os períodos de carga leve, média e pesada.

Trata-se de um autotransformador, em óleo isolante, com enrolamento série do lado da fonte (tipo B). O regulador é equipado com um comutador de derivação em carga que, em conjunto com o reator, possibilita 33 derivações, 16 para cima, 16 para baixo, e posição neutra. O resultado é a regulação de tensão em até +/- 10% com passos de 0,625%. Vide figuras (7.3) e (7.4) para maior compreensão da operação do comutador sob carga.

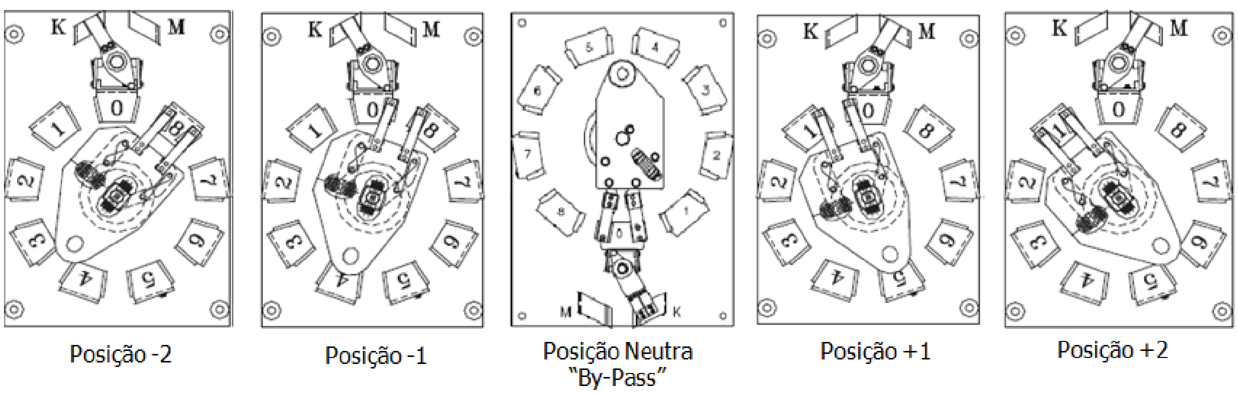


Fig. 7.3 - Detalhe do comutador sob carga (OLTC) [45].

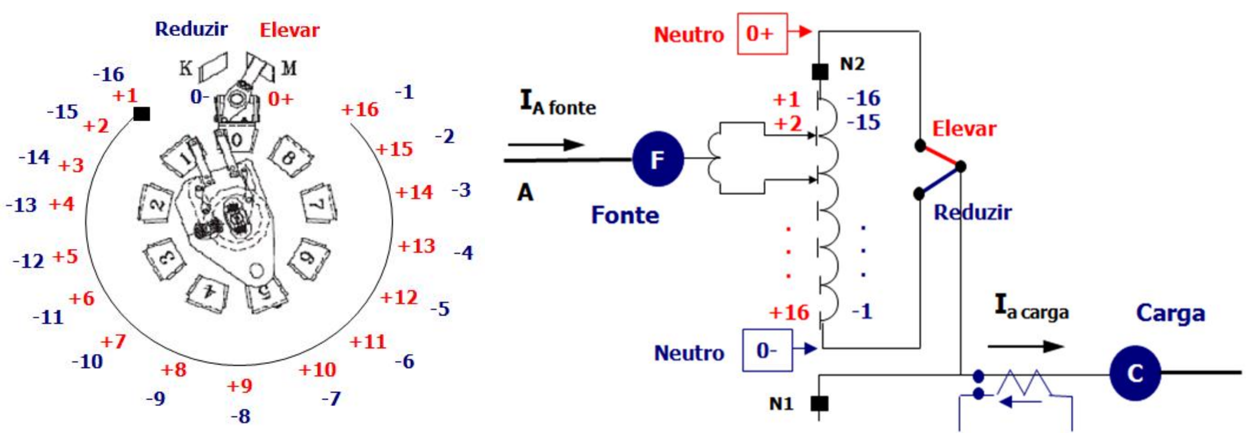


Fig. 7.4 - Visualização das 33 derivações do comutador sob carga (OLTC).

Vale destacar que o enrolamento série é definido como o enrolamento do lado de baixa tensão do transformador ligado como autotransformador. E no enrolamento série é que se opera com comutação de taps de forma a efetuar a regulação de tensão.

Já o enrolamento de alta será mencionado como enrolamento shunt. Tem-se então, na figura (7.5), a representação completa do regulador de tensão monofásico, cuja identificação das buchas segue o padrão ABNT. Ou seja, “F” para fonte, “C” para carga, e “FC” para neutro.

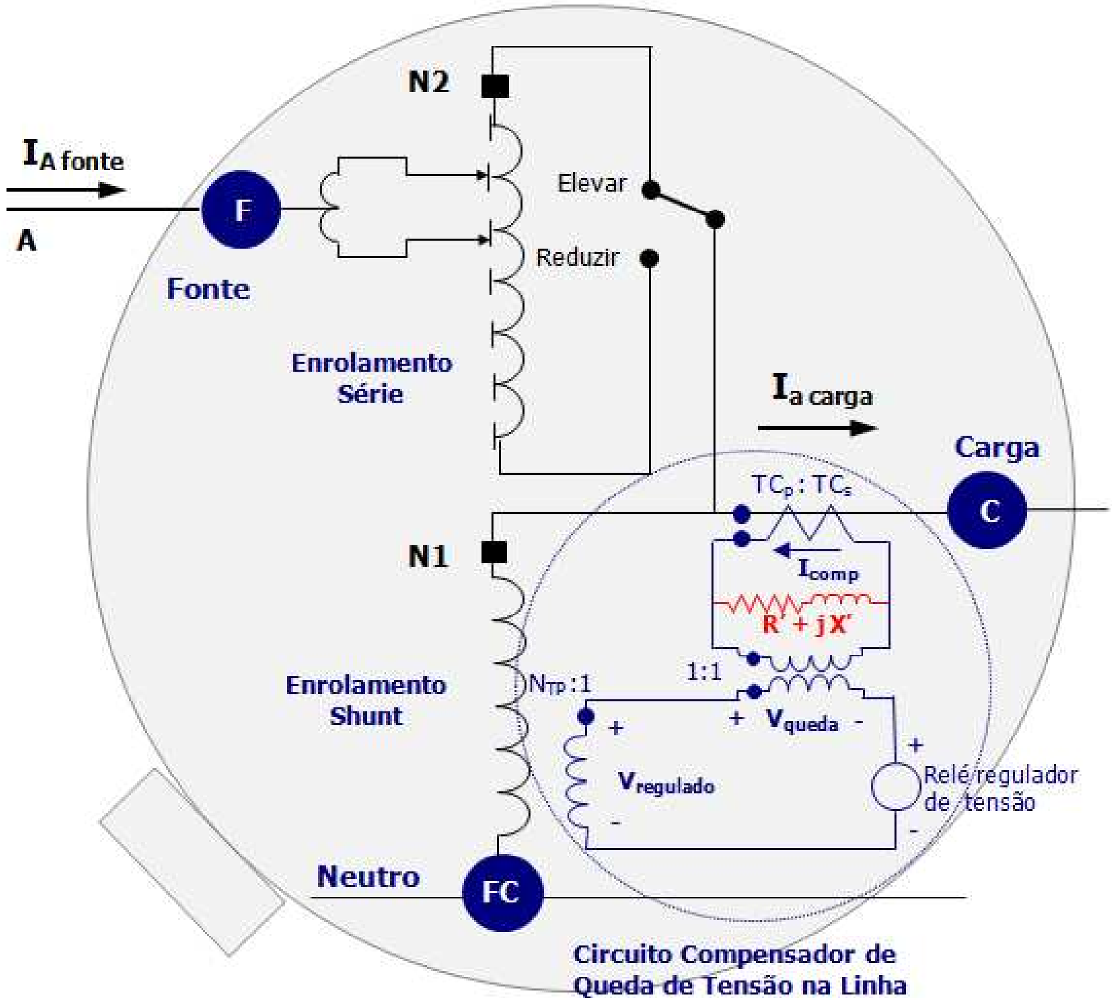


Fig. 7.5 - Representação completa do regulador de tensão monofásico.

Destaca-se que, devido ao enrolamento shunt estar conectado em paralelo à saída regulada, há excitação constante do núcleo para o regulador de tensão monofásico (tipo B). Em decorrência desta característica, o mesmo é o mais comumente utilizado.

7.1.2. Modelo do autotransformador

Dado que o regulador de tensão monofásico é um autotransformador equipado com comutador e reator, os quais possibilitam derivações responsáveis pela regulação de tensão, inicialmente será apresentado o modelo do autotransformador.

Dado um transformador de potência nominal kVA_{xfm} e tensões nominais V_{xfm}, partindo dos conceitos de transformadores monofásicos dissertados no capítulo 6 e expostos na figura (7.6), ou seja, convenções de sinais, polaridades, e relação de espiras (n_t), têm-se:

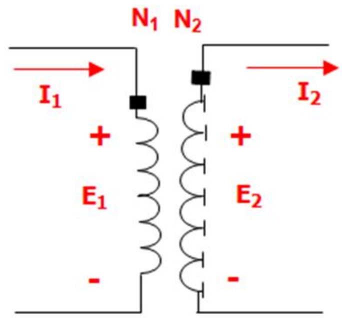


Fig. 7.6 - Representação do transformador monofásico.

$$n_t = \frac{N_1}{N_2} \tag{7.1}$$

$$kVA_{xfm}^{nominal} = (E_1 \cdot I_1)\Big|_{\text{nominal}} = (E_2 \cdot I_2)\Big|_{\text{nominal}} \tag{7.2}$$

$$V_{xfm}^{nominal}\Big|_{\text{primário}} = E_1 \tag{7.3}$$

$$V_{xfm}^{nominal}\Big|_{\text{secundário}} = E_2 \tag{7.4}$$

Nos autotransformadores os enrolamentos primário e secundário estão conectados eletricamente. E conforme tal conexão é realizada, pode-se operar na configuração de elevação ou redução da tensão da carga em relação à tensão da fonte. Vide figuras (7.7) e (7.8), respectivamente, para as operações elevar e reduzir.

Então, a caracterização do autotransformador não se baseará na potência nominal kVA_{xfm} e tensões nominais V_{xfm} do transformador original. Mas através da potência kVA_{auto} e tensão nominal V_{auto}, as quais são definidas conforme equações (7.5) e (7.6):

$$kVA_{auto} = V_S \cdot I_S = V_L \cdot I_L \tag{7.5}$$

e $$V_{auto} = V_S \tag{7.6}$$

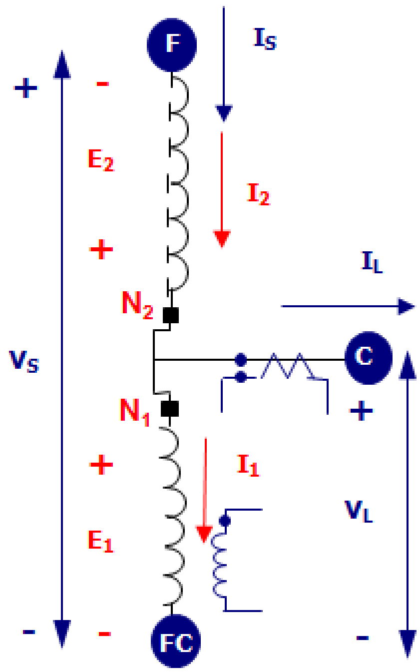


Fig. 7.7 - Autotransformador na operação elevar.

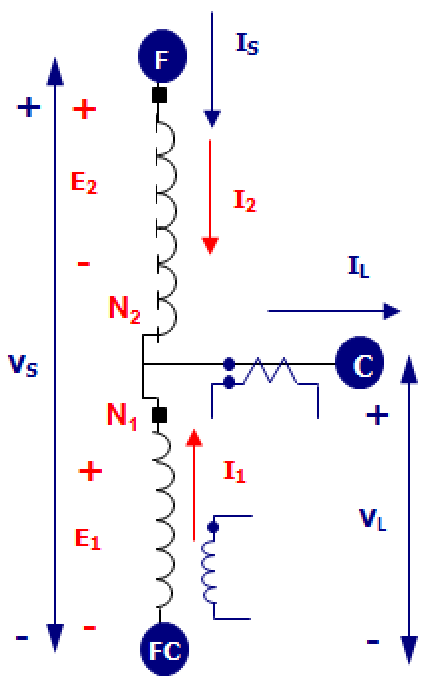


Fig. 7.8 - Autotransformador na operação reduzir.

Define-se, tanto na operação elevar quanto reduzir, a_R como a relação entre a tensão da fonte e a tensão regulada na carga. Sendo assim, para a operação elevar:

$$V_S = a_R \cdot V_L = (1 - n_t) \cdot V_L \tag{7.7}$$

Resultando na equação (7.8):

$$a_R = 1 - \frac{N_2}{N_1} = 1 - n_t \tag{7.8}$$

E conforme figura (7.7), e utilizando-se da equação (7.1), têm-se:

$$V_L = E_1\Big|_{\text{nominal}} \tag{7.9}$$

$$\text{e} \quad I_S = I_2 = \frac{N_1}{N_2} \cdot I_1\Big|_{\text{nominal}} = \frac{I_1}{n_t}\Bigg|_{\text{nominal}} \tag{7.10}$$

A partir da equação (7.5), e almejando a correlação entre a potência kVA_{auto} e a potência nominal kVA_{xfm} do transformador que originou o autotransformador, substituem-se os resultados obtidos nas equações (7.7), (7.9) e (7.10). Logo:

$$kVA_{auto} = (1 - n_t) \cdot E_1 \cdot \frac{I_1}{n_t}\Bigg|_{\text{nominal}} \tag{7.11}$$

E substituindo a equação (7.2) em (7.11), tem-se:

$$kVA_{auto} = \frac{1 - n_t}{n_t} \cdot kVA_{xfm}^{\text{nominal}} \tag{7.12}$$

De forma análoga, porém agora para a operação reduzir, tem-se:

$$V_S = a_R \cdot V_L = (1 + n_t) \cdot V_L \tag{7.13}$$

Resultando na equação (7.14):

$$a_R = 1 + \frac{N_2}{N_1} = 1 + n_t \tag{7.14}$$

E conforme figura (7.8), e utilizando-se da equação (7.1), têm-se:

$$V_L = E_1\Big|_{\text{nominal}} \tag{7.15}$$

$$\text{e} \quad I_S = I_2 = \left.\frac{N_1}{N_2}\cdot I_1\right|_{\text{nominal}} = \left.\frac{I_1}{n_t}\right|_{\text{nominal}} \tag{7.16}$$

A partir da equação (7.5), e almejando a correlação entre a potência kVA_{auto} e a potência nominal kVA_{xfm} do transformador que originou o autotransformador, substituem-se os resultados obtidos nas equações (7.13), (7.15) e (7.16). Logo:

$$kVA_{auto} = (1+n_t)\cdot E_1 \cdot \left.\frac{I_1}{n_t}\right|_{\text{nominal}} \tag{7.17}$$

E substituindo a equação (7.2) em (7.17), tem-se:

$$kVA_{auto} = \frac{1+n_t}{n_t}\cdot kVA_{xfm}^{\text{nominal}} \tag{7.18}$$

Resume-se, na figura (7.9), as relações de espiras n_t e a_R em autotransformadores.

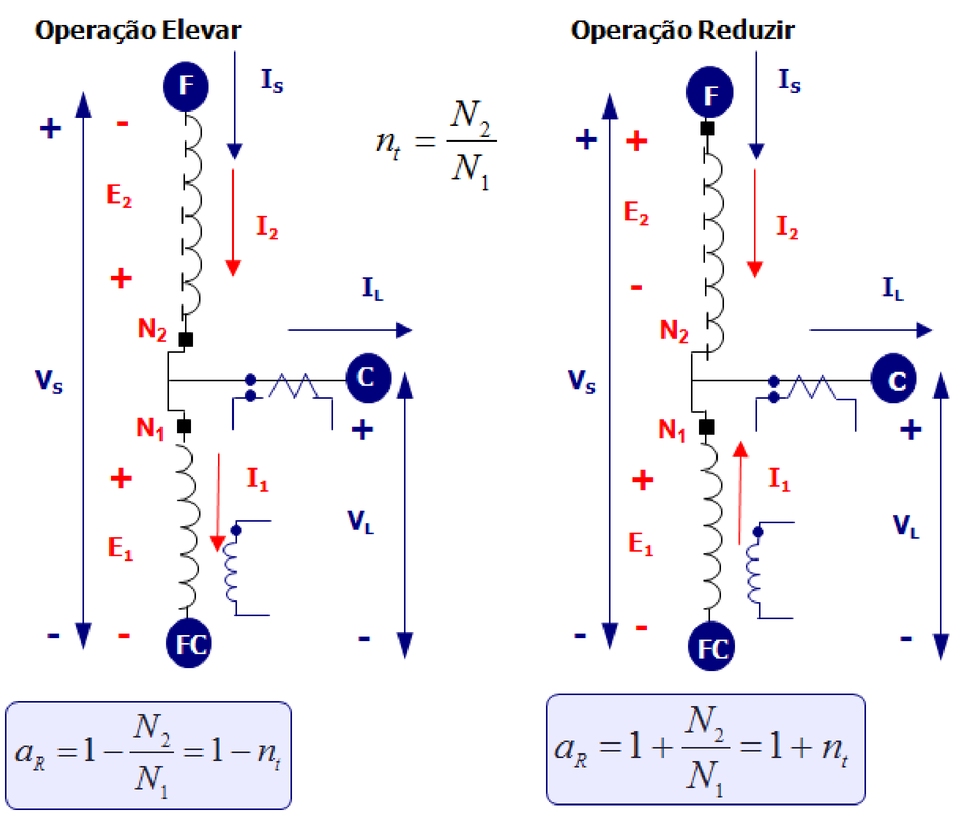


Fig. 7.9 - Relações n_t e a_R em autotransformadores na operação elevar e reduzir.

Assim sendo, devem-se analisar as correntes. E a partir da equação (7.10), para a operação elevar, desenvolve-se a correlação entre as correntes na fonte e na carga.

$$I_S = I_2 = \frac{N_1}{N_2} \cdot I_1 = \frac{1}{n_t} \cdot (I_S - I_L) \tag{7.19}$$

Rearranjando os termos da equação (7.19), têm-se:

$$I_S - \frac{I_S}{n_t} = -\frac{I_L}{n_t} \tag{7.20}$$

$$\Rightarrow I_L = (1 - n_t) \cdot I_S \tag{7.21}$$

Resultando, através da substituição da equação (7.8) em (7.21):

$$I_L = a_R \cdot I_S \tag{7.22}$$

Já para a operação reduzir, a partir da equação (7.16), tem-se:

$$I_S = I_2 = \frac{N_1}{N_2} \cdot I_1 = \frac{1}{n_t} \cdot (I_L - I_S) \tag{7.23}$$

Rearranjando os termos da equação (7.23), têm-se:

$$I_S + \frac{I_S}{n_t} = \frac{I_L}{n_t} \tag{7.24}$$

$$\Rightarrow I_L = (1 + n_t) \cdot I_S \tag{7.25}$$

Resultando, através da substituição da equação (7.14) em (7.25):

$$I_L = a_R \cdot I_S \tag{7.26}$$

Notar que a_R sempre representa a relação entre as tensões da fonte e da carga, tanto na operação elevar quanto reduzir. Assim como, representa a relação entre as correntes do lado fonte e carga. Desta forma, serão sempre válidas as equações (7.27) e (7.28):

$$V_S = a_R \cdot V_L \tag{7.27}$$

$$I_L = a_R \cdot I_S \tag{7.28}$$

E conforme exposto anteriormente, um dos anseios é que a presente modelagem utilize apenas informações de placa, ensaios e manuais dos equipamentos. Desta forma, o primeiro passo é derivar a expressão a_R utilizando-se apenas das variáveis de operação do regulador de tensão automático monofásico.

Sendo assim, deve-se eliminar a dependência com a relação de transformação do transformador (n_t). E em contrapartida, inserir a dependência com o tap corrente nas operações elevar e reduzir, assim como, o ganho de tensão percentual obtido a cada tap. O resultado está presente na equação (7.29).

$$a_R = \frac{1}{1 + \mathrm{TAP}.\left|\%\right|_{\text{ganho por tap}}} \tag{7.29}$$

Onde a variável TAP representa o número do tap de operação com sinal. Ou seja, na operação elevar os valores de TAP variam positivamente de +1 a +16, e na operação reduzir os valores de TAP variam negativamente de -1 a -16. Já na posição neutra, TAP é igual a zero.

E o ganho de tensão percentual obtido a cada tap é determinado diretamente da placa do regulador de tensão monofásico, sendo a razão entre o máximo ganho de tensão e o número de derivações para cima, ou para baixo. Logo, para um regulador de tensão monofásico +/- 10%, com +/- 16 derivações, o ganho percentual por tap será de 0,625%.

A título informativo, dado um regulador de tensão monofásico 13,8 kV equipado com comutador de derivação em carga que, em conjunto com reator, possibilite 33 derivações, 16 para cima, 16 para baixo, e posição neutra. E que tem como resultado uma regulação máxima de tensão de 10%. Então, para uma tensão de 13,2 kV na fonte, têm-se, na figura (7.10), o quadro com as possíveis tensões de carga na operação reduzir, e na operação elevar.

Operação V_S = 13,2kV	TAP	Ganho %	V_L Tensão Regulada	V_S/V_L	a_R
Reduzir	**-16**	-10,000	11,880 kV	**1,111**	**1,111**
Reduzir	-15	-9,375	11,963 kV	1,103	1,103
Reduzir	-14	-8,750	12,045 kV	1,096	1,096
Reduzir	-13	-8,125	12,128 kV	1,088	1,088
Reduzir	-12	-7,500	12,210 kV	1,081	1,081
Reduzir	-11	-6,875	12,293 kV	1,074	1,074
Reduzir	-10	-6,250	12,375 kV	1,067	1,067
Reduzir	-9	-5,625	12,458 kV	1,060	1,060
Reduzir	-8	-5,000	12,540 kV	1,053	1,053
Reduzir	-7	-4,375	12,623 kV	1,046	1,046
Reduzir	-6	-3,750	12,705 kV	1,039	1,039
Reduzir	-5	-3,125	12,788 kV	1,032	1,032
Reduzir	-4	-2,500	12,870 kV	1,026	1,026
Reduzir	-3	-1,875	12,953 kV	1,019	1,019
Reduzir	-2	-1,250	13,035 kV	1,013	1,013
Reduzir	-1	-0,625	13,118 kV	1,006	1,006
Neutro	**0**		**13,200 kV**	**1,000**	**1,000**
Elevar	+1	**0,625**	13,283 kV	0,994	0,994
Elevar	+2	1,250	13,365 kV	0,988	0,988
Elevar	+3	1,875	13,448 kV	0,982	0,982
Elevar	+4	2,500	13,530 kV	0,976	0,976
Elevar	+5	3,125	13,613 kV	0,970	0,970
Elevar	+6	3,750	13,695 kV	0,964	0,964
Elevar	+7	4,375	13,778 kV	0,958	0,958
Elevar	+8	5,000	13,860 kV	0,952	0,952
Elevar	+9	5,625	13,943 kV	0,947	0,947
Elevar	+10	6,250	14,025 kV	0,941	0,941
Elevar	+11	6,875	14,108 kV	0,936	0,936
Elevar	+12	7,500	14,190 kV	0,930	0,930
Elevar	+13	8,125	14,273 kV	0,925	0,925
Elevar	+14	8,750	14,355 kV	0,920	0,920
Elevar	+15	9,375	14,438 kV	0,914	0,914
Elevar	**+16**	10,000	14,520 kV	**0,909**	**0,909**

Fig. 7.10 - Quadro com as possíveis tensões de carga na operação reduzir, e na operação elevar, considerando um regulador de tensão monofásico 13,8 kV +/- 10%, com +/- 16 derivações, e tensão de 13,2 kV na fonte.

7.1.3. Especificação do regulador de tensão monofásico OLTC

A potência requerida kVA_{xfm} do regulador automático de tensão monofásico é baseada na potência kVA transformada, e não na potência kVA da linha. De forma geral, a potência requerida kVA_{xfm} será 10% da potência kVA da linha. Isto porque a corrente de linha do sistema passará pelo enrolamento série do regulador, cuja tensão transformada é o ganho de tensão de +/- 10%. Vide equação (7.30).

$$kVA_{xfm}^{\text{Pot.Requerida}} = kV_{\text{transf}} \cdot I_S = E_2 \cdot I_2 \tag{7.30}$$

Então, substituindo por variáveis de operação do regulador de tensão, tem-se:

$$kVA_{xfm}^{\text{Pot.Requerida}} = \left|\%\right|_{\text{ganho máximo}} \cdot kV_{\text{nominal}}^{(\text{F-FC})} \cdot I_S^{\substack{\text{corrente}\\\text{planejada}}} \tag{7.31}$$

A título ilustrativo, exemplificam-se a seguir, com valores reais típicos, o cálculo da potência requerida kVA_{xfm} do regulador de tensão monofásico:

- RT 1Φ 100A – Tensão de linha 13,8kV – Conexão fase-fase
  $kVA_{xfm}^{\text{pot. requerida}}$ = 10,0% . 13,8kV . 100A
  $kVA_{xfm}^{\text{pot. requerida}}$ = 138,00 kVA – 13800 Volts

- RT 1Φ 300A – Tensão de linha 13,8kV – Conexão fase-fase
  $kVA_{xfm}^{\text{pot. requerida}}$ = 10,0% . 13,8kV . 300A
  $kVA_{xfm}^{\text{pot. requerida}}$ = 414,00 kVA – 13800 Volts

- RT 1Φ 100A – Tensão de linha 34,5kV – Conexão fase-terra
  $kVA_{xfm}^{\text{pot. requerida}}$ = 10,0% . (34,5kV / √3) . 100A
  $kVA_{xfm}^{\text{pot. requerida}}$ = 199,19 kVA – 19920 Volts

- RT 1Φ 312,5A – Tensão de linha 2,4kV – Conexão fase-fase
  $kVA_{xfm}^{\text{pot. requerida}}$ = 10,0% . 2,4kV . 312,5A
  $kVA_{xfm}^{\text{pot. requerida}}$ = 75,00 kVA – 2400 Volts

Porém deve-se atentar que o banco de reguladores de tensão é instalado em série ao sistema elétrico de distribuição de média tensão. E, desta forma, se faz necessário respeitar a capacidade e limitação de potência dos equipamentos monofásicos constituintes do banco.

Sendo assim, a energia dissipada no enrolamento série é crucial na determinação das condições de operação admissíveis e no dimensionamento do sistema de refrigeração do regulador. Uma vez ciente disto, é importante compreender como o carregamento do regulador automático de tensão monofásico pode ser gerenciado através do recurso de “load bonus”.

O recurso de “load bonus” nada mais é do que limitar a faixa de excursão de taps do comutador sob carga. O objetivo é reduzir o ganho máximo de tensão, tipicamente de +/-10%, e proporcionar, em contrapartida, operação com correntes de linha superiores à corrente nominal de projeto.

A figura (7.11) evidencia, para os reguladores de tensão monofásicos tipicamente presentes em sistemas elétricos de média tensão de distribuição (100A, 200A e 300A), quais são os fatores multiplicativos da corrente nominal de projeto na medida em que se restringe as excursões de taps do comutador sob carga. É interessante notar que, para um regulador de tensão monofásico de 300A +/- 16 degraus (+/- 10%), através da limitação de excursão de taps em +/- 8 degraus (+/- 5%), é possível operar, sem sobrecarga, com 480A.

Load Bonus Excursão degraus	± 16	± 14	± 12	± 10	± 8
Regulação de Tensão	± 10%	± 8,75%	± 7,50%	± 6,25%	± 5,00%
Fator Multiplicativo In	1,00	1,10	1,20	1,35	1,60
Regulador 100A	100A	110A	120A	135A	160A
Regulador 200A	200A	220A	240A	270A	320A
Regulador 300A	300A	330A	360A	405A	480A

Fig. 7.11 - Quadro de evolução das correntes (“load bonus”) na medida em que se limita a excursão de taps. [44] [45]

Entretanto, tal benefício não é linear. Ou seja, com o “load bonus” há uma redução da potência requerida kVA_{xfm}. Abaixo segue exemplo do cálculo da potência efetiva kVA_{xfm} do regulador de tensão monofásico com a aplicação do “load bonus”:

- RT 1Φ 100A – Tensão de linha 13,8kV – Conexão fase-fase

kVA_{xfm} = 10,0% . 13,8kV . 100A = 138,00 kVA – 13800 Volts
kVA_{xfm} = 8,75% . 13,8kV . 110A = 132,825 kVA – 13800 Volts
kVA_{xfm} = 7,50% . 13,8kV . 120A = 124,20 kVA – 13800 Volts
kVA_{xfm} = 6,25% . 13,8kV . 135A = 116,44 kVA – 13800 Volts
kVA_{xfm} = 5,00% . 13,8kV . 160A = 110,40 kVA – 13800 Volts

Desta forma, o carregamento é definido a partir das tensões e correntes no lado da fonte, e da potência de operação kVA_{xfm} com ou sem “load bonus”. Vide equação (7.32).

$$RT_{carreg} = \frac{\left[\left|\%\right|_{\substack{\text{ganho real} \\ \text{operacional}}} \cdot kV_S^{(\text{F-FC})} \cdot I_S \right]_{\text{LOADFLOW}}}{\left|\%\right|^{(\text{com ou sem load bonus})}_{\substack{\text{ganho máximo} \\ \text{parametrizado}}} \cdot kV^{(\text{F-FC})}_{\text{nominal}} \cdot I_{S\ \text{admissível}}^{(\text{com ou sem load bonus})}} \tag{7.32}$$

Abaixo seguem alguns exemplos ilustrativos, com dados reais, do cálculo do carregamento de reguladores de tensão monofásicos:

- RT 1Φ 100A – Tensão de linha 13,8kV – Conexão fase-fase
  Parametrização (16 degraus +/-10% ; 100A)
  Condições de Operação (+10% ganho – 12,8kV 110A)

$$RT_{carreg} = \frac{[10{,}0\% \cdot 12{,}8\text{kV} \cdot 110\text{A}]_{\text{LOADFLOW}}}{10{,}0\% \cdot 13{,}8\text{kV} \cdot 100\text{A}} \cdot 100\% = 102{,}03\% \quad \text{(em sobrecarga)}$$

- RT 1Φ 100A – Tensão de linha 13,8kV – Conexão fase-fase
  Parametrização (12 degraus +/-7,5% ; 120A)
  Condições de Operação (+7,5% ganho – 12,8kV 110A)

$$RT_{carreg} = \frac{[7{,}5\% \cdot 12{,}8\text{kV} \cdot 110\text{A}]_{\text{LOADFLOW}}}{7{,}5\% \cdot 13{,}8\text{kV} \cdot 120\text{A}} \cdot 100\% = 85{,}02\%$$

7.1.4. Parâmetros do regulador de tensão monofásico OLTC

Realizada a abordagem teórica do regulador de tensão monofásico segundo as características dos autotransformadores, se faz necessário incluir a realidade e o refinamento associado às parametrizações do controlador. Ou seja, explorar a compensação de queda de tensão na linha (LDC), limitação de tensão, tensão de referência e faixa de insensibilidade, e temporização.

Adicionalmente, quando da instalação e parametrização de reguladores de tensão monofásicos, deve-se atentar à queda e regulação de tensão, estabilidade dinâmica, e grau de desbalanceamento de tensão e corrente. A seguir abordar-se-á cada um destes tópicos.

7.1.4.1. Compensação de queda de tensão na linha (LDC)

Parametrização realizada no controlador do regulador de tensão visando efetuar as compensações de queda de tensão entre o local do regulador de tensão e o centro de carga teórico.

A finalidade é manter a tensão no centro de carga teórico, independentemente de variações de tensão no lado fonte, dentro de uma faixa definida pela tensão de referência e faixa de insensibilidade.

Maiores detalhes são apresentados no item 7.1.6. “Compensação de queda de tensão na linha (LDC)”. Porém, em síntese, os parâmetros consistem de R’ e X’, definidos em Volts, os quais correspondem à impedância equivalente entre o regulador de tensão e o centro de carga teórico. No caso de se especificar estes parâmetros como nulos, faz-se a regulação de tensão no terminal de saída do regulador de tensão, estabelecendo-o como centro de carga.

7.1.4.2. Limitador de tensão

O limitador de tensão é o parâmetro que conferirá a segurança operacional, quando da utilização do LDC, de que o consumidor mais próximo ao regulador não será penalizado com níveis de tensão fora dos admissíveis.

Tal artifício visa restringir, dentro de valores pré-estabelecidos, a tensão no terminal de carga do regulador de tensão. Ao atingir o limite máximo ou mínimo, o controle não permitirá que a tensão neste terminal seja ultrapassada, nem mesmo para atingir as metas do LDC.

7.1.4.3. Tensão de referência

Em reguladores de tensão monofásicos automáticos, a referência desejada de tensão é estabelecida numa base secundária determinada pelos TPs do regulador. Tipicamente a tensão de referência é colocada na base 115 Volts (13800/115 Volts RTP=120) ou 120 Volts (13800/120 Volts RTP=115).

A tensão de referência é o parâmetro de controle da tensão desejada a ser mantida no centro de carga, salvo faixa de insensibilidade, conforme parametrização de R’ e X’ realizada no LDC.

7.1.4.4. Faixa de insensibilidade

A faixa de insensibilidade é a tolerância para a excursão de tensão ao redor da referência, em variação percentual ou em Volts, sem que haja uma comutação. Ou seja, dentro desta faixa de insensibilidade o comutador não é sensível à variação de tensão.

7.1.4.5. Temporização

A temporização está associada ao período ininterrupto de espera do controlador, desde a sinalização de violação de tensão, até a comprovação de que a mesma é permanente. O resultado, caso se atinja o tempo parametrizado, é o comando para execução da comutação. Porém, se cessar a violação de tensão, retornando aos níveis estabelecidos pela faixa de insensibilidade, a contagem de tempo zera.

A temporização pode ser definida como constante em segundos, ou estabelecida através de uma curva hiperbólica, cujo tempo de operação é ponderado pelo desvio detectado.

7.1.4.6. Impedância série e admitância shunt

Vale destacar que, em reguladores de tensão monofásicos automáticos, tanto a impedância série quanto as admitâncias shunt são significativamente pequenas. Sendo assim, tais parâmetros serão desprezados na modelagem dos reguladores de tensão.

7.1.4.7. Queda de tensão

Define-se queda de tensão como a diferença entre as tensões de entrada e saída de um componente do sistema elétrico em um dado instante. Usualmente apresenta-se em termos percentuais, conforme equação (7.33).

$$QDT = \frac{V_S - V_L}{V_S} \cdot 100\% \tag{7.33}$$

Onde:

QDT - queda de tensão percentual

V_S - tensão na entrada do componente

V_L - tensão na saída do componente

7.1.4.8. Regulação de tensão

Define-se regulação de tensão como a variação existente entre o valor máximo e o mínimo de tensão num determinado ponto do sistema elétrico. Tipicamente se apresenta em termos percentuais, com base na tensão mínima. Vide equação (7.34).

$$\text{Reg} = \frac{V_{\text{max}} - V_{\text{min}}}{V_{\text{min}}} \cdot 100\% \tag{7.34}$$

7.1.4.9. Grau de desbalanceamento trifásico - tensões e correntes

Já o grau de desbalanceamento trifásico das tensões e correntes é definido como a razão percentual do máximo desvio destas variáveis com relação à média, tendo como base a média das tensões e correntes das três fases. Vide equações (7.35) e (7.36).

$$V_{\text{Desbal}} = \frac{\left|\Delta V_{\text{max da média}}\right|}{V_{\text{média}}^{\text{a,b,c}}} \cdot 100\% \tag{7.35}$$

$$I_{\text{Desbal}} = \frac{\left|\Delta I_{\text{max da média}}\right|}{I_{\text{média}}^{\text{a,b,c}}} \cdot 100\% \tag{7.36}$$

7.1.4.10. Estabilidade dinâmica

Por fim, porém de extrema importância, deve-se atentar, quando da parametrização de temporização de reguladores de tensão monofásicos, a sua compatibilização com os demais dispositivos de controle presentes nas subestações e no sistema elétrico de distribuição.

Ou seja, analisar a estabilidade dinâmica do sistema elétrico de média tensão de distribuição como um todo, não incorrendo em excessivos chaveamentos e/ou dessincronismos. Para tal, devem-se compatibilizar as temporizações dos relés reguladores de tensão dos transformadores das subestações, bancos de capacitores automáticos, e de todos os bancos de reguladores de tensão monofásicos.

7.1.5. Regulador de tensão monofásico OLTC: auto-booster

Destaca-se também a aplicação de reguladores de tensão do tipo auto-booster. Os mesmos são autotransformadores monofásicos que não apresentam o grau de sofisticação dos equipamentos reguladores de tensão monofásicos de 32 degraus.

Os auto-boosters proporcionam regulação de tensão através de uma excursão máxima de 4 degraus, controlando os níveis de tensão numa faixa máxima de 6,0% ou 10,0% de acordo com o fabricante e o modelo adquirido. Sendo assim, haverá, respectivamente, 1,5% e 2,5% de variação de tensão por degrau.

Adicionalmente, a operação de elevar ou reduzir os níveis de tensão a jusante de seu ponto de instalação é definido através das conexões dos equipamentos ao sistema elétrico.

Sendo assim, uma vez estabelecida a forma de operação através das conexões, o equipamento somente elevará ou reduzirá os níveis de tensão, ou então operará de forma neutra. Consequentemente, manterá os níveis de tensão no lado da carga iguais ao lado da fonte nos momentos em que sua forma de operação não possibilite a comutação.

Esta característica particular é de extrema importância, pois deverá ser analisado o comportamento dos níveis de tensão conforme sazonalidades diárias e anuais do sistema elétrico em questão. Isto porque, se os auto-boosters forem conectados de modo a elevar a tensão, e em determinados patamares de carga leve há risco de sobretensão, os equipamentos não atuarão, mantendo-se na posição neutra e propagando a sobretensão. De forma análoga, há problema similar no modo de redução de tensão, com risco de subtensão.

Os equipamentos reguladores de tensão auto-boosters são equipados com um controlador simplificado com faixa de insensibilidade e temporização fixos, sendo estabelecido em sua ordem de ajuste apenas o valor da tensão de referência desejado.

Desta forma, como não há atuação na faixa de insensibilidade e temporização, não é possível parametrizar visando o melhor compromisso entre os níveis de tensão desejados e o número de comutações. O valor da tensão de referência ("setpoint") deve ser analisado de forma a garantir que não ocorram, ou se minimize, o número de comutações indesejadas.

As comutações indesejadas em auto-boosters são fruto do elevado incremento por tap, o que, aliado às faixas de insensibilidade e temporização pré-definidas no equipamento, pode resultar na situação em que tensões ligeiramente fora da faixa permitida, porém com tendência de retorno, tenha comutação. O resultado, se mantida a tendência de redução de carga, será uma posterior comutação para redução dos níveis de tensão. Retornando assim à condição de operação prévia.

Vale destacar que os reguladores de tensão do tipo auto-booster apresentam capacidade para operar com correntes de até 50 A, não havendo recurso de "load bonus" e nem o recurso de compensação de queda de tensão na linha (LDC). Os mesmos visam atender cargas em ramais específicos, sendo tipicamente instalados em áreas com expressiva concentração de clientes do ramo da agroindústria e da agricultura irrigada.

7.1.6. Compensação de queda de tensão na linha (LDC)

O esquemático do sistema de controle do compensador LDC está representado na figura (7.12). O propósito do mesmo é, através de um sistema equivalente, em escala, modelar a queda de tensão entre o ponto de instalação do banco de reguladores de tensão monofásicos e o centro de carga teórico definido.

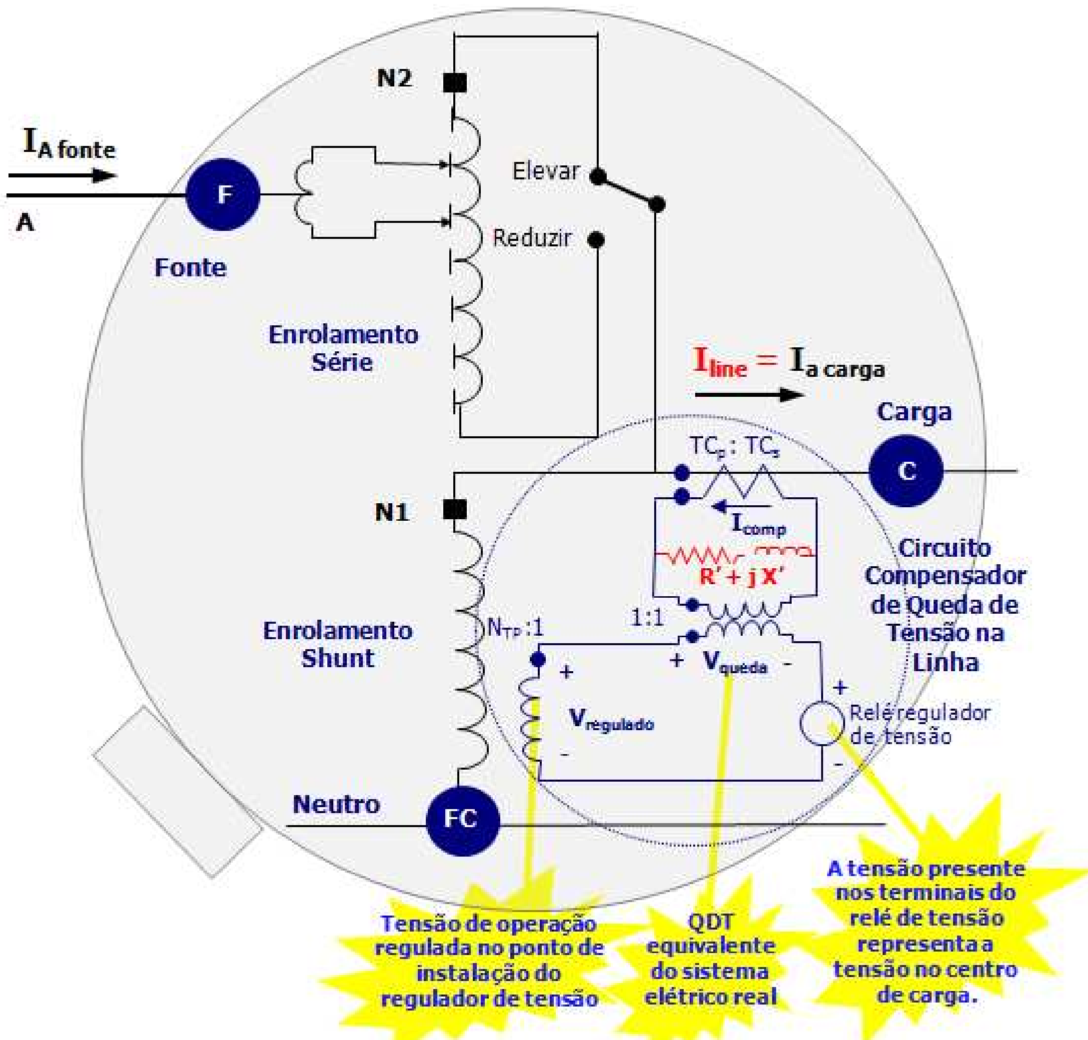


Fig. 7.12 - Esquemático do sistema de controle LDC.

Para tal, o sistema de controle está conectado ao sistema elétrico de distribuição real através do transformador de potencial (relação N_{TP}:1) e transformador de corrente (relação TC_p:TC_s). O requisito básico para a operação do LDC é especificar o circuito através dos parâmetros R' e X', calibrados em Volts. Cujo objetivo é igualar a impedância do compensador à impedância equivalente entre o regulador de tensão e o centro de carga teórico.

É importante compreender que o valor da impedância equivalente entre o regulador de tensão e o centro de carga não é a impedância da linha do sistema real.

Isto porque, tipicamente, o centro de carga está localizado a jusante do regulador de tensão e após a derivação de diversos ramais. Como resultado, a corrente medida pelo TC na estrutura do regulador de tensão não é a corrente que fluirá por todo o percurso até o centro de carga.

Sendo assim, deve-se determinar a efetiva impedância equivalente através do ponto de operação do sistema elétrico de distribuição sem a presença do regulador de tensão. Por conseguinte, serão obtidas as tensões de operação (em Volts) no ponto de instalação do regulador de tensão e no centro de carga. E também a corrente (em Ampères) no ponto de instalação do regulador de tensão.

O resultado de tal procedimento está transcrito na equação (7.37):

$$R_{real\Omega} + jX_{real\Omega} = \frac{V_{\substack{\text{regulator}\\\text{output}}} - V_{\substack{\text{load}\\\text{center}}}}{I_{\substack{\text{line regulator}\\\text{terminal C}}}}\,[\Omega] \qquad (7.37)$$

Observar que a corrente I_{line}, conforme figura (7.12), é a corrente que fluirá pelo terminal de carga do regulador de tensão monofásico. Tal observação será de extrema importância na determinação dos modelos das configurações delta fechado e delta aberto.

Ressalta-se que a operação do comutador de taps será independente para cada um dos reguladores de tensão monofásicos. Isto porque cada regulador que forma o banco 3Φ nas configurações Yn, Δ e > é comandado por um controlador distinto.

Porém, em termos práticos, visando não agregar desequilíbrios por parametrizações distintas por equipamento, os controladores são parametrizados com os mesmos valores de R' e X'. Os quais serão determinados pela média dos valores R[Ω] e X[Ω] das fases a, b e c conforme equação (7.37).

De forma a estabelecer a parametrização da operação do LDC através dos parâmetros R' e X', calibrados em Volts, deve-se estabelecer uma base (p.u.) consistente entre o sistema elétrico de distribuição real e o circuito compensador. Para tal utiliza-se das relações do transformador de potencial (relação N_{TP}:1) e transformador de corrente (relação TC_p:TC_s), que realizam esta interface. Vide figura (7.13).

Base	Sistema Real	Compensador
V_{base}	V_{LN}	V_{LN}/N_{TP}
I_{base}	TC_p	TC_s
$Z_{base} = V_{base}/I_{base}$	V_{LN}/TC_p	$V_{LN}/(N_{TP}.\ TC_s)$

$N_{TP}:1$ → Relação de tranformação do TP
TC_p → Corrente nominal primário TC (sistema real)
TC_s → Corrente nominal secundário TC (compensador)
$TC = TC_p : TC_s$ → Relação de tranformação do TC

Fig. 7.13 - Base (p.u.) entre o sistema real e o compensador LDC.

Logo, deve-se determinar a impedância p.u. do sistema elétrico de distribuição real:

$$R_{pu} + jX_{pu} = \frac{R_{real\Omega} + jX_{real\Omega}[\Omega]}{Zbase_{real}} \tag{7.38}$$

$$\Rightarrow R_{pu} + jX_{pu} = \left(R_{real\Omega} + jX_{real\Omega}\right) \cdot \frac{TC_p}{V_{LN}} \tag{7.39}$$

E, de forma análoga, para o circuito compensador:

$$R_{pu} + jX_{pu} = \frac{R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega}[\Omega]}{Zbase_{comp}} \tag{7.40}$$

$$\Rightarrow R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega} = \left(R_{pu} + jX_{pu}\right) \cdot \frac{V_{LN}}{N_{TP} \cdot TC_s}[\Omega] \tag{7.41}$$

$$\Leftrightarrow R_{comp\Omega} + jX_{comp\Omega} = \left(R_{real\Omega} + jX_{real\Omega}\right) \cdot \frac{TC_p}{\cancel{V_{LN}}} \cdot \frac{\cancel{V_{LN}}}{N_{TP} \cdot TC_s}[\Omega] \tag{7.42}$$

E de forma a converter os parâmetros R e X do circuito compensador, obtidos em Ω (ohms), para os parâmetros R' e X', calibrados em Volts, deve-se mudar para a base de tensão. Então, multiplica-se a equação (7.42) pela corrente nominal secundária do TC:

$$R'+jX'=\left(R_{comp\Omega}+jX_{comp\Omega}\right)\cdot TC_s \quad [\text{Volts}] \tag{7.43}$$

Resultando na equação (7.44):

$$R'+jX'=\left(R_{real\Omega}+jX_{real\Omega}\right)\cdot\frac{TC_p}{N_{TP}\cdot \cancel{TC_s}}\cdot\cancel{TC_s} \tag{7.44}$$

Portanto, através da equação (7.37), determina-se a impedância equivalente real do sistema elétrico de distribuição entre o regulador de tensão e o centro de carga.

Já os parâmetros R' e X', calibrados em Volts, são facilmente determinados através da equação (7.44). Para tal utilizam-se apenas informações próprias do equipamento, ou seja, a corrente nominal primária do TC, e a relação de transformação do TP.

Caso haja interesse em determinar a impedância parametrizada no circuito compensador, em Ω (ohms), basta aplicar a equação (7.43).

Por fim, recorrendo ao esquemático do sistema de controle LDC apresentado na figura (7.12), resta a determinação das equações do circuito compensador. Logo, derivam-se diretamente do circuito compensador as equações (7.45) e (7.46):

$$\left[V_{\text{regulado}}\right]=\frac{1}{N_{TP}}\cdot\left[V_{\substack{\text{regulator}\\\text{output}}}\right] \tag{7.45}$$

e

$$\left[I_{comp}\right]=\frac{TC_s}{TC_p}\cdot\left[I_{\substack{\text{line regulator}\\\text{terminal C}}}\right] \tag{7.46}$$

E através da aplicação da lei de Kirchhoff das tensões no circuito compensador, e conhecido o resultado da equação (7.43), tem-se:

$$\left[V_{\text{rele}}\right]=\left[V_{\text{regulado}}\right]-\left[\frac{R'+jX'}{TC_s}\right]\cdot\left[I_{comp}\right] \tag{7.47}$$

7.1.7. Determinação da operação do comutador de taps

Alcançados os objetivos de abordagem teórica do regulador de tensão monofásico segundo características dos autotransformadores, e abordadas as parametrizações e o recurso de compensação de queda de tensão de linha (LDC), faz-se necessário modelar o TAP através das condições operacionais e informações de placa do equipamento.

Então, uma vez estabelecidas a tensão de referência na base de tensão secundária determinada pelos TPs do regulador (tipicamente na base 115 Volts ou 120 Volts), e a faixa de insensibilidade, obtêm-se a operação do comutador de taps conforme equações (7.48) e (7.49). Respectivamente para as operações elevar e reduzir.

$$TAP_{elevar} = \frac{\left(V_{ref} - V_{insensibilidade}\right) - V_{rele}}{Vgain_{\substack{\text{ganho por tap em volts}\\ \text{na base do compensador}}}} = \frac{\left(V_{ref} - V_{insensibilidade}\right) - V_{rele}}{\left(\dfrac{|\%|_{\text{ganho por tap}} \cdot kV_{nominal}^{(F\text{-}FC)}}{N_{TP}}\right)} \tag{7.48}$$

$$TAP_{reduzir} = \frac{V_{rele} - \left(V_{ref} + V_{insensibilidade}\right)}{Vgain_{\substack{\text{ganho por tap em volts}\\ \text{na base do compensador}}}} = \frac{V_{rele} - \left(V_{ref} + V_{insensibilidade}\right)}{\left(\dfrac{|\%|_{\text{ganho por tap}} \cdot kV_{nominal}^{(F\text{-}FC)}}{N_{TP}}\right)} \tag{7.49}$$

Vale ressaltar que a comutação será determinada pelo valor positivo dentre as equações (7.48) e (7.49), a ser arredondado para cima. Ou seja, sendo o resultado da primeira equação positivo, a operação será de elevação, pois, consequentemente, o resultado da outra equação será negativo. E vice-versa.

Destaca-se novamente que, através da combinação de reguladores de tensão monofásicos para formação de banco 3Φ de reguladores de tensão nas configurações Yn, Δ e >, a operação a ser executada pelo comutador de taps será independente para cada equipamento monofásico. Isto porque cada regulador apresenta seu próprio controlador.

7.1.8. Convenções e definições dos modelos 3Φ

Uma variedade de conexões pode ser aplicada ao sistema elétrico, na qual há padronizações privilegiando certas conexões em detrimento de outras conforme nível de tensão, classe de isolação de equipamentos no sistema, e questões associadas a proteção.

Referente aos reguladores de tensão monofásicos e bancos 3Φ de reguladores de tensão monofásicos aplicados a sistemas radiais de distribuição, serão desenvolvidas as matrizes de caracterização das seguintes conexões:

- regulador de tensão monofásico (1Φ), conforme já analisado;
- banco 3Φ de reguladores de tensão 1Φ conectados em estrela aterrado (Yn);
- banco 3Φ de reguladores de tensão 1Φ conectados em delta fechado (D);
- banco 3Φ de reguladores de tensão 1Φ conectados em delta aberto (>).

Objetivando a determinação das condições operacionais dos reguladores de tensão, os modelos serão desenvolvidos visando a representação através das matrizes generalizadas previamente apresentadas no capítulo 3, e abaixo transcritas.

$$
\begin{aligned}
\left[VLN_{ABC}\right] &= \left[a_t\right].\left[VLN_{abc}\right] + \left[b_t\right].\left[I_{abc}\right] \\
\left[I_{ABC}\right] &= \left[c_t\right].\left[VLN_{abc}\right] + \left[d_t\right].\left[I_{abc}\right] \\
\left[VLN_{abc}\right] &= \left[A_t\right].\left[VLN_{ABC}\right] - \left[B_t\right].\left[I_{abc}\right]
\end{aligned}
\qquad (7.50)
$$

7.2. Bancos 3Φ de reguladores de tensão monofásicos

Nos sistemas de média tensão de distribuição, devido a predominância de redes e linhas trifásicas a três fios com o neutro aterrado somente na subestação, os reguladores de tensão monofásicos são combinados, para formação de banco 3Φ nos níveis de tensão típicos 11,9 kV e 13,8 kV, nas configurações Δ e >, respectivamente, delta fechado (3 unidades) e delta aberto (2 unidades).

Já na distribuição de energia elétrica em 34,5 kV padroniza-se a combinação dos reguladores de tensão monofásicos na configuração Yn (estrela aterrado), diferentemente do empregado em 13,8 kV. Tal diferença é motivada por critérios econômicos decorrentes do nível de isolação. Ou seja, ao invés de utilizar isolamento para 34,5 kV caso a ligação fosse em delta aberto ou delta fechado, se faz necessário isolamento de apenas 19,92 kV na conexão em Y.

7.2.1. Banco 3Φ de reguladores de tensão monofásicos conectados em estrela aterrado (Yn)

Inicialmente aborda-se a combinação dos reguladores de tensão monofásicos na configuração Yn (estrela aterrado), usualmente aplicado na distribuição de energia elétrica em

34,5 kV. Esta configuração é a generalização trifásica do regulador de tensão monofásico já analisado.

Sendo assim, através da equação (7.37) determina-se a impedância equivalente real do sistema elétrico de distribuição entre o regulador de tensão e o centro de carga. Já os parâmetros R' e X', calibrados em Volts, são facilmente determinados através da equação (7.44). E as equações do circuito compensador estão apresentadas nas equações (7.45) a (7.47). Por fim, a determinação da operação do comutador de taps é definida a partir das equações (7.48) e (7.49), resultando nas relações entre as tensões da fonte e da carga (a_R), conforme equação (7.29), válidas, independentemente por fase, nas operações elevar e reduzir.

Na figura (7.14) representa-se o banco de reguladores de tensão monofásicos na conexão estrela aterrado. Vale destacar que as polaridades do enrolamento série estão evidenciadas para a operação elevar, porém as equações desenvolvidas a seguir se aplicam tanto para a operação elevar quanto reduzir. Sendo a operação determinada por a_R.

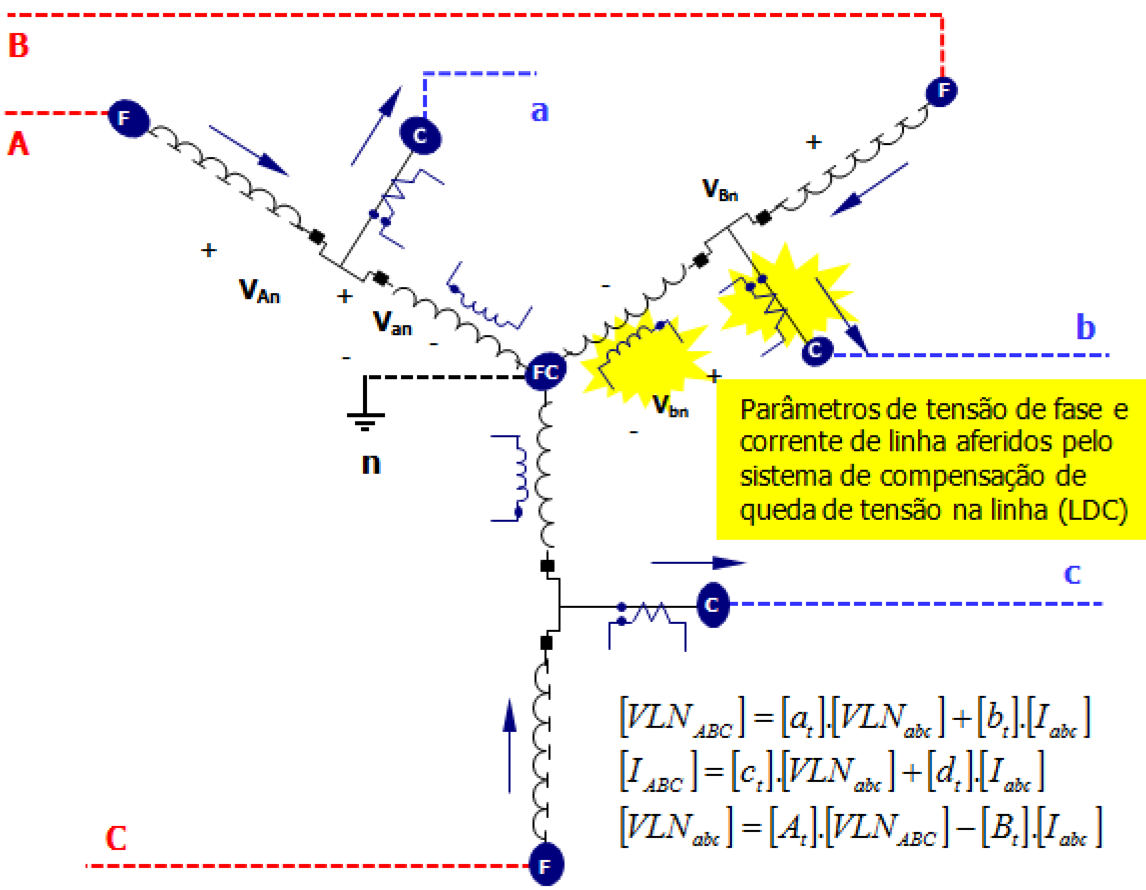


Fig. 7.14 - Banco 3Φ de reguladores de tensão monofásicos conectados em estrela aterrado.

A partir das equações (7.27) e (7.28), têm-se:

$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix}}_{=[a_t]} \cdot \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \tag{7.51}$$

e $$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1/a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & 1/a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & 1/a_{Rc} \end{bmatrix}}_{=[d_t]} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{7.52}$$

E decorrente da conexão Yn, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1/a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & 1/a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & 1/a_{Rc} \end{bmatrix}}_{=[A_t]} \cdot \begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} \tag{7.53}$$

Adicionalmente, dado que as impedâncias série e as admitâncias shunt são significativamente pequenas e desprezadas na modelagem dos reguladores de tensão, as matrizes $[b_t]$, $[c_t]$ e $[B_t]$ são nulas. Vide equação (7.54).

$$[b_t] = [c_t] = [B_t] = 0 \tag{7.54}$$

O resultado da operação de elevação de tensão +16 degraus (+ 10%) em um banco de reguladores de tensão monofásicos conectados em estrela aterrado é representado, através do diagrama fasorial, na figura (7.15).

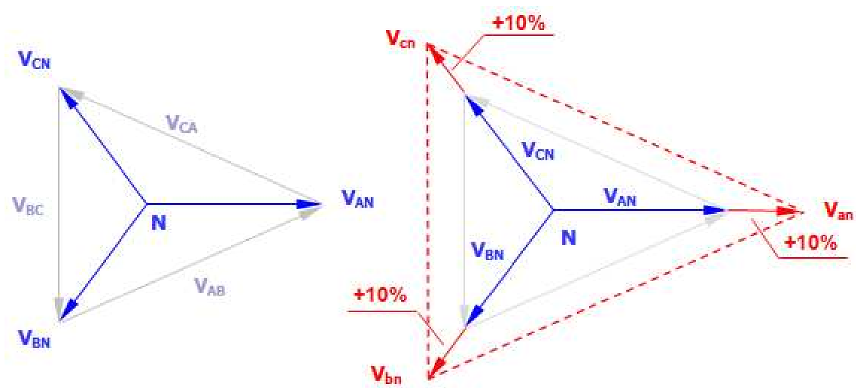


Fig. 7.15 - Diagrama fasorial do banco de reguladores de tensão monofásicos configuração Yn.

7.2.2. Banco 3Φ de reguladores de tensão monofásicos conectados em delta fechado (Δ)

Já para a combinação dos reguladores de tensão monofásicos na configuração delta fechado, usualmente aplicado na distribuição de energia elétrica em 13,8 kV, também são válidas as equações desenvolvidas para o regulador de tensão monofásico. Porém deve-se atentar às tensões e correntes monitoradas pelos controladores do sistema de compensação de queda de tensão na linha (LDC).

Na figura (7.16) representa-se o banco de reguladores de tensão monofásicos na conexão Δ (delta fechado). Vale destacar que as polaridades do enrolamento série estão evidenciadas para a operação elevar, porém as equações desenvolvidas a seguir se aplicam tanto para a operação elevar quanto reduzir. Sendo a operação determinada por a_R.

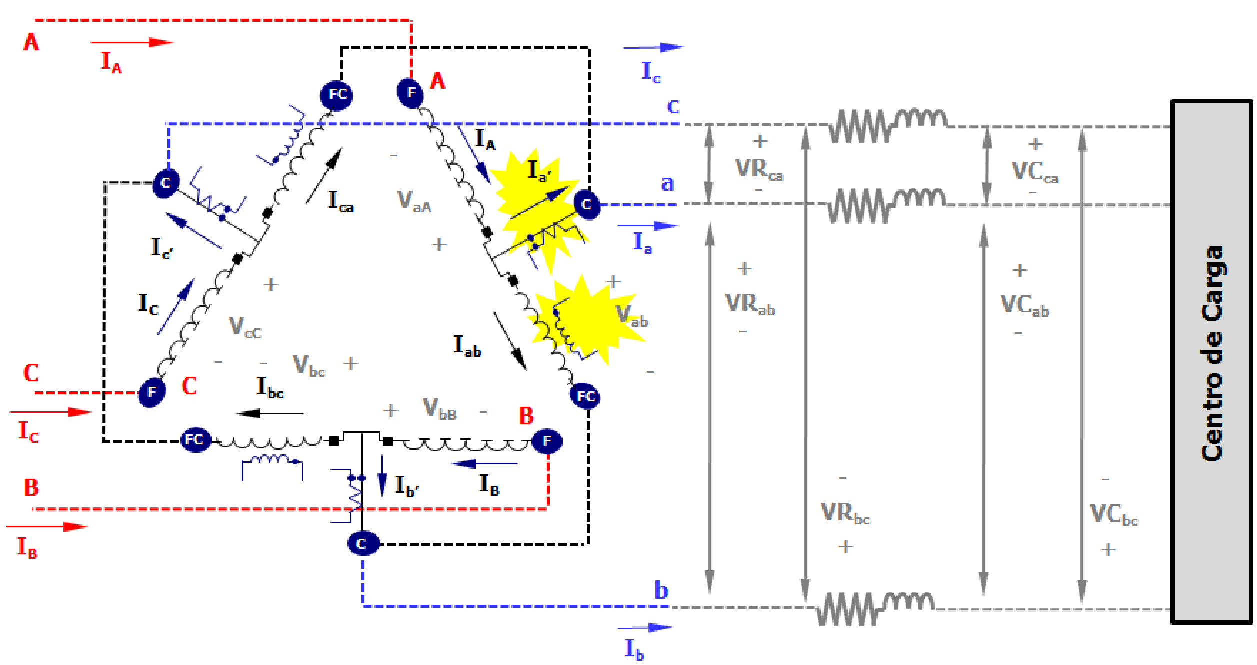


Fig. 7.16 - Banco 3Φ de reguladores de tensão monofásicos conectados em delta fechado.

Nesta configuração, conforme evidenciado na figura (7.16), é importante destacar que os transformadores de potencial (TPs) estão aferindo as tensões de linha (fase-fase) no lado de carga. Todavia, deve-se atentar para a corrente passante pelos transformadores de corrente (TCs). Verifica-se que o sistema de compensação de queda de tensão na linha não está monitorando a corrente no lado de carga.

As correntes monitoradas são $I_{a'}$, $I_{b'}$, e $I_{c'}$, as quais, através da equação (7.28), são:

$$I_{a'} = a_{Rab} \cdot I_A \tag{7.55}$$

$$I_{b'} = a_{Rbc} \cdot I_B \tag{7.56}$$

$$I_{c'} = a_{Rca} \cdot I_C \tag{7.57}$$

E através da lei de Kirchhoff das correntes, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Rab} & 0 & 1-a_{Rca} \\ 1-a_{Rab} & a_{Rbc} & 0 \\ 0 & 1-a_{Rbc} & a_{Rca} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \tag{7.58}$$

Dado que o sistema de compensação de queda de tensão na linha está aferindo a tensão de linha (fase-fase) no lado de carga e a corrente interna à conexão delta fechado, a impedância equivalente real do sistema elétrico de distribuição deve ser determinada levando em consideração a apropriada queda de tensão de linha VR em relação a VC, dividindo-a pela corrente monitorada. Vide equações (7.59) a (7.61), as quais são derivadas da equação (7.37).

$$R_{real\,\Omega} + jX_{real\,\Omega}\Big|_a = \frac{VR_{ab} - VC_{ab}}{I_{a'}} [\Omega] \tag{7.59}$$

$$R_{real\,\Omega} + jX_{real\,\Omega}\Big|_b = \frac{VR_{bc} - VC_{bc}}{I_{b'}} [\Omega] \tag{7.60}$$

$$R_{real\,\Omega} + jX_{real\,\Omega}\Big|_c = \frac{VR_{ca} - VC_{ca}}{I_{c'}} [\Omega] \tag{7.61}$$

Já os parâmetros R' e X', calibrados em Volts, são facilmente determinados através da equação (7.44). E as equações do circuito compensador estão apresentadas nas equações (7.45) a (7.47). Por fim, a determinação da operação do comutador de taps é definida a partir das equações (7.48) e (7.49), resultando nas relações entre as tensões da fonte e da carga (a_R), conforme equação (7.29), válidas, independentemente por fase, tanto na operação elevar quanto reduzir.

Sendo assim, para a obtenção das equações que relacionam as tensões e correntes do lado fonte e carga independentemente da operação elevar ou reduzir, deve-se utilizar as relações entre os enrolamentos shunt e série, os quais se mantêm válidos para qualquer conexão dos reguladores de tensão monofásicos.

Recorrendo à figura (7.16), almeja-se expressar as tensões de linha na fonte como função das tensões de linha da carga. Logo, através da inspeção dos circuitos, e agregando o resultado da equação (7.27), têm-se:

$$V_{AB} = V_{Ab} + V_{bB} = a_{Rab} \cdot V_{ab} + V_{bB} \tag{7.62}$$

$$\Leftrightarrow V_{AB} = a_{Rab} \cdot V_{ab} + V_{bB} \tag{7.63}$$

$$V_{BC} = V_{Bc} + V_{cC} = a_{Rbc} \cdot V_{bc} + V_{cC} \tag{7.64}$$

$$\Leftrightarrow V_{BC} = a_{Rbc} \cdot V_{bc} + V_{cC} \tag{7.65}$$

$$V_{CA} = V_{Ca} + V_{aA} = a_{Rca} \cdot V_{ca} + V_{aA} \tag{7.66}$$

$$\Leftrightarrow V_{CA} = a_{Rca} \cdot V_{ca} + V_{aA} \tag{7.67}$$

E pela análise interna de cada regulador de tensão monofásico, têm-se:

$$V_{Ab} = -V_{aA} + V_{ab} \tag{7.68}$$

$$\text{e} \quad V_{Bc} = -V_{bB} + V_{bc} \tag{7.69}$$

$$\text{e} \quad V_{Ca} = -V_{cC} + V_{ca} \tag{7.70}$$

Visando a determinação dos termos V_{aA}, V_{bB}, e V_{cC}, rearranjam-se as equações (7.68) a (7.70). E adicionalmente, utiliza-se o resultado da equação (7.27). Logo:

$$V_{aA} = -V_{Ab} + V_{ab} = -a_{Rab} \cdot V_{ab} + V_{ab} \tag{7.71}$$

$$V_{bB} = -V_{Bc} + V_{bc} = -a_{Rbc} \cdot V_{bc} + V_{bc} \tag{7.72}$$

$$V_{cC} = -V_{Ca} + V_{ca} = -a_{Rca} \cdot V_{ca} + V_{ca} \tag{7.73}$$

Resultando em:

$$V_{aA} = (1 - a_{Rab}) \cdot V_{ab} \tag{7.74}$$

$$V_{bB} = (1 - a_{Rbc}) \cdot V_{bc} \tag{7.75}$$

$$V_{cC} = (1 - a_{Rca}) \cdot V_{ca} \tag{7.76}$$

Substituindo as equações (7.74) a (7.76) em (7.63), (7.65), e (7.67), têm-se:

$$V_{AB} = a_{Rab} \cdot V_{ab} + (1 - a_{Rbc}) \cdot V_{bc} \tag{7.77}$$

$$V_{BC} = a_{Rbc} \cdot V_{bc} + (1 - a_{Rca}) \cdot V_{ca} \tag{7.78}$$

$$V_{CA} = a_{Rca} \cdot V_{ca} + (1 - a_{Rab}) \cdot V_{ab} \tag{7.79}$$

Resultando, na forma matricial, na equação (7.80):

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} a_{Rab} & 1 - a_{Rbc} & 0 \\ 0 & a_{Rbc} & 1 - a_{Rca} \\ 1 - a_{Rab} & 0 & a_{Rca} \end{bmatrix}}_{=[a_t]} \cdot \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} \tag{7.80}$$

E consequentemente,

$$[b_t] = 0 \tag{7.81}$$

Resta a determinação da correlação entre as correntes da fonte e da carga. Para tal aplica-se a lei de Kirchhoff das correntes no regulador de tensão monofásico conectado na fonte ‘A’ e neutro ‘b’. Têm-se:

$$I_a = I_{ca} + I_{a'} \tag{7.82}$$

$$\text{e} \quad I_{a'} + I_{ab} = I_A \tag{7.83}$$

E substituindo a equação (7.55) na equação (7.83), tem-se:

$$a_{Rab} \cdot I_A = I_{a'} = I_A - I_{ab} \tag{7.84}$$

Resultando em:

$$I_{ab} = I_A \cdot (1 - a_{Rab}) \tag{7.85}$$

E de forma análoga, têm-se:

$$I_{bc} = I_B \cdot (1 - a_{Rbc}) \tag{7.86}$$

$$I_{ca} = I_C \cdot (1 - a_{Rca}) \tag{7.87}$$

Determinam-se, conforme lei de Kirchhoff das correntes aplicada para a equação (7.82), e substituindo os resultados obtidos nas equações (7.85) a (7.87):

$$I_a = I_{ca} + I_{a'} \Rightarrow I_a = I_C \cdot (1 - a_{Rca}) + a_{Rab} \cdot I_A \tag{7.88}$$

$$I_b = I_{ab} + I_{b'} \Rightarrow I_b = I_A \cdot (1 - a_{Rab}) + a_{Rbc} \cdot I_B \tag{7.89}$$

$$I_c = I_{bc} + I_{c'} \Rightarrow I_c = I_B \cdot (1 - a_{Rbc}) + a_{Rca} \cdot I_C \tag{7.90}$$

Resultando, na forma matricial, na equação (7.91):

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{Rab} & 0 & 1-a_{Rca} \\ 1-a_{Rab} & a_{Rbc} & 0 \\ 0 & 1-a_{Rbc} & a_{Rca} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \tag{7.91}$$

Portanto,

$$[I_{abc}] = [d_t]^{-1} \cdot [I_{ABC}] \tag{7.92}$$

E consequentemente,

$$[c_t] = 0 \tag{7.93}$$

O resultado da operação de elevação de tensão +16 degraus (+ 10%) em um banco de reguladores de tensão monofásicos conectados em delta fechado é representado, através do diagrama fasorial, na figura (7.17). Deve-se notar que haverá rotação angular das tensões de linha, mesmo na condição de operação com taps iguais em todos os equipamentos.

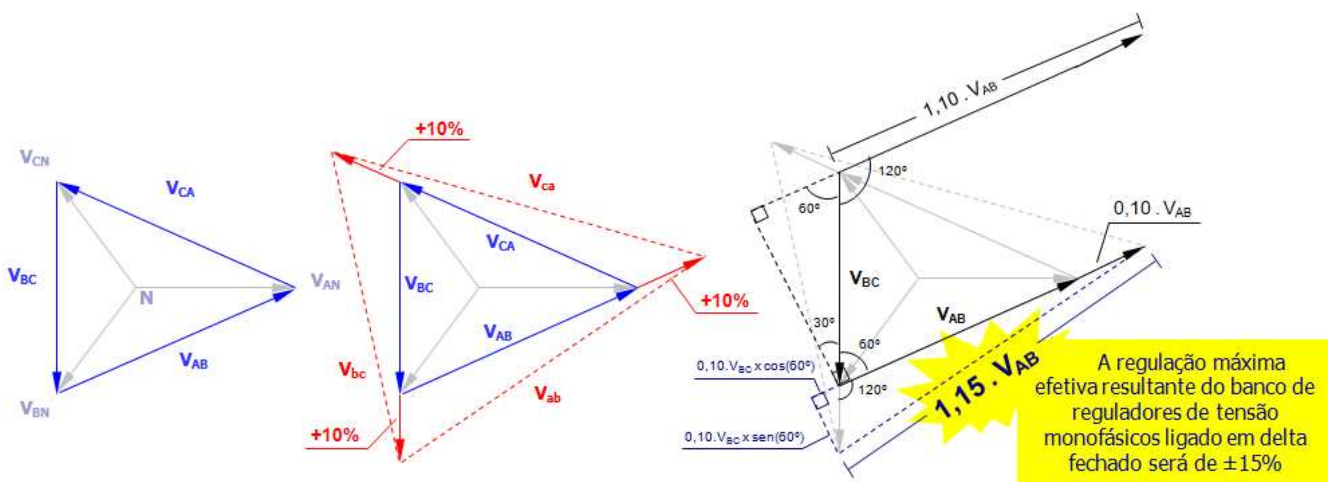


Fig. 7.17 - Diagrama fasorial do banco de reguladores de tensão monofásicos configuração Δ.

7.2.3. Banco 3Φ de reguladores de tensão monofásicos conectados em delta aberto (>)

Por fim, para combinação dos reguladores de tensão monofásicos na configuração delta aberto, usualmente aplicado na distribuição de energia elétrica em 13,8 kV, também são válidas as equações desenvolvidas para o regulador de tensão monofásico. Porém deve-se atentar que o banco proporcionará a regulação de tensão apenas das tensões de linha (fase-fase) nos quais os equipamentos estão presentes, por exemplo, V_{ab} e V_{cb}. Já a tensão de linha remanescente, no caso V_{ca}, será resultante da composição das outras duas pela Lei de Kirchhoff das tensões.

Na figura (7.18) representa-se o banco de reguladores de tensão monofásicos na conexão delta aberto "A-B e C-B", sendo que as outras duas possíveis ligações, ou seja, "B-C e A-C", e "C-A e B-A" podem ser desenvolvidas de forma análoga. Vale destacar ainda que as polaridades do enrolamento série estão evidenciadas para a operação elevar, porém as equações desenvolvidas a seguir se aplicam tanto para a operação elevar quanto reduzir. Sendo a operação determinada por a_R.

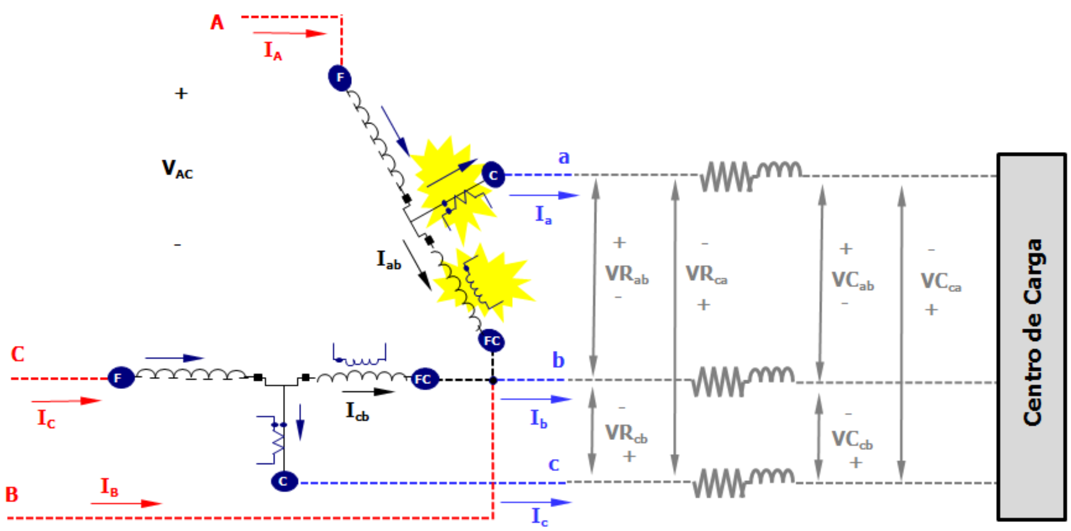


Fig. 7.18 - Banco 3Φ de reguladores de tensão monofásicos conectados em delta aberto.

Nesta configuração, conforme evidenciado na figura (7.18), é importante destacar que os transformadores de potencial (TPs) estão aferindo as tensões de linha (fase-fase) no lado de carga. Porém, diferentemente da conexão delta fechado, deve-se atentar para a corrente passante pelos transformadores de corrente (TCs). Verifica-se que o sistema de compensação de queda de tensão na linha está monitorando a corrente no lado de carga.

Dado que o sistema de compensação de queda de tensão na linha está aferindo a tensão de linha (fase-fase) no lado carga e a corrente de linha do lado de carga, a impedância equivalente real do sistema elétrico de distribuição deve ser determinada levando em consideração a apropriada queda de tensão de linha VR em relação a VC, dividindo-a pela corrente monitorada. Vide equações (7.94) e (7.95), as quais são derivadas da equação (7.37).

$$R_{real\,\Omega} + jX_{real\,\Omega}\Big|_a = \frac{VR_{ab} - VC_{ab}}{I_a}\,[\Omega] \tag{7.94}$$

$$R_{real\,\Omega} + jX_{real\,\Omega}\Big|_c = \frac{VR_{cb} - VC_{cb}}{I_c}\,[\Omega] \tag{7.95}$$

Já os parâmetros R' e X', calibrados em Volts, são facilmente determinados através da equação (7.44). E as equações do circuito compensador estão apresentadas nas equações (7.45) a (7.47). Por fim, a determinação da operação do comutador de taps é definida a partir das equações (7.48) e (7.49), resultando nas relações entre as tensões da fonte e da carga (a_R), conforme equação (7.29), válidas, independentemente por fase, tanto na operação elevar quanto reduzir.

Sendo assim, para a obtenção das equações que relacionam as tensões e correntes do lado fonte e carga independentemente da operação elevar ou reduzir, deve-se utilizar as relações entre os enrolamentos shunt e série, os quais se mantêm válidos para qualquer conexão dos reguladores de tensão monofásicos.

Recorrendo à figura (7.18), almeja-se expressar as tensões de linha na fonte como função das tensões de linha da carga. Logo, através da inspeção dos circuitos, e agregando o resultado da equação (7.27), têm-se:

$$V_{Ab} = a_{Rab} \cdot V_{ab} \tag{7.96}$$

e $$V_{Cb} = a_{Rcb} \cdot V_{cb} \tag{7.97}$$

e $$V_B = V_b \tag{7.98}$$

Visando a determinação dos termos V_{AB} e V_{BC}, substitui-se o resultado da equação (7.98) nas equações (7.96) e (7.97). Os resultados estão apresentados a seguir.

$$V_{AB} = a_{Rab} \cdot V_{ab} \tag{7.99}$$

e $$V_{BC} = a_{Rcb} \cdot V_{bc} \tag{7.100}$$

Já a tensão de linha remanescente, no caso V_{CA}, será resultante da composição das outras duas pela Lei de Kirchhoff das tensões. Vide equação (7.101).

$$V_{CA} = -V_{AB} - V_{BC} \tag{7.101}$$

E através da substituição das equações (7.99) e (7.100) em (7.101), tem-se:

$$V_{CA} = -a_{Rab} \cdot V_{ab} - a_{Rcb} \cdot V_{bc} \tag{7.102}$$

Resultando, na forma matricial, na equação (7.103):

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} a_{Rab} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rcb} & 0 \\ -a_{Rab} & -a_{Rcb} & 0 \end{bmatrix}}_{=[a_t]} \cdot \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} \tag{7.103}$$

E consequentemente,

$$[b_t] = 0 \tag{7.104}$$

De forma análoga, recorrendo à figura (7.18), almeja-se expressar as tensões de linha na carga como função das tensões de linha da fonte. Logo, através da inspeção dos circuitos, e agregando os resultados das equações (7.99) e (7.100), têm-se:

$$V_{ab} = \frac{V_{AB}}{a_{Rab}} \tag{7.105}$$

$$V_{bc} = \frac{V_{BC}}{a_{Rcb}} \tag{7.106}$$

$$V_{ca} = -V_{ab} - V_{bc} = -\frac{V_{AB}}{a_{Rab}} - \frac{V_{BC}}{a_{Rcb}} \tag{7.107}$$

Resultando, na forma matricial, na equação (7.108):

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{a_{Rab}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{Rcb}} & 0 \\ -\frac{1}{a_{Rab}} & -\frac{1}{a_{Rcb}} & 0 \end{bmatrix}}_{=[a_t]^{-1}} \cdot \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} \tag{7.108}$$

Resta a determinação da correlação entre as correntes da fonte e da carga. Para tal aplica-se a lei de Kirchhoff das correntes a cada um dos reguladores de tensão monofásicos. Logo:

$$I_A = I_{ab} + I_a \tag{7.109}$$

$$I_C = I_{cb} + I_c \tag{7.110}$$

Substituindo o resultado da equação (7.28) nas equações (7.109) e (7.110), têm-se:

$$I_A = I_{ab} + a_{Rab} \cdot I_A \tag{7.111}$$

$$I_C = I_{cb} + a_{Rca} \cdot I_C \tag{7.112}$$

Sendo assim, determina-se que:

$$I_A \cdot (1 - a_{Rab}) = I_{ab} \tag{7.113}$$

$$I_C \cdot (1 - a_{Rca}) = I_{cb} \tag{7.114}$$

Visando a obtenção da correlação das correntes da fonte e da carga, substituem-se as equações (7.113) e (7.114), respectivamente, nas equações (7.109) e (7.110). Logo:

$$I_A = I_A \cdot (1 - a_{Rab}) + I_a \tag{7.115}$$

$$I_C = I_C \cdot (1 - a_{Rca}) + I_c \tag{7.116}$$

Rearranjando os termos das equações (7.115) e (7.116), têm-se:

$$I_a = a_{Rab} \cdot I_A \tag{7.117}$$

$$I_c = a_{Rca} \cdot I_C \tag{7.118}$$

Adicionalmente, aplicando-se a lei de Kirchhoff das correntes no terminal “neutro” de ambos reguladores de tensão monofásicos, ou seja, no terminal “B-b”. Tem-se:

$$I_B + I_{cb} + I_{ab} = I_b \tag{7.119}$$

Substituindo os resultados das equações (7.113) e (7.114) em (7.119), obtêm-se:

$$I_B + I_C \cdot (1 - a_{Rca}) + I_A \cdot (1 - a_{Rab}) = I_b \tag{7.120}$$

E agregando a correlação das correntes da equação (7.28), tem-se:

$$I_B = I_b - \frac{I_c}{a_{Rca}} \cdot (1 - a_{Rca}) - \frac{I_a}{a_{Rab}} \cdot (1 - a_{Rab}) \tag{7.121}$$

Rearranjando os termos da equação (7.121) em função das correntes de carga I_a, I_b e I_c, obtêm-se:

$$I_B = I_b + I_c \cdot \left(\frac{-1}{a_{Rca}} + 1 \right) + I_a \cdot \left(\frac{-1}{a_{Rab}} + 1 \right) \tag{7.122}$$

E utilizando-se da condição de somatória de correntes nula para sistemas trifásicos em delta, têm-se:

$$I_B = -\frac{I_a}{a_{Rab}} - \frac{I_c}{a_{Rca}} + \cancelto{0}{\left(+ I_a + I_b + I_c \right)} \tag{7.123}$$

$$I_B = -\frac{I_a}{a_{Rab}} - \frac{I_c}{a_{Rca}} \tag{7.124}$$

Resultando, através da representação matricial das equações (7.117), (7.118) e (7.124), na equação (7.125). Esta apresentada a seguir.

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1/a_{Rab} & 0 & 0 \\ -1/a_{Rab} & 0 & -1/a_{Rca} \\ 0 & 0 & 1/a_{Rca} \end{bmatrix}}_{=[d_t]} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{7.125}$$

E consequentemente,

$$[c_t] = 0 \tag{7.126}$$

Já a correlação entre as correntes da carga e da fonte é derivada a partir das equações (7.117), (7.118), e da condição de somatória de correntes nula para sistemas trifásicos em delta. Sendo assim, têm-se, na forma matricial, a equação (7.127):

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} a_{Rab} & 0 & 0 \\ -a_{Rab} & 0 & -a_{Rca} \\ 0 & 0 & a_{Rca} \end{bmatrix}}_{=[d_t]^{-1}} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \tag{7.127}$$

O resultado da operação de elevação de tensão +16 degraus (+ 10%) em um banco de reguladores de tensão monofásicos conectados em delta aberto "A-B e C-B" é representado, através do diagrama fasorial, na figura (7.19). Os diagramas fasoriais das outras duas possíveis ligações, ou seja, "B-C e A-C", e "C-A e B-A" podem ser desenvolvidos de forma análoga.

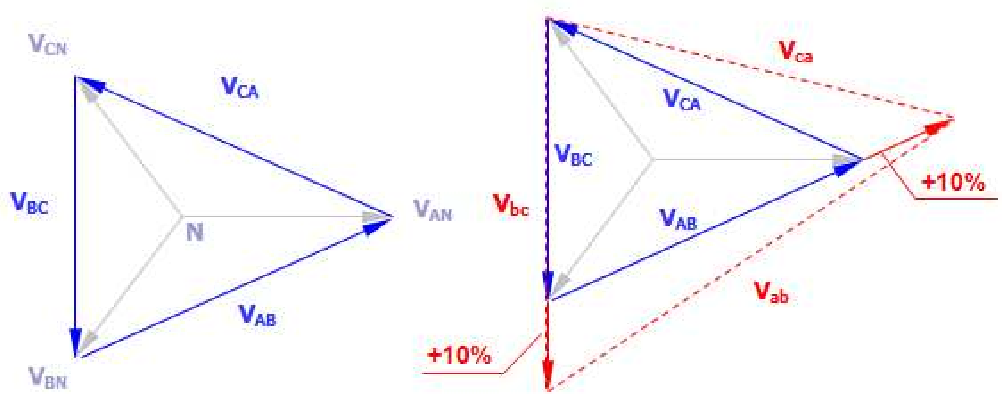


Fig. 7.19 - Diagrama fasorial do banco de reguladores de tensão monofásicos delta aberto.

A partir da figura (7.19) deve-se notar que haverá desequilíbrio estrutural mesmo na condição de operação com taps iguais nos dois equipamentos. Tal desequilíbrio é evidenciado pela rotação angular das tensões, e também pelo módulo da tensão de linha não regulada ser diferente das demais.

No caso dos taps dos equipamentos serem distintos, haverá tanto o desequilíbrio estrutural supracitado, quanto o desequilíbrio operacional decorrente da regulação distinta por equipamento regulador de tensão monofásico.

7.3. Conclusão

Neste capítulo desenvolveu-se modelagem dos reguladores de tensão monofásicos e combinações típicas para formação de bancos trifásicos nas configurações estrela aterrado, delta fechado, e delta aberto. Tais modelos foram abordados visando apenas a utilização de informações presentes na placa de identificação, ensaios e manuais dos equipamentos. E têm como variáveis parâmetros reais presentes nas folhas de ajustes dos reguladores monofásicos.

Na modelagem apresentada estão inclusos o refinamento das parametrizações, e recurso de compensação de queda de tensão de linha (LDC). Desta forma, agregam-se os desequilíbrios estruturais e operacionais dos sistemas elétricos de distribuição aos resultados das condições de operação em regime permanente.

Ou seja, representam-se os desequilíbrios operacionais decorrentes da comutação de taps independente em cada regulador de tensão monofásico. E desequilíbrios estruturais oriundos da forma de conexão dos equipamentos, para os quais, mesmo na condição de operação com taps iguais, serão observadas rotações angulares e até diferenças nos módulos das tensões reguladas.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento, de formulações e modelos, apresentado neste trabalho visou a viabilização de uma representação conjunta dos diversos aspectos estruturais e operacionais envolvidos no funcionamento de um alimentador de distribuição. E para tal, foram abordadas, uma a uma, as características reais dos sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos (MRT), das cargas, dos bancos de capacitores, dos transformadores e dos reguladores de tensão.

Este foi o principal objetivo que norteou a presente dissertação.

Em síntese, ressaltam-se aspectos importantes abordados por intermédio da (o):

- contextualização da modelagem da distribuição de média tensão através da abordagem trifásica; e apresentação dos conceitos básicos, nomenclaturas, e particularidades dos sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos (MRT);
- caracterização dos circuitos através da abordagem eletromagnética, da teoria das imagens, e das equações de Carson, com determinação dos parâmetros concentrados por segmentos de redes de distribuição aéreos. Modelo este capaz de representar os desequilíbrios estruturais inerentes à disposição espacial entre condutores e ao solo sem utilizar-se de hipóteses simplificadoras;
- caracterização real das cargas refletindo os diversos segmentos e estratificações de unidades consumidoras conforme modalidades tarifárias, classes, faixas de demanda e consumo;
- desenvolvimento dos modelos reais dos bancos de capacitores trifásicos fixos e automáticos em derivação;
- contextualização e modelagem de transformadores nos sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos (MRT);
- modelagem dos reguladores de tensão monofásicos e combinações típicas para formação de bancos trifásicos. Tais modelos foram abordados visando apenas a utilização de informações presentes na placa de identificação, ensaios e manuais dos equipamentos. E têm como variáveis parâmetros reais presentes nas folhas de ajustes dos reguladores monofásicos.

A abordagem presente neste trabalho torna possível uma representação, de sistemas de distribuição, que integra seus componentes em um modelo do conjunto. Este possibilitará o desenvolvimento de ferramentas de simulação visando estudo de planejamento e operação.

O resultado é a representação trifásica de sistemas elétricos de média tensão de distribuição considerando as particularidades dos sistemas trifásicos, bifásicos e monofásicos (MRT); e de seus componentes. A figura (8.1) ilustra um cenário de integração das formulações estudadas.

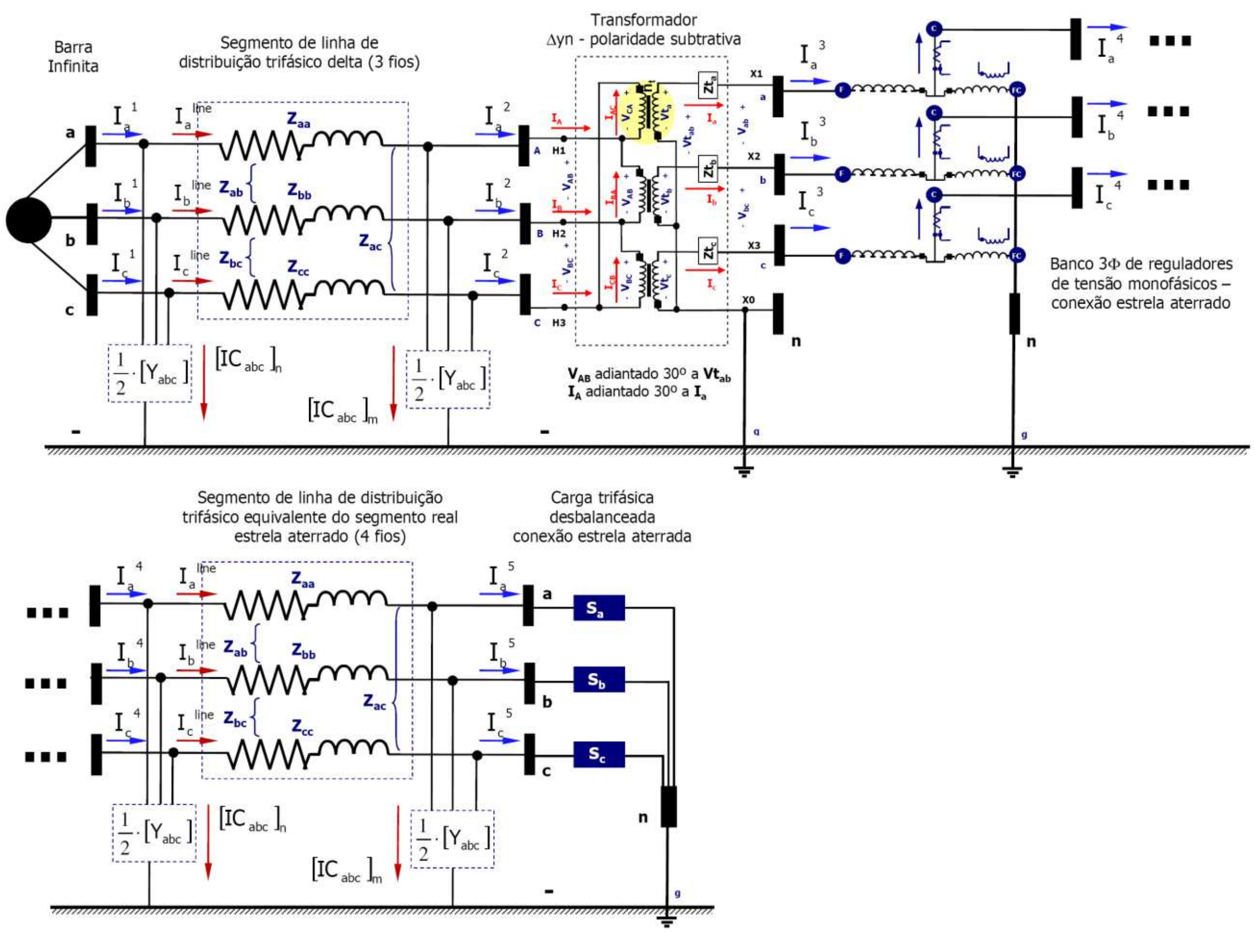


Fig. 8.1 - Representação trifásica ilustrativa evidenciando a composição dos modelos trifásicos dos componentes para caracterização do sistema elétrico.

O estudo aqui apresentado completa um estágio que proporciona a possibilidade de um trabalho acadêmico futuro, em engenharia de sistemas elétricos, que vise:

- o estudo de métodos de resolução do fluxo de potência trifásico. Dentre os quais se considera o trabalho apresentado por Kersting e Mendive no IEEE Winter Power Meeting 1976 [14], mas não se limitando ao mesmo;
- agregar a análise econômico-financeira à implementação de métodos de resolução do fluxo de potência trifásico.

O objetivo é proporcionar uma compreensão mais abrangente e sistêmica do serviço de energia elétrica, atuando na resolução da alocação de recursos (modicidade tarifária) e gerenciamento de ativos, ambos cruciais à sustentabilidade do negócio da distribuição.

A título motivacional, a seguir, na figura (8.2), se apresenta um sistema elétrico real de distribuição em média tensão. Nesta representação evidenciam-se as subestações de distribuição (SEDs) através de triângulos com preenchimento na cor preta, e cada uma das linhas de distribuição (alimentadores) por uma cor distinta por subestação.

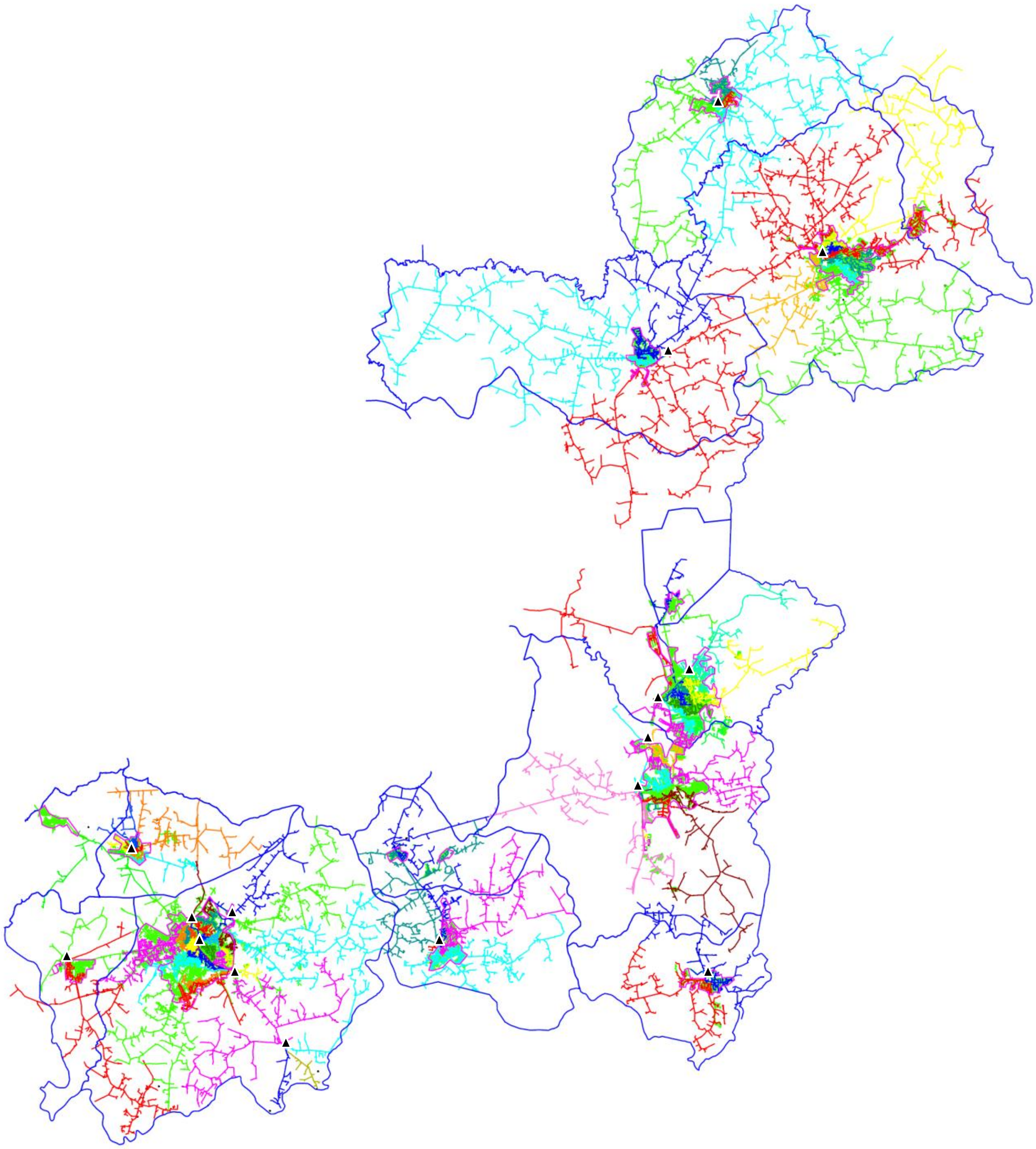


Fig. 8.2 - Representação de sistema elétrico real de distribuição em média tensão.

A título ilustrativo, a seguir desenvolver-se-á, para um sistema de distribuição hipotético extraído de Kersting [01], a integração dos componentes em um modelo do conjunto. Após compor os modelos trifásicos dos componentes para caracterização do sistema elétrico, utiliza-se, neste exemplo, método de resolução do fluxo de potência trifásico conforme Kersting e Mendive [14].

Exemplo 8.1

Um sistema de distribuição hipotético é exibido na figura (8.3). Para este sistema as tensões de linha na barra infinita são equilibradas trifásicas, com tensões de linha de 12,47 kV. O segmento de rede de distribuição 1-2 é de pouca extensão, trifásico a três fios com neutro aterrado somente na subestação, e estabelece a ligação entre a barra infinita e o banco de transformadores Δyn. Já o segmento 3-4 também é de pouca extensão, porém trifásico a três fios com cabo-guarda multiaterrado. Ambos os segmentos são constituídos de condutores de fase 336,4 26/7 ACSR. Já o cabo-guarda é 4/0 6/1 ACSR.

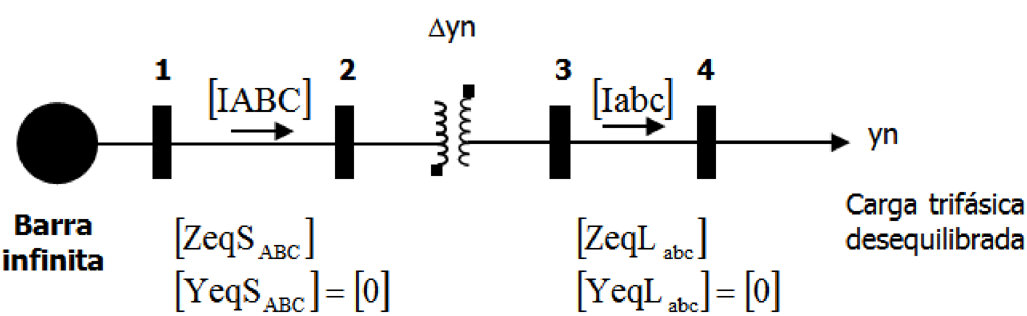
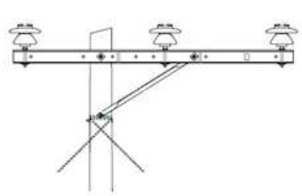


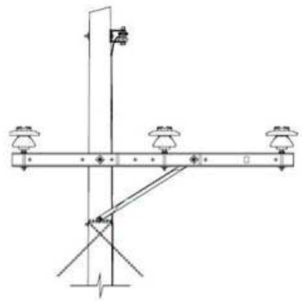
Fig. 8.3 - Representação do sistema elétrico de distribuição hipotético em média tensão.

Dado que os segmentos de rede de distribuição são de pouca extensão, pode-se simplificar a análise desprezando as admitâncias shunt. E considerando a disposição espacial entre condutores e dos mesmos ao solo conforme estruturas de cada segmento, apresentam-se abaixo as matrizes de impedâncias primitivas série dos segmentos 1-2 e 3-4, respectivamente:



$$[ZeqS_{ABC}] = \begin{bmatrix} 0{,}1414 + j0{,}5353 & 0{,}0361 + j0{,}3225 & 0{,}0361 + j0{,}2752 \\ 0{,}0361 + j0{,}3225 & 0{,}1414 + j0{,}5353 & 0{,}0361 + j0{,}2955 \\ 0{,}0361 + j0{,}2752 & 0{,}0361 + j0{,}2955 & 0{,}1414 + j0{,}5353 \end{bmatrix} \Omega$$

$$[YeqS_{ABC}] = [0]$$



$$[ZeqL_{abc}] = \begin{bmatrix} 0{,}1907 + j0{,}5035 & 0{,}0607 + j0{,}2302 & 0{,}0598 + j0{,}1751 \\ 0{,}0607 + j0{,}2302 & 0{,}1939 + j0{,}4885 & 0{,}0614 + j0{,}1931 \\ 0{,}0598 + j0{,}1751 & 0{,}0614 + j0{,}1931 & 0{,}1921 + j0{,}4970 \end{bmatrix} \Omega$$

$$[YeqL_{abc}] = [0]$$

Já o banco de transformadores é conectado Δyn polaridade aditiva 30º conforme figura (6.10) da presente dissertação. Cada transformador monofásico que compõe o banco tem os seguintes dados de placa: 2000 kVA, 12,47 / 2,4 kV, Z = (1,0 + j 6,0) %.

Por fim, tal sistema de distribuição atende a uma carga trifásica desequilibrada conexão Y com neutro, cujas potências complexas (kVA) e fatores de potência de cada fase são conhecidas. As mesmas são S_a = 750 kVA, S_b = 1000 kVA e S_c = 1250 kVA. Cujos fatores de potência são atrasados, respectivamente 0,85, 0,90 e 0,95.

A figura (8.4) abaixo evidencia os componentes a serem integrados em um modelo de conjunto. E evidencia as informações que caracterizam cada um deles conforme enunciado do exemplo 8.1.

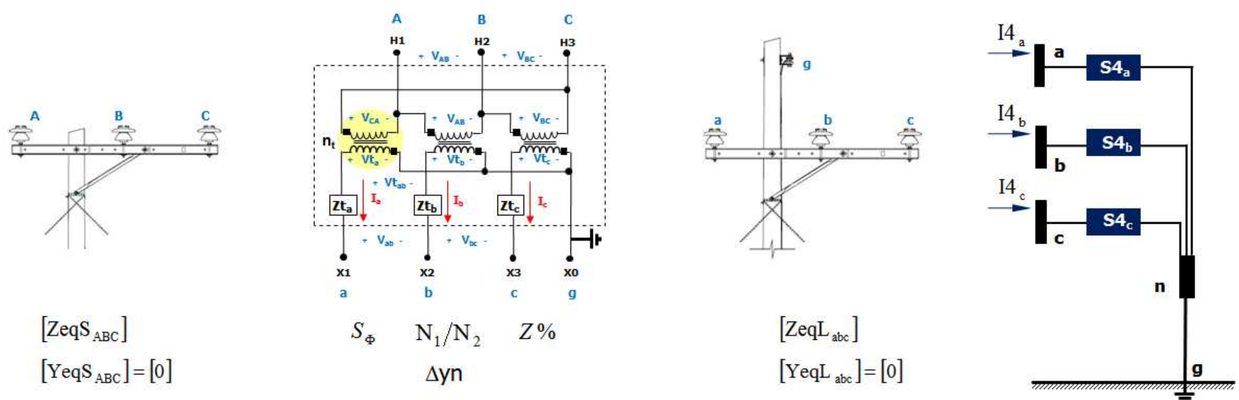


Fig. 8.4 - Componente a serem integrados em um modelo de conjunto.

Desta forma, o primeiro passo é a obtenção, para cada um dos componentes, das matrizes generalizadas apresentadas na equação (3.39) da presente dissertação.

Para caracterização dos segmentos de rede de distribuição utilizar-se-á, respectivamente, das equações (3.69), (3.70), (3.80), (3.81), (3.73) e (3.74). Aplicadas ao segmento 1-2 resultarão nas seguintes matrizes generalizadas:

$$[a_1] = [U] + \frac{1}{2}\cdot[\mathrm{ZeqS}_{ABC}]\cdot\cancelto{[0]}{[\mathrm{YeqS}_{ABC}]} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$[b_1] = [\mathrm{ZeqS}_{ABC}] = \begin{bmatrix} 0{,}1414 + j0{,}5353 & 0{,}0361 + j0{,}3225 & 0{,}0361 + j0{,}2752 \\ 0{,}0361 + j0{,}3225 & 0{,}1414 + j0{,}5353 & 0{,}0361 + j0{,}2955 \\ 0{,}0361 + j0{,}2752 & 0{,}0361 + j0{,}2955 & 0{,}1414 + j0{,}5353 \end{bmatrix}$$

$$[c_1] = \cancelto{[0]}{[\mathrm{YeqS}_{ABC}]} + \frac{1}{4}\cdot\cancelto{[0]}{[\mathrm{YeqS}_{ABC}]}\cdot[\mathrm{ZeqS}_{ABC}]\cdot\cancelto{[0]}{[\mathrm{YeqS}_{ABC}]} = [0]$$

$$[d_1] = [U] + \frac{1}{2}\cdot\cancelto{[0]}{[\mathrm{YeqS}_{ABC}]}\cdot[\mathrm{ZeqS}_{ABC}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$[A_1] = [a_1]^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$[B_1] = [a_1]^{-1}\cdot[b_1] = \begin{bmatrix} 0{,}1414 + j0{,}5353 & 0{,}0361 + j0{,}3225 & 0{,}0361 + j0{,}2752 \\ 0{,}0361 + j0{,}3225 & 0{,}1414 + j0{,}5353 & 0{,}0361 + j0{,}2955 \\ 0{,}0361 + j0{,}2752 & 0{,}0361 + j0{,}2955 & 0{,}1414 + j0{,}5353 \end{bmatrix}$$

E aplicadas ao segmento 3-4 resultarão em:

$$[a_2] = [U] + \frac{1}{2}\cdot[\mathrm{ZeqL}_{abc}]\cdot\cancelto{[0]}{[\mathrm{YeqL}_{abc}]} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$[b_2] = [\mathrm{ZeqL}_{abc}] = \begin{bmatrix} 0{,}1907 + j0{,}5035 & 0{,}0607 + j0{,}2302 & 0{,}0598 + j0{,}1751 \\ 0{,}0607 + j0{,}2302 & 0{,}1939 + j0{,}4885 & 0{,}0614 + j0{,}1931 \\ 0{,}0598 + j0{,}1751 & 0{,}0614 + j0{,}1931 & 0{,}1921 + j0{,}4970 \end{bmatrix}$$

$$[c_2] = \cancelto{[0]}{[\mathrm{YeqL}_{abc}]} + \frac{1}{4}\cdot\cancelto{[0]}{[\mathrm{YeqL}_{abc}]}\cdot[\mathrm{ZeqL}_{abc}]\cdot\cancelto{[0]}{[\mathrm{YeqL}_{abc}]} = [0]$$

$$[d_2]=[U]+\frac{1}{2}\cdot\underset{[0]}{\cancel{[YeqL_{abc}]}}\cdot[ZeqL_{abc}]=\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix}$$

$$[A_2]=[a_2]^{-1}=\begin{bmatrix}1&0&0\\0&1&0\\0&0&1\end{bmatrix}$$

$$[B_2]=[a_2]^{-1}\cdot[b_2]=\begin{bmatrix}0{,}1907+j0{,}5035&0{,}0607+j0{,}2302&0{,}0598+j0{,}1751\\0{,}0607+j0{,}2302&0{,}1939+j0{,}4885&0{,}0614+j0{,}1931\\0{,}0598+j0{,}1751&0{,}0614+j0{,}1931&0{,}1921+j0{,}4970\end{bmatrix}$$

Para caracterização do banco de transformadores trifásico conexão Δyn polaridade aditiva 30º, a impedância percentual informada na placa de cada transformador monofásico deverá ser refletida ao lado de baixa, e determinada em ohms. Utiliza-se então a equação (A.3):

$$Z_{base}=\frac{(V_{fase})^2}{S_\Phi}=\frac{(2{,}4\cdot10^3)^2}{2000\cdot10^3}=2{,}88\Omega$$

$$Zt_{low}=(Z\%/100)\cdot Z_{base}=(0{,}01+j0{,}06)\cdot2{,}88$$
$$Zt_{low}=(0{,}0288+j0{,}1728)\ \Omega$$

Então se define a matriz de impedâncias do banco de transformadores, a partir da equação (6.15), como:

$$[Zt_{abc}]=\begin{bmatrix}Zt_a&0&0\\0&Zt_b&0\\0&0&Zt_c\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}0{,}0288+j0{,}1728&0&0\\0&0{,}0288+j0{,}1728&0\\0&0&0{,}0288+j0{,}1728\end{bmatrix}$$

Já a relação de espiras de cada transformador monofásico e a relação de transformação do banco trifásico Δyn polaridade aditiva 30º são determinados pela equação (6.5):

$$n_t=\frac{N_1}{N_2}=\frac{12{,}47}{2{,}4}=5{,}1958$$

$$a_t=\frac{n_t}{\sqrt{3}}=\frac{12{,}47}{\sqrt{3}\cdot2{,}4}=2{,}9998$$

E as matrizes generalizadas do banco de transformadores são determinadas a partir das equações (6.14), (6.20), (6.27), (6.28), (6.33) e (6.37), respectivamente:

$$[a_t] = \frac{-\mathrm{n_t}}{3} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -3{,}4639 & -1{,}7319 \\ -1{,}7319 & 0 & -3{,}4639 \\ -3{,}4639 & -1{,}7319 & 0 \end{bmatrix}$$

$$[b_t] = \frac{-n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 2 \cdot Zt_b & Zt_c \\ Zt_a & 0 & 2 \cdot Zt_c \\ 2 \cdot Zt_a & Zt_b & 0 \end{bmatrix}$$

$$[b_t] = \begin{bmatrix} 0 & -0{,}0998 - j0{,}5986 & -0{,}0499 - j0{,}2993 \\ -0{,}0499 - j0{,}2993 & 0 & -0{,}0998 - j0{,}5986 \\ -0{,}0998 - j0{,}5986 & -0{,}0499 - j0{,}2993 & 0 \end{bmatrix}$$

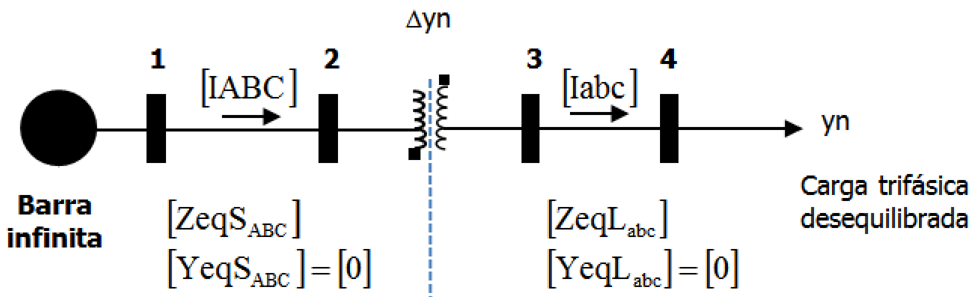
$$[c_t] = 0$$

$$[d_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0{,}1925 & -0{,}1925 & 0 \\ 0 & 0{,}1925 & -0{,}1925 \\ -0{,}1925 & 0 & 0{,}1925 \end{bmatrix}$$

$$[A_t] = \frac{1}{\mathrm{n_t}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0{,}1925 & 0 & -0{,}1925 \\ -0{,}1925 & 0{,}1925 & 0 \\ 0 & -0{,}1925 & 0{,}1925 \end{bmatrix}$$

$$[B_t] = [Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} 0{,}0288 + j0{,}1728 & 0 & 0 \\ 0 & 0{,}0288 + j0{,}1728 & 0 \\ 0 & 0 & 0{,}0288 + j0{,}1728 \end{bmatrix}$$

Referente ao banco de transformadores 3Φ conexão Δyn polaridade aditiva 30º, deve-se atentar à rotação angular das tensões. Para tal, a partir do dado de que as tensões de linha na barra infinita são equilibradas trifásicas, com tensões de linha de 12,47 kV, têm-se a figura (8.5). A mesma apresenta os ângulos das tensões no lado de alta e baixa do banco de transformadores.



$$[VLL_S]=\begin{bmatrix} 12470\angle 30^\circ \\ 12470\angle -90^\circ \\ 12470\angle 150^\circ \end{bmatrix} \text{V}$$

$$[VLN_S]=\begin{bmatrix} 7199{,}6\angle 0^\circ \\ 7199{,}6\angle -120^\circ \\ 7199{,}6\angle 120^\circ \end{bmatrix} \text{V} \qquad [VLN_L]=\begin{bmatrix} 2400\angle -30^\circ \\ 2400\angle -150^\circ \\ 2400\angle 90^\circ \end{bmatrix} \text{V}$$

Fig. 8.5 - Ângulos das tensões no lado de alta e baixa do banco de transformadores.

Por fim, determina-se, a partir da equação (4.1), a potência complexa da carga trifásica desequilibrada conexão Y com neutro:

$$[S4]=\begin{bmatrix} 750\angle +acos(0{,}85) \\ 1000\angle +acos(0{,}90) \\ 1250\angle +acos(0{,}95) \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} 750\angle +31{,}79^\circ \\ 1000\angle +25{,}84^\circ \\ 1250\angle +18{,}19^\circ \end{bmatrix} \text{kVA}$$

E estabelecendo inicialização das tensões na carga como sendo as tensões nominais no lado de baixa do banco de transformadores Δyn polaridade aditiva 30º, tem-se:

$$[V4]=\begin{bmatrix} 2400\angle -30^\circ \\ 2400\angle -150^\circ \\ 2400\angle 90^\circ \end{bmatrix} \text{V}$$

Neste momento têm-se compostos os modelos trifásicos dos componentes para caracterização do sistema elétrico. E os passos seguintes ilustram o método de resolução do fluxo de potência trifásico conforme Kersting e Mendive [14].

A partir da premissa de tensões nominais de fase na carga, e conhecida a potência complexa, determina-se a corrente da carga trifásica desequilibrada para esta condição:

$$[I4] = \left(\frac{S4 \cdot 1000}{V4}\right)^* = \begin{bmatrix} 312{,}5\angle -61{,}8^\circ \\ 416{,}7\angle -175{,}8^\circ \\ 520{,}8\angle +71{,}8^\circ \end{bmatrix}$$

Utilizando-se das matrizes generalizadas do segmento 3-4 de rede de distribuição, e determinada a corrente da carga trifásica, têm-se:

$$[V3] = [a_2]\cdot[V4] + [b_2]\cdot[I4] = \begin{bmatrix} 2470{,}9\angle -29{,}5^\circ \\ 2534{,}4\angle -148{,}4^\circ \\ 2509{,}5\angle +94{,}1^\circ \end{bmatrix} \text{V}$$

$$[I3] = [c_2]\cdot[V4] + [d_2]\cdot[I4] = \begin{bmatrix} 312{,}5\angle -61{,}8^\circ \\ 416{,}7\angle -175{,}8^\circ \\ 520{,}8\angle +71{,}8^\circ \end{bmatrix} \text{A}$$

Prosseguindo sentido à barra infinita, e através das matrizes generalizadas do banco de transformadores 3Φ conexão Δyn polaridade aditiva 30º , têm-se:

$$[V2] = [a_t]\cdot[V3] + [b_t]\cdot[I3] = \begin{bmatrix} 7956{,}4\angle +3{,}3^\circ \\ 7344{,}5\angle -113{,}4^\circ \\ 7643{,}0\angle +120{,}5^\circ \end{bmatrix} \text{V}$$

$$[I2] = [c_t]\cdot[V3] + [d_t]\cdot[I3] = \begin{bmatrix} 118{,}2\angle -23{,}5^\circ \\ 150{,}3\angle -137{,}8^\circ \\ 148{,}3\angle +88{,}9^\circ \end{bmatrix} \text{A}$$

E através das matrizes generalizadas do segmento 1-2 de rede de distribuição determinam-se as tensões equivalentes fase-neutro do sistema equivalente estrela não-aterrado. O resultado é apresentado a seguir.

$$[V1]=[a_1]\cdot[V2]+[b_1]\cdot[I2]=\begin{bmatrix}7985{,}9\angle+3{,}4^\circ\\7370{,}6\angle-113{,}2^\circ\\7673{,}6\angle+120{,}7^\circ\end{bmatrix}\text{V}$$

$$[I1]=[c_1]\cdot[V2]+[d_1]\cdot[I2]=\begin{bmatrix}118{,}2\angle-23{,}5^\circ\\150{,}3\angle-137{,}8^\circ\\148{,}3\angle+88{,}9^\circ\end{bmatrix}\text{A}$$

Então as tensões de linha calculadas no nó #1 são:

$$[VLL1]=\begin{bmatrix}13067{,}5\angle+33{,}7^\circ\\13411{,}4\angle-85{,}7^\circ\\13375{,}9\angle+152{,}7^\circ\end{bmatrix}\text{V}$$

O que resulta num erro entre o valor calculado e o dado de que as tensões de linha na barra infinita são equilibradas trifásicas, com tensões de linha de 12,47 kV. Tal diferença entre as magnitudes das tensões de linha pode ser calculada na base p.u. conforme abaixo:

$$[Error]_{pu}=\frac{\left\|[VLL_S-VLL1]\right\|}{12470}=\begin{bmatrix}0{,}0809\\0{,}1086\\0{,}0876\end{bmatrix}pu$$

Dado que os erros são superiores à tolerância, este definido como de 0,001 p.u., não houve convergência na etapa “forward sweep” da primeira iteração. Sendo assim, inicia-se o “backward sweep” utilizando as tensões equivalentes fase-neutro decorrentes da operação trifásica equilibrada 12,47 kV na barra infinita. Vale destacar que no processo de cálculo das novas tensões no sentido fonte-carga utiliza-se das correntes calculadas no processo “forward sweep”. Logo:

$$[V2]=[A_1]\cdot[VLN_S]-[B_1]\cdot[I2]=\begin{bmatrix}7171{,}1\angle-0{,}1^\circ\\7176{,}7\angle-120{,}2^\circ\\7169{,}3\angle+119{,}8^\circ\end{bmatrix}\text{V}$$

$$[V3]=[A_t]\cdot[V2]-[B_t]\cdot[I3]=\begin{bmatrix}2354{,}0\angle-31{,}2^\circ\\2351{,}0\angle-151{,}6^\circ\\2349{,}9\angle+87{,}8^\circ\end{bmatrix}\text{V}$$

$$[V4]=[A_2]\cdot[V3]-[B_2]\cdot[I4]=\begin{bmatrix} 2283{,}7\angle-31{,}7^\circ \\ 2221{,}4\angle-153{,}6^\circ \\ 2261{,}0\angle+83{,}2^\circ \end{bmatrix}\text{V}$$

Uma vez determinadas as novas tensões têm-se completada a primeira iteração. A segunda iteração iniciará através do recálculo das correntes da carga trifásica desequilibrada considerando a nova tensão V4 resultante da primeira iteração. Logo a etapa “forward sweep” conferirá a determinação das novas tensões e correntes ao longo do sistema de distribuição com base neste nova corrente de carga.

As etapas “forward sweep” e “backward sweep” continuarão até que o erro entre o valor calculado e o dado de que as tensões de linha na barra infinita são equilibradas trifásicas, com tensões de linha de 12,47 kV, atinja valor inferior à tolerância. Ou então atinja o critério de parada. Critério este que pode ser um número máximo de iterações. Caso atingido evidenciará a não convergência.

No caso hipotético apresentado haverá convergência após quatro iterações. O resultado obtido apresenta erro de 0,0003 p.u.. E o resultado é apresentado abaixo:

$$[V4_{\text{final}}]=\begin{bmatrix} 2278{,}7\angle-31{,}8^\circ \\ 2199{,}8\angle-153{,}5^\circ \\ 2211{,}2\angle+83{,}1^\circ \end{bmatrix}\text{V}$$

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS[1]

[01] Kersting, W.H. *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press LLC, 2002.

[02] Cipoli, J.A. *Engenharia de Distribuição*. Qualitymark Editora Ltda, 1993.

[03] Irwin, J. D. *Análise de Circuitos em Engenharia, Quarta Edição*. Makron Books, 2000.

[04] Arrillaga, J., Arnold, C. P, Harker, B. J. *Computer Modelling of Electrical Power Systems*. John Wiley & Sons, 1983.

[05] Burian Jr., Y., Lyra, A. C. *Circuitos Elétricos 1ª edição*. Editora Pearson Education do Brasil, 2006.

[06] Saadat, H. *Power System Analysis.* Milwaukee School of Engineering: Editora McGraw-Hill, 1999. Chapter 4 - Transmission Line Parameters.

[07] Grainger, J. J., Stevenson, W.D. *Power System Analysis.* Editora McGraw-Hill, 1994. Chapter 4 - Series Impedance of Transmission Line.

[08] Monticelli, A. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Editora Edgard Blücher, 1983.

[09] Ramos, D. S., Dias, E. M. *Sistemas Elétricos de Potência - Regime Permanente*. Volumes 1 e 2. Editora Guanabara Dois S.A., 1982.

[10] Elgerd, O. I. *Introdução à teoria de Sistemas de Energia Elétrica*. Editora McGraw-Hill do Brasil, 1977.

[11] Monticelli, A., Garcia, A. *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica.* Editora da UNICAMP, 2003.

[12] Carson, J.R., Wave Propagation in Overhead Wires, with Ground Return, *The Bell System Technical Journal*, Vol. 5, pp. 539-554, 1926.

[13] Trevino, C., Cases of difficult convergence in load-flow problems, IEEE Paper n. 71-62-PWR, Presented at the *IEEE Summer Power Meeting*, Los Angeles, 1970.

[1] As referências bibliográficas apresentadas são numeradas sequencialmente. A ordenação utilizada visa segmentar as referências bibliográficas identificando primeiro os livros utilizados [01] a [11]; artigos [12] a [24]; teses de mestrado e doutorado [25] a [30]; resoluções dos órgãos reguladores do setor elétrico, diretrizes, procedimentos, normas técnicas, manuais e catálogos de equipamentos [31] a [57].

[14] Kersting, W.H. and Mendive, D.L., An application of ladder network theory to the solution of three-phase radial load-flow problems, IEEE Conference Paper, Presented at the IEEE Winter Power Meeting, New York, January 1976.

[15] Ghos S. , Das D. Method for load -flow solution of radial distribution networks, IEE Proc.-Gener. Trasm. Distrib., Vol.146, No 6, pp. 641-648, Nov. 1999.

[16] Augugliaro A., Dusonchet L., Ippolito M.G., Sanseverino E.R. An efficient iterative method for load- flow solution in radial distribution networks. Apresentado no *PPT 2001 IEEE Porto Power Tech Conference* 10th - 13 th September, Porto, Portugal

[17] Baran M.E., Staten E.A. Distribution transformer models for branch current based feeder analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.12, Nº2, pp.698-703, May 1997.

[18] Baran M.E., Wu F.F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for loss reduction and load balancing*, IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.4, Nº2, pp. 1401-1407, April 1989.

[19] Chang G.W., Chu S.Y., Wang H.L. An improved backward/forward sweep load flow algorithm for radial distribution systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, Nº2, pp. 882-884, May 2007.

[20] Van Amerongen R.A.M. A general-purpose version of the fast de decoupled load flow, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.4, Nº2, pp. 760-770, May 1989.

[21] Stott B., Alsaç O. Fast decoupled load flow paper 859-869, apresentado no *IEEE PES Summer Meeting & EHV/UHV Conference*, Vancouver, B.C. Canada, July 15-20, 1973.

[22] Monticelli A., Garcia A., Saavedra O.R. Fast decoupled load flow: Hypothesis, derivations and testing, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, Nº4, pp 1425-1431, November 1990.

[23] Goswami S.K., Baswsk. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, Nº3, 1484-491, July 1992.

[24] Deckmann S., Pizzolante A., Monticelli A., Stott B., Alsaç O. Numerical testing of power system load flow equivalents, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, Nº6, pp. 2292-2300, Nov/Dec 1980.

[25] Pizzali, Luis Fernando Uchoa. *Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios*/ L.F.U. Pizzali- Ed. Rev.-Ilha Solteira- SP, 2006. 106p. Dissertação (Mestrado) Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica.

[26] Paula, Guilherme Marques de Faria. *Curvas típicas de carga para o planejamento operacional do sistema de distribuição*/ G. M. de F. Paula. -ed. rev.- São Paulo, 2006. 166p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

[27] Pantuzi, André Valdir. *Desempenho de um algoritmo backward-forward sweep de cálculo de fluxo de potência*/ A.V.Pantuzi, 2006.111p.Dissertação (Mestrado) Faculdade de Engenharia- campus Ilha Solteira-SP. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho Programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica.

[28] Bauab, Gabriela Helena Sergio. *Cálculo de fluxo de carga em sistemas de transmissão com alimentadores primários de distribuição* / G. H. S. Bauab. --Campinas, SP: [s.n.], 2005.131p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

[29] Dossi Denis, Iara. *Fluxo de potência trifásico para redes de distribuição*/ I. D. Denis, 2000. 55p. Dissertação (Mestrado) Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica.

[30] Silva, Marcos Carneiro. *Planejamento a longo prazo em sistemas de distribuição de energia elétrica*/ M.C.Silva, 1990. 196p. Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Campinas - Unicamp.

[31] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - *Resolução ANEEL Nº 223/2003, de 29/04/2003*- Condições Gerais para Elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres2003223.pdf >. Acesso em: 14 set. 2008.

[32] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - *Resolução ANEEL Nº 456/2000, de 29/11/2000* - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000456.pdf>. Acesso em: 14 set. 2008.

[33] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução ANEEL Nº 505/2001, de 26/11/2001 - Conformidade dos Níveis de Tensão de Energia Elétrica em Regime Permanente. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf >. Acesso em: 14 set. 2008.

[34] T&D World, Chapman, Neil - *When One Wire Is Enough* - Apr 1, 2001. Disponível em: <http://www.tdworld.com/mag/power_one_wire_enough/index.html>. Acesso em : 01 fev. 2009.

[35] Eletrobrás e CEPEL, *Seleção de Sistemas - MRT - RER - 05.* Disponível em: <http://www.cepel.br/~per/download/rer/rer-05.pdf>. Acesso em: 01 fev. 2009.

[36] ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - *Documento Técnico CODI-3.2.19.34.0 Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição* **-** 14.08.96 Comitê de Distribuição, 1996.

[37] ELEKTRO Eletricidade e Serviços S.A. - *DE/083/PL Diretriz Planejamento Executivo*. Campinas, 1998.

[38] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 2* **-** Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1371>. Acesso em: 14 set. 2008.

[39] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 3* **-** Acesso aos Sistemas de Distribuição. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1371>. Acesso em: 14 set. 2008.

[40] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 3 - Seção 3.7*- Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1371>. Acesso em: 14 set. 2008.

[41] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 6* - Informações Requeridas e Obrigações. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1371>. Acesso em: 14 set. 2008.

[42] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8* - Qualidade da Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1371>. Acesso em: 14 set. 2008.

[43] ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 11873: Cabos cobertos com materiais poliméricos para redes aéreas compactas de distribuição em tensões de 13.8kV a 34.5kV.* Rio de Janeiro, 2003.

[44] ITB Equipamentos Elétricos - *Regulador de Tensão Monofásico - Manual de instruções MI-001*, Rev. 08/2006.

[45] TOSHIBA - *Regulador de Tensão Monofásico - Single-Phase Step Voltage Regulador*. Edição Fev/2005.

[46] Howard Industries Utility Products Division. *SVR-1 Single-Phase Step Voltage Regulators* - Document 1029-03 - Catolog Section 28-10, Revision 03, August 2, 2004.

[47] CPFL - Normas Técnicas - *Cliente MT - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV - Volume 1 - GED 2855 - 22-10-2008*. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 15 abr. 2009.

[48] CPFL - Normas Técnicas - *Cliente MT - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV - Volume 2 - Tabelas - GED 2856 - 22-10-2008*. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 15 abr. 2009.

[49] CPFL - Normas Técnicas - *Cliente MT - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV - Volume 3 - Anexos - GED 2858 - 22-10-2008*. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 15 abr. 2009.

[50] CPFL - Normas Técnicas - *Cliente MT - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV - Volume 4_1 - Desenhos - GED 2859 - 22-10-2008*. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 15 abr. 2009.

[51] CPFL - Normas Técnicas - *Cliente MT - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV - Volume 4_2 - Desenhos - GED 2861 - 22-10-2008*. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 15 abr. 2009.

[52] CPFL - Normas Técnicas - *Faseamento das Redes de Distribuição.* Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 15 abr. 2009.

[53] CPFL - Normas Técnicas - *Projeto - Alimentadores e Ramais - GED3737 - 06-03-2009*. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 14 set. 2009.

[54] CPFL - Normas Técnicas - *Projeto de Rede de Distribuição - Condições Gerais - GED 3650 - 14-03-2007.* Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 15 abr. 2009.

[55] CPFL - Normas Técnicas - *Projeto de Rede de Distribuição - Terminologia - GED 3668 - 23-02-2007*. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 15 abr. 2009.

[56] CPFL - Normas Técnicas - Projetos de Redes Aéreas de Distribuição Rural - GED 120 - 06-08-2009. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/Publica%C3%A7%C3%B5esT%C3%A9cnicas/NormasT%C3%A9cnicas/tabid/1417/Default.aspx>. Acessado em: 09 nov. 2009.

[57] CESP - Diretrizes de Engenharia - Aplicação do Sistema Monofilar com Retorno por Terra (MRT) - DE/001/TC Versão.01 - 01-01-1990.

APÊNDICE A
SISTEMAS POR UNIDADE (P.U.) E REFLEXÃO DE IMPEDÂNCIAS

A.1. Sistema por unidade (p.u.)

O sistema “por unidade”, conhecido como sistema p.u., consiste na definição de valores de base para as grandezas elétricas de potência, tensão, impedância e corrente.

De forma a estabelecer a devida caracterização do sistema elétrico de potência no sistema p.u., deve-se atentar que a base de potência complexa será a mesma ao longo de todo o sistema elétrico de potência, normalmente definido como $S_{3\Phi}$=100 MVA.

Deverá ainda ser estabelecida a tensão de linha base em uma das zonas elétricas, realizando o devido cálculo das tensões de linha base das demais zonas elétricas respeitando a relação de transformação dos transformadores. No caso de sistemas monofásicos, definem-se $S_{1\Phi}$ e V_{fase}, bastando realizar o cálculo de Z_{base} e I_{base}.

Abaixo é apresentada a tabela (A.1), a qual orienta a caracterização do sistema. Os números (1), (2) e (3) identificam a ordem de execução dos cálculos através das expressões de Z_{base}, I_{base} e V_{base}^{fase}, conforme equações (A.3) a (A.5).

	$S_{3\Phi}$	S_{Φ}	V_{linha}	V_{fase}	$Z(\Omega)$	I_{base}
Zona 1	100MVA					
Zona 2	100MVA					
Zona 3	100MVA					
				(3)	(1)	(2)

Tabela. A.1 - Caracterização do sistema elétrico por zonas.

Vale ressaltar que o ângulo da potência complexa deriva do conjugado do fasor de corrente, conforme equação (A.2). Logo, quando parte-se da premissa de ângulo 0º e tensão de referência na carga, o ângulo da potência complexa apresentará sinal trocado com relação à corrente.

$$S_{3\Phi} = 3 \cdot S_{\Phi} \tag{A.1}$$

$$S_{\Phi} = V_{\Phi} \cdot I_{\Phi}^{*} \tag{A.2}$$

$$Z_{base} = \frac{(V_{fase})^2}{S_{\Phi}} = \frac{(V_{linha})^2}{S_{3\Phi}} \tag{A.3}$$

$$I_{base} = \frac{S_{\Phi}}{V_{fase}} = \frac{S_{3\Phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{linha}} \tag{A.4}$$

$$V_{base}^{fase} = \frac{S_{\Phi}}{I_{base}} \tag{A.5}$$

As equações (A.1) a (A.5) serão sempre válidas, independentemente do grupo de ligação ΔY, $\Delta\Delta$, YY, etc; e da abordagem referente a transformadores 3Φ, ou bancos de transformadores 1Φ formando um transformador 3Φ.

Deve-se atentar que:

- em sistemas trifáficos, a relação de transformação é a relação entre as tensões de linha do lado de alta e de baixa;
- em sistemas monfásicos, a relação de transformação é a relação de espiras de cada transformador monofásico.

No caso de transformadores 3Φ, a relação de transformação entre as tensões de linha do lado de alta e de baixa é dado pela placa do transformador.

Já no caso de bancos de transformadores 1Φ formando um transformador 3Φ, a relação de transformação informada é a relação de espiras de cada transformador monofásico, sendo necessário proceder com o cálculo da relação de transformação 3Φ através do conhecimento do grupo de ligação da formação do banco.

A.2. Mudança de base (impedância)

As impedâncias em p.u. ou porcentual de equipamentos são referidas a uma base de potência e tensão, as quais podem ser condições específicas dos ensaios elétricos realizados em área de teste, ou então, simplesmente a potência e tensão nominais de projeto do equipamento.

Desta forma, quando da caracterização do sistema elétrico de potência no sistema p.u., tais impedâncias características dos equipamentos podem ser referenciadas à base do sistema através da equação (A.6):

$$Z_{p.u.}^{new\ base} = Z_{p.u.}^{old\ base} \cdot \left(\frac{V_{linha}^{old}}{V_{linha}^{new}} \right)^2 \cdot \frac{S_{3\Phi}{}^{new}}{S_{3\Phi}{}^{old}} \qquad (A.6)$$

A.3. Reflexão de impedância Z(%)

Nas equações (A.7) a (A.9) se evidencia a relação de reflexão de impedância do lado de alta para a baixa, e vice-versa. E conforme exposto na equação (A.10), é possível demonstrar que a impedância em p.u. é a mesma qualquer que seja o lado do transformador.

$$Z_{p.u.}{}^{(1)} = \frac{Z(\Omega)^{(1)}}{Z_{base}{}^{(1)}} = \frac{Z(\Omega)^{(1)} \cdot S_{\Phi}}{\left(V_{fase}^{(1)}\right)^2} \qquad (A.7)$$

$$Z_{p.u.}{}^{(2)} = \frac{Z(\Omega)^{(2)}}{Z_{base}{}^{(2)}} = \frac{Z(\Omega)^{(2)} \cdot S_{\Phi}}{\left(V_{fase}^{(2)}\right)^2} \qquad (A.8)$$

$$Z(\Omega)^{(1)} = \left(\frac{V_{fase}^{(1)}}{V_{fase}^{(2)}} \right)^2 \cdot Z(\Omega)^{(2)} \qquad (A.9)$$

$$Z_{p.u.}{}^{(1)} = \frac{Z(\Omega)^{(1)} \cdot S_{\Phi}}{\left(V_{fase}^{(1)}\right)^2} = \left(\frac{V_{fase}^{(1)}}{V_{fase}^{(2)}} \right)^2 \cdot \frac{Z(\Omega)^{(2)} \cdot S_{\Phi}}{\left(V_{fase}^{(1)}\right)^2} = Z_{p.u.}{}^{(2)} \qquad (A.10)$$

A.4. Impedância Z(%) de transformadores

No caso particular de transformadores, a componente resistiva da impedância é muito pequena, e portanto, normalmente desprezada.

Sendo assim, considera-se apenas a parte indutiva, a qual é apresentada na placa do transformador no sistema p.u. ou porcentual (%) referida a uma base de potência e tensão informada pelo fabricante. Tal base reflete condições dos ensaios elétricos realizados em área de teste ou então simplesmente a potência e tensão nominais de projeto do transformador.

APÊNDICE B

SISPOT 2005 - UNICAMP

ENCONTRO DE PESQUISADORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Software Interativo para Apoio ao Ensino de Técnicas de Análise de Sistemas Elétricos de Transmissão em Regime Permanente

João Vitor de Araújo Guilhoto (IC) — guilhoto@globo.com

Anésio dos Santos Júnior (P) — anesio@densis.fee.unicamp.br

UNICAMP - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – DENSIS

A proposta deste trabalho é a implementação de um software educacional, em linguagens C [1,2,3] e Visual Basic [4], para ser utilizado como ferramenta de aprendizado nas disciplinas de graduação e pós-graduação.

A característica essencial do software [5] é o conjunto de facilidades apresentadas pelas interfaces homem-máquina [4]. Assim, sua utilização não se restringirá apenas às pessoas envolvidas no desenvolvimento do software. Durante o projeto foram tomadas medidas para que esse software se transforme numa ferramenta prática, interativa e amigável.

Utilizou-se uma rotina de leitura de dados de entrada em arquivos no formato padrão "IEEE Common Data Format for the Exchange of Solved Load Flow Data" [10]. Uma das facilidades apresentada é um módulo interno para gerenciar esses arquivos, possibilitando a criação de novos casos, assim como a leitura e modificação de arquivos pré-existentes. A figura (1) exemplifica a forma de utilização dessas facilidades através das interfaces disponíveis.

Figura (1) – Interfaces

Os relatórios de saída foram elaborados num formato pronto para apresentação e impressão. Eles facilitarão o trabalho dos professores como ferramenta de apoio na elaboração de atividades práticas para obtenção de resultados de simulações para análise posterior. A Figura (2) exemplifica os formatos de relatórios de saída disponíveis que podem ser visualizados em tela e/ou impressos.

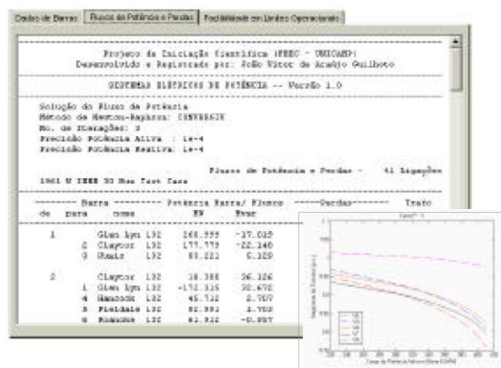


Figura (2) – Apresentação dos Relatórios de Saída

Aos alunos de graduação, será proporcionado um contato mais profundo com o problema do fluxo de potência, desenvolvendo uma maior sensibilidade na interpretação dos resultados. Já os alunos de pós-graduação poderão utilizar o software como complemento nas disciplinas de análise de alterações em redes, planejamento da transmissão, análise de estabilidade de tensão, entre outras, as quais envolvam cálculo de fluxo de potência [6,7,8,9].

Uma primeira versão do software educacional será constituída dos seguintes módulos:

I – Cálculo do Fluxo de Potência

Método numérico de Newton-Raphson para a solução do problema de fluxo de potência não-linear, com elaboração de relatórios em arquivos de saída que permitam análises de cenários operativos.

II – Análise de Factibilidade

Após a resolução das equações básicas do problema do fluxo de potência, são testados os limites de tensão e os limites de injeção de potência reativa, criando-se um relatório de análise de factibilidade embasado na solução básica.

III - Alteração do Nível de Carregamento

Alteração da carga do sistema por meio da aplicação de fatores de alteração, aplicados às cargas ativa e/ou reativa das barras do sistema, e até mesmo nos elementos de derivação de barra. Os fatores de alteração serão aplicados a todas as cargas e/ou elementos derivação das áreas indicadas.

IV – Análise de Contingências de Circuitos

Simulação e detecção das situações que potencialmente podem levar a rede a operar em estado de emergência. Isso é feito obtendo-se o estado de operação da rede pós-contingência, definindo nós e ramos para análise de tensão e fluxos.

V – Análise de Variação de Carga

Registro da variação do perfil de tensão do sistema em função da variação de carga, resultando no levantamento de uma tabela com as magnitudes de tensão na barra e sua vizinhança, além da apresentação das curvas P-V e V-Q.

Neste resumo é apresentada a descrição da primeira versão do software, de apoio ao ensino, em desenvolvimento. A versão *betha* deverá ser disponibilizada para utilização em 2006.

Nas futuras versões será considerada a representação de dispositivos de controle que influenciam diretamente nas condições de operação, proporcionando simulações estáticas com maior fidelidade ao desempenho real dos sistemas elétricos de transmissão.

Bibliografia

[1] Kernighan, B.W.; Ritchie, D.M. "C: A Linguagem de Programação - Padrão ANSI", 15ª Edição, 1989 – Editora Campus.

[2] Schildt, H. "C Completo e Total", 3ª Edição, 1997 - Makron Books.

[3] Jamsa, K; Klande, L. "Programando em C/C++ A Bíblia", 1999 - Makron Books.

[4] Petroutsos, E. "Dominando o Visual Basic 6 - A Bíblia", 2000 - Makron Books.

[5] Pressman, R.S. "Software Engineering: a Practitioner's Approach", 3th Edition, 1992 - Editora McGraw-Hill.

[6] Tinney, W.F.; Hart, C.E. "Power flow solution by Newton's method", IEEE Transactions on power apparatus and systems, vol. PAS-86, no. 11, Novembro 1967, p. 1449-1460.

[7] Stott, B. "Review of Load-Flow Calculation Methods" IEEE Proceedings of the IEEE, Vol. 62, No. 7, July, 1974

[8] Saadat, Hadi. "Power System Analysis", Milwaukee School of Engineering, 1999 – Editora McGraw-Hill.

[9] Monticelli, Alcir. "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", 1983 – Editora Edgard Blücher.

[10] http://www.ee.washington.edu/research/pstca/

APÊNDICE C

INICIAÇÃO CIENTÍFICA 2004 - UNICAMP

PROJETO, IMPLEMENTAÇÃO E VALIDAÇÃO EM LINGUAGEM C DE UM PROGRAMA DE CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA UTILIZAÇÃO NA ANÁLISE DE FACTIBILIDADE EM LIMITES OPERACIONAIS DE REDES DE TRANSMISSÃO

Aluno João Vitor de Araújo Guilhoto – RA: 008953
Orientador Profº. Anésio dos Santos Júnior

Período Fevereiro de 2003 a Agosto de 2004

Instituição Departamento de Engenharia de Sistemas (DENSIS)
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC)
Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)

1. Introdução

Os estudos de fluxo de potência são de extrema importância no planejamento e desenvolvimento de futuras expansões do sistema de potência, além de determinar o ponto de operação dos sistemas existentes. De acordo com Stevenson (1994), a principal informação obtida de um estudo de fluxo de potência é a magnitude e a fase das tensões nodais, além dos fluxos de potência ativa e reativa que fluem pelas linhas de transmissão e demais componentes da rede. Entretanto, uma porção de outras informações pode ser obtida quando se utiliza um programa computacional, uma vez que tendo o ponto de operação, várias análises podem ser desenvolvidas.

As equações que descrevem o sistema elétrico podem ser formuladas sistematicamente segundo uma variedade de formas - Saadat, (1999). Entretanto, a formulação nodal é a mais utilizada. A formulação das equações na forma de admitâncias nodais resulta em um sistema complexo linear, formado de equações algébricas em termos das injeções de correntes nodais. Uma vez especificadas as injeções nodais, o conjunto de equações lineares pode ser resolvido, provendo as tensões nodais.

Entretanto, em sistemas de potência reais, no lugar da corrente, as potências é que são conhecidas. Desta forma, as equações resultantes em termos de potências, conhecidos como equações do fluxo de potência, se tornam não-lineares e devem ser resolvidas através da aplicação de técnicas iterativas.

Segundo Saadat, (1999) estudos de fluxo de potência, comumente referidos como fluxo de carga, são a "espinha dorsal" da análise e criação em sistemas de potência. Sendo necessário no planejamento, operação, prospectos econômicos e compra e venda de energia entre regiões. Em adição, análises do problema do fluxo de potência são necessárias em muitas outras aplicações, como em estabilidade transiente e estudos de contingência.

2. Objetivos

O projeto visa o aprofundamento dos conhecimentos em sistemas de energia elétrica, compreendendo o aprendizado dos itens relacionados abaixo:

- Modelagem do sistema elétrico, em regime permanente, no que diz respeito à transmissão e subtransmissão. Essa modelagem compreende o estudo do modelo π para linhas de transmissão, transformadores em fase com tap variável, banco de capacitores e de reatores, e compensadores "shunt".
- Projeto, implementação e validação do método numérico de Newton-Raphson, para a solução do problema de fluxo de carga não-linear, com elaboração de relatórios em arquivos de saída que permitam análises de cenários operativos.
- Criação de arquivo de dados compatível com o padrão "IEEE Common Data Format for Exchange of Solved Load Flow Data", para alguns sistemas a serem estudados.

Ao final desse estudo, ter-se-á como resultado um protótipo de software para o cálculo do fluxo de potência, que será utilizado como instrumento básico para futuras pesquisas na área acadêmica.

3. Atividades Realizadas

Conforme previsto, no período de Fevereiro de 2003 a Agosto de 2004, a pesquisa seguiu as seguintes etapas:

- Estudos Bibliográficos: seleção de material que contenha modelos e técnicas que possam ser empregados neste trabalho.
- O aprendizado da linguagem C se deu concomitantemente com as implementações iniciais das representações de dados e parâmetros dos sistemas de potência.
- Formulação e Implementação da Metodologia: determinação e estudo dos métodos que serão empregados para a realização do projeto, assim como sua implementação na linguagem de programação C.
- Validação do Software: realização de uma série de testes, compreendendo a resolução de vários problemas acadêmicos, encontrados na literatura mencionada na bibliografia, os quais limitam a análise do fluxo de carga não-linear para sistemas com um pequeno número de barras.
- Relatório: redação do presente relatório com análise dos resultados obtidos e exemplos de estudo de casos.

4. Metodologia

4.1 Modelagem do Sistema Elétrico de Transmissão

4.1.1 Introdução

A modelagem da rede de transmissão utilizada neste estudo baseia-se em Monticelli, (1983). Neste, deriva-se o modelo da rede a partir das leis de Kirchhoff apresentadas em Nilsson e Riedel, (1996), e Halliday et al., (1997).

As potências ativa e reativa injetadas em cada nó da rede são mantidas constantes. Esta formulação é denominada de modelagem estática. Ela assume que o sistema elétrico está operando sob condições balanceadas (cargas trifásicas equilibradas, com magnitudes de tensões de mesmo módulo e, defasagem angular entre elas de 120º).

Considera-se, ainda, que as variações de potência ativa e reativa ocorrem lentamente e são praticamente nulas. Isto possibilita que os efeitos transitórios sejam desprezados, conforme Elgerd, (1977). Essas considerações permitem que o sistema seja representado por um diagrama unifilar segundo Monticelli, (1983) e Saadat, (1999).

Neste, as unidades geradoras, cargas, reatores e capacitores shunt são apresentados nos nós do sistema, enquanto os transformadores em fase e linhas de transmissão através dos ramos.

4.1.2 Convenção de Sinais

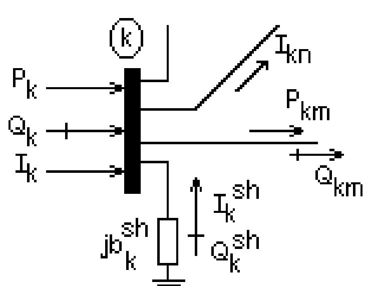


Figura 1 – Convenção de Sinais

As expressões que compõem o conjunto de equações do problema do fluxo de potência serão montadas considerando-se a seguinte convenção de sinais: as injeções líquidas de potência são positivas quando entram na barra (geração) e negativas quando saem da barra (carga); os fluxos de potência são positivos quando saem da barra e negativos quando entram; para os elementos shunt das barras é adotada a mesma convenção que para as injeções. Essas convenções de sentidos para as potências ativas e reativas são as mesmas utilizadas para correntes e estão indicadas na figura 1.

4.1.3 Tipos de Barras

Na formulação mais simples do problema do fluxo de potência, a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados, enquanto as duas restantes são incógnitas.

As quatro variáveis que estão associadas às barras são:

V_k – magnitude da tensão nodal (barra k)
θ_k – ângulo da tensão nodal
P_k – geração líquida (geração menos carga) de potência ativa
Q_k – injeção líquida de potência reativa.

Segundo os dados fornecidos, as barras se classificam em PQ, PV e barra de referência ou slack.

Tipo	Especificação	Dados	Incógnitas
$V\theta$	Slack ou Referência	V_k θ_k	P_k Q_k
PV	Barra de Tensão Controlada	P_k^{esp} V_k	Q_k θ_k
PQ	Barra de Carga	P_k^{esp} Q_k^{esp}	V_k θ_k

Tabela 1 – Tipos de Barras. O índice ‘esp’ indica potência especificada.

Vale ressaltar que as barras do tipo PQ são utilizadas para representar barras de carga, enquanto as PV indicam barras com geração ou condensadores síncronos. Porém, uma barra de singular importância é a $V\theta$, ou barra de referência, que apresenta as funções de referência angular para o sistema, e é a responsável pelo fechamento do balanço de potência, uma vez que as perdas de transmissão do sistema não são conhecidas a priori.

4.1.4 Componentes do Sistema de Potência

Na modelagem dos sistemas a serem estudados, há dois grupos de componentes: os elementos shunts ou derivativos, e os elementos séries ou de ramos.

Os elementos shunts constituem-se de: geradores, cargas ativas e reativas, compensadores síncronos, bancos shunts de capacitores e reatores. Estes são denominados de shunts ou derivativos, pois conectam as barras à terra.

Os elementos séries ou de ramos são: linhas de transmissão, transformadores de fase, transformadores defasadores e compensadores séries. Estes elementos caracterizam-se por interligarem as barras umas às outras.

Neste projeto não foram utilizadas redes de transmissão de energia elétrica que possuem elementos séries do tipo transformadores defasadores e compensadores série. Desta forma, os mesmos não serão tratados nos itens que se seguem. Para mais detalhes, vide Monticelli, (1983) e Peterson e Meyer, (1971) para os transformadores defasadores e Saadat, (1999) para os compensadores série.

4.1.4.1 Linhas de Transmissão

Na descrição dos componentes de um sistema elétrico de potência, adota-se a representação do modelo π equivalente. Este modelo está apresentado para as linhas de transmissão conforme figura 2, sendo construído a partir da análise e simplificação dos fenômenos eletromagnéticos em regime permanente senoidal - 60Hz.

Todas as linhas de transmissão em um sistema de potência apresentam as características de um circuito elétrico, como resistência, reatância, capacitância e condutância. A indutância e capacitância são devidas aos efeitos dos campos magnético e elétrico em torno do condutor. A condutância shunt leva em consideração as correntes de fuga através de isoladores e caminhos ionizados no ar. Essas correntes de fuga são desprezíveis quando comparadas com a corrente que flui pelas linhas de transmissão, sendo então a condutância shunt retirada do modelo.

No modelo π equivalente a impedância do elemento série é dada por z_{km}, porém é necessário obter a admitância correspondente, uma vez que a formulação do problema do fluxo de potência se dará pela matriz admitância nodal.

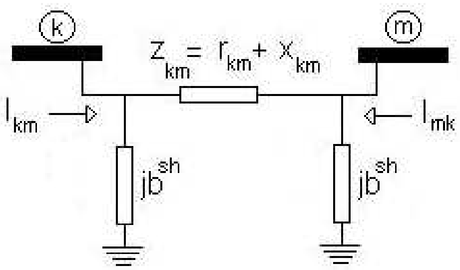


Figura 2 – Modelo π equivalente para LT.

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km}$$

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$

$$b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$

As correntes I_{km} e I_{mk} podem ser obtidas a partir das leis de Kirchhoff.

$$I_{km} = jb^{sh}.E_k + y_{km}.(E_k - E_m)$$

$$I_{mk} = jb^{sh}.E_m + y_{km}.(E_m - E_k)$$

Os fluxos de potência complexa correspondentes são:

$$S_{km}^* = P_{km} - Q_{km} = E_k^* \cdot I_{km}$$

$$S_{mk}^* = P_{mk} - Q_{mk} = E_m^* \cdot I_{mk}$$

Desta forma, pode-se facilmente calcular os fluxos P_{km} e Q_{km} identificando-se as partes reais e imaginárias da primeira equação de fluxo de potência complexa, resultando em:

$$P_{km} = V_k^2.g_{km} - V_k.V_m.g_{km}.\cos(\theta_{km}) - V_k.V_m.b_{km}.sen(\theta_{km})$$

$$Q_{km} = -V_k^2.(b_{km} + b^{sh}) + V_k.V_m.b_{km}.\cos(\theta_{km}) - V_k.V_m.g_{km}.sen(\theta_{km})$$

Por analogia, os fluxos P_{mk} e Q_{mk} são obtidos através da segunda equação:

$$P_{mk} = V_m^2.g_{km} - V_k.V_m.g_{km}.\cos(\theta_{km}) + V_k.V_m.b_{km}.sen(\theta_{km})$$

$$Q_{km} = -V_m^2.(b_{km} + b^{sh}) + V_k.V_m.b_{km}.\cos(\theta_{km}) + V_k.V_m.g_{km}.sen(\theta_{km})$$

Por fim, as perdas de potência ativa e reativa na linha são dadas, respectivamente, por:

$$P_{perdas} = P_{mk} + P_{km} = g_{km}.|E_k - E_m|^2$$

$$Q_{perdas} = Q_{mk} + Q_{km} = -b^{sh}.(V_k^2 + V_m^2) - b_{km}.|E_k - E_m|^2$$

4.1.4.2 Transformadores em Fase

Conforme abordado em Monticelli, (1983) e Stevenson, (1994) a representação geral de um transformador em fase consiste basicamente em uma admitância série e um autotransformador ideal com relação de transformação 1: t, sendo t um número real.

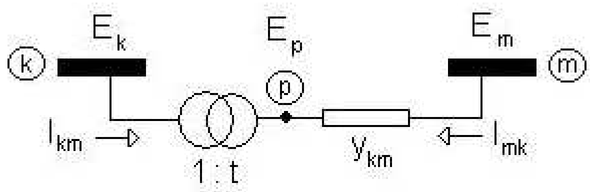


Figura 3 – Transformador em fase entre as barras *k* e *m*.

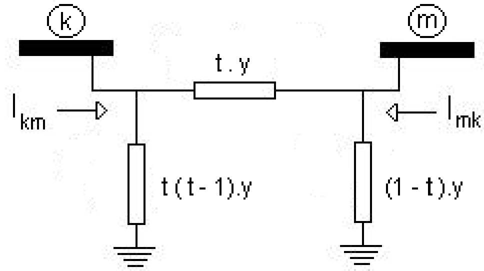


Figura 4 – Modelo π equivalente da transformador em fase.

O modelo π equivalente mostrado na figura 4 é construído através da criação de um nó intermediário 'p', que por sua vez facilita o equacionamento das relações de transformação num transformador ideal.

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -t \quad \text{e} \quad \frac{E_p}{E_k} = t$$, uma vez que $\theta_k = \theta_p$ (transformador em fase)

Logo,

$$I_{mk} = y_{km}.(E_m - E_p) = (-t.y_{km})E_k + (y_{km}).E_m$$

$$I_{km} = -t.y_{km}.(E_m - E_p) = (t^2.y_{km})E_k + (-t.y_{km})E_m$$

A partir das equações acima, determinam-se os elementos que compõem o modelo π, conforme exibido na figura 4. Equacionam-se mais uma vez as correntes I_{km} e I_{mk} a partir das leis de Kirchhoff.

$$I_{km} = t^2.y.E_k - t.y.E_m$$

$$I_{mk} = y.E_m - t.y.E_k$$

Os fluxos de potência complexa correspondentes são:

$$S^*_{km} = P_{km} - Q_{km} = E^*_k \cdot I_{km}$$

$$S^*_{mk} = P_{mk} - Q_{mk} = E^*_m \cdot I_{mk}$$

Desta forma, pode-se facilmente calcular os fluxos P_{km} e Q_{km} identificando-se as partes reais e imaginárias da primeira equação de fluxo de potência complexa, resultando em:

$$P_{km} = (t.V_k)^2.g_{km} - (t.V_k).V_m.g_{km}.\cos(\theta_{km}) - (t.V_k).V_m.b_{km}.sen(\theta_{km})$$

$$Q_{km} = -(t.V_k)^2.b_{km} + (t.V_k).V_m.b_{km}.\cos(\theta_{km}) - (t.V_k).V_m.g_{km}.sen(\theta_{km})$$

Os fluxos P_{mk} e Q_{mk} são obtidos através da segunda equação, resultando em:

$$P_{mk} = V_m^2.g_{km} - t.V_k.V_m.g_{km}.\cos(\theta_{km}) + t.V_k.V_m.b_{km}.sen(\theta_{km})$$
$$Q_{km} = -V_m^2.b_{km} + t.V_k.V_m.b_{km}.\cos(\theta_{km}) + t.V_k.V_m.g_{km}.sen(\theta_{km})$$

Por fim, as perdas de potência ativa e reativa na linha podem ser calculadas por:

$$P_{perdas} = P_{mk} + P_{km}$$
$$Q_{perdas} = Q_{mk} + Q_{km}$$

4.1.4.3 Banco de Capacitores e Reatores Shunt

Esses dispositivos são usados para o controle do perfil de tensão. Devido à forte ligação entre a potência reativa e a magnitude de tensão, quando o carregamento em uma determinada barra é elevado, há um afundamento de tensão. A fim de corrigir estes níveis baixos de tensão no sistema, têm-se como possibilidade a instalação de banco de capacitores como fonte de reativos.

Por outro lado, sobre condições de baixa demanda, as capacitâncias intrínsecas das linhas fazem as magnitudes de tensão tenderem aos limites máximos toleráveis. Desta forma, um banco de indutores poderá ser conectado ao sistema de forma a consumir reativos.

Vale ressaltar que nenhum tratamento especial precisa ser feito para a inclusão desses componentes, uma vez que são tratados como injeções ou consumo de potência reativa.

4.2 O Problema do Fluxo de Potência

4.2.1 Formulação Básica: Equações do Fluxo de Potência

As equações que descrevem o sistema elétrico serão formuladas em termos das admitâncias nodais, resultando, inicialmente, em um sistema complexo linear, formado de equações algébricas em termos das injeções de correntes nodais.

Porém, em sistemas de potência reais, no lugar da corrente, as potências é que são conhecidas. Desta forma, as equações resultantes em termos de potências, conhecidos como equações do fluxo de potência, são não-lineares e devem ser resolvidas através da aplicação de técnicas iterativas.

Para tal, é necessário definir a matriz admitância nodal Y_{bus}, e estabelecer o cálculo das injeções de potência ativa e reativa segundo a convenção de sinais.

$$[Y]_{BUS} = [G] + j[B]$$ Matriz Admitância Nodal

$$P = P_g - P_c$$
$$Q = Q_g + Q_{sh} - Q_c$$

P - Injeção de Potência Ativa
Q - Injeção de Potência Reativa

As equações básicas do fluxo de potência são deduzidas pela aplicação das leis de Kirchhoff, resultando em:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.\cos\theta_{km} + B_{km}.sen\theta_{km} \right)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.sen\theta_{km} - B_{km}.\cos\theta_{km} \right)$$

na qual K é o conjunto de todas as barras *m* adjacentes à barra *k*, incluindo a própria barra k.

O problema formulado acima pode ser decomposto em dois subsistemas de equações algébricas. No primeiro, conhecido como subsistema 1, cada barra apresenta apenas duas das quatro variáveis que a descrevem, de acordo com os tipos já comentados na seção 4.1.3. Desta forma, pretende-se calcular V_k e θ_k para as barras PQ e θ_k nas barras PV, caracterizando V_k e θ_k para todas as barras do sistema.

Subsistema 1

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.\cos\theta_{km} + B_{km}.sen\theta_{km} \right) = 0 \quad \rightarrow \quad k \in \{PQ\} \cup \{PV\}$$

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.sen\theta_{km} - B_{km}.\cos\theta_{km} \right) = 0 \quad \rightarrow \quad k \in \{PQ\}$$

Depois de resolvido o subsistema 1, deseja-se calcular P_k e Q_k para a barra de referência e Q_k nas barras PV, resultando no seguinte sistema de equações algébricas não-lineares:

Subsistema 2

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.\cos\theta_{km} + B_{km}.sen\theta_{km} \right) \quad \rightarrow \quad k \in \{V\theta\}$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.sen\theta_{km} - B_{km}.\cos\theta_{km} \right) \quad \rightarrow \quad k \in \{PV\} \cup \{V\theta\}$$

Ao final dessa etapa, o problema do fluxo de carga está solucionado, sendo ainda interessante o cálculo dos fluxos de potência e das perdas no sistema.

Além disso, o conjunto de inequações que fazem parte do problema impõe restrições às magnitudes das tensões nodais das barras de carga e limites nas injeções de potência reativa nas barras controladas, tendo assim:

$$V_k^{\min} \le V_k \le V_k^{\max} \quad \rightarrow \quad k \in \{PQ\}$$

$$Q_k^{\min} \le Q_k \le Q_k^{\max} \quad \rightarrow \quad k \in \{PV\} \cup \{V\theta\}$$

4.2.2 Resolução do Subsistema 1 (Processo Iterativo – Método de Newton-Raphson)

O Subsistema 1 compreende a resolução de um sistema de equações algébricas não-lineares, na qual as incógnitas estão implícitas, demandando um processo iterativo. O método utilizado foi o de Newton-Raphson.

As incógnitas dessa etapa podem ser agrupadas num vetor x, sendo necessário trabalhar com as equações do subsistema 1, conforme exibido na seqüência.

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix} \begin{matrix} \}npv + npq \\ \} \quad npq \end{matrix}$$

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.\cos\theta_{km} + B_{km}.sen\theta_{km} \right) = 0 \quad \rightarrow \quad k \in \{PQ\} \cup \{PV\}$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.sen\theta_{km} - B_{km}.\cos\theta_{km} \right) = 0 \quad \rightarrow \quad k \in \{PQ\}$$

Como, Já colocando na forma vetorial, temos:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.\cos\theta_{km} + B_{km}.sen\theta_{km} \right)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m \left(G_{km}.sen\theta_{km} - B_{km}.\cos\theta_{km} \right) \quad \Rightarrow$$

$$\Delta \underline{P} = \underline{P}^{esp} - \underline{P}(\underline{V}, \underline{\theta}) = 0$$

$$\Delta \underline{Q} = \underline{Q}^{esp} - \underline{Q}(\underline{V}, \underline{\theta}) = 0$$

Seja g(x) a função vetorial dada por:

$$\underline{g}(\underline{x}) = \begin{bmatrix} \Delta\underline{P} \\ \Delta\underline{Q} \end{bmatrix} \begin{matrix} \}npv + npq \\ \} \quad npq \end{matrix} \quad \Rightarrow$$

Pela aplicação do Método de Newton-Raphson para um sistema n-dimensional, obtêm-se o sistema linear:

$$\underline{g}\left(\underline{x}^v\right) = -J\left(\underline{x}^v\right) \cdot \Delta\underline{x}^v$$

Uma vez determinado o sistema linear, têm-se como tarefa a determinação do vetor de correção Δx através da construção da matriz Jacobiana (J) e do vetor de *mismatches* de potência g(x). Ao final de cada iteração as correções serão aplicadas, conforme exibido abaixo:

$$\begin{bmatrix} \underline{\theta}^{v+1} \\ \underline{V}^{v+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\theta}^{v} \\ \underline{V}^{v} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\underline{\theta}^{v} \\ \Delta\underline{V}^{v} \end{bmatrix}$$

Temos:

$$\underline{g}\left(\underline{x}^v\right) = \begin{bmatrix} \Delta\underline{P}^v \\ \Delta\underline{Q}^v \end{bmatrix} \begin{matrix} \}npv + npq \\ \} \quad npq \end{matrix} \qquad \Delta\underline{x}^v = \begin{bmatrix} \Delta\underline{\theta}^v \\ \Delta\underline{V}^v \end{bmatrix} \begin{matrix} \}npv + npq \\ \} \quad npq \end{matrix}$$

$$J\left(\underline{x}^v\right) = \begin{array}{cc} \begin{bmatrix} \dfrac{\partial\left(\Delta\underline{P}^V\right)}{\partial\underline{\theta}} & \dfrac{\partial\left(\Delta\underline{P}^V\right)}{\partial\underline{V}} \\ \dfrac{\partial\left(\Delta\underline{Q}^V\right)}{\partial\underline{\theta}} & \dfrac{\partial\left(\Delta\underline{Q}^V\right)}{\partial\underline{V}} \end{bmatrix} & \begin{matrix} npv + npq \\ npq \end{matrix} \\ \begin{matrix} npv + npq & \quad npq \end{matrix} & \end{array}$$

Considerando-se as expressões dos vetores ΔP e ΔQ, anteriormente citadas, pode-se trabalhar com as derivadas parciais na matriz Jacobiana de tal forma a relacioná-las exclusivamente com os vetores de injeções de potência ativa e reativa. Sendo isso possível devido aos vetores $\underline{P}^{esp}$ e $\underline{Q}^{esp}$ serem constantes.

Logo:

$$J\left(\underline{x}^{v}\right) = -\begin{bmatrix} \dfrac{\partial \underline{P}^{V}}{\partial \underline{\theta}} & \dfrac{\partial \underline{P}^{V}}{\partial \underline{V}} \\ \dfrac{\partial \underline{Q}^{V}}{\partial \underline{\theta}} & \dfrac{\partial \underline{Q}^{V}}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(v)}$$

Resultando na formulação matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{P}^{v} \\ \Delta \underline{Q}^{v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(v)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{\theta}^{v} \\ \Delta \underline{V}^{v} \end{bmatrix}$$

As componentes das submatrizes jacobianas H, N, M e L são dadas por:

$$H_{km} = \partial P_k / \partial \theta_m = V_k V_m \left(G_{km}.sen\theta_{km} - B_{km}.\cos\theta_{km}\right)$$

$$H_{kk} = \partial P_k / \partial \theta_k = -Q_k - V_k^2.B_{kk}$$

$$N_{km} = \partial P_k / \partial V_m = V_k \left(G_{km}.\cos\theta_{km} + B_{km}.sen\theta_{km}\right)$$

$$N_{kk} = \partial P_k / \partial V_k = V_k^{-1}\left(P_k + V_k^2.G_{kk}\right)$$

$$M_{km} = \partial Q_k / \partial \theta_m = -V_k V_m \left(G_{km}.\cos\theta_{km} + B_{km}.sen\theta_{km}\right)$$

$$M_{kk} = \partial Q_k / \partial \theta_k = P_k - V_k^2.G_{kk}$$

$$L_{km} = \partial Q_k / \partial V_m = V_k \left(G_{km}.sen\theta_{km} - B_{km}.\cos\theta_{km}\right)$$

$$L_{kk} = \partial Q_k / \partial V_k = V_k^{-1}\left(Q_k - V_k^2.B_{kk}\right)$$

4.2.3 Resolução do Subsistema 2 (Fluxos de Potência e Perdas)

Ao contrário do subsistema anterior, as incógnitas aparecem de forma explícita no sistema de equações algébricas não-lineares, tornando o processo de resolução trivial. Uma vez calculados P_k e Q_k para a barra de referência e Q_k nas barras PV, basta utilizar as equações deduzidas na seção 4.1.4 "Componentes do Sistema de Potência", para calcular os fluxos de potência e avaliar as perdas.

5. Validação do Software & Resultados

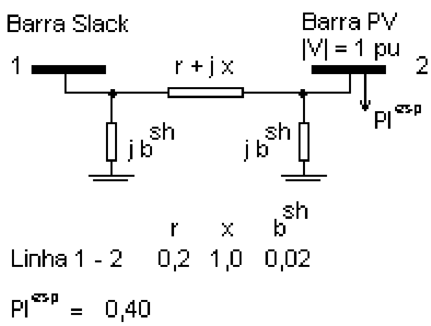
Essa etapa consiste na realização de uma série de testes, compreendendo a resolução de vários problemas acadêmicos, encontrados na literatura mencionada na bibliografia, os quais limitam a análise do fluxo de potência não-linear para sistemas com um pequeno número de barras.

A finalidade desse processo é certificar a implementação dos modelos e métodos descritos nas seções anteriores deste relatório, através da comparação dos resultados obtidos com os transcritos na literatura.

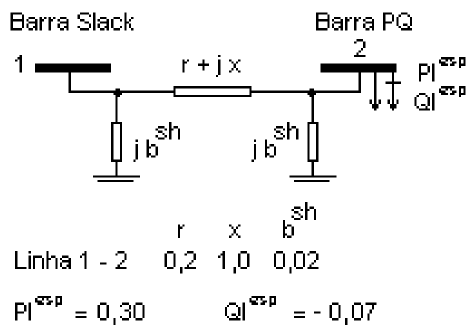
5.1 Problemas Acadêmicos

Devido à formulação básica do problema de fluxo de potência ter sido desenvolvida com base em Monticelli [1], se fez utilização dos exemplos contidos no capítulo 5 – “Fluxo de Carga Não-Linear: Algoritmos Básicos” – para a validação da construção da matriz admitância nodal, assim como dos vetores de *mismatches* de potência e da matriz Jacobiana.

Por essa importante contribuição na evolução do projeto como um todo, esses exemplos foram reproduzidos abaixo. Em ambos os casos têm-se uma rede-exemplo de duas barras interligadas por uma linha de transmissão, cujas características estão especificadas nas figuras abaixo. As barras slack apresentam tensão especificada de 1,0 p.u. e são referência angular para o sistema.



Rede-Exemplo 1



Rede-Exemplo 2

```
--------------------------------------------------------------------------------
                Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
           Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto
--------------------------------------------------------------------------------
                 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0
--------------------------------------------------------------------------------
    Solução do Fluxo de Potência
    Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
    No. de Iterações: 2
    Precisão Potência Ativa  : 1e-3
    Precisão Potência Reativa: 1e-3

 Rede-Exemplo 1                                      Dados de Barras -     2 Barras
--------------------------------------------------------------------------------
  Barra  Tensão   Ângulo  -------Carga-------  -------Geração------  --Shunt--
    No.    pu     Graus        MW      Mvar          MW       Mvar       Mvar
--------------------------------------------------------------------------------
      1   1.000     0.000     0.000     0.000       0.438     -0.008      0.000
      2   1.000   -25.824     0.400     0.000       0.000      0.160      0.000
--------------------------------------------------------------------------------
                   Total:     0.400     0.000       0.438      0.152      0.000
--------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                    Fluxos de Potência e Perdas -     1 Ligações
--------------------------------------------------------------------------------
   -------- Barra --------- Potência Barra/ Fluxos  -----Perdas-------    Trafo
    de   para     nome           MW      Mvar          MW      Mvar       tap
--------------------------------------------------------------------------------
      1        Barra 1          0.438    -0.008
            2  Barra 2          0.438    -0.008       0.038     0.152

      2        Barra 2         -0.400     0.160
            1  Barra 1         -0.400     0.160       0.038     0.152
--------------------------------------------------------------------------------
                                  Perdas Totais:       0.038     0.152
--------------------------------------------------------------------------------
--------------------------------------------------------------------------------
                Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
           Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto
--------------------------------------------------------------------------------
                 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0
--------------------------------------------------------------------------------
    Solução do Fluxo de Potência
    Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
    No. de Iterações: 3
    Precisão Potência Ativa  : 1e-3
    Precisão Potência Reativa: 1e-3

  Rede-Exemplo 2                                  Dados de Barras -     2 Barras
------------------------------------------------------------------------------
  Barra  Tensão   Ângulo  -------Carga-------  -------Geração------  --Shunt--
   No.     pu     Graus       MW      Mvar        MW       Mvar       Mvar
--------------------------------------------------------------------------------
      1   1.000     0.000     0.000     0.000      0.321     -0.006      0.000
      2   0.975   -19.019     0.300     0.000      0.000      0.070      0.000
--------------------------------------------------------------------------------
                    Total:     0.300     0.000      0.321      0.064      0.000
--------------------------------------------------------------------------------

                                    Fluxos de Potência e Perdas -     1 Ligações
--------------------------------------------------------------------------------
   -------- Barra --------- Potência Barra/ Fluxos  -----Perdas-------    Trafo
    de   para     nome           MW      Mvar          MW      Mvar       tap
--------------------------------------------------------------------------------
      1             Barra 1     0.321    -0.006
            2       Barra 2     0.321    -0.006       0.021     0.064

      2             Barra 2    -0.300     0.070
            1       Barra 1    -0.300     0.070       0.021     0.064
--------------------------------------------------------------------------------
                                  Perdas Totais:       0.021     0.064
--------------------------------------------------------------------------------
```

O próximo passo consiste na generalização dos métodos utilizados nos dois exemplos anteriores. Uma vez compreendidos os passos para a resolução do fluxo de potência não-linear, é necessário expandir os conceitos para variadas topologias, contendo linhas de transmissão e até mesmo transformadores em fase.

Seguindo o capítulo 6 – "Power Flow Analysis" da referência [2], surgem novos cenários de simulação, que englobam sistemas de potência com geração concentrada (Exemplo 6.7) e distribuída (Exemplo 6.8).

A figura 5 mostra o diagrama unifilar de um simples sistema de potência com geração na barra 1. A magnitude da tensão na barra 1 é ajustada em 1.05 pu. A carga estimada para as barras 2 e 3 estão marcadas no diagrama. Já a figura 6 mostra o diagrama unifilar de um simples sistema de potência com geração nas barras 1 e 3. A magnitude da tensão na barras 1 é ajustada em 1.05 pu. A magnitude de tensão na barra 3 é fixada em 1.04 pu com uma geração de potência ativa de 200MW. Uma carga consistindo de 400MW e 250Mvar é especificada para a barra 2. As impedâncias das linhas de transmissão estão marcadas em pu, na base de 100MVA, e as susceptâncias shunt são desprezadas.

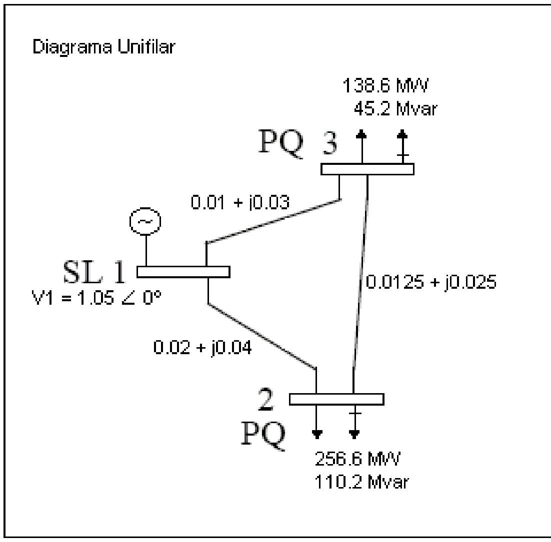


Figura 5 - Diagrama Unifilar do Exemplo 6.7 [2]

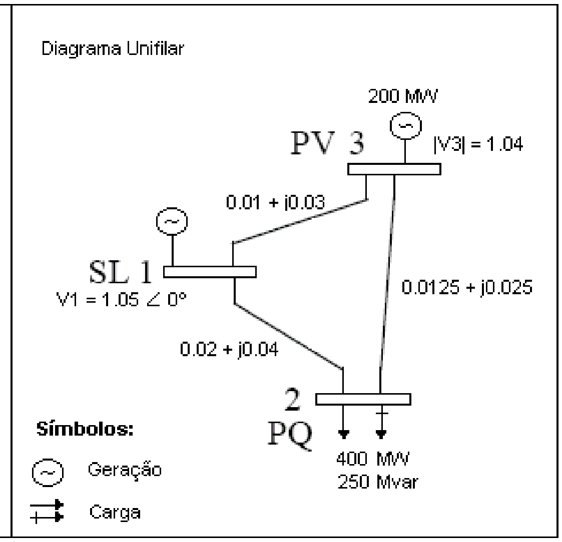


Figura 6 - Diagrama Unifilar do Exemplo 6.8 [2]

A validação dos mesmos é comprovada pela comparação dos resultados com os transcritos em Saadat [2]. O resultado positivo dessa comparação mostra que os cálculos dos fluxos de potência ativo e reativo para linhas de transmissão, assim como o cálculo das perdas está coerente com os métodos e modelos utilizados.

Desta forma, têm-se a comprovação de que os dois relatórios, tanto o de dados de barras, quanto de fluxos de potência e perdas, estão fornecendo informações corretas sobre o estado dos sistemas de potência simulados.

Os resultados dos exemplos acima citados estão reproduzidos a seguir, sendo fruto de simulação no software desenvolvido nesta iniciação científica, o qual foi nomeado SEP.

```
--------------------------------------------------------------------------------
                Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
           Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto
--------------------------------------------------------------------------------
                 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0
--------------------------------------------------------------------------------
    Solução do Fluxo de Potência
    Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
    No. de Iterações: 3
    Precisão Potência Ativa  : 1e-4
    Precisão Potência Reativa: 1e-4
```

Exemplo 6.7 **Dados de Barras - 3 Barras**

Barra No.	Tensão pu	Ângulo Graus	Carga MW	Carga Mvar	Geração MW	Geração Mvar	Shunt Mvar
1	1.050	0.000	0.000	0.000	409.500	189.000	0.000
2	0.982	-3.504	256.600	110.200	0.000	0.000	0.000
3	1.001	-2.862	138.600	45.200	0.000	0.000	0.000
		Total:	395.200	155.400	409.500	189.000	0.000

Fluxos de Potência e Perdas - 3 Ligações

Barra de	Barra para	nome	Potência Barra/ Fluxos MW	Mvar	Perdas MW	Perdas Mvar	Trafo tap
1		Slack Bus	409.500	189.000			
	2	Load Bus2	199.500	84.000	8.500	17.000	
	3	Load Bus3	210.000	105.000	5.000	15.000	
2		Load Bus2	-256.600	-110.200			
	1	Slack Bus	-191.000	-67.000	8.500	17.000	
	3	Load Bus3	-65.600	-43.200	0.800	1.600	
3		Load Bus3	-138.600	-45.200			
	1	Slack Bus	-205.000	-90.000	5.000	15.000	
	2	Load Bus2	66.400	44.800	0.800	1.600	
			Perdas Totais:		14.300	33.600	

Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto

SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0

Solução do Fluxo de Potência
Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
No. de Iterações: 3
Precisão Potência Ativa : 1e-4
Precisão Potência Reativa: 1e-4

Exemplo 6.8 **Dados de Barras - 3 Barras**

Barra No.	Tensão pu	Ângulo Graus	Carga MW	Carga Mvar	Geração MW	Geração Mvar	Shunt Mvar
1	1.050	0.000	0.000	0.000	218.423	140.852	0.000
2	0.972	-2.696	400.000	250.000	0.000	0.000	0.000
3	1.040	-0.499	0.000	0.000	200.000	146.177	0.000
		Total:	400.000	250.000	418.423	287.029	0.000

Fluxos de Potência e Perdas - 3 Ligações

Barra de	Barra para	nome	Potência Barra/ Fluxos MW	Mvar	Perdas MW	Perdas Mvar	Trafo tap
1		Slack Bus	218.423	140.852			
	2	Load Bus2	179.362	118.734	8.393	16.787	
	3	Power Bus3	39.061	22.118	0.183	0.548	
2		Load Bus2	-400.000	-250.000			
	1	Slack Bus	-170.968	-101.947	8.393	16.787	
	3	Power Bus3	-229.032	-148.053	9.847	19.693	
3		Power Bus3	200.000	146.177			
	1	Slack Bus	-38.878	-21.569	0.183	0.548	
	2	Load Bus2	238.878	167.746	9.847	19.693	
			Perdas Totais:		18.423	37.028	

Chegando ao término dos problemas de cunho acadêmico, apresenta-se a maior rede-exemplo tratada detalhadamente nos livros que abordam o problema do fluxo de potência. Esta foi retirada do capítulo 9 – “Power-Flow Solutions”, da referência [3].

As diferenças que a caracterizam são a presença de carga e geração discriminadas separadamente, ao invés do arquivo de dados conter já calculada a potência líquida injetada no barramento; a modelagem completa de linhas de transmissão, não desprezando os elementos shunt; e o desdobramento do problema numa topologia contendo dois níveis de tensão, através da adição de um transformador entre o barramento e a carga (Figura 8).

A figura 7 mostra um diagrama unifilar de um sistema com geradores conectados nas barras 1 e 4, havendo a presença de cargas em todas as barras. Os valores base do sistema de transmissão são 100MVA e 230kV. A tabela 2 dos dados de linha fornece a impedância série e o valor dos elementos shunt para o modelo π equivalente. A tabela 3 dos dados de barras lista os valores especificados das potências ativa e reativa, e as tensões para cada barra. Vale ressaltar que o cálculo das potências reativas corresponde aos valores das potências ativas assumindo que o fator de potência é de 0.85.

Exemplos Retirados do Livro do Stevenson [3].

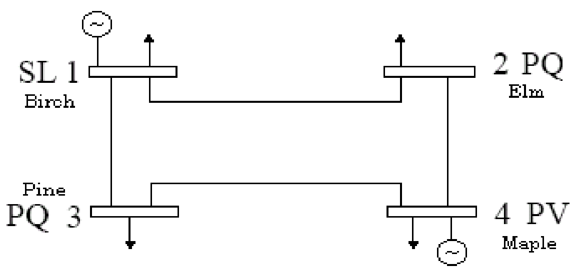


Figura 7 – Diagrama Unifilar do Exemplo 9.2

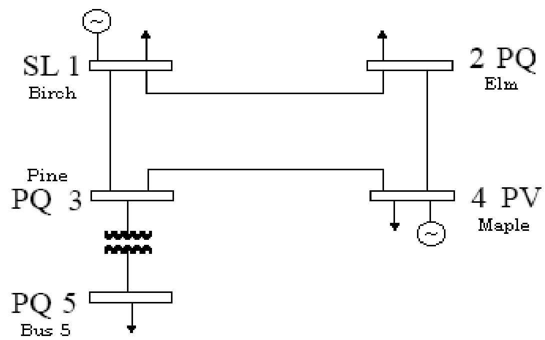


Figura 8 – Diagrama Unifilar do Exemplo 9.5

Linha	**Série Z**		**Shunt Y**
De – Para	R (pu)	X (pu)	Y/2 (pu)
1 – 2	0.01008	0.05040	0.05125
1 – 3	0.00744	0.03720	0.03875
2 – 4	0.00744	0.03720	0.03875
3 – 4	0.01272	0.06360	0.06375

Tabela 2 – Dados de Linha

	Geração		**Carga**			
Barra	**P, MW**	**Q, Mvar**	**P, MW**	**Q, Mvar**	**V (p.u.)**	**Tipo**
1	——	——	50	30.99	$1.00 \angle 0^o$	Slack
2	0	0	170	105.35	$1.00 \angle 0^o$	PQ
3	0	0	200	123.94	$1.00 \angle 0^o$	PQ
4	318	——	80	49.58	$1.00 \angle 0^o$	PV

Tabela 3 – Dados de Barras

Desta forma, utilizando o programa desenvolvido, os resultados dos problemas acima mencionados se encontram reproduzidos nas páginas que se seguem. Vale ressaltar que, em ambos os casos, obteve-se a validação dos resultados pela comparação com os transcritos em Stevenson [3].

Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto

SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0

Solução do Fluxo de Potência
Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
No. de Iterações: 3
Precisão Potência Ativa : 1e-5
Precisão Potência Reativa: 1e-5

Exemplo 9.2 **Dados de Barras - 4 Barras**

Barra No.	Tensão pu	Ângulo Graus	Carga MW	Carga Mvar	Geração MW	Geração Mvar	Shunt Mvar
1	1.000	0.000	50.000	30.990	186.792	114.449	0.000
2	0.982	-0.976	170.000	105.350	0.000	0.000	0.000
3	0.969	-1.873	200.000	123.940	0.000	0.000	0.000
4	1.020	1.524	80.000	49.580	318.000	181.480	0.000
		Total:	500.000	309.860	504.792	295.929	0.000

Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto

SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0

Solução do Fluxo de Potência
Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
No. de Iterações: 3
Precisão Potência Ativa : 1e-5
Precisão Potência Reativa: 1e-5

Fluxos de Potência e Perdas - 4 Ligações

Barra de	Barra para	nome	Potência Barra/ Fluxos MW	Potência Barra/ Fluxos Mvar	Perdas MW	Perdas Mvar	Trafo tap
1		Birch	136.792	83.459			
	2	Elm	38.701	22.226	0.227	-8.940	
	3	Pine	98.091	61.234	1.026	-2.357	
2		Elm	-170.000	-105.350			
	1	Birch	-38.474	-31.166	0.227	-8.940	
	4	Maple	-131.526	-74.184	1.707	0.808	
3		Pine	-200.000	-123.940			
	1	Birch	-97.065	-63.591	1.026	-2.357	
	4	Maple	-102.935	-60.349	1.833	-3.441	
4		Maple	238.000	131.900			
	2	Elm	133.232	74.992	1.707	0.808	
	3	Pine	104.768	56.908	1.833	-3.441	
				Perdas Totais:	4.793	-13.930	

```
--------------------------------------------------------------------------------
                Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
           Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto
--------------------------------------------------------------------------------
                 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0
--------------------------------------------------------------------------------
    Solução do Fluxo de Potência
    Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
    No. de Iterações: 3
    Precisão Potência Ativa  : 1e-5
    Precisão Potência Reativa: 1e-5
```

Exemplo 9.5 **Dados de Barras - 5 Barras**

Barra No.	Tensão pu	Ângulo Graus	Carga MW	Carga Mvar	Geração MW	Geração Mvar	Shunt Mvar
1	1.000	0.000	50.000	30.990	186.949	122.259	0.000
2	0.982	-0.976	170.000	105.350	0.000	0.000	0.000
3	0.966	-1.848	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	1.020	1.524	80.000	49.580	318.000	186.135	0.000
5	0.976	-4.191	200.000	123.940	0.000	0.000	0.000
		Total:	500.000	309.860	504.949	308.394	0.000

```
--------------------------------------------------------------------------------
                Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
           Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto
--------------------------------------------------------------------------------
                 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0
--------------------------------------------------------------------------------
    Solução do Fluxo de Potência
    Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
    No. de Iterações: 3
    Precisão Potência Ativa  : 1e-5
    Precisão Potência Reativa: 1e-5
```

Fluxos de Potência e Perdas - 5 Ligações

Barra de	Barra para	nome	Potência Barra/ Fluxos MW	Potência Barra/ Fluxos Mvar	Perdas MW	Perdas Mvar	Trafo tap
1		Birch	136.949	91.269			
	2	Elm	38.692	22.228	0.227	-8.940	
	3	Pine	98.257	69.041	1.108	-1.923	
2		Elm	-170.000	-105.350			
	1	Birch	-38.465	-31.168	0.227	-8.940	
	4	Maple	-131.535	-74.182	1.707	0.809	
3		Pine	0.000	0.000			
	1	Birch	-97.149	-70.964	1.108	-1.923	
	4	Maple	-102.851	-64.595	1.907	-3.031	
	5	Bus 5	200.000	135.559	0.000	11.619	0.964
4		Maple	238.000	136.555			
	2	Elm	133.241	74.991	1.707	0.809	
	3	Pine	104.759	61.564	1.907	-3.031	
5		Bus 5	-200.000	-123.940			
	3	Pine	-200.000	-123.940	0.000	11.619	0.964
				Perdas Totais:	4.949	-1.466	

5.2 Sistemas de Potência IEEE

5.2.1 Sistema de Potência IEEE 14 Bus Test Case

O Sistema de Potência IEEE 14 Bus Test Case representa uma porção do sistema da Companhia American Electric (Região Centro-Oeste dos Estados Unidos) conforme sua configuração em Fevereiro de 1962. A topologia do sistema está representada por seu diagrama unifilar conforme figura 9, abaixo.

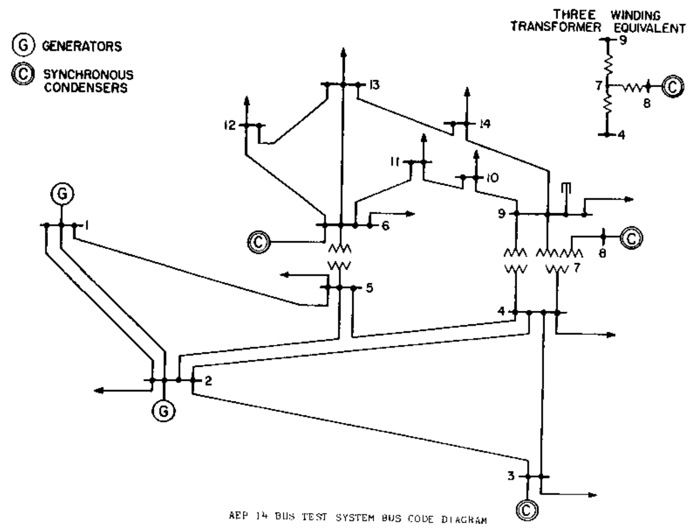


Figura 9 – Diagrama Unifilar do Sistema IEEE 14

A particularidade desse sistema é a presença de três níveis de tensão, devido aos dois transformadores em fase, sendo um deles de três enrolamentos.

Transformadores com três enrolamentos são usualmente utilizados na conexão de circuitos com níveis de tensão distintos. Aplicações típicas desse tipo de transformador são suprir duas cargas independentes em níveis de tensão diferentes, interconectar dois sistemas de transmissão, e prover uma ligação para fonte de reativos.

No presente caso, o enrolamento terciário é utilizado na conexão de um compensador síncrono, que dará suporte de reativos para o sistema.

O Sistema de Potência IEEE 14 Bus Test Case permite que todas as funcionalidades implementadas no programa computacional SEP sejam validadas, mais especificamente a análise de factibilidade em limites operacionais (limites de tensão & limites de potência reativa).

Encontram-se reproduzidos, nas páginas que se seguem, os relatórios de análise gerados pelo programa SEP, para o sistema de potência em questão. No relatório de *Dados de Barras* é possível visualizar a tensão (magnitude e ângulo), além das potências ativa e reativa discriminadas separadamente nas categorias de carga, geração e shunt. Além disso, ao final do mesmo são determinados os montantes totais das potências no sistema de potência.

Já no relatório de *Fluxos de Potência e Perdas*, há uma descrição completa dos fluxos que partem de cada barramento, indicando as potências ativa e reativa totais na barra, além das perdas e tap do transformador. Ao final do mesmo, encontram-se as perdas totais do sistema.

Por fim, no relatório de *Factibilidade em Limites Operacionais*, os níveis de tensão em todas as barras são analisados e distribuídos em quatro categorias, segundo os limites superior e inferior determinados pelo usuário. Essas categorias visam facilitar a detecção das barras que violam os limites, ou que estão margeando os mesmos com uma folga de até 1%. Ainda há uma análise dos limites de potência reativa para barras PV e Slack, segundo os dados fornecidos no arquivo de dados do IEEE, indicando se ocorre ou não violação.

Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto

SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0

Solução do Fluxo de Potência
Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
No. de Iterações: 3
Precisão Potência Ativa : 1e-5
Precisão Potência Reativa: 1e-5

Dados de Barras - 14 Barras

1962 W IEEE 14 Bus Test Case

Barra	Tensão	Ângulo	-------Carga-------		-------Geração------		--Shunt--
No.	pu	Graus	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	1.060	0.000	0.000	0.000	232.402	-16.442	0.000
2	1.045	-4.983	21.700	12.700	40.000	43.903	0.000
3	1.010	-12.727	94.200	19.000	0.000	25.286	0.000
4	1.017	-10.307	47.800	-3.900	0.000	0.000	0.000
5	1.019	-8.773	7.600	1.600	0.000	0.000	0.000
6	1.070	-14.240	11.200	7.500	0.000	13.614	0.000
7	1.060	-13.348	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.090	-13.348	0.000	0.000	0.000	18.323	0.000
9	1.054	-14.927	29.500	16.600	0.000	0.000	19.000
10	1.049	-15.091	9.000	5.800	0.000	0.000	0.000
11	1.056	-14.795	3.500	1.800	0.000	0.000	0.000
12	1.055	-15.094	6.100	1.600	0.000	0.000	0.000
13	1.050	-15.171	13.500	5.800	0.000	0.000	0.000
14	1.034	-16.036	14.900	5.000	0.000	0.000	0.000
		Total:	259.000	73.500	272.402	84.684	19.000

Fluxos de Potência e Perdas - 20 Ligações

1962 W IEEE 14 Bus Test Case

-------- Barra	---------			Potência Barra/ Fluxos		-----Perdas-------		Trafo
de	para	nome		MW	Mvar	MW	Mvar	tap
1		Bus 1	HV	232.402	-16.442			
	2	Bus 2	HV	156.893	-20.407	4.298	7.274	
	5	Bus 5	HV	75.509	3.965	2.763	6.088	
2		Bus 2	HV	18.300	31.203			
	1	Bus 1	HV	-152.595	27.680	4.298	7.274	
	3	Bus 3	HV	73.248	3.559	2.324	5.165	
	4	Bus 4	HV	56.113	-1.343	1.676	1.469	
	5	Bus 5	HV	41.533	1.306	0.905	-0.924	
3		Bus 3	HV	-94.200	6.286			
	2	Bus 2	HV	-70.924	1.606	2.324	5.165	
	4	Bus 4	HV	-23.276	4.680	0.375	-0.359	
4		Bus 4	HV	-47.800	3.900			
	2	Bus 2	HV	-54.438	2.811	1.676	1.469	
	3	Bus 3	HV	23.650	-5.039	0.375	-0.359	
	5	Bus 5	HV	-61.020	15.497	0.511	1.613	
	7	Bus 7	ZV	27.985	-9.296	0.000	1.681	0.978
	9	Bus 9	LV	16.022	-0.073	0.000	1.295	0.969

5		Bus 5	HV	-7.600	-1.600			
	1	Bus 1	HV	-72.745	2.123	2.763	6.088	
	2	Bus 2	HV	-40.628	-2.230	0.905	-0.924	
	4	Bus 4	HV	61.531	-13.884	0.511	1.613	
	6	Bus 6	LV	44.243	12.391	0.000	4.448	0.932
6		Bus 6	LV	-11.200	6.114			
	5	Bus 5	HV	-44.243	-7.943	0.000	4.448	0.932
	11	Bus 11	LV	7.433	4.033	0.059	0.124	
	12	Bus 12	LV	7.810	2.563	0.073	0.151	
	13	Bus 13	LV	17.799	7.461	0.215	0.424	
7		Bus 7	ZV	0.000	0.000			
	4	Bus 4	HV	-27.985	10.976	0.000	1.681	0.978
	8	Bus 8	TV	0.000	-17.825	0.000	0.498	
	9	Bus 9	LV	27.985	6.849	0.000	0.812	
8		Bus 8	TV	0.000	18.323			
	7	Bus 7	ZV	0.000	18.323	0.000	0.498	
9		Bus 9	LV	-29.500	2.400			
	4	Bus 4	HV	-16.022	1.368	0.000	1.295	0.969
	7	Bus 7	ZV	-27.985	-6.037	0.000	0.812	
	10	Bus 10	LV	5.152	3.756	0.012	0.031	
	14	Bus 14	LV	9.355	3.312	0.113	0.240	
10		Bus 10	LV	-9.000	-5.800			
	9	Bus 9	LV	-5.140	-3.725	0.012	0.031	
	11	Bus 11	LV	-3.860	-2.075	0.014	0.034	
11		Bus 11	LV	-3.500	-1.800			
	6	Bus 6	LV	-7.374	-3.909	0.059	0.124	
	10	Bus 10	LV	3.874	2.109	0.014	0.034	
12		Bus 12	LV	-6.100	-1.600			
	6	Bus 6	LV	-7.738	-2.412	0.073	0.151	
	13	Bus 13	LV	1.638	0.812	0.007	0.006	
13		Bus 13	LV	-13.500	-5.800			
	6	Bus 6	LV	-17.584	-7.038	0.215	0.424	
	12	Bus 12	LV	-1.631	-0.806	0.007	0.006	
	14	Bus 14	LV	5.715	2.044	0.057	0.116	
14		Bus 14	LV	-14.900	-5.000			
	9	Bus 9	LV	-9.242	-3.073	0.113	0.240	
	13	Bus 13	LV	-5.658	-1.927	0.057	0.116	
					Perdas Totais:	13.402	30.186	

Factibilidade em Limites Operacionais

i) Faixa Aceitável de Flutuação em Linhas de Transmissão : **Limite Superior: + 5.00%** **Limite Inferior: - 3.00%**

Barra No.	Tensão pu	Ângulo Graus	Carga MW	Carga Mvar	Geração MW	Geração Mvar	Shunt Mvar
Barras que excedem o limite de tensão superior							
1	1.060	0.000	0.000	0.000	232.402	-16.442	0.000
6	1.070	-14.240	11.200	7.500	0.000	13.614	0.000
7	1.060	-13.348	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	1.090	-13.348	0.000	0.000	0.000	18.323	0.000
9	1.054	-14.927	29.500	16.600	0.000	0.000	19.000

```
    11   1.056   -14.795     3.500     1.800       0.000       0.000       0.000
    12   1.055   -15.094     6.100     1.600       0.000       0.000       0.000
    13   1.050   -15.171    13.500     5.800       0.000       0.000       0.000
--------------------------------------------------------------------------------
             Barras que estão abaixo do limite superior em 1%
--------------------------------------------------------------------------------
     2   1.045    -4.983    21.700    12.700      40.000      43.903       0.000
    10   1.049   -15.091     9.000     5.800       0.000       0.000       0.000
--------------------------------------------------------------------------------
             Barras que estão acima do limite inferior em 1%
--------------------------------------------------------------------------------
--------------------------------------------------------------------------------
             Barras que excedem o limite de tensão inferior
--------------------------------------------------------------------------------
--------------------------------------------------------------------------------
```

ii) Limites de Potência Reativa (Barras PV e Slack)

```
--------------------------------------------------------------------------------
   -----  Barra  -----   Potência Reativa    Limites de Mvar     Factibilidade
     nº       nome        na Barra (Mvar)   Máximo     Mínimo      Condição
--------------------------------------------------------------------------------
     1    Bus 1     HV    -16.442      ----    ----    Respeitada
     2    Bus 2     HV     31.203     50.000 -40.000 Respeitada
     3    Bus 3     HV      6.286     40.000   0.000 Respeitada
     6    Bus 6     LV      6.114     24.000  -6.000 Respeitada
     8    Bus 8     TV     18.323     24.000  -6.000 Respeitada
--------------------------------------------------------------------------------
```

5.2.2 Sistema de Potência IEEE 30 Bus Test Case

O Sistema de Potência IEEE 30 Bus Test Case representa uma porção do sistema da Companhia American Electric (Região Centro-Oeste dos Estados Unidos) conforme sua configuração em Dezembro de 1961. Os dados foram disponibilizados para a comunidade científica como teste padrão na avaliação de vários métodos analíticos e programas computacionais na solução de problemas em sistemas de potência. A topologia do sistema está representada por seu diagrama unifilar conforme figura 10.

As características particulares deste sistema estão mostradas nas tabelas abaixo:

Transformadores	
Circuito	Tap (pu)
4 – 12	0.932
6 – 9	0.978
6 – 10	0.969
28 – 27	0.968

Tabela 4

Barras Reguladas			
Nº Barra	Magnitude de Tensão	Capacidade Mínima Mvar	Capacidade Máxima Mvar
2	1.043	-40	50
5	1.010	-40	40
8	1.010	-10	40
11	1.082	-6	24
13	1.071	-6	24

Tabela 5

Potência Reativa Injetada – Shunt	
Nº Barra	Mvar
10	19.0
24	4.3

Tabela 6

Este caso é validado através da comparação dos resultados com os encontrados no capítulo 6 - Saadat[2], atingindo total conformidade. Desta forma, encontram-se reproduzidos, nas páginas que se seguem, os relatórios de análise gerados pelo programa SEP, para o sistema de potência em questão (*Dados de Barras, Fluxos de Potência e Perdas, Factibilidade em Limites Operacionais).*

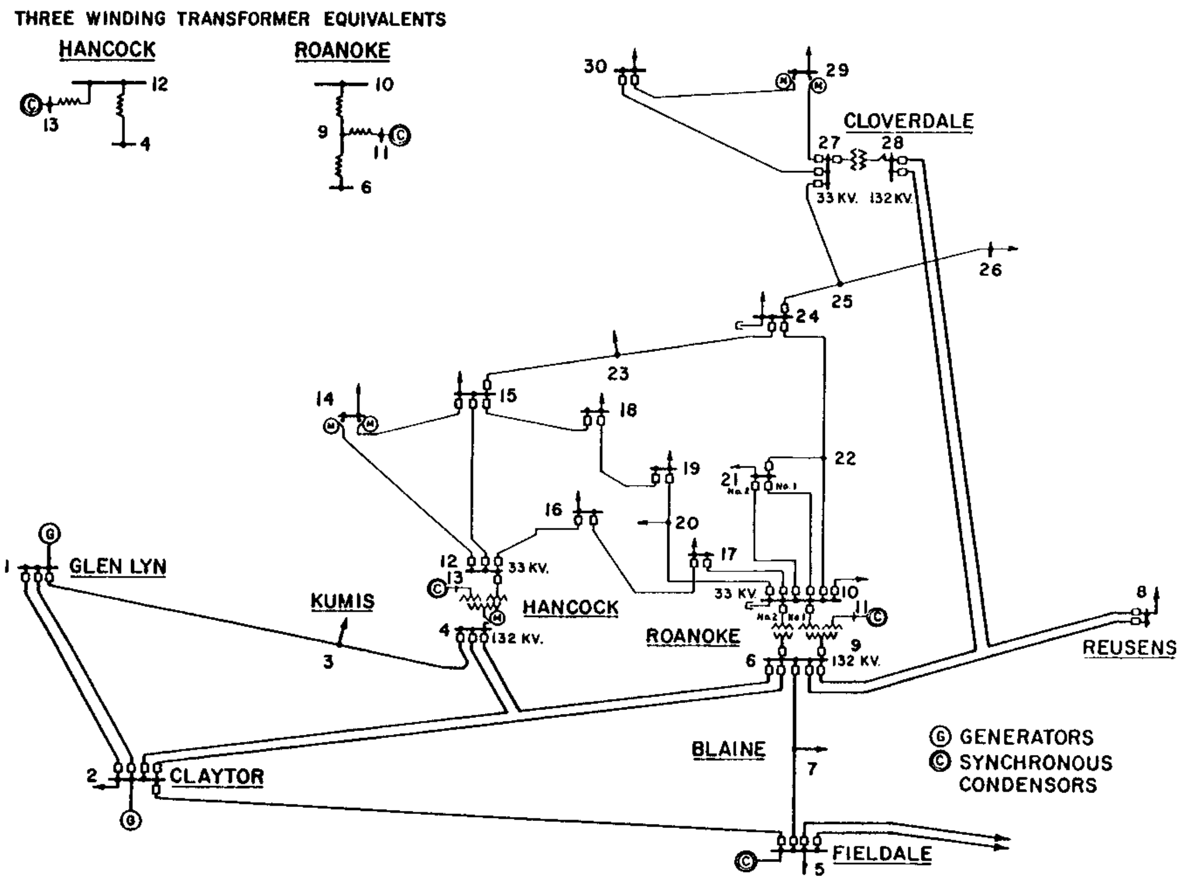


Figura 10 – Diagrama Unifilar do Sistema IEEE 30

Projeto de Iniciação Científica (FEEC - UNICAMP)
Desenvolvido e Registrado por: João Vitor de Araújo Guilhoto

SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA -- Versão 1.0

Solução do Fluxo de Potência
Método de Newton-Raphson: CONVERGIU
No. de Iterações: 3
Precisão Potência Ativa : 1e-5
Precisão Potência Reativa: 1e-5

Dados de Barras - 30 Barras

1961 W IEEE 30 Bus Test Case

Barra No.	Tensão pu	Ângulo Graus	Carga MW	Carga Mvar	Geração MW	Geração Mvar	Shunt Mvar
1	1.060	0.000	0.000	0.000	260.998	-17.019	0.000
2	1.043	-5.497	21.700	12.700	40.000	48.826	0.000
3	1.021	-8.004	2.400	1.200	0.000	0.000	0.000
4	1.013	-9.661	7.600	1.600	0.000	0.000	0.000
5	1.010	-14.381	94.200	19.000	0.000	35.976	0.000
6	1.012	-11.398	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	1.003	-13.149	22.800	10.900	0.000	0.000	0.000
8	1.010	-12.115	30.000	30.000	0.000	30.832	0.000
9	1.051	-14.434	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1.044	-16.024	5.800	2.000	0.000	0.001	19.000
11	1.082	-14.434	0.000	0.000	0.000	16.116	0.000
12	1.057	-15.302	11.200	7.500	0.000	0.000	0.000

13	1.071	-15.302	0.000	0.000	0.000	10.414	0.000
14	1.042	-16.191	6.200	1.600	0.000	0.000	0.000
15	1.038	-16.278	8.200	2.500	0.000	0.000	0.000
16	1.045	-15.880	3.500	1.800	0.000	0.000	0.000
17	1.039	-16.188	9.000	5.800	0.000	0.000	0.000
18	1.028	-16.883	3.200	0.900	0.000	0.000	0.000
19	1.025	-17.052	9.500	3.400	0.000	0.000	0.000
20	1.029	-16.852	2.200	0.700	0.000	0.000	0.000
21	1.032	-16.468	17.500	11.200	0.000	0.000	0.000
22	1.033	-16.454	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
23	1.027	-16.662	3.200	1.600	0.000	0.000	0.000
24	1.022	-16.830	8.700	6.700	0.000	0.000	4.300
25	1.019	-16.424	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
26	1.001	-16.842	3.500	2.300	0.000	0.000	0.000
27	1.026	-15.912	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
28	1.011	-12.057	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
29	1.006	-17.136	2.400	0.900	0.000	0.000	0.000
30	0.995	-18.014	10.600	1.900	0.000	0.000	0.000
		Total:	283.400	126.200	300.998	125.146	23.300

Fluxos de Potência e Perdas - 41 Ligações

1961 W IEEE 30 Bus Test Case

Barra de	Barra para	Barra nome	Potência Barra/ Fluxos MW	Potência Barra/ Fluxos Mvar	Perdas MW	Perdas Mvar	Trafo tap
1		Glen Lyn 132	260.998	-17.019			
	2	Claytor 132	177.778	-22.148	5.464	10.524	
	3	Kumis 132	83.220	5.129	2.808	7.085	
2		Claytor 132	18.300	36.126			
	1	Glen Lyn 132	-172.314	32.672	5.464	10.524	
	4	Hancock 132	45.712	2.707	1.106	-0.517	
	5	Fieldale 132	82.990	1.703	2.995	8.178	
	6	Roanoke 132	61.912	-0.957	2.048	2.264	
3		Kumis 132	-2.400	-1.200			
	1	Glen Lyn 132	-80.412	1.956	2.808	7.085	
	4	Hancock 132	78.012	-3.157	0.771	1.344	
4		Hancock 132	-7.600	-1.600			
	2	Claytor 132	-44.605	-3.225	1.106	-0.517	
	3	Kumis 132	-77.241	4.501	0.771	1.344	
	6	Roanoke 132	70.125	-17.532	0.604	1.180	
	12	Hancock 33	44.122	14.656	0.000	4.685	0.932
5		Fieldale 132	-94.200	16.976			
	2	Claytor 132	-79.995	6.475	2.995	8.178	
	7	Blaine 132	-14.205	10.501	0.151	-1.687	
6		Roanoke 132	0.000	0.000			
	2	Claytor 132	-59.864	3.221	2.048	2.264	
	4	Hancock 132	-69.521	18.711	0.604	1.180	
	7	Blaine 132	37.523	-1.886	0.367	-0.598	
	8	Reusens 132	29.529	-3.759	0.103	-0.558	
	9	Roanoke 1.0	27.692	-7.323	0.000	1.594	0.978
	10	Roanoke 33	15.822	0.652	0.000	1.278	0.969
	28	Cloverdle132	18.819	-9.617	0.060	-13.086	
7		Blaine 132	-22.800	-10.900			
	5	Fieldale 132	14.356	-12.188	0.151	-1.687	
	6	Roanoke 132	-37.156	1.288	0.367	-0.598	

8		Reusens	132	-30.000	0.832			
	6	Roanoke	132	-29.425	3.201	0.103	-0.558	
	28	Cloverdle	132	-0.575	-2.368	0.000	-4.368	
9		Roanoke	1.0	0.000	0.000			
	6	Roanoke	132	-27.692	8.917	0.000	1.594	0.978
	10	Roanoke	33	27.692	6.737	0.000	0.809	
	11	Roanoke	11	0.000	-15.654	0.000	0.461	
10		Roanoke	33	-5.800	17.001			
	6	Roanoke	132	-15.822	0.626	0.000	1.278	0.969
	9	Roanoke	1.0	-27.692	-5.928	0.000	0.809	
	17	Bus 17	33	5.371	4.413	0.014	0.037	
	20	Bus 20	33	9.027	3.559	0.081	0.180	
	21	Bus 21	33	15.733	9.841	0.110	0.236	
	22	Bus 22	33	7.583	4.490	0.052	0.107	
11		Roanoke	11	0.000	16.116			
	9	Roanoke	1.0	0.000	16.116	0.000	0.461	
12		Hancock	33	-11.200	-7.500			
	4	Hancock	132	-44.122	-9.971	0.000	4.685	0.932
	13	Hancock	11	0.000	-10.282	0.000	0.132	
	14	Bus 14	33	7.856	2.441	0.075	0.155	
	15	Bus 15	33	17.857	6.947	0.217	0.428	
	16	Bus 16	33	7.208	3.364	0.053	0.112	
13		Hancock	11	0.000	10.414			
	12	Hancock	33	0.000	10.414	0.000	0.132	
14		Bus 14	33	-6.200	-1.600			
	12	Hancock	33	-7.782	-2.287	0.075	0.155	
	15	Bus 15	33	1.582	0.687	0.006	0.005	
15		Bus 15	33	-8.200	-2.500			
	12	Hancock	33	-17.640	-6.519	0.217	0.428	
	14	Bus 14	33	-1.576	-0.681	0.006	0.005	
	18	Bus 18	33	6.015	1.745	0.039	0.080	
	23	Bus 23	33	5.001	2.955	0.031	0.063	
16		Bus 16	33	-3.500	-1.800			
	12	Hancock	33	-7.155	-3.251	0.053	0.112	
	17	Bus 17	33	3.655	1.451	0.012	0.027	
17		Bus 17	33	-9.000	-5.800			
	10	Roanoke	33	-5.357	-4.376	0.014	0.037	
	16	Bus 16	33	-3.643	-1.424	0.012	0.027	
18		Bus 18	33	-3.200	-0.900			
	15	Bus 15	33	-5.975	-1.665	0.039	0.080	
	19	Bus 19	33	2.775	0.765	0.005	0.010	
19		Bus 19	33	-9.500	-3.400			
	18	Bus 18	33	-2.770	-0.755	0.005	0.010	
	20	Bus 20	33	-6.730	-2.645	0.017	0.034	
20		Bus 20	33	-2.200	-0.700			
	10	Roanoke	33	-8.946	-3.379	0.081	0.180	
	19	Bus 19	33	6.746	2.679	0.017	0.034	
21		Bus 21	33	-17.500	-11.200			
	10	Roanoke	33	-15.623	-9.604	0.110	0.236	
	22	Bus 22	33	-1.877	-1.595	0.001	0.001	
22		Bus 22	33	0.000	0.000			
	10	Roanoke	33	-7.531	-4.383	0.052	0.107	

```
         21  Bus 21    33       1.878      1.597       0.001      0.001
         24  Bus 24    33       5.653      2.786       0.043      0.067

   23        Bus 23    33      -3.200     -1.600
         15  Bus 15    33      -4.970     -2.892       0.031      0.063
         24  Bus 24    33       1.770      1.292       0.006      0.012

   24        Bus 24    33      -8.700     -2.400
         22  Bus 22    33      -5.610     -2.720       0.043      0.067
         23  Bus 23    33      -1.764     -1.280       0.006      0.012
         25  Bus 25    33      -1.326      1.599       0.008      0.014

   25        Bus 25    33       0.000      0.000
         24  Bus 24    33       1.334     -1.586       0.008      0.014
         26  Bus 26    33       3.545      2.366       0.045      0.066
         27  Cloverdle 33      -4.878     -0.781       0.026      0.049

   26        Bus 26    33      -3.500     -2.300
         25  Bus 25    33      -3.500     -2.300       0.045      0.066

   27        Cloverdle 33       0.000      0.000
         25  Bus 25    33       4.904      0.830       0.026      0.049
         28  Cloverdle132     -18.184     -4.159       0.000      1.310   0.968
         29  Bus 29    33       6.189      1.668       0.086      0.162
         30  Bus 30    33       7.091      1.661       0.161      0.304

   28        Cloverdle132       0.000      0.000
          6  Roanoke  132     -18.760     -3.469       0.060    -13.086
          8  Reusens  132       0.575     -2.000       0.000     -4.368
         27  Cloverdle 33      18.184      5.469       0.000      1.310   0.968

   29        Bus 29    33      -2.400     -0.900
         27  Cloverdle 33      -6.104     -1.505       0.086      0.162
         30  Bus 30    33       3.704      0.606       0.033      0.063

   30        Bus 30    33     -10.600     -1.900
         27  Cloverdle 33      -6.930     -1.358       0.161      0.304
         29  Bus 29    33      -3.670     -0.542       0.033      0.063
--------------------------------------------------------------------------------
                                  Perdas Totais:      17.598     22.242
--------------------------------------------------------------------------------
```

Factibilidade em Limites Operacionais

i) Faixa Aceitável de Flutuação em Linhas de Transmissão : Limite Superior: + 5.00% Limite Inferior: - 3.00%

```
    1961 W IEEE 30 Bus Test Case
--------------------------------------------------------------------------------
  Barra  Tensão   Ângulo  -------Carga-------  -------Geração------  --Shunt--
   No.     pu     Graus       MW       Mvar        MW        Mvar       Mvar
--------------------------------------------------------------------------------
--------------------------------------------------------------------------------
             Barras que excedem o limite de tensão superior
--------------------------------------------------------------------------------
      1   1.060     0.000     0.000     0.000    260.998    -17.019      0.000
      9   1.051   -14.434     0.000     0.000      0.000      0.000      0.000
     11   1.082   -14.434     0.000     0.000      0.000     16.116      0.000
     12   1.057   -15.302    11.200     7.500      0.000      0.000      0.000
     13   1.071   -15.302     0.000     0.000      0.000     10.414      0.000

--------------------------------------------------------------------------------
             Barras que estão abaixo do limite superior em 1%
--------------------------------------------------------------------------------
      2   1.043    -5.497    21.700    12.700     40.000     48.826      0.000
     10   1.044   -16.024     5.800     2.000      0.000      0.001     19.000
```

```
    14   1.042   -16.191     6.200     1.600      0.000      0.000      0.000
    16   1.045   -15.880     3.500     1.800      0.000      0.000      0.000

--------------------------------------------------------------------------------
             Barras que estão acima do limite inferior em 1%
--------------------------------------------------------------------------------
--------------------------------------------------------------------------------
             Barras que excedem o limite de tensão inferior
--------------------------------------------------------------------------------
--------------------------------------------------------------------------------
```

ii) Limites de Potência Reativa (Barras PV e Slack)

```
--------------------------------------------------------------------------------
   -----  Barra  -----   Potência Reativa    Limites de Mvar     Factibilidade
     nº       nome        na Barra (Mvar)   Máximo     Mínimo      Condição
--------------------------------------------------------------------------------
      1    Glen Lyn 132    -17.019      ----    ----    Respeitada
      2    Claytor  132     36.126     50.000 -40.000 Respeitada
      5    Fieldale 132     16.976     40.000 -40.000 Respeitada
      8    Reusens  132      0.832     40.000 -10.000 Respeitada
     11    Roanoke   11     16.116     24.000  -6.000 Respeitada
     13    Hancock   11     10.414     24.000  -6.000 Respeitada
--------------------------------------------------------------------------------
```

6. Conclusão

Os objetivos, em sua totalidade, foram alcançados com sucesso, tendo desenvolvido, ao final do período compreendido entre Fevereiro de 2003 e Agosto de 2004, um protótipo de software nomeado de SEP (Sistemas Elétricos de Potência), com o qual é possível analisar a factibilidade em limites operacionais de redes de transmissão.

Vale ressaltar que o protótipo de software foi desenvolvido utilizando apenas a biblioteca padrão ANSI C, garantindo a portabilidade do mesmo. Desta forma, todas as rotinas numéricas foram projetadas, testadas e validadas levando-se em conta as especificidades do problema do Fluxo de Potência. Como conseqüência desse desenvolvimento, obteve-se uma implementação mais direcionada ao problema em questão. Outro fator importante é a rapidez alcançada, fruto da utilização de uma linguagem de programação comprometida com a eficiência numérica.

O resultado deste trabalho é uma ferramenta de análise de sistemas de potência que será estendido para aplicações no planejamento e operação de sistemas elétricos de potência.

Durante todo o processo de desenvolvimento houve um cuidado muito grande com a confiabilidade em cada um dos módulos que compõem o software, sendo os mesmos submetidos a vários testes.

7. Bibliografia

[1] Monticelli, Alcir. "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", 1983 – Editora Edgard Blücher.

[2] Saadat, Hadi. "Power System Analysis", Milwaukee School of Engineering, 1999 – Editora McGraw-Hill.

[3] Grainger, J. J.; Stevenson, W.D. "Power System Analysis", 1994 - Editora McGraw-Hill.

[4] Elgerd, O.I. "Introdução à teoria de Sistemas de Energia Elétrica", 1977 - Editora McGraw-Hill do Brasil.

[5] Tinney, W.F.; Hart, C.E. "Power flow solution by Newton's method", IEEE Transactions on power apparatus and systems, vol. PAS-86, no. 11, Novembro 1967, p. 1449-1460.

[6] Peterson, N.M.; Meyer, W.S. "Automatic Adjustment of Transformer and Phase-Shifter Taps in The Newton Power Flow". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No. 1, janeiro/fevereiro, 1971, p. 103-108. Artigo 70 TP 160 - PWR.

[7] Pressman, R.S. "Software Engineering: a Practitioner's Approach", 3th Edition, 1992 - Editora McGraw-Hill.

[8] Kernighan, B.W.; Ritchie, D.M. "C: A Linguagem de Programação - Padrão ANSI", 15ª Edição, 1989 – Editora Campus.

[9] Schildt, H. "C Completo e Total", 3ª Edição, 1997 - Makron Books.

[10] Jamsa, K; Klande, L. "Programando em C/C++ A Bíblia", 1999 - Makron Books.

[11] Nilsson, J. W.; Riedel, S. A. "Electric Circuits". Fifth Edition; Addison-Wesley, 1996; p. 38-45.

[12] Halliday, D.; Resnick, R.; Walker, J. "Fundamentals of Physics extended". Fifth Edition; John Wiley & Sons, 1997, p. 676-681.