UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA POLITÉCNICA

NÁDIA BENTZ DE SOUZA AMARAL

Estudo sobre Critérios para a Especificação de Transformadores

Elevadores de Estações Geradoras

(“Generator Step-Up Transformers”)

São Paulo

2007

NÁDIA BENTZ DE SOUZA AMARAL

**Estudo sobre Critérios para a Especificação de
Transformadores Elevadores de Estações Geradoras
("Generator Step-Up Transformers")**

Dissertação apresentada a Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Engenharia

Área de Concentração:
Energia e Automação Elétricas

Orientador:
Prof. Dr. Augusto Ferreira Brandão Jr.

São Paulo

2007

FICHA CATALOGRÁFICA

Amaral, Nádia Bentz de Souza

**Estudo sobre critérios para a especificação de transformadores elevadores de estações geradoras ("generator step-up transformers") / N.B. de S. Amaral. -- São Paulo, 2007.
p.101**

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Transformador elevador (Requisitos) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Aos meus pais que sempre estiveram comigo, me apoiando em todos os
momentos da minha vida.

Agradecimentos

Ao orientador Prof. Dr. Augusto Ferreira Brandão Jr., pelo incentivo e contribuição durante esses três anos de estudo.

Aos meus colegas de trabalho da ABB por suas colocações sempre oportunas.

Ao Dr. José Carlos Mendes pela paciência e pelas longas conversas.

Resumo

Esse trabalho mostra alguns aspectos construtivos e de sistema que devem fazer parte do projeto e da especificação de um transformador elevador, também conhecido na literatura como generator step-up transformer.

O projeto do equipamento é baseado em sua especificação técnica. No entanto, algumas vezes observa-se que a especificação técnica não contempla alguns pontos de extrema importância e que poderão ser cruciais para o bom desempenho do transformador quando em serviço.

Transformadores elevadores estão sujeitos a distúrbios do sistema onde operam. O efeito desses distúrbios no equipamento pode ser atenuado através de uma especificação técnica que seja a mais completa possível, no sentido de fornecer informações a respeito do sistema e conexão do transformador tanto ao gerador quanto à rede elétrica; por parte do fabricante cabe o trabalho de interpretar a especificação do equipamento, a fim de projetar um equipamento que opere de forma satisfatória face aos requisitos especificados.

Abstract

This work presents some constructive and operational aspects that should be taken into account on the transformer design and specification.

The design of the equipment is based on its technical specification. However, sometimes, it is observed that the technical specification does not contemplate some important points which could be crucial for the good transformer performance when in service.

Generator step-up transformers are subject to some system disturbance where they are connected. The effect of these disturbances on the equipment could be minimized with a technical specification as complete as possible, on the sense of providing information regarding the network and connections between generator and power transformer. On the other hand, the manufacturer has the responsibility to interpret the technical requirements in order to design an equipment that operates satisfactorily.

Sumário

Capítulo 1

1.1 Introdução.....	1
---------------------	---

Capítulo 2 - O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

2.1 Introdução.....	5
2.2 O Sistema de Potência.....	6
2.3 Parque Gerador Nacional.....	9

Capítulo 3 - TRANSFORMADORES E SUAS APLICAÇÕES NO SISTEMA

3.1 Introdução.....	12
3.2 Transformadores e Suas Aplicações no Sistema.....	13
3.3 Transformadores Elevadores e Plantas Geradoras.....	16
3.3.1 Principais Arranjos de Plantas Geradoras.....	17
3.3.2 Emprego de Transformadores Monofásicos.....	23
3.3.3 Componentes Principais e Operação.....	25
3.3.4 Transformador Elevador.....	27
3.4 Transformadores Elevadores e Falhas.....	32

Capítulo 4 - ASPECTOS CONSTRUTIVOS E PARÂMETROS PRINCIPAIS

4.1 Introdução.....	36
4.2 Aspectos Construtivos.....	38
4.2.1 Núcleo.....	38
4.2.2 Enrolamento.....	46
4.2.3 Conexões.....	54
4.2.4 Resfriamento.....	56
4.3 Seleção dos Parâmetros Principais do Transformador.....	62
4.3.1 Tensão Máxima do Enrolamento de Alta Tensão	66

4.3.2 Impedância.....	67
4.3.3 Relação de Transformação.....	70
4.3.4 Potência nominal.....	71
4.3.5 Taps da Alta Tensão.....	73
Capítulo 5 - ASPECTOS OPERACIONAIS	
5.1 Introdução.....	74
5.2 Sobreexcitação.....	75
5.3 Sobrecarga.....	79
5.4 Sobreaquecimento.....	81
5.5 Curto Circuito.....	84
5.6 Transitórios.....	85
5.7 Sincronização Fora de Fase.....	87
5.8 Operação em Back-Fed	88
Considerações Finais.....	89
Referências Bibliográficas.....	91

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Transformadores são equipamentos de importância fundamental dentro do sistema elétrico de potência. Eles estão presentes desde o que podemos chamar de início do sistema, que é onde a energia é produzida até a outra ponta, onde é finalmente consumida.

Nesse longo trajeto, desde sua produção até seu consumo, a energia elétrica é transmitida em diversos níveis de tensão. Em cada etapa onde se faz necessário um outro nível de tensão ou a interligação de sistemas, encontra-se um transformador.

Os transformadores podem ser classificados em duas categorias: transformadores de distribuição e transformadores de potência. A norma IEEE C57.105-1978 caracteriza transformadores de distribuição como sendo aqueles cuja tensão primária é menor ou igual a 34,5kV, tensão secundária geralmente menor que 1000V e que alimentam os consumidores finais.

A primeira categoria engloba os transformadores que abaixam a tensão para o nível de utilização dos usuários, ou seja, são os equipamentos localizados no final da cadeia do sistema. Devido à sua vasta utilização há uma grande variedade desse

tipo de transformador, cada qual com suas peculiaridades, que variam, dependendo de sua finalidade e instalação.

Da categoria dos transformadores de potência fazem parte transformadores de tensão e potência elevados. Eles estão presentes no início do sistema, elevando a tensão de saída dos geradores para níveis de transmissão economicamente viáveis; estão presentes também na interligação de sistemas e na conexão com linhas de tensões mais reduzidas. Mais adiante no sistema, encontramos outros transformadores abaixadores, que farão a conexão entre os sistemas de transmissão e de distribuição.

Em indústrias e instalações de grande porte, o emprego de transformadores é muito comum, já que dependendo da potência instalada é mais vantajoso economicamente comprar energia em níveis de tensões mais elevadas; nesses casos a própria indústria é responsável por transformar essa tensão em valores mais baixos a serem utilizados em seus processos.

Além das utilizações já citadas, deve-se ressaltar que o emprego de transformadores destina-se também a algumas aplicações especiais. Em alguns casos, a transmissão de energia elétrica é feita em corrente contínua, possível graças à utilização de conversores; a alimentação desses conversores é feita através de transformadores especiais para essa finalidade.

Alguns elementos, tais como cloro e alumínio, são extraídos através de eletrólise. Esse processo faz uso de corrente contínua em valores elevados (que variam na faixa de 5kA a 50kA). Tais valores de corrente são obtidos através de retificadores, que por sua vez são alimentados por transformadores específicos para retificadores.

Uma outra utilização de transformadores em processos industriais são os chamados transformadores para fornos. Esses transformadores possuem as mesmas características que os transformadores para retificadores (alta corrente, baixa tensão), e são utilizados na alimentação de fornos que fazem a extração de elementos através de altas temperaturas.

Como pode-se observar, transformadores são equipamentos que, por sua versatilidade encontram aplicações em todos os pontos do sistema. No entanto, cada aplicação requer uma especificação particular, já que as condições de operação e o comportamento que se espera do equipamento variam de aplicação para aplicação.

É nesse contexto que se enquadra esse trabalho, que tem como objetivo estudar as características que devem ser consideradas ao se especificar, projetar e fabricar um transformador elevador (responsável por elevar a tensão de saída do gerador), a fim de que o equipamento possa operar de forma satisfatória minimizando-se assim os riscos de falhas.

Os transformadores elevadores podem ser considerados, do ponto de vista construtivo, os equipamentos mais simples dentre os de elevada potência presentes no sistema elétrico. Em sua grande maioria possuem apenas dois enrolamentos, não necessitam de comutador sob carga, não há necessidade de se prever enrolamento terciário, entre outros fatores que acabam por complicar tanto o projeto quanto a fabricação do equipamento.

No entanto, o que observa-se na prática é que esses transformadores possuem elevada taxa de falhas. É por essa razão que esse trabalho dedica-se a destacar aspectos fundamentais, tanto do ponto de vista construtivo quanto

operacional que devem ser cuidadosamente avaliados, desde a especificação do equipamento até sua fabricação.

Em razão do parque gerador brasileiro ser constituído em sua grande maioria - aproximadamente 80% - por usinas hidrelétricas, as características apresentadas nesse trabalho referem-se a transformadores elevadores instalados nesse tipo de usina. Transformadores elevadores de usinas térmicas e nucleares, apesar de também estarem conectados a geradores e compartilharem da mesma função que é de elevar sua tensão de saída, possuem alguns aspectos construtivos e requisitos operacionais que diferem um pouco dos transformadores de usinas hidrelétricas.

CAPÍTULO 2

O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

2.1. Introdução

No início do século, quando a energia elétrica começou a ser produzida, os locais de geração eram próximos aos locais de consumo. O número de consumidores era pequeno, e por esse motivo as linhas de transmissão eram curtas e a potência transmitida, baixa.

No decorrer do tempo, o uso da energia elétrica aumentou; os locais de consumo foram ficando cada vez mais afastados dos centros de geração. Essa demanda cada vez maior por energia elétrica criou a necessidade de se aumentar o comprimento das linhas e da potência a ser transmitida. A soma dessas duas necessidades criou uma terceira: elevar a tensão de transmissão a fim de se reduzir as perdas no sistema.

A tensão de transmissão mais econômica aumenta com a distância entre a geração e os centros de consumo. Como nos geradores a tensão de saída é baixa, variando entre 13,8kV e 24kV, faz-se necessário a utilização de transformadores a fim de elevar a tensão a níveis de transmissão (transformador elevador).

2.2. O Sistema de Potência

O sistema de potência é composto por uma grande quantidade de blocos interconectados. A figura 1 mostra, de forma resumida, os principais blocos:

Figura 1 – Blocos do sistema de potência

- Usina de Geração: tendo como principais equipamentos elétricos as turbinas e os geradores, é nela onde ocorre a transformação de energia mecânica em elétrica. Há um grande número de plantas de geração dentro de um sistema de potência. Essas plantas diferem-se entre si no que diz respeito à quantidade e forma como a energia é gerada, condições de operação, custo de investimento e de operação, entre outros.

- Transformador Elevador: tem a função de elevar a tensão de saída do gerador para níveis de tensão de transmissão.
 - Subestação Elevadora: a energia gerada é transmitida através de cabos ou barramentos, do gerador para os terminais do transformador, onde a tensão será elevada do nível em que foi gerada para o de transporte (tensão de transmissão). O valor dessa tensão é estabelecido em função da distância a ser percorrida e do montante de energia a ser transportada;
 - Sistema de Transmissão (230 – 750kV): responsável pelo transporte da energia dos centros de produção aos centros de consumo. A tensão no sistema de transmissão é a maior dentro do sistema de potência. Quanto maior a tensão de transmissão, maior a potência transmitida. O sistema de transmissão normalmente apresenta-se estruturado em malhas, o que possibilita que um componente seja desconectado sem que isso afete as demais partes do sistema.
 - Subestação de Subtransmissão: reduz o nível de tensão do sistema de transmissão para o de subtransmissão, que varia entre 69kV e 138kV;
 - Sistema de Subtransmissão: distribui a energia em nível de tensão de subtransmissão. Esses sistemas podem estar ligados ao sistema de transmissão ou a outros sistemas de distribuição, através de transformadores e tanto sua configuração como sua operação podem diferir de sistema para sistema.
 - Subestação Distribuidora Primária: reduz a tensão de subtransmissão para o nível de distribuição primária, com tensão de saída variando na faixa de 13,8kV a 34,5kV;
-

- Transformador Secundário: abaixa a tensão para níveis que variam entre 127V a 308V, atendendo ao consumidor final;
 - Consumidores: podem ser consumidores residenciais, escritórios, pequenas indústrias, prédios comerciais, serviços públicos, entre outros; cada um desses consumidores possui um perfil de carga diferenciado, assim como se diferencia sua influência no sistema de potência. Cabe ressaltar que grandes indústrias podem ser abastecidas pelo sistema de subtransmissão ou pela rede de distribuição primária, dependendo de sua carga instalada; nesses casos, estas instalações possuem suas próprias subestações, que fornecerão a energia na tensão necessária à sua operação.
-

2.3. Parque Gerador Nacional

Cerca de 8% do total de água doce disponível no mundo encontra-se no Brasil. Esse valor é muito significativo quando sabe-se que apenas 2,5% de toda a água existente no mundo é doce, e desse percentual, apenas 0,3% encontram-se na forma de rios e lagoas.

A grande disponibilidade e qualidade (grandes volumes e quedas de água) dos recursos hídricos explica a maior participação da geração hidrelétrica na produção de energia do país.

Estudos da ANEEL indicam que o potencial hidrelétrico do Brasil é de cerca de 260GW, dos quais apenas cerca de 25% estão sendo utilizados na produção de energia pelas usinas hidrelétricas, considerando-se as usinas de pequeno (PCH), médio e grande porte.

Ao final do ano de 2005, a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN), responsável por 98% do mercado brasileiro, alcançou a marca de 84.177MW, dos quais 70.014MW em usinas hidrelétricas e 14.163MW em usinas térmicas. Somando-se a isso 2.192MW que são importados da Argentina e 4.087MW de Itaipu, contratados à Ande/Paraguai, chega-se ao número de 90.477MW [3]. Como a capacidade total dos transformadores elevadores acompanha a da geração, tem-se mais de 90GVA em transformadores elevadores instalados no Brasil.

Em 2004, foram incorporadas ao SIN 29 novas unidades geradoras, correspondendo a 4.177,5 MW, sendo que mais da metade dessa valor foi oriundo

de usinas térmicas. Isso representa um aumento de 5,27% na capacidade total instalada, comparando-se com o ano de 2003. Já no ano de 2005, considerando o acréscimo de geração e a desativação de usinas térmicas emergenciais, a capacidade total instalada cresceu 2,52% em relação a dezembro de 2004.

A rede básica de transmissão, compreendendo as tensões de 230 kV a 750 kV, atingiu em dezembro de 2005 uma extensão de 83.049 km, englobando 851 circuitos de transmissão e uma capacidade de transformação de 184.790 MVA. Os valores citados resultam de um acréscimo de 3.042 km de novas linhas de transmissão e de 6.343 MVA de novos transformadores, correspondendo a um crescimento em relação ao ano anterior de 3,8% e 3,6%, respectivamente.

Principais Usinas Geradoras

A tabela 1 mostra as principais usinas que fazem parte do parque gerador nacional:

USINA	LOCALIZAÇÃO	CAPACIDADE (MW)
REGIÃO NORTE		
Tucuruí	rio Tocantins	3.980
REGIÃO NORDESTE		
Paulo Afonso	rio São Francisco	2.460
Sobradinho	rio São Francisco	1.050
Itaparica	rio São Francisco	1.500
Xingó	rio São Francisco	3.000
REGIÃO SUDESTE		
São Simão	rio Paranaíba	1.715
Água Vermelha	rio Grande	1.380
Emborcação	rio Paranaíba	1.192
Ilha Solteira	rio Paraná	3.230
Porto Primavera	rio Paraná	1.854
REGIÃO SUL		
Foz do Areia	rio Iguaçu	2.511
Itaipu	rio Paraná	12.600
Salto Osório	rio Iguaçu	1.050
REGIÃO CENTRO-OESTE		
Itumbiara	rio Paranaíba	2.080
Jupia	rio Paraná	1.411

Tabela 1 – Principais usinas do SIN

CAPÍTULO 3

TRANSFORMADORES E SUAS APLICAÇÕES NO SISTEMA

3.1. Introdução

Tradicionalmente, transformadores que abaixam a tensão para níveis de uso doméstico são chamados de transformadores de distribuição. A utilização do termo transformadores de potência se aplica a equipamentos de tensão e potência elevada.

Algumas características no entanto, são comuns a todos os transformadores, independente de sua função dentro do sistema elétrico. São elas:

- A utilização de chapas de aço silício (em espessuras finas, da ordem de 0,23 a 0,30mm), como caminho para o fluxo magnético;
 - Enrolamentos feitos de cobre ou alumínio;
 - Isolação feita a partir de produtos derivados da celulose, tais como papel de alta densidade e madeira;
 - A utilização de óleo mineral tanto com a função de isolação como a de resfriamento.
-

3.2. Transformadores e Suas Aplicações no Sistema

Os transformadores são utilizados em diferentes pontos do sistema de potência, conforme ilustrado na figura 2. Suas aplicações e características são apresentadas a seguir.

Figura 2 – Transformadores no sistema elétrico

Transformador elevador

São transformadores conectados diretamente ao gerador e fornecem potência para a linha de transmissão, a qual faz a ligação entre a planta de geração e o centro de carga, geralmente localizado a uma longa distância de onde a energia é gerada.

Transformador de S/E de Subtransmissão

Ao final da linha da transmissão, a tensão é reduzida para o nível de subtransmissão por esse tipo de transformador. As características desses transformadores diferem um pouco das dos transformadores elevadores:

- Possuem enrolamentos de regulação;
- Grande variação de carga durante seu ciclo;
- As perdas são custosas, pois o transformador está localizado distante do gerador.

Transformador de S/E Primária

Esses transformadores são utilizados a fim de reduzir a tensão do nível de subtransmissão para o de distribuição primária. Os requisitos para esse tipo de transformador são semelhantes aos de subtransmissão, porém algumas diferenças devem ser consideradas:

- Maior variação de carga ;
 - Perdas ainda mais custosas;
 - Normalmente são utilizados comutadores sob carga;
-

- A operação com baixo nível de ruído torna-se um requisito que deve ser levado em consideração, pois algumas subestações localizam-se próximas a centros urbanos.

Transformador de S/E Secundária

Esses transformadores abaixam a tensão para o nível de distribuição secundária. Nessa classificação encaixa-se a maior variedade de transformadores devido aos diferentes arranjos do sistema. Algumas de suas principais características são:

- Opera a maior parte do tempo sobrecarregado;
- Enorme variação de carga;
- Operam num ponto do sistema onde o custo das perdas é o mais elevado;
- Devem operar com o mínimo de manutenção;
- Regulação de tensão;
- Operam freqüentemente com tensões maiores que a nominal;
- Estão mais sujeitos a esforços mecânicos (movimentação).

Como há grande quantidade desses transformadores no sistema, sua construção deve ser tal que seus custos de produção, instalação e substituição sejam os mais baixos possíveis.

3.3. Transformadores Elevadores e Plantas Geradoras

Há diversas formas de se fazer a conexão entre gerador e transformador. A escolha do melhor arranjo envolve criteriosos estudos onde devem ser avaliados tanto aspectos de ordem técnica quanto de ordem econômica.

O projeto de uma usina de geração deve ser executado de forma a considerar alguns aspectos operacionais importantes, que envolvem:

- Confiabilidade e segurança;
 - Simplicidade de operação;
 - Boa performance técnica;
 - Facilidade de manutenção, já que a retirada de componentes críticos não deve afetar (ou afetar o mínimo possível) o funcionamento da usina;
 - Flexibilidade para lidar com contingências;
 - Habilidade para acomodar mudanças no sistema.
-

3.3.1 Principais Arranjos de Plantas Geradoras

Um estudo realizado pelo Cigré, envolvendo vinte e um países, coletou informações a respeito de 903 usinas hidrelétricas. Essas informações refletem a experiência de 63 concessionárias no que diz respeito a configurações de usinas e seus critérios de escolha. Esse estudo é mais abrangente e coleta dados de usinas térmicas e nucleares, no entanto, vamos nos ater somente às informações que dizem respeito a usinas hidrelétricas [10].

A figura 3 mostra os tipos de conexão entre gerador e transformador mais comumente utilizados em usinas hidrelétricas:

Figura 3 – Principais conexões em usinas hidrelétricas

A tabela 2 mostra o número de unidades geradoras em que cada um desses três tipos de arranjo foi empregado. Esses números foram tabelados levando-se em consideração faixas de tensão e potência das usinas estudadas.

Potência do Gerador	Tensão	Número de unidades geradoras com o tipo de arranjo				
		A		B	C	Total
		Trifásico	Monofásico	Trifásico & Monofásico	Trifásico & Monofásico	
>60MW ... <100MW	<275kV	134	44	24	-	202
	>=275...<=420kV	37	1	24	38	100
	>420kV	-	-	-	-	-
>=100MW ... <200MW	<275kV	40	12	6	4	62
	>=275...<=420kV	79	1	10	33	123
	>420kV	-	-	-	-	-
>=200MW	<275kV	2	4	-	6	6
	>=275...<=420kV	56	-	6	8	68
	>420kV	-	-	-	-	8

Tabela 2 – Tipos de arranjo em função da potência do transformador

A seguir são apresentados os principais aspectos que caracterizam os arranjos citados.

Arranjo A

Nesse tipo de arranjo, conhecido como arranjo simples, um único gerador é conectado diretamente a um único transformador.

Uma das principais vantagens desse tipo de conexão é sua simplicidade de operação. O estudo do Cigré mostra que das 903 usinas hidrelétricas pesquisadas, 75% delas utilizam o arranjo tipo A.

A ligação da baixa tensão (conectada ao gerador) é simples, o que torna mais simples também todo o sistema de proteção. Os transformadores projetados para esse tipo de arranjo possuem dimensões e peso inferiores àqueles dimensionados para os dois outros tipos de arranjo citados, característica essa que facilita sua manobra dentro da usina. A manutenção do transformador pode ser realizada sem afetar as demais unidades da usina, já que cada unidade (conjunto formado pelo gerador + transformador) funciona independente da outra. No entanto, a saída de um gerador acarreta na perda daquela unidade, fato esse que não ocorre nos outros dois tipos de arranjo (B e C).

A desvantagem desse arranjo é seu custo de implantação, que tende a ser mais elevado quando comparado com arranjos que possuem vários geradores conectados a um único transformador.

Arranjos B e C

Também conhecidos como arranjos múltiplos, são utilizados em usinas de geração onde pode-se admitir maiores valores de perdas, já que esses arranjos possuem um número maior de barramentos quando comparados ao arranjo simples.

Eles se caracterizam por ter duas (ou mais) unidades geradoras ligadas a um transformador. Uma vantagem disso é a manutenção do sistema, já que nesse caso, a perda de um gerador não causa a perda de toda a unidade; o transformador continuará operando, porém, com metade da potência (no caso de termos dois geradores para cada transformador).

Outras vantagens apresentadas pelos arranjos múltiplos são:

- Mesmo havendo a necessidade de se utilizar um transformador com potência mais elevada, a fim de transmitir a potência dos múltiplos geradores acoplados a ele, o custo dessa potência adicional é muito inferior ao custo de instalação de um segundo transformador;
- O espaço físico utilizado é menor quando comparado ao necessário para o arranjo simples, e esse é um aspecto muito importante a se considerar quando há restrições de espaço.

No entanto, esse tipo de arranjo apresenta uma série de desvantagens:

- É necessária a instalação de um disjuntor para cada gerador;
- O sistema de aterramento e proteção dos geradores se torna mais complexo;
- Deve-se prever espaço para os barramentos que saem do gerador.

Como já mencionado, a perda de um gerador não causa grande impacto na usina como um todo. Porém, o impacto criado pela perda de um transformador não deve ser desprezado, já que isso representa a perda de todos os geradores a ele conectados. Para que a usina opere com um nível de confiabilidade razoável, é necessário que, ao se optar por esse tipo de arranjo, transformadores reserva sejam previstos. Arranjos desse tipo costumam ser empregados em usinas que utilizam transformadores monofásicos, já que nesse caso o custo de um transformador reserva é relativamente baixo.

Em resumo, pelo que se tem visto na prática, a menos que por motivos econômicos ou de espaço, a conexão de dois geradores a um transformador não

tem sido muito utilizada. A tabela 3 mostra a proporção das usinas hidrelétricas estudadas que utilizam os arranjos descritos.

Tipo de Usina Geradora	Arranjo A	Arranjo B	Arranjo C
Hidrelétrica	75%	12%	13%

Tabela 3 – Tipo de usina e arranjo predominante

No Brasil há instalações onde é possível encontrar arranjos do tipo simples (A) e múltiplo (C), sendo que arranjos do tipo simples predominam nas instalações. Arranjos do tipo múltiplo são muito utilizados quando há o emprego de transformadores monofásicos.

Nesse caso, cada transformador elevador possui dois enrolamentos no lado de baixa tensão, cada qual alimentado por uma unidade geradora, através de disjuntores próprios. Cada um dos enrolamentos de baixa tensão é projetado para uma potência nominal equivalente à metade da potência nominal do transformador. Em síntese, duas unidades geradoras alimentam um banco de transformadores monofásicos.

Ainda em se tratando de arranjos múltiplos, está em fase de licitação a construção das usinas de Jiraú e Santo Antonio, que serão construídas no rio Madeira, no estado de Rondônia. Estas usinas utilizarão turbinas do tipo bulbo (44 unidades de 75MW cada na usina de Jiraú, perfazendo um total de mais de 80 turbinas quando somada com a usina de Santo Antônio). Esse tipo de turbina não é muito presente no parque gerador nacional e encontra aplicação em sistemas de baixa queda e alta vazão. Hoje, a maior unidade instalada encontra-se em operação no Japão, com capacidade de 65,8MW de potência. Dessa forma, quando entrarem

em operação, as turbinas da usina de Jiraú serão as de maior capacidade em todo o mundo. Nessa usina estão sendo previstos quatro geradores alimentando um transformador elevador trifásico de 340MVA. Com 11 transformadores elevadores, a usina de Jiraú contará com uma potência instalada de 3.300MW, que somados com os 3.150MW da usina de Santo Antônio, formarão os pilares do complexo hidrelétrico do rio Madeira. A previsão é que essas usinas entrem em operação em 2011 [21].

3.3.2 Emprego de Transformadores Monofásicos

Uma parcela significativa das usinas hidrelétricas brasileiras contam, em sua planta, com bancos de transformadores monofásicos. Dentre elas, pode-se destacar as usinas de Xingó e Paulo Afonso, ambas no rio São Francisco, Itumbiara, Foz do Areia, Itaipu, entre outras.

O mesmo estudo realizado pelo Cigré detectou que, entre os países consultados, praticamente não há preferência por unidades monofásicas ou trifásicas, sendo que a opção por uma ou outra unidade deve-se a outros fatores. Esse resultado é mostrado na tabela 4.

Hidrelétricas	Confiabilidade	Viabilidade
	5%	5%
	Transporte	Econômicas
	60%	30%

Tabela 4 – Razões que levam à opção por transformadores monofásicos

O emprego de transformadores monofásicos apresenta algumas desvantagens quando comparado com transformadores trifásicos. Algumas delas são:

- custo do equipamento que é cerca de 66% do custo de um trifásico;
- custo de conexão;
- espaço ocupado pelo banco de transformadores dentro da usina.

No entanto, algumas situações exigem o emprego de transformadores monofásicos, principalmente no que diz respeito a potência e transporte do

equipamento. Muitas vezes, a exigência por potência elevada torna inviável a fabricação do equipamento devido às limitações de maquinário por parte do fabricante (pontes rolantes, estufa de secagem, etc). O transporte é outro aspecto crítico, pois envolve limitações de estradas, alturas de pontes, entre outros aspectos, que acabam por impossibilitar o deslocamento do transformador até o ponto onde será instalado.

Dessa forma, a utilização dos transformadores monofásicos torna-se vantajosa considerando-se os seguintes aspectos:

- transporte;
 - possibilidade de atingir potências maiores;
 - eliminação de falha fase-fase;
 - custo do reserva.
-

3.3.3 Componentes Principais e Operação

A figura 4 mostra o diagrama típico de uma planta geradora. Neste diagrama pode-se observar que, além do transformador elevador, há dois outros transformadores, cada qual com função e características distintas dentro da planta.

Figura 4 – Diagrama típico de uma planta geradora

Normalmente a potência necessária para os serviços auxiliares é suprida por um transformador conectado diretamente ao barramento do gerador. Como fonte alternativa de potência, costuma-se empregar um segundo transformador; esse transformador é ligado ao sistema de transmissão e entra em operação na energização da planta, desligamento e outras contingências. Tipicamente, é utilizado um barramento isolado na conexão entre o gerador e os transformadores auxiliar e elevador.

Transformador auxiliar

Esse transformador é utilizado em uma planta geradora para transmitir potência dos terminais do gerador a um barramento de baixa tensão (usualmente de 4 a 6,9kV), o qual alimenta equipamentos auxiliares tais como bombas, motores, etc. Um dos arranjos possíveis é a utilização de dois barramentos na saída do transformador, com este alimentando dois circuitos de baixa tensão, por exemplo 18kV na entrada (primário) e duas saídas de 6,9kV (duplo secundário).

Transformador de serviço

O transformador de serviço fornece potência de um barramento de alta tensão para os serviços auxiliares. Também é responsável pela alimentação dos transformadores auxiliares durante a energização ou desligamento da planta, quando o transformador elevador está indisponível ou em ambos os casos.

3.3.4 Transformador Elevador

Esse tipo de transformador tem a função de elevar a tensão do nível de geração, na faixa dos 13,8kV a 24kV, até o nível de transmissão (valores que podem ser superiores a 800kV). O transformador elevador normalmente é trifásico equipamentos com potências superiores a 1000MVA têm sido construídos no mundo desde o final da década de 1960.

Como a tensão de geração é baixa e a potência elevada, a corrente de saída dos geradores é extremamente alta (da ordem de kA) e por essa razão a conexão entre o gerador e os terminais de baixa tensão do transformador é feita através de barramentos blindados. A fim de se minimizar as perdas nos barramentos, é importante que o transformador esteja localizado o mais próximo possível do gerador. Muitos transformadores são instalados dentro da barragem, junto à casa de máquinas; nesses casos, os terminais da alta tensão são conduzidos ao exterior utilizando-se instalações em SF6. Mesmo em casos onde o transformador é instalado no lado externo da barragem, como é o caso das transformadores da usina de Tucuruí, os terminais da alta tensão podem estar conectados à uma instalação em SF6.

A figura 5 mostra a instalação do transformador junto à casa de máquinas.

Figura 5 – Barragem e localização do equipamentos

Legenda:

- 01- Cota 40,00m -Fundação da barragem;
- 02- Cota: 92,40m - Acesso ao poço da turbina;
- 03- Cota: 98,50m - Serviço auxiliar da unidade - Sistema de Água Pura;
- 04- Cota: 98,50m - Sistema de excitação
- 05- Cota: 108,00m - Transformadores elevadores;
- 06- Cota: 108,00m - Piso dos geradores e salas de controle local;
- 07- Cota: 122,00m - Sistema de ventilação;
- 08- Cota: 127,60m - Galeria de cabos;
- 09- Cota: 128,20m - GIS - SF6;
- 10- Cota: 133,20m - Painéis principais do serviço auxiliar AC
- 11- Cota: 144,00m - Serviço auxiliar da barragem;
- 12- Cota: 214,00m - Central hidráulica das comportas

Algumas aspectos caracterizam esses equipamentos, tais como:

- Grande parte desses transformadores não possuem enrolamento de regulação (comutação sob carga), uma vez que a tensão é regulada pelo campo do gerador – na sua maioria são providos de comutador sem carga no lado da alta tensão;

- Sua carga se mantém praticamente uniforme e opera em condições nominais a maior parte do tempo;
- Não possuem requisitos severos em relação a rendimento, pois os custos das perdas em uma planta geradora normalmente não são relevantes;
- Requisitos não severos em relação a nível de ruído, pois esses transformadores geralmente estão afastados dos grandes centros urbanos;
- Baixa tensão conectada em delta e alta tensão em estrela;
- Possui valores típicos de impedância na faixa de 10% a 15%.

Na maior parte dos casos o neutro da alta tensão é solidamente aterrado e tem isolamento progressiva, ou seja, o nível do isolamento do neutro é menor que o da fase.

A utilização do gerador em sua plena capacidade, ou seja, suprindo potência ativa, e adicionalmente suprindo ou absorvendo potência reativa do sistema, requer a correta especificação do transformador elevador. Dentre todas as características que definem esse equipamento, pelo menos quatro delas são fundamentais para assegurar seu desempenho adequado. Baseados em estudos do sistema onde o transformador será instalado, definem-se:

- Potência;
 - Tensão secundária (alta tensão);
 - Tensão primária (baixa tensão);
 - Impedância de curto-circuito.
-

De forma a assegurar que o transformador não restrinja a troca de potência reativa entre o gerador e o sistema, normalmente é necessário prever taps no enrolamento de alta tensão. Esses taps geralmente estão localizados próximos ao ponto neutro do enrolamento, onde o nível de isolamento é reduzido.

Como descrito anteriormente, o transformador pode estar diretamente conectado ao gerador ou pode haver entre eles um disjuntor; quando os dois equipamentos estão diretamente conectados, eles formam um bloco inseparável e se comportam como um único equipamento. No caso de uma falha, é necessária a rápida atuação da proteção, abrindo o disjuntor, localizado no lado da alta tensão do transformador, a fim de desconectar o conjunto do sistema. Essa súbita rejeição de carga pode ocasionar a elevação da tensão nos terminais do gerador e conseqüentemente causar a sobreexcitação do transformador. A magnitude e a duração dessa sobretensão depende das características do gerador e do sistema de excitação, e são de extrema importância para o fabricante do transformador que deve levá-las em consideração quando do dimensionamento do equipamento. O subdimensionamento do transformador pode causar a saturação do núcleo do equipamento em condições de sobreexcitação, comprometendo sua vida útil.

A proteção contra sobretensões no enrolamento da baixa tensão do transformador elevador merece atenção especial devido à grande diferença de tensão entre os enrolamentos de alta e baixa tensão e, conseqüentemente, dos diferentes níveis de isolamento entre eles; devido a essa diferença a magnitude das sobretensões temporárias e transitórias transferidas da alta para a baixa tensão torna-se crítica.

É muito comum que cada fase da baixa tensão esteja acondicionada dentro de barramentos blindados, a fim de se minimizar o risco de ocorrência de curto-circuito entre fases. Em grandes transformadores elevadores, a corrente da baixa tensão é muito elevada, criando um campo magnético muito intenso, o que pode causar a circulação de corrente no tanque e tampa do transformador, buchas e no próprio barramento. As perdas causadas por essas correntes podem gerar sobre aquecimentos caso essa condição não tenha sido prevista no projeto do equipamento.

3.4. Transformadores Elevadores e Falhas

A análise da causa das falhas envolvendo qualquer tipo de transformador é sempre útil no sentido de tomar as ações necessárias, a fim de evitar que elas ocorram novamente.

A perda de um transformador elevador é crítica pois significa uma redução da potência total disponível no sistema elétrico. No caso de usinas onde o arranjo múltiplo é empregado, essa perda se torna ainda mais preocupante.

Estatísticas de falhas, apontam como suas principais causas , problemas com o projeto, fabricação e materiais utilizados no transformador [15]. A tabela 5 mostra um resumo de alguns dados coletados pelo IEEE, em 1998, sobre as supostas causas de falhas em transformadores elevadores, nos Estados Unidos.

Causa	Percentual (%)
Projeto, fabricação e material	45,1
Inadequada suportabilidade a curto-circuito	9,1
Inapropriado armazenamento, instalação, aplicação e proteção	11,1
Esforços excessivos de curto-circuito	2,4
Erro operacional	5,5
Surto atmosférico	6,1
Outros	9,1
Causas desconhecidas	11,6

Tabela 5 – Supostas causas de falhas em transformadores elevadores

Essa estatística é reforçada por um outro estudo realizado no Reino Unido, em 1996, onde falhas no projeto e problemas de fabricação figuram entre as principais causas de falha nesse país.

Do exposto na tabela 5, as falhas podem ser agrupadas em quatro principais categorias:

- 1) Falhas ocasionadas por especificação inadequada, deficiências no projeto e fabricação, materiais defeituosos e mau dimensionamento dos esforços decorrentes de um curto-circuito. Mais da metade das falhas têm sua origem atribuída a algum desses fatores, e tais deficiências podem evoluir e acabar por causar a falha do equipamento;
- 2) Falhas devido a distúrbios do sistema, problemas operacionais ou interação entre o transformador e outro equipamento no sistema. Esforços excessivos de curto-circuito e surtos atmosféricos somam 14%;
- 3) Falhas resultantes de operações de manutenção e reparo. Aproximadamente 11% das falhas acontecem devido a incorreto armazenamento, instalação, aplicação, manutenção e proteção;
- 4) Falhas devido a razões desconhecidas, que podem ser tanto de origem elétrica – sobrecarga –, como de origem mecânica – transporte, abalo sísmico, animais. Tais falhas são difíceis de se evitar, já que suas razões são variadas e em alguns casos, é muito difícil de se identificar sua origem. Aproximadamente 20,5% das falhas se enquadram nessa categoria.

Devido à grande variedade de falhas, estas podem ocorrer em qualquer parte do transformador. No entanto, transformadores elevadores tendem a falhar mais na alta tensão, em pontos como bobina, buchas e conexões. No geral, enrolamentos

(tanto de alta quanto de baixa tensão) são mais propensos a falhas, sendo que na prática, 41% das falhas estão associadas a eles. Ainda desse levantamento do IEEE, observa-se que 10% das falhas são relacionadas ao núcleo.

Esse elevado índice de falhas atribuído principalmente a problemas envolvendo o projeto e fabricação do equipamento vai em encontro com os avanços nos recursos, ferramentas e materiais hoje disponíveis que permitem uma melhor análise dos fenômenos a que o transformador está sujeito. Dentre esses recursos podem-se destacar:

- Desenvolvimento e aperfeiçoamento de ferramentas (elementos finitos) para análise térmica e dielétrica da isolação;
- Melhor tecnologia para análise da distribuição do impulso, levando a um melhor controle da distribuição dos esforços ao longo do enrolamento;
- Utilização de elementos finitos na análise e dimensionamento de curto circuito;
- Aprimoramento e desenvolvimento de novos materiais isolantes (papel termicamente estabilizado, óleo vegetal, entre outros).

Como explicar esse elevado índice de falhas observado nos transformadores elevadores é uma tarefa complexa. O primeiro ponto que deve ser avaliado é a especificação do equipamento. Um equipamento que apresenta uma especificação incompleta, que não contemple aspectos fundamentais do sistema onde irá operar (potência de curto circuito, conexões tanto com o gerador quanto com a alta tensão, distúrbios, etc), tem grandes chances de apresentar problemas quando colocado em serviço.

Por parte do fabricante do equipamento cabe a responsabilidade de cumprir os requisitos e projetar um equipamento que atenda ao que foi especificado. O sucesso da fabricação de um transformadores passa entre outros fatores, por profissionais capacitados e treinados, uma fábrica limpa, matéria-prima inspecionada e de qualidade.

Uma forma de se garantir o correto entendimento da especificação e de se alinhar pontos conflitantes é a realização de revisões de projeto. Nessas revisões, o cliente tem a oportunidade de revisar todo o projeto do transformador podendo sugerir melhorias e assegurar que o projeto está de acordo com o foi especificado. Normalmente nessa fase a matéria prima ainda não foi comprada e ainda é aceitável que sejam feitas alterações no projeto.

Inspeções na fábrica, por parte do cliente, também são de extrema importância. Apesar das fábricas possuírem pessoas responsáveis por assegurar a qualidade de seus produtos, nada como o controle e inspeção do próprio cliente em pontos críticos da fabricação.

A responsabilidade pela boa performance operacional do transformador cabe tanto ao cliente, que o especifica, quanto ao fabricante, que o projeta. Uma parte não tem capacidade de suprir as deficiências da outra, e um trabalho em conjunto é a melhor forma de se chegar ao objetivo comum.

Os capítulos seguintes tratarão dos aspectos construtivos comuns a todos os transformadores elevadores e os distúrbios de sistema ao qual ele poderá estar sujeito.

CAPÍTULO 4

ASPECTOS CONSTRUTIVOS E PARÂMETROS PRINCIPAIS

4.1. Introdução

Construtivamente todos os transformadores de potência possuem núcleo, enrolamentos, tanque, óleo, equipamentos de resfriamento, acessórios e são caracterizados por certos parâmetros que irão assegurar sua perfeita adequação ao sistema onde estejam conectados.

Os transformadores elevadores por se tratarem, na maior parte dos casos, de equipamentos de elevada potência e por estarem conectados ao gerador, estão sujeitos a certos fenômenos que não ocorrem em outras partes do sistema.

Dos transformadores presentes no sistema de transmissão, construtivamente os transformadores elevadores são os mais simples, já que não possuem enrolamento terciário, regulação, comutadores ou reatores, sendo na maior parte dos casos constituídos por apenas dois enrolamentos. No entanto essa facilidade de construção não implica em um transformador simples; muito pelo contrário. Há de se considerar em sua construção todos os problemas decorrentes da circulação de altas correntes no equipamento, a melhor maneira de se dissipar suas elevadas perdas, de se controlar pontos quentes, de se fazer o correto dimensionamento dos

enrolamentos, das eventuais dificuldades de transporte de um equipamento de grande porte e muitas vezes da limitação de espaço físico do local onde será instalado.

4.2. Aspectos Construtivos

4.2.1 Núcleo

Quando se energiza um dos terminais do transformador, há circulação de corrente no enrolamento deste terminal; essa circulação de corrente dá origem a um fluxo magnético. Parte desse fluxo concatena o outro enrolamento, induzindo nele uma tensão que será proporcional ao seu número de espiras e ao fluxo que abrange os dois enrolamentos. Quando não há um meio por onde o fluxo possa circular, grande parte dele se dispersa pelo ar; dessa forma, a fim de se aumentar o fluxo que abrange os dois enrolamentos, é introduzido um núcleo de ferro, criando assim um caminho que o fluxo pode percorrer com facilidade.

O núcleo é constituído de material ferroso e portanto, condutor de corrente elétrica; o fluxo, ao percorrer o núcleo induz nele correntes parasitas (correntes de Foucault), que dão origem à perdas. A fim de se minimizar esse problema, o núcleo é formado por chapas de pequena espessura empilhadas e isoladas entre si por uma fina camada de verniz.

A redução dessas correntes parasitas, obtidas pela justaposição de chapas isoladas entre si, reduz o problema de aquecimento do núcleo (problema que pode se tornar crítico em núcleos de transformadores de alta potência) por perdas Joule.

As perdas, assim reduzidas, são ainda em função da espessura da chapa: quanto mais fina, menores serão as correntes parasitas, já que maior será a resistência oferecida à sua passagem. No entanto, há um limite tanto econômico quanto mecânico para essa espessura.

Quanto mais fina a chapa, menor sua resistência mecânica, e em núcleos de grandes dimensões, haveriam problemas de montagem. Além disso, quanto mais fina a chapa, maior é o número de chapas necessárias para se construir o núcleo, o que eleva o tempo e a mão de obra empregada em sua fabricação.

As partes do núcleo onde se situam os enrolamentos são chamadas de colunas. As colunas são conectadas magneticamente através dos jugos superior e inferior; o espaço confinado entre as colunas e o jugos é chamado de janela.

Em transformadores trifásicos cada perna corresponde a uma fase e todos os enrolamentos da fase (enrolamentos de baixa e alta tensão) são montados na mesma perna. Em condições normais de operação (sistema equilibrado), a soma das tensões e correntes em qualquer instante é igual a zero, bem como a soma do fluxo nas três colunas. Todo o fluxo, que varia senoidalmente assim como a tensão, permanece no núcleo quando as três colunas são conectadas nos seus extremos inferior e superior. Nos jugos, o fluxo se divide e, em um núcleo de três colunas, ele retorna pelas outras duas. Por essa razão, os jugos dos transformadores com três colunas devem ser dimensionados para carregar o mesmo fluxo que as colunas.

A figura 6 mostra o núcleo de um transformador trifásico de três colunas e a forma como o fluxo magnético se distribui.

Figura 6 – Transformador trifásico de três colunas

Transformadores trifásicos também podem ser construídos com cinco colunas. Nesse tipo de construção, essas duas colunas adicionais proporcionam ao fluxo um caminho de retorno adicional. Isso significa que o fluxo principal se divide quando chega ao jugo e dessa forma os jugos e as colunas laterais podem ser dimensionados para a metade do fluxo e como consequência, com a metade da área das colunas principais. Isso dá ao projetista a possibilidade de reduzir a altura total do núcleo e consequentemente a altura para transporte, mantendo-se as outras dimensões inalteradas. Um núcleo de cinco colunas (representado na figura 7) é mais caro que um de três, sendo dessa forma a última escolha na seleção do tipo de núcleo.

Figura 7 – Transformador trifásico de cinco colunas

Uma outra forma de se atender às limitações de transporte, relacionadas à massa e dimensões, é a construção de três transformadores monofásicos ao invés de um trifásico. Há alguns tipos de transformadores monofásicos, diferenciando-se entre si em relação ao número de colunas.

Dos três tipos existentes o núcleo monofásico com três colunas é o construtivamente mais simples e mais econômico, já que os enrolamentos são dispostos em apenas uma de suas colunas. A figura 8 representa esse núcleo.

Figura 8 – Transformador monofásico com três colunas

Um núcleo com duas colunas é utilizado quando por razões mecânicas não é possível utilizar-se o núcleo de três colunas; nesse caso, cada perna recebe um conjunto de enrolamentos, que são ligados em paralelo. No entanto esse tipo de núcleo oferece vantagens em certos tipos de aplicações. É o caso por exemplo quando se tem um transformador monofásico sendo alimentado por dois geradores (arranjo múltiplo); nesse caso, é muito comum acomodar um enrolamento de baixa tensão em cada uma das colunas do núcleo. Uma outra vantagem apresentada por esse tipo de construção de núcleo é com relação à suportabilidade a curto circuito, já que nesse caso os enrolamentos são ligados em paralelo, a corrente que circula por cada bloco é metade da corrente de entrada.

Figura 9 – Transformador monofásico com duas colunas

O terceiro tipo de construção possível para transformadores monofásicos é a construção do núcleo com quatro colunas, representado na figura 10. Nesse tipo de transformador as duas colunas centrais são enroladas, enquanto as duas laterais servem de retorno para o fluxo. Os enrolamentos das duas colunas são ligados em paralelo e assim tem-se metade da corrente passando em cada enrolamento.

Figura 10 – Transformador monofásico com quatro colunas

O núcleo do transformador pode ser fonte de sobreaquecimentos caso não sejam tomados todos os cuidados com relação à qualidade de sua fabricação e de seu projeto. O fluxo magnético alternado que circula pelo núcleo produz perdas por histerese além de induzir correntes parasitas (Foucault), as quais também geram perdas; a construção do núcleo com chapas de espessura reduzida (0,23 a 0,30mm)

e isoladas por verniz faz com que as perdas causadas pelas correntes induzidas sejam minimizadas, no entanto não eliminadas.

A perdas por histerese são função da densidade de fluxo utilizada, do tipo (qualidade) de chapa empregada na construção do núcleo e da frequência da rede onde o equipamento está instalado. O correto dimensionamento e a seleção de todos esses parâmetros (com exceção da frequência da rede) são de responsabilidade do projetista do equipamento, que deve garantir que as perdas geradas no núcleo sejam dissipadas adequadamente a fim de evitar problemas de sobrequecimento.

Em transformadores de elevada potência, onde são empregados núcleos de grandes dimensões, como é o caso de transformadores elevadores, a relação entre as perdas geradas e a superfície de dissipação pode ser insuficiente para permitir a adequada troca de calor entre o núcleo e o óleo. Essa situação causa a elevação da temperatura do núcleo acima da temperatura do óleo que o cerca, elevação essa que dependendo do fluxo magnético do transformador pode variar desde alguns graus até valores superiores a 40°C, para altos níveis de excitação. Nesses casos, faz-se necessário a previsão de canais de resfriamento no núcleo, em número suficiente para satisfazer essa troca de calor necessária.

O controle da temperatura do núcleo é de extrema importância, elevadas temperaturas causam o envelhecimento do óleo e o produto desse envelhecimento, em contato com o óleo e com o material isolante, causa a deterioração das propriedades dielétricas do óleo e da isolação. A fim de se evitar esse problema, que pode acarretar a falha do equipamento, a temperatura de “hot spot” do núcleo não deve exceder a temperatura do óleo que o cerca em mais de 20°C; as normas ANSI

e IEC limitam o valor de “hot spot” do núcleo em 140°C (temperatura ambiente + elevação de temperatura do topo do óleo + elevação de temperatura do núcleo). A figura 11 mostra a localização dos canais de resfriamento no núcleo.

Figura 11 – Núcleo e canais de resfriamento

Além do sobreaquecimento originado pelas perdas, o núcleo está sujeito também a sobreaquecimentos causados pelo componente radial do fluxo de dispersão. Uma forma de se contornar esse efeito é dividir o primeiro pacote do núcleo em duas partes, a fim de se criar um canal de resfriamento entre eles. A figura 12 mostra o corte de um núcleo onde a divisão do primeiro pacote é representada.

Figura 12 – Núcleo e divisão do primeiro pacote

Além dos cuidados que se deve ter ao se projetar um núcleo, sua construção deve ter atenção redobrada, pois rebarbas, chapas amassadas e a má qualidade do verniz que recobre cada chapa são alguns dos fatores que também podem dar origem a sobreaquecimento no núcleo. Uma boa fabricação deve garantir que as rebarbas das chapas sejam controladas e que sejam inspecionadas a fim de se evitar que chapas amassadas, oxidadas e com má isolamento entrem no processo de fabricação do núcleo.

4.2.2 Enrolamentos

Os transformadores são constituídos por diversas partes: núcleo, tanque, óleo, enrolamentos, acessórios, etc.. É possível construir-se transformadores sem óleo ou sem núcleo, mas nunca sem enrolamentos. Os enrolamentos são a parte mais importante do equipamento.

Os enrolamentos são compostos por condutores enrolados em forma de bobinas cilíndricas dispostas coaxialmente nas colunas do núcleo. Há vários tipos de enrolamentos (camada, helicoidal e disco), que em função das características do transformador serão empregados em sua construção.

A grande maioria dos transformadores elevadores, é construída com dois enrolamentos (alta e baixa tensão). Em casos em que há necessidade de se prever taps e não é possível retirá-los no próprio enrolamento de alta tensão, faz-se necessário um terceiro enrolamento, que nesse caso será a regulação. A figura 13 mostra os arranjos de enrolamentos utilizados em transformadores elevadores.

Figura 13 – A) Entrada pelo meio da bobina e taps localizados no próprio enrolamento de alta tensão;
 B) Enrolamento de regulação separado do enrolamento principal;
 C) Enrolamento de baixa tensão em duas camadas, para compensação de corrente;
 D) Um dos arranjos utilizados quando o transformador é conectado a dois geradores.

Enrolamento de Baixa Tensão

Os terminais desse enrolamento são conectados aos terminais do gerador, e como já foi dito, sua tensão varia em torno de 13,8kV a 24kV. A potência dos transformadores elevadores vem crescendo com o passar do tempo; na usina de Tucuruí, por exemplo, cada transformador tem potência de 405MVA (etapa 2) e tensão primária de 13,8kV. Isso implica em uma corrente de aproximadamente 9800A circulando pelos enrolamentos (conexão em delta).

Nesses casos, onde o valor de corrente é elevado e a tensão é baixa, utiliza-se um enrolamento helicoidal. Esse tipo de enrolamento tem a característica de permitir uma corrente elevada e possui um número de espiras relativamente baixo.

O enrolamento helicoidal é constituído de condutores na radial, e dependendo da secção de cobre necessária, na axial. Os fios são enrolados de tal forma que as espiras ocupam a dimensão axial do enrolamento.

As espiras são separadas entre si através de espaçadores, que têm a função de isolamento e resfriamento.

De maneira a minimizar as correntes de circulação entre fios paralelos, todos eles devem ter o mesmo valor de tensão induzida; dessa forma, os fios devem ser transpostos ao longo do enrolamento a fim de que todos envolvam a mesma quantidade de fluxo. Assumindo-se que o fluxo de dispersão seja apenas axial e com distribuição linear, do lado interno até o lado externo, cada fio deve ocupar cada posição física na direção radial por um mesmo número de espiras entre transposições. A figura 14 mostra um corte esquemático desse tipo de enrolamento.

Figura 14 – Enrolamento tipo hélice

A secção dos condutores é definida a partir da densidade de corrente (A/mm^2) a ser utilizada, cujo valor é determinado de modo a reduzir ao máximo as perdas por correntes parasitas; valores da ordem de $2A/mm^2$ a $4 A/mm^2$ são normalmente empregados. Densidades de corrente elevadas implicam na utilização de menor quantidade de cobre, reduzindo o custo do equipamento; por outro lado faz com que as perdas em carga sejam maiores, já que as perdas ôhmicas são dadas por Rl^2 . Perdas elevadas exigem o emprego de um sistema de resfriamento com maior número de radiadores e ventiladores (ONAN / ONAF) ou de trocadores de calor (OFAF), o que pode tornar-se inviável, dependendo do tamanho do transformador.

Uma forma de se contornar o problema das perdas é a utilização de “cabo transposto”. Trata-se de um cabo constituído por vários condutores de dimensões tanto axial quanto radial reduzidas, já transpostos ao longo do seu comprimento. Seu emprego além de minimizar o problema das correntes parasitas, torna a produção do enrolamento mais simples, já que nesse caso menos condutores serão utilizados e como consequência, menos transposições serão necessárias. A figura 15 representa esse tipo de cabo.

Figura 15 – Cabo transposto

Enrolamento de Alta Tensão

Para a alta tensão, emprega-se o enrolamento tipo disco, adequado para um grande número de espiras e baixa corrente (da ordem de dezenas a centenas de ampères).

Nesse tipo de enrolamento, as espiras são dispostas na radial, interligadas de maneira adequada em função das solicitações elétricas previstas. Os discos são separados axialmente por espaçadores, e cada disco contém uma fração do número de espiras do enrolamento completo.

Com relação aos condutores, em função da corrente que passa pelo enrolamento, pode-se utilizar condutores simples, geminados ou cabo transposto.

Há algumas variações do enrolamento tipo disco, sendo que uma análise das tensões a que o enrolamento é submetido e como ela se distribui ao longo dele é que vai determinar o tipo de enrolamento a ser utilizado.

- **Disco Contínuo**

Normalmente esse tipo de enrolamento pode ser utilizado sem restrições para tensões até 88kV; para tensões acima desse valor deve ser feita uma análise criteriosa da distribuição das tensões ao longo do enrolamento, o que muitas vezes define a necessidade de se mesclar esse tipo de enrolamento com o tipo disco entrelaçado; para tensões acima de 245kV é praticamente mandatória a utilização parcial ou total do enrolamento entrelaçado.

Dependendo da corrente que circula pelo enrolamento, pode-se empregar condutores simples, geminados ou transpostos.

Figura 16 – Disposição das espiras no enrolamento disco contínuo

- Disco Entrelaçado

À medida em que a tensão do enrolamento de alta tensão se torna mais elevada, o estudo do comportamento da distribuição dessa tensão transitória ao longo do enrolamento se torna mais importante. O ponto fraco de um enrolamento tipo disco contínuo é a alta solicitação dielétrica na entrada do enrolamento, fazendo com que seu emprego esteja limitado a níveis de NBI da ordem de 550kV (o que corresponde à tensão nominal do equipamento de 138kV).

Uma forma de se reduzir estas solicitações é aumentar a capacitância série do enrolamento e isso é conseguido entrelaçando-se espiras entre discos adjacentes. Após enrolar metade das espiras em um disco, o condutor passa para o disco seguinte e então retorna ao primeiro disco a fim de completar as espiras restantes. Esse tipo de arranjo eleva a capacitância série do enrolamento, resultando em uma distribuição de tensão mais linear ao longo do enrolamento quando este é submetido a transitórios.

A curva representada na figura 17 mostra a distribuição de tensão nos dois tipos de enrolamento disco apresentados.

Figura 17 – Distribuição da tensão no enrolamento

Construtivamente, esse tipo de enrolamento é mais trabalhoso que o tipo contínuo. Dependendo do número de condutores em paralelo e do arranjo das espiras no disco, é necessário um elevado número de soldas na interligação externa entre discos. A figura 18 mostra a disposição dos condutores nesse tipo de enrolamento; no caso exemplificado tem-se um fio e nove espiras por disco.

Figura 18 – Disposição das espiras no enrolamento disco entrelaçado

4.2.3 Conexões

Há três maneiras de se conectar as fases de um transformador trifásico, conforme mostra a figura 19:

- Conexão em estrela, onde o final de cada fase é ligado junto a um ponto comum, o qual é chamado de ponto neutro;
- Conexão em delta, na qual as três fases são conectadas em série, formando um triângulo;
- Conexão em Z, também conhecida como estrela interconectada ou zig-zag.

Figura 19 – Tipos de conexões. a) estrela, b) delta, c) zig-zag

O primário, secundário e eventualmente o terciário de um transformador podem, a princípio, ser conectados em qualquer uma das formas mencionadas. Isso proporciona diferentes combinações de conexões em um transformador, cada qual com diferentes características, que também podem ser influenciadas pelo tipo de construção do núcleo.

A conexão delta–estrela é universalmente utilizada para se conectar geradores a sistemas de transmissão, devido a duas principais razões:

- A primeira delas é que geradores normalmente são equipados com relés de proteção para a terra muito sensíveis. Um transformador delta–estrela é fonte de correntes de terra, em caso de cargas desequilibradas e falhas, para o sistema de transmissão; no entanto, a proteção de falha para a terra do gerador está completamente isolada das correntes de falha para a terra do lado de alta tensão do transformador.
- A segunda razão é que máquinas rotativas podem ser abaladas pelos esforços mecânicos resultantes das correntes de seqüência zero. A conexão em delta dos terminais da baixa tensão bloqueia as correntes de seqüência zero da linha para o gerador.

A figura 20 mostra os dois tipos de conexões utilizadas em transformadores elevadores. A primeira representa um ligação típica, com um primário e um secundário; já a segunda representa um transformador com dois enrolamentos primários, onde cada um deles é ligado a um gerador ou grupo de geradores;

Figura 20 – Conexões típicas de transformadores elevadores

Além das citadas, outras razões reforçam a escolha por esse tipo de conexão:

1. A conexão em delta faz com que a impedância de sequência zero do transformador seja baixa;
2. As tensões de terceira harmônica são eliminadas pela circulação das correntes de terceira harmônica no delta;
3. Em grandes transformadores a corrente de linha no lado da baixa tensão é elevada. Numa conexão delta, a corrente que passa pelo enrolamento é igual a corrente de fase dividida por $\sqrt{3}$; isso simplifica a fabricação desse enrolamento, pois uma menor quantidade de cobre será utilizada no processo.
4. A conexão da alta tensão em estrela, é economicamente vantajosa, já que o neutro costuma ter isolamento progressiva.

4.2.4 Resfriamento

Transformadores são máquinas que possuem alto rendimento (no caso de transformadores elevadores, esse valor normalmente é superior a 99,5%). Essas perdas geradas dentro do transformador – perdas joule nos enrolamentos e conexões, perdas adicionais devido ao fluxo de dispersão nos enrolamentos e superfícies metálicas - causam o aumento da temperatura, que deve ser controlado por um eficiente sistema de resfriamento.

O meio refrigerante em contato com o núcleo e os enrolamentos deve ter suportabilidade elétrica suficiente para evitar qualquer descarga elétrica entre

componentes com diferentes potenciais. Por essa razão, transformadores de alta tensão são imersos em óleo, já que sua suportabilidade dielétrica é superior à do ar. Dessa forma, o óleo no transformador tem dupla função: resfriamento e isolamento.

Em pequenos transformadores, tais como pequenos transformadores de distribuição, o próprio tanque é capaz de realizar a troca de calor entre o equipamento e o ambiente. No entanto, em transformadores maiores faz-se necessário o emprego de equipamentos de resfriamento (radiadores, bombas e ventiladores) para que o calor gerado pelas perdas seja dissipado e não venha a comprometer o funcionamento do transformador.

A função do equipamento de resfriamento é coletar o óleo quente, que se deposita no topo do tanque, e fazê-lo passar por um sistema que o resfrie e o faça retornar ao tanque. Do exposto, pode-se dizer que o sistema de resfriamento pode ser visto como dois circuitos, um interno e outro externo ao transformador. O circuito interno transfere o calor gerado pelas perdas, para o óleo; já o circuito externo transfere o calor do óleo para um outro meio refrigerante, que normalmente é o ar.

Os sistemas de resfriamento são classificados da seguinte forma:

- ONAN (óleo natural / ar natural) – esse sistema conta com a circulação natural do óleo dentro do tanque e com radiadores fixos ao tanque os quais fazem a troca de calor com o meio externo;
 - ONAF (óleo natural / ar forçado) – semelhante ao sistema ONAN, sendo que em conjunto com os radiadores são instalados ventiladores, a fim de aumentar a potência dissipada;
-

- OFAF (óleo forçado / ar forçado) – nesse sistema utiliza-se trocadores de calor para se dissipar as perdas, em conjunto com bombas, que tem a finalidade de forçar a entrada / saída do óleo no transformador;
 - OFWF (óleo forçado / água forçada) – semelhante ao sistema OFAF, diferenciando-se na utilização de trocadores de calor do tipo óleo/água;
 - ODAF (óleo dirigido / ar forçado) – esse sistema conta com uma estrutura que dirige o óleo, forçando-o para o interior do enrolamento.
- A troca de calor com o ambiente é feita através de trocadores de calor.

A figura 21 ilustra alguns dos tipos citados.

Figura 21 – Alguns tipos de resfriamento. a) ONAN, b) ONAN / ONAF, c) Banco de radiadores, d) OFWF

Na prática, é comum associar-se os sistemas acima de forma a prover dois ou até três estágios de resfriamento. Com isso, consegue-se otimizar a utilização dos acessórios empregados no resfriamento (radiadores, ventiladores) e ao mesmo tempo elevar a potência do transformador.

Dependendo de sua potência, é possível encontrar transformadores elevadores com um estágio (OFAF, OFWF ou ODAF), dois estágios (ONAN / ONAF ou ONAN / OFAF) e três estágios (ONAN / ONAF I / ONAF II). Um fator importante a ser considerado quando se utiliza mais de um estágio é a relação entre as potências. A correta escolha desse fator tem grande impacto no dimensionamento e conseqüentemente no custo do transformador.

Essa relação nada mais é do que a razão entre a potência do primeiro e último estágio de resfriamento, e no caso ONAN / ONAF, define a quantidade de perdas que deverão ser dissipadas somente pelos radiadores (1º estágio) e pelos radiadores operando em conjunto com os ventiladores. Seu valor normalmente varia entre 0,6 e 0,8.

A escolha dessa relação é muito importante pois relações baixas implicam na utilização de grande quantidade de ventiladores, enquanto que relações altas acarretam no emprego de muitos radiadores. Valores ideais variam entre 0,7 e 0,75.

Transformadores elevadores, especialmente os de usinas hidrelétricas, em geral costumam ter potências mais elevadas (exemplos: Tucuruí – 405MVA, Três Gargantas – 700MVA). Nesses casos torna-se economicamente desvantajoso e muitas vezes fisicamente inviável a utilização de resfriamento do tipo ONAN/ONAF, pois a quantidade de radiadores necessária é maior do que o espaço disponível para sua instalação no tanque do transformador; em situações como essa, faz-se

necessário o emprego de bancos de radiadores, os quais ocupam enorme espaço dentro da usina. Assim sendo, a partir de um certo nível de potência (em torno de 300MVA), o resfriamento através de trocadores de calor, sejam eles óleo – ar ou óleo – água, começa a ser mais atrativo.

Conforme a potência do transformador aumenta, outros problemas começam a ganhar evidência e precisam ser contornados. Um deles é o aparecimento de pontos quentes, que em transformadores de potência menores em geral não causam preocupação, mas em transformadores de elevada potência é um ponto crítico a ser avaliado e controlado. Uma forma eficiente de se reduzir esses pontos quentes no enrolamento é a utilização do resfriamento tipo ODAF (ou ODWF). Nesse tipo de resfriamento o óleo no transformador é forçado para dentro do enrolamento, através de uma tubulação, fazendo com que sua troca de calor com o óleo seja muito melhor do que quando o óleo circula naturalmente através dele. A troca de calor com o meio ambiente é feita por meio de trocadores de calor.

A figura 22 ilustra o impacto no custo do transformador, comparando-se os diversos sistemas de resfriamento, à medida em que a potência cresce; da ilustração percebe-se que para potências elevadas (da ordem de 300MVA) o emprego de ONAN/ONAF começa a torna-se desvantajoso economicamente, e a utilização de trocadores de calor é uma opção que deve ser considerada.

Figura 22 – Comparativo custo x potência do transformador

A fim de se obter uma melhor otimização da resfriamento de transformadores de elevada potência, é importante que o fabricante seja consultado e que, em conjunto com o cliente, faça um estudo a fim de determinar qual sistema se adapta melhor às necessidades da instalação.

4.3. Seleção dos Parâmetros Principais do Transformador

Como já foi mencionado, cada transformador presente no sistema elétrico, em função de sua localização, tem suas próprias características e peculiaridades. Isso faz com que certos parâmetros devam ser levados em consideração no projeto do equipamento.

Como o transformador elevador é conectado diretamente ao gerador, é fundamental que a especificação do transformador leve em consideração a faixa de operação do gerador. Essa faixa é expressa em sua curva de capacidade (ilustrada na figura 23), que indica a faixa de operação do gerador.

Figura 23 – Curva de capacidade do gerador

A norma ANSI C50.13-1997 estabelece que “o gerador deve operar com sucesso em seus valores de potência (kVA) e frequência nominais e em qualquer fator de potência para qualquer valor de tensão não maior ou menor que 5% de sua tensão nominal”. O resultado disso é que a curva de capacidade do gerador é diferente para tensões diferentes de sua tensão nominal, exceto para o fator de potência nominal. A diferença mais significativa acontece na região de sub-excitação, quando opera abaixo da tensão nominal; nessa condição, sua capacidade reativa (kVAr) é reduzida. Para variações $\pm 5\%$ da tensão nominal, enquanto opera na condição de sobre-excitação, sua capacidade reativa (kVAr) quase não se altera. Em geral, quando o gerador está operando abaixo de 95% de sua tensão, sua potência reativa é reduzida pelo quadrado de sua relação de tensão enquanto opera na região de sub-excitação.

A capacidade do gerador normalmente é expressa em kVA, para um determinado fator de potência. O fator de potência de operação do gerador é determinado a partir das exigências do sistema elétrico que ele irá alimentar. Por um lado, esses requisitos devem levar em consideração alguns aspectos do sistema, tais como carregamento, a localização da usina geradora em relação aos centros de carga, linhas de transmissão e subestações. Por outro lado, a potência ativa do gerador deve ser compatível com a da turbina a qual ele está conectado, e como existem diversos tipos de turbina, o gerador deve ser construído de modo a atender seus requisitos. Seja qual for o tipo de turbina, o gerador deve estar apto a trabalhar continuamente na máxima potência da turbina, sem que ultrapasse seu limite de temperatura.

O fator de potência de operação do gerador é afetado pelo sistema de transmissão ao qual ele está conectado. Os sistemas de transmissão são projetados para ter características resistivas para suas capacidades de transmissão nominais. Conseqüentemente, o gerador conectado a um sistema de transmissão irá operar próximo ao fator de potência unitário durante os picos de carga. No entanto, durante os períodos onde a carga é baixa, o gerador pode ser solicitado a operar na regulação da tensão de linha. Um gerador operando em um sistema com pequenas distâncias de transmissão, irá suprir potência reativa (operando com fator de potência atrasado, em condição de sobre-excitação), devido às características indutivas da linha de transmissão sem carga. Um gerador operando em uma linha longa de alta tensão, tipicamente irá operar absorvendo potência reativa do sistema (operando com fator de potência adiantado, em condição de sub-excitação), devido às características capacitivas da linha. Nesse último caso a corrente de campo desenvolvida no gerador é menor que sua corrente de campo máxima, reduzindo assim a intensidade do campo. Com o campo reduzido, o gerador opera perto de seu limite de estabilidade, tornando-o mais susceptível à perda de sincronismo no caso de um distúrbio do sistema.

A fim de melhorar a estabilidade do sistema, é desejável que o gerador seja projetado para o fator de potência no qual irá operar. Em geral, a menos que estudos indiquem o contrário, o fator de potência selecionado deve ser 0,95 para médios e grandes geradores, a menos que eles se localizem no final de uma longa linha de transmissão; nesse caso um valor próximo a unidade é mais recomendado.

Após determinar-se as características do gerador e da linha de transmissão, os vários parâmetros do transformador podem ser avaliados a fim de otimizar a performance do sistema.

Os parâmetros a serem avaliados são os seguintes:

- Tensão máxima do enrolamento de alta tensão (secundário);
- Impedância;
- Relação de transformação;
- Potência nominal;
- Taps da Alta Tensão;

Os parâmetros listados acima podem ser selecionados a partir de vários métodos. Seja qual for o método utilizado, recomenda-se que sejam traçados gráficos, que ilustrem o comportamento desses parâmetros, considerando-se várias combinações de saídas do gerador e da tensão do sistema.

O gráfico da figura 24 [4], é um exemplo dessa representação. Nele, é mostrado o exemplo de um transformador de 345/23kV. As linhas tracejadas em azul delimitam a faixa de operação permissível de tensão do gerador (0,95 a 1,05pu); as linhas tracejadas em vermelho limitam a máxima operação quando trabalhando sub-excitado e a verde, sobre-excitado. A partir do gráfico, observa-se que a tensão do gerador permanece dentro de sua faixa de operação, produzindo sua máxima capacidade em MVar, quando a tensão do sistema é 362kV e a tensão do transformador encontra-se no tap de 345kV. As linhas tracejadas, paralelas à tensão de 362kV, mostram o comportamento do gerador quando a tensão do sistema assume os valores de 345kV e 354kV.

Figura 24 – Limite de operação do gerador para várias tensões de sistema

4.3.1 Tensão Máxima do Enrolamento de Alta Tensão

O transformador deve estar apto a operar na tensão máxima do sistema ao qual está conectado.

A norma IEEE C57.12.00 estabelece que o transformador deve manter suas condições nominais quando sua tensão secundária aumenta 5% em relação ao seu valor nominal. Dessa forma, do ponto de vista econômico, a maior derivação (tap) do lado secundário não deveria ser superior a 95% da tensão máxima do sistema.

4.3.2 Impedância

A impedância do transformador tem efeito direto na estabilidade do sistema, nas correntes de curto circuito e na regulação da linha. A tabela 6 [25] ilustra uma faixa de valores de impedâncias associada a transformadores elevadores. Esses valores são apenas orientativos e a seleção do valor mais adequado varia de sistema para sistema.

Tensão nominal do sistema BT [kV]	Tensão nominal do sistema AT [kV]	Nível de isolamento [kV]	Impedância [%]	
			Resfriamento ONAN ONAN/ONAF	Resfriamento OFAF e OFWF
13,8	138	550	6,4 – 9,6	10,6 – 16
	230	825	7,5 – 11,2	12,5 – 18,7
	500	1425	10,9 – 15,6	18,2 - 26

Tabela 6 – Faixa típica de impedância em função da potência e tensão secundária

A escolha de valores situados dentro da faixa descrita na tabela não onera o custo do equipamento; no entanto valores maiores ou menores podem ser selecionados. Uma idéia do efeito no custo no transformador para impedâncias que estejam fora da faixa normal de valores é dada pela tabela 6.

Impedância padrão	Aumento no custo do transformador
1,45 – 1,41	3%
1,40 – 1,36	2%
1,35 – 1,31	1%
0,90 – 0,86	2%
0,85 – 0,81	4%
0,80 – 0,76	6%

Tabela 7 – Aumento no custo do transformador em função do desvio do valor da impedância típica

O efeito da impedância no fluxo de potência do sistema é representado na figura 25. Nela, observa-se que quanto menor a impedância, mais próxima da horizontal é a reta da tensão em função da potência do gerador, e dessa forma, maior sua flexibilidade de operação. Por outro lado, para impedâncias maiores, a reta tende a se tornar mais vertical, restringindo dessa forma a absorção ou geração de potência reativa.

Figura 25 – Limite de operação do gerador para diferentes valores de impedância

4.3.3 Relação de Transformação

A relação de transformação é, possivelmente, o parâmetro mais difícil de ser selecionado intuitivamente. As conseqüências de uma escolha incorreta são as restrições no fornecimento ou absorção de potência reativa, operação do gerador fora da faixa de $\pm 5\%$ de sua tensão nominal, ou ambos. Tipicamente, a baixa tensão do transformador elevador situa-se na faixa de 95% a 100% do valor da tensão de saída do gerador; essa seleção pode ser feita utilizando-se um programa de fluxo de potência, e uma estimativa inicial pode ser feita analisando-se o histórico de funcionamento e projeções de operação futura. A partir de um valor inicial, traça-se um gráfico similar ao da figura 24, onde a linha cheia deve indicar a plena capacidade de produzir e absorver MVar, para a tensão do gerador variando entre 95% e 105% sobre seu valor nominal.

A figura 26 mostra o efeito das várias relações de transformação, para uma tensão máxima de sistema de 362kV. Alterações na relação de espiras deslocam a reta no sentido vertical.

A seleção de um valor menor que a saída do gerador, para a tensão primária do transformador elevador, favorece o controle da queda de tensão nos terminais do equipamento; no entanto, a faixa de operação do gerador, podendo variar de 95% a 105%, pode causar uma sobretensão de até 10% sobre o valor nominal da tensão primária do transformador, e essa sobretensão é indesejável pois causa aumento substancial das perdas em vazio.

Figura 26 – Limite de operação do gerador para diferentes relações de tensão

A escolha da tensão secundária a 105% da tensão do sistema traz as mesmas vantagens que a seleção da tensão primária menor que a do gerador, e ao mesmo tempo elimina o problema do aumento das perdas e uma possível sobreexcitação da alta tensão.

4.3.4 Potência nominal

A potência nominal do transformador deve permitir a plena operação do gerador (tanto com fator de potência atrasado, quanto adiantado), menos o mínimo de potência necessária para alimentar as cargas auxiliares. Quando o gerador opera com fator de potência adiantado (sub-excitado), a potência reativa necessária às

cargas auxiliares e a consumida pelo gerador, bem como as perdas reativas do transformador, são supridas pelo sistema.

Da mesma forma que os outros parâmetros, a potência do transformador também é estabelecida através de “tentativas e erros”. A potência ativa deve ser, inicialmente estimada como sendo a potência ativa de saída do gerador. A potência reativa deve ser considerada como sendo a potência máxima na condição de sobre-excitação, menos as perdas reativas do transformador e das cargas auxiliares da usina (ou ainda, a máxima potência na condição de sub-excitação mais perdas reativas do transformador e das cargas auxiliares).

4.3.5 Taps da Alta Tensão

Caso a tensão secundária do transformador permita que ele opere satisfatoriamente para quaisquer valores de tensões que o sistema assumira, não há necessidade de se prever taps nesse enrolamento; no entanto, é recomendável que eles sejam previstos a fim de se acomodar futuras incertezas do sistema. Gráficos similares ao da figura 27 podem ser traçados de modo a se determinar o número de taps necessários e seus valores. Na prática, taps de $\pm 2 \times 2,5\%$ ($\pm 5\%$ no total), costumam ser especificados.

Figura 27 – Limite de operação do gerador para vários taps

CAPÍTULO 5

ASPECTOS OPERACIONAIS

5.1. Introdução

A correta especificação dos parâmetros do transformador tem relação direta com seu desempenho em serviço. Parâmetros mal selecionados podem levar o equipamento a trabalhar em condições anormais, podendo acelerar seu envelhecimento e até dar origem a uma eventual falha.

No entanto, mesmo que todos os parâmetros tenham sido selecionados corretamente, um transformador elevador está sujeito a certas condições de operação que dependem muito mais do sistema ao qual está conectado do que propriamente de seus aspectos construtivos.

Dessa forma, a especificação do equipamento deve fornecer o máximo de informações possíveis sobre o sistema no qual ele irá operar, tipo de conexão do transformador a rede, tipo de conexão entre gerador e transformador, entre outros, de tal forma que o projetista do equipamento saiba de antemão os distúrbios aos quais o equipamento estará sujeito, e possa, dessa forma, projetar um transformador que suporte essas solicitações.

5.2. Sobreexcitação

Transformadores que são diretamente conectados a geradores estão sujeitos a condições severas, porém curtas, de sobreexcitação causadas quando o gerador dispara, como resultado de perda de carga. A tensão pode chegar a 130% da tensão nominal e leva de 8 a 30 segundos para voltar a suas condições normais de operação; quanto maior a máquina, devido à sua inércia, maior o tempo que levará para se restabelecer.

Sobreexcitação é uma condição de fluxo excessivo em um transformador de potência. Uma medida comum do fluxo é a excitação por unidade, que é determinada pela magnitude da densidade de fluxo magnético no circuito magnético, proporcional à relação entre a tensão e a frequência.

A sobreexcitação ocorre quando os limites estabelecidos pela norma IEEE C57.12.00, Seção 4.1.6 são excedidos.

Pode-se resumir a norma da seguinte maneira:

O transformador deve ter a capacidade de:

- a) Operar a 105% da tensão nominal secundária ao fornecer o kVA nominal de saída ($\cos\phi=0,80$ fator de potência indutivo);
- b) Operar a 110% da tensão nominal secundária sem carga.

Os limites se aplicam à tensão nominal secundária ou à tensão e kVA nominais de qualquer derivação somente quando operam na frequência nominal.

Transformadores diretamente conectados a geradores estão sujeitos a uma súbita rejeição de carga. Esses equipamentos devem, de acordo com a norma IEC 60076-1, ser capazes de suportar 1,4 vezes sua tensão nominal por um período de 5 segundos, nos terminais onde o gerador está conectado.

Nesse caso, o circuito magnético ficará normalmente completamente saturado e dessa forma, parte do fluxo magnético circulará fora dele. Esse fluxo atravessando as superfícies metálicas do transformador causa perdas que podem atingir valores relativamente elevados. A corrente de magnetização correspondente contém harmônicas de grande amplitude e que também dão origem a perdas (no enrolamento primário).

Como a constante térmica dos materiais envolvidos é maior que a duração da rejeição de carga, o calor gerado por essas perdas será completamente armazenado. Conseqüentemente, a elevação de temperatura é proporcional a duração da sobreexcitação. Essa duração deve então ser a menor possível, a fim de evitar o desenvolvimento de temperaturas excessivas que podem trazer danos para a isolação. É importante ressaltar que esse fenômeno não pode ser diminuído ou prevenido por qualquer ação tomada durante o projeto do transformador.

A sobreexcitação em transformadores elevadores pode ter outras origens, além da rejeição de carga, nas seguintes situações:

- durante a operação normal – algumas práticas na operação do sistema devem permitir que a tensão do transformador (na frequência nominal) exceda os limites estabelecidos pelas normas;
 - durante os procedimentos de partida e desativação do transformador – nesse caso, a sobreexcitação pode ser causada por uma operação em
-

freqüência reduzida caso a tensão não seja reduzida proporcionalmente;

- defeito nos controles da estação geradora - a variação da tensão e velocidade normais do gerador pode produzir níveis prejudiciais de sobreexcitação;
- operação incorreta de disjuntores, relés e reguladores;
- durante uma operação de emergência do sistema (principalmente durante e depois de um grande distúrbio de potência) – essa operação pode causar um desequilíbrio entre a geração e a carga, que pode provocar operação com subfreqüência ou sobretensão.

O transformador elevador também pode estar sujeito a uma tensão anormalmente alta, causada pelo aumento da tensão ao longo da linha, produzido pelo fluxo da corrente de carga da linha capacitiva.

O maior problema da sobreexcitação em transformadores de potência é a degradação térmica do isolamento como resultado do aquecimento por fluxo desviado, e não da ruptura dielétrica do isolamento devido à sobretensão. Pode haver dano permanente aos materiais de isolamento adjacentes se esse calor não for prontamente dissipado.

A sobreexcitação grave pode provocar falha do transformador em um período curto; entretanto, pode haver uma sobreexcitação menos extrema sem que o operador perceba a existência dela ou suas conseqüências. Como a degradação térmica do isolamento é cumulativa, o transformador pode resistir a casos repetidos de sobreexcitação de grau moderado antes que ocorra uma ruptura dielétrica. Entre

a falha e o incidente inicial pode haver meses de operação com funcionamento normal.

Por períodos curtos, existe uma certa capacidade de excitação que excede os limites das normas, já que as partes que apresentam aquecimento têm constantes térmicas de tempo finitas.

O projeto do transformador elevador deve considerar que o equipamento estará sujeito a operar em condições de sobreexcitação e deve tomar as medidas necessárias a fim de que os danos provocados por essa situação sejam os menores possíveis. Isso é obtido limitando-se a densidade de fluxo magnético para a qual o transformador é dimensionado; essa limitação permite que mesmo em condições onde o transformador opere sobreexcitado, os limites de saturação do núcleo não sejam atingidos, ou, se atingidos a duração seja bem inferior do que seria caso essa limitação não fosse imposta. Um valor referência para esse limite de densidade de fluxo magnético gira em torno de 1,68T.

Por parte dos responsáveis pelo sistema de proteção da usina, é necessário que sejam instalados dispositivos de detecção de tensão/freqüência em cada uma das combinações de gerador/transformador conectada à unidade, a fim de detectar e controlar a sobreexcitação.

Normalmente para transformadores conectados a geradores são fornecidas as curvas tensão/freqüência em função do tempo; a importância dessas informações está em permitir ao fabricante fornecer a melhor solução, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico, para cada aplicação.

5.3. Sobrecarga

Um dos pontos que diferem os transformadores elevadores dos transformadores de transmissão e de subestações é o fato dele ser carregado próximo aos seus valores de placa durante a maior parte do tempo em que opera.

O transformador deve ser especificado para ser capaz de entregar sua máxima potência, quando o gerador trabalha com a máxima pressão de hidrogênio, na máxima temperatura ambiente e com o menor fator de potência.

Normalmente consegue-se uma capacidade de sobrecarga de 110% especificando-se que os valores de placa do transformador devem ser atendidos considerando-se um trocador de calor fora de serviço. Essa condição promove ampla capacidade, quando todos os trocadores estiverem em serviço, além de cobrir qualquer situação de emergência.

Além do impacto no resfriamento do transformador, ao operar-se o equipamento com cargas maiores que a nominal, impõe-se esforços extras no transformador, na forma de:

- incremento do fluxo de dispersão;
 - efeitos térmicos nas gaxetas e bandagens;
 - “stress” mecânico devido à expansão térmica;
 - diminuição da resistência mecânica (suportabilidade a curto-circuito, etc);
 - aceleração da deterioração dos contatos do comutador;
-

- possibilidade de formação de bolhas devido à umidade na isolação;
- possibilidade de envelhecimento térmico localizado.

Em grandes transformadores, e nessa categoria se encaixam os transformadores elevadores, o fluxo de dispersão é um ponto que merece atenção especial do projetista. Embora existam estudos que indiquem que o óleo em contato com as partes metálicas não gera bolhas até que sejam atingidas temperaturas da ordem de 250 a 300°C, o aquecimento causado pelo fluxo de dispersão no núcleo, conexões e em partes metálicas em contato com celulose pode trazer problemas sérios que podem evoluir para falhas, especialmente em grandes transformadores.

5.4. Sobreaquecimento

Em transformadores com elevada corrente, não apenas a corrente nos enrolamentos mas também a alta corrente dos barramentos dá origem a campos magnéticos com intensidade suficiente para gerar perdas elevadas, que por sua vez causam o sobreaquecimento nas partes metálicas que constituem o transformador. Esse efeito torna-se ainda mais crítico quando o transformador opera em sobrecarga.

Recomendações sobre a máxima temperatura permissível são dadas nas normas, como a tabela 7, extraída da norma IEEE C57.115-1991.

	Carregamento normal	Carregamento planejado, acima dos valores nominais	Carregamento de emergência (longa duração)	Carregamento de emergência (curta duração)
Hot-spot do enrolamento	120	130	140	180
Hot-spot em superfícies metálicas	140	150	160	200
Elevação topo do óleo	105	110	110	110

Tabela 7 – Temperaturas máximas sugeridas para os quatro diferentes tipos de carregamento

Na tabela, observa-se que são admitidas temperaturas superiores nas partes metálicas que constituem o transformador, do que no enrolamento. Algumas razões para isso são:

- as superfícies e o volume da isolação sobre-aquecidas são menores;
- não há tendência de formação de gases nesses pontos;
- o campo elétrico nessas regiões costuma ser baixo.

Em condições de sobrecarga, a elevação de temperatura nas partes construtivas do transformador não ultrapassa a temperatura de “hot-spot” dos enrolamentos em mais do que 20°C a 50 °C. Se durante uma sobrecarga admite-se o limite de “hot-spot” de 140°C para os enrolamentos e conexões, sob as mesmas condições, pode-se chegar valores maiores em até 50°C nessas estruturas. No entanto, quando houver sobreaquecimento no tanque ou na tampa do transformador, deve-se assegurar que a pintura e gaxetas utilizadas suportem essa temperatura.

Em transformadores elevadores, deve-se ter o cuidado extra de se examinar a distribuição de temperatura na região das conexões entre as buchas de alta corrente (primárias) e o barramento externo. A alta corrente que passa por esses barramentos, cria um campo magnético que por sua vez dá origem a correntes parasitas na tampa do transformador. As perdas geradas por essas correntes podem causar a sobre elevação da temperatura nessas partes.

A correta seleção das buchas também é de importância fundamental para o desempenho adequado do transformador. Quando a baixa tensão do transformador

for conectada ao gerador através de barramentos blindados, buchas específicas para esse tipo de aplicação devem ser selecionadas.

Dentro do barramento blindado, as condições térmicas do ar (parte externa da conexão óleo-ar com o transformador) são muito diferentes das definidas como “normais” ou “usuais”. Em condições nominais de operação do transformador, caso a temperatura do barramento chegue a 105°C (temperatura permitida por norma) e a temperatura do óleo do transformador permanecer em 95°C (elevação de 55°C sobre uma temperatura ambiente de 40°C), a temperatura de “hot-spot” da bucha irá exceder o limite de 65°C . Esse limite é excedido devido à restrição da capacidade de troca de calor da bucha com o ar, cuja temperatura também encontra-se elevada, também devido a geometria desse tipo de bucha, que normalmente é curta no comprimento e grande no diâmetro. Esse ambiente é representado na figura 28 [1].

Figura 28 – Aplicação de buchas em barramento blindado comparada com instalação em ambiente normal

5.5. Curto Circuito

Como os ensaios realizados a fim de se comprovar a suportabilidade do transformador em casos de curto circuito somente são realizados em casos especiais, o projeto mecânico de grandes transformadores baseia-se em cálculos, que são suportados pela experiência obtida em ensaios com transformadores de menor porte e modelos matemáticos.

No caso de falhas que ocorrem dentro do transformador, que resultam em curto circuito entre espiras ou entre partes da bobina, a corrente desenvolvida por essa falha interna pode facilmente exceder as correntes de curto circuito do sistema, para as quais o transformador foi dimensionado. No caso de um curto circuito interno ou algum outro tipo de falha que leve à formação de um arco dentro do transformador, caso ele não seja desligado imediatamente o dano e a pressão no tanque aumentarão consideravelmente.

No caso particular de transformadores elevadores, esse problema pode ser solucionado através da instalação de disjuntores; caso contrário, a falha continuará a ser alimentada até que a excitação do gerador seja reduzida. No caso da existência de um disjuntor ligando o primário do transformador ao gerador, deve ser examinada a condição do disjuntor aberto, a fim de se avaliar se a capacitância existente para a terra é suficiente para limitar as tensões transmitidas capacitivamente da alta para a baixa tensão. Algumas medidas corretivas nesse caso seriam o aumento do nível de isolamento do primário do transformador e a conexão de capacitores entre a baixa tensão e a terra.

5.6 Transitórios

Muitas vezes o transformador elevador é instalado na própria casa de força da usina. Nesses casos, o secundário desses transformadores é ligado a equipamentos de manobra isolados a gás SF₆ (GIS) e daí conduzidos para a subestação.

Esse tipo de conexão do secundário faz com que o transformador esteja sujeito a transitórios de alta frequência (VFT). A forma de onda desses transitórios tem um tempo muito curto de subida (menor que 0,1µs) e um componente oscilatório de vários MHz com duração de dezenas de microssegundos.

Esses transitórios são difíceis de se quantificar, pois dependem não apenas do tipo e comprimento da conexão do transformador à GIS, mas também dos parâmetros do transformador e dos seus enrolamentos.

Os enrolamentos do transformador podem ser afetados por esses transitórios de duas maneiras:

- A frente de onda acentuada cria uma distribuição extremamente não linear ao longo do enrolamento de alta tensão. Essa distribuição não linear de tensão cria diferenças de potencial no enrolamento, o qual pode resultar numa falha entre espiras ou entre discos.
 - Transitórios de alta frequência podem causar ressonância nos enrolamentos do transformador. Para transformadores diretamente conectados à GIS, frequências de vários MHz podem ser transmitidas através das buchas.
-

Nesse caso, pode ocorrer ressonância do enrolamento próximo à entrada da conexão.

5.7 Sincronização Fora de Fase

Geradores, transformadores e equipamentos associados sofrer danos caso o disjuntor feche e conecte os dois sistemas enquanto eles não estão sincronizados. Na prática, essa situação pode acontecer caso o disjuntor opere mais devagar do que deveria; nessa condição o sistema sai fora da faixa de sincronismo antes que o disjuntor se feche. Uma outra situação possível que pode levar a um sincronismo fora de fase é quando ocorre problemas com a manutenção do equipamento responsável pela sincronização dos sistemas.

Os transitórios originados por uma sincronização fora de fase têm sido objetos de estudos teóricos e experimentais, o que permite concluir que sua extensão pode ser mais severa que os transitórios causados por um curto circuito.

Os efeitos de uma sincronização fora de fase para o transformador elevador dependem do ângulo de sincronização entre gerador e transformador, e podem variar desde a perda de vida do transformador até sua completa falha. Danos mais severos ocorrem quando esse ângulo é de 180° .

A exigência da suportabilidade do transformador a uma sincronização fora de fase, é questionável já que esse fenômeno ocorre em decorrência de erro de operação da usina.

5.8 Operação em Back-Fed

O transformador elevador pode operar em back-fed quando há um disjuntor fazendo sua conexão com o gerador, e este disjuntor encontra-se aberto. Nessa condição, uma pequena parcela da carga auxiliar pode ser suprida pelo lado da alta tensão do transformador.

Nos Estados Unidos, em um período de dezoito meses, foi observada a falha de cinco transformadores elevadores, os quais estavam justamente operando nessa condição [19].

Embora tenham sido feitas algumas investigações, e se chegou a algumas conclusões, o fato é que o entendimento das reais causas das falhas não foi estabelecido. Dessa forma, apesar de se saber da maior probabilidade de falhas quando o transformador opera nessas condições em conjunto com algumas características do projeto e do equipamento, ainda não há uma recomendação sobre quais ações devem ser tomadas na prática a fim de se evitar falhas nesse tipo de operação.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A incidência de falhas em transformadores elevadores atribuída a deficiências no projeto e especificações inadequadas é alta, figurando entre as principais causas de falha desse tipo de equipamento.

O estudo do comportamento do sistema é o primeiro passo a ser dado em direção a redução das falhas. Junto a isso, o emprego por parte do fabricante, de ferramentas de análise de suportabilidade interna, distribuição de temperatura, entre outros, farão com que o grau de confiabilidade desses transformadores melhore substancialmente.

O que percebe-se na prática é que muitas vezes não está claro os fenômenos elétricos a que o transformador estará sujeito. Novos problemas começam a surgir à medida que a potência e tensão desses equipamentos aumentam, assim como a possibilidade de conexão de vários geradores a um único transformador, uma vez que hoje máquinas cada vez maiores são construídas. Situações pouco existentes no passado começam a se tornar presentes nos dias de hoje, e com elas trazem uma série de novos desafios que devem ser estudados e contornados. É o caso da operação em back-fed, abordada superficialmente nesse trabalho, mas que merece uma atenção especial, pelas razões já mencionadas.

A falha de um transformador elevador custa muito caro para o sistema. Não estamos falando do custo do equipamento em si, que nesse caso constitui a menor parcela, mas sim do custo da energia não transmitida pelo equipamento. Um

transformador com elevado nível de confiabilidade tem seu custo; cabe avaliar se vale a pena investir em um equipamento mais caro, porém com menores chances de falhar em serviço, ou se o mais importante é o menor preço.

A fim de se garantir que nenhum ponto crítico tenha sido negligenciado, e até mesmo para estreitar a relação entre cliente e fabricante, recomenda-se que sejam conduzidas reuniões de revisão de projeto. Normalmente essas reuniões são realizadas logo após a fase de cálculo e durante o projeto mecânico do transformador, pois nessa etapa do processo alterações ainda podem ser aceitas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABB, Recommendations for the use of Condenser Bushings in Bus Duct Applications, 1999
 - [2] ABB, Transformer handbook, 2004
 - [3] ANEEL, Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª edição, Brasília, 2005
 - [4] ANSI/IEEE. IEEE-C57-116-1989 Guide for Transformers Directly Connected to Generators
 - [5] ANSI/IEEE. IEEE-C57-12.00-2000 IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers
 - [6] BERTAGNOLI, Giorgio, Short - Circuit Duty of Power Transformer, Legnano, 1996
 - [7] BLUME, L.F, BOYAJIAN, G., CAMILLI, T.C., MINNECI, S., MONTSINGER, V.M. Transformer Engineering, New York, John Wiley & Sons, 1967.
 - [8] EBERT, J.A. Ebert, Power Transformer Operation at Over and Underexcitation, Benefits and Consequences. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, nº. 1, JANUARY 2000
 - [9] CHABU, Ivan, Curso “Fundamentos de Transformadores de Potência”, 2006
 - [10] CIGRE, Main transformer arrangements and related matters in generating stations. Experiences and practices adopted by various utilities in the countries represented by members of study committee 23, Electra Ref 82.1, 1982
 - [11] CIGRE, Isolated phase metal enclosed generator busbars, Electra. Ref. No: 83, 1982
 - [12] CIGRE, Final report of Working Group 12.06, Electra. Ref. No: 82, 1982
 - [13] CIGRE, Overloading and loading limitations of large transformers. Report of the discussion at the colloquium of Study Committee 12 in Cambridge 1981, Electra. Ref. No: 86, 1983
 - [14] CIGRE, Distribution of very fast transient overvoltages in transformer windings, Session paper. Ref.No: 12-204, 1992
-

- [15] DONG, X., ROSADO, S., LIU Y., WANG, N., GUO T., Transients at GSU Transformer Terminals - Part I: Historical Case Analysis, IEEE, 2001
 - [16] IEC Power Transformers Part II - 60076-1. Geneva, 2000.
 - [17] KARSAI, K., KERÉNYI, D., KISS, L. Large power transformers. New York, Elsevier, 1987.
 - [18] MENDES, J. C., Máquinas Síncronas
 - [19] Mc Nutt, W.J., Failures of Generator Step-Up Transformers under Back-Feeding Conditions, 1987
 - [20] MORCHED, A. S., MARTI, L., BRIERLEY, R.H., LACKEY, J.G., Analysis of internal winding stresses in EHV generator step-up transformer failures, IEEE, 1996
 - [21] REVISTA FURNAS, Ano XXXII, nº 329, Fevereiro 2006
 - [22] SIEMENS, Catálogo de Transformadores de Força
 - [23] SHIBUYA, Y., FUJITA, S., HOSOKAWA, N., Analysis of very fast transient overvoltage in transformer winding, IEEE, 1997
 - [24] WINDERS, J.J, Power Transformers Principles and Applications, New York, Marcel Dekker, Inc, 2002
 - [25] U.S. ARMY CORPS OF ENGINEERS, Hydroelectric Power Plants Electrical Design, 1994, [on line] available from Word Wide Web <http://www.usace.army.mil/publications/eng-manuals/em1110-2-3001/entire.pdf>
 - [26] YAMAZAKI, Luiz, 1ZBR1003 – Sobreexcitação de Transformadores de Potência, ABB, 2003
-