



ARTIGO TÉCNICO

---

# Fator de potência ( $\tan \delta$ ) do transformador de potência com o CPC 100

Guia técnico completo de medição e interpretação do fator de potência e da capacitância da isolação

**Raphael Leite Menezes Santos**

Engenheiro Eletricista — Especialista em Sistema Elétrico de Potência  
Tecvolt Engenharia · Recife/PE

Junho de 2026

[tecvoltengenharia.com.br](http://tecvoltengenharia.com.br) · WhatsApp (81) 97345-7898

## Sumário

1. Por que medir o fator de potência da isolação
  2. O sistema de isolação papel-óleo
  3. O que é o fator de potência:  $\tan \delta$  e PF
  4. As três isolações do transformador: CH, CL e CHL
  5. A capacitância como assinatura geométrica
  6. Modos de medição: GST, GST-guard e UST
  7. Conexões de ensaio do transformador de dois enrolamentos
  8. Transformadores de três enrolamentos e autotransformadores
  9. O CPC 100 e o CP TD1 como plataforma de ensaio
  10. Frequência variável e rejeição de interferência
  11. Procedimento do ensaio de  $\tan \delta$  e capacitância
  12. Correção de temperatura
  13. Tip-up: a dependência do  $\tan \delta$  com a tensão
  14. Resposta dielétrica em frequência (DFR) e umidade
  15. Fator de potência de buchas: C1 e C2
  16. Causas de fator de potência elevado
  17. Interpretação: histórico, fases e norma
  18. Umidade: o problema central e o que fazer
  19. O fator de potência no conjunto de ensaios do transformador
  20. Procedimento de campo e segurança
  21. Erros comuns e como evitá-los
  22. Estudos de caso ilustrativos
  23. Normas e referências aplicáveis
  24. Periodicidade, manutenção preditiva e gestão de ativos
  25. O acessório CP TD1 em detalhe
  26. Método moderno x métodos tradicionais
  27. Armadilhas de interpretação
  28. O fator de potência no comissionamento da subestação
  29. Glossário técnico essencial
  30. Boas práticas avançadas de campo
  31. Checklist prático do ensaio de fator de potência
  32. Síntese: o que nunca esquecer
  33. O fator de potência do óleo isolante
  34. Extensão a TCs, TP e capacitores
  35. Interpretando os números: amplitude e contexto
  36. Documentação, laudo e valor de longo prazo
  37. Trabalho em equipe e comunicação técnica
  38. Casos especiais: transformadores a seco, reatores e comutadores
  39. Capacitância anômala: o que ela revela
  40. O fator de potência ao longo da vida do transformador
  41. Por que a água prefere o papel — e o que isso muda
- Como a Tecnvolt Engenharia mede o fator de potência com o CPC 100
- Conclusão
- Perguntas frequentes

### Resumo do guia

O fator de potência ( $\tan \delta$ ) mede as perdas dielétricas da isolação: quanto maior, mais degradada ela está. Em um transformador, mede-se a isolação da AT para a terra (CH), da BT para a terra (CL) e entre enrolamentos (CHL), além das buchas (C1 e C2). O CPC 100 com o CP TD1 aplica tensão e mede  $\tan \delta$  e capacitância nos modos GST, GST-guard e UST, e — graças à frequência variável — permite a resposta dielétrica em frequência (DFR) para avaliar umidade, além de rejeitar a interferência de pátios energizados. A interpretação se apoia em correção de temperatura, comparação entre fases e análise de tendência histórica. Os valores numéricos citados são de referência; confirme sempre nas especificações do equipamento e na edição vigente das normas.



*Ensaio de fator de potência e capacitância da isolação com o CPC 100 da OMICRON e o CP TD1, montado no pátio da subestação pela equipe da Tecvolt Engenharia.*

O fator de potência da isolação — também chamado de fator de dissipação ou tangente delta ( $\tan \delta$ ) — é, ao lado da análise de gases dissolvidos, um dos ensaios mais sensíveis e mais valiosos para avaliar a condição de um transformador de potência sem abri-lo. Ele responde

a uma pergunta simples e decisiva: quão boa ainda é a isolamento? A resposta tem implicações enormes, porque o sistema de isolamento papel-óleo é o que mais frequentemente determina o fim da vida útil de um transformador. Umidade, envelhecimento térmico, contaminação e defeitos localizados se manifestam, muitas vezes precocemente, como um aumento das perdas dielétricas — exatamente o que o fator de potência mede. Acompanhar esse indicador ao longo do tempo é, na prática, acompanhar a saúde do ativo mais caro da subestação.

Este guia técnico reúne, em um único texto longo e aprofundado, tudo o que uma equipe de engenharia precisa para medir e interpretar o fator de potência da isolamento de transformadores de potência com o CPC 100 da OMICRON e o acessório CP TD1. Vamos do significado físico do tan  $\delta$  e da diferença entre fator de potência e fator de dissipação às três isolamentos de um transformador (CH, CL e CHL), aos modos de medição GST, GST-guard e UST, às conexões de ensaio, à correção de temperatura, ao tip-up, à resposta dielétrica em frequência (DFR) e ao ensaio de buchas por C1 e C2. O objetivo é que o leitor termine entendendo não apenas como obter um número, mas o que esse número significa, como interpretá-lo em contexto e como transformá-lo em decisão de manutenção. É um material de referência denso, técnico e organizado por temas.

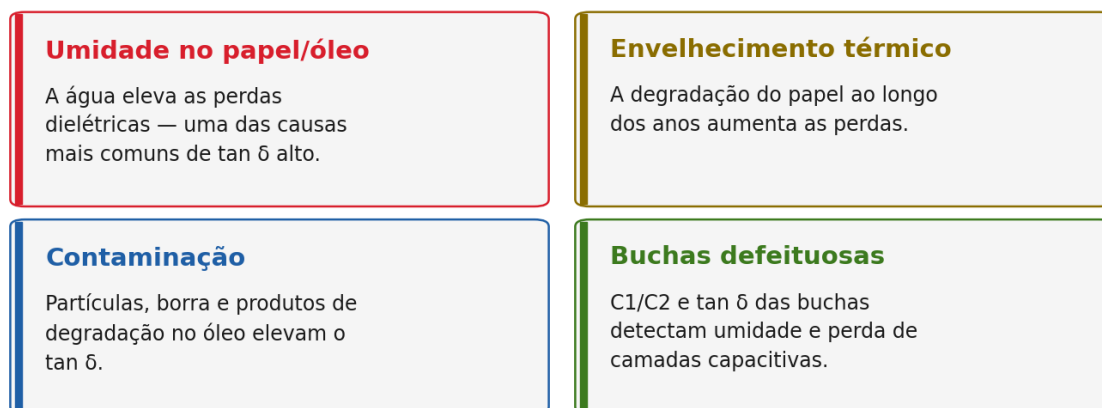
## 1. Por que medir o fator de potência da isolamento

O transformador de potência é, em quase toda instalação industrial, de geração ou de transmissão, o ativo individual de maior valor e o de maior impacto quando falha. Sua substituição custa caro, demora meses e, durante a indisponibilidade, pode paralisar uma planta inteira. Por isso, a estratégia de manutenção mais inteligente para esse ativo não é esperar a falha, mas antecipá-la — e o fator de potência da isolamento é uma das ferramentas centrais dessa antecipação. Diferentemente de uma inspeção visual, que enxerga apenas a superfície, ou de um ensaio de resistência de isolamento, que dá uma visão grosseira, o fator de potência é sensível a alterações sutis e progressivas no estado da isolamento, captando degradação muito antes de ela se tornar uma falha.

A razão física é direta. A isolamento de um transformador — basicamente papel celulósico impregnado de óleo mineral — comporta-se eletricamente como um capacitor com pequenas perdas. Em uma isolamento nova e seca, essas perdas são mínimas: quase toda a corrente que atravessa a isolamento é capacitiva, defasada de 90 graus em relação à tensão. À medida que a isolamento envelhece, absorve umidade ou se contamina, surge uma componente de corrente em fase com a tensão — a corrente de perdas — que dissipa energia na forma de calor. O fator de potência mede justamente a relação entre essa componente de perdas e a corrente total (ou capacitiva). Um aumento do fator de potência é, portanto, um sinal direto de que a isolamento está perdendo qualidade, e a sensibilidade do método permite detectar esse aumento em estágios iniciais.

Há três grandes famílias de problemas que o fator de potência ajuda a identificar. A primeira, e mais comum, é a umidade: água no papel e no óleo eleva drasticamente as perdas dielétricas e reduz a rigidez da isolamento, sendo uma das principais causas de envelhecimento

acelerado e falha. A segunda é o envelhecimento térmico: ao longo de anos de operação, o papel celulósico se degrada, perde resistência mecânica e aumenta as perdas. A terceira são os defeitos localizados e a contaminação: borra, partículas, produtos de oxidação do óleo e defeitos em buchas capacitivas. Cada um desses problemas deixa uma assinatura no fator de potência e, frequentemente, em ensaios complementares como a resposta dielétrica em frequência e a análise de gases.



Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 1** — O fator de potência é sensível às principais causas de degradação da isolamento: umidade, envelhecimento térmico, contaminação e defeitos em buchas.

O CPC 100 com o CP TD1 é a plataforma que torna essa medição viável em campo, com aplicação de tensão controlada, leitura precisa do  $\tan \delta$  e da capacitância, e o recurso adicional da frequência variável para avaliar umidade por resposta dielétrica. A medição em campo, ao contrário da medição apenas de fábrica, permite construir um histórico do ativo real em suas condições reais de instalação, o que é a base da manutenção preditiva. É essa capacidade de transformar uma grandeza física sutil em uma série temporal de dados rastreáveis que faz do fator de potência um dos pilares do diagnóstico moderno de transformadores.

## 2. O sistema de isolamento papel-óleo

Para interpretar o fator de potência, é preciso entender o que está sendo medido: o sistema de isolamento do transformador. Na grande maioria dos transformadores de potência, esse sistema é composto por papel celulósico (e papelão, ou pressboard) impregnado de óleo mineral isolante. O papel envolve os condutores e separa as espiras e as camadas dos enrolamentos; o óleo preenche os espaços, impregnando o papel, isolando eletricamente e, ao mesmo tempo, conduzindo o calor gerado para o sistema de refrigeração. Essa combinação papel-óleo é uma solução engenhosa que dura décadas, mas que envelhece — e é esse envelhecimento que o fator de potência monitora.

A celulose do papel é um material higroscópico: ela absorve e retém água com avidez. E a água é a grande inimiga da isolamento. Ela reduz a rigidez dielétrica, acelera a degradação do papel e eleva as perdas. O equilíbrio de umidade entre o papel e o óleo depende da

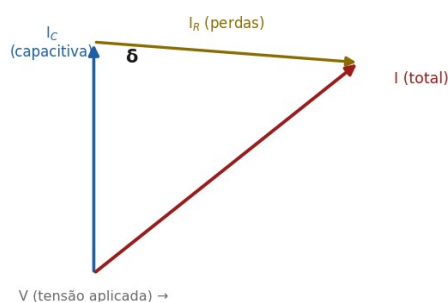
temperatura, e a maior parte da água do sistema fica retida no papel, não no óleo — um detalhe importante, porque medir a umidade apenas no óleo subestima o problema. O fator de potência, especialmente quando medido em várias frequências (DFR), é sensível à umidade do papel, o que o torna complementar e, em muitos aspectos, superior à simples medição de água no óleo.

O envelhecimento térmico é o segundo mecanismo. A celulose se degrada por hidrólise, oxidação e pirólise, processos acelerados pela temperatura, pela presença de água e de oxigênio. Ao se degradar, o papel encurta suas cadeias moleculares (medidas pelo grau de polimerização), perde resistência mecânica e libera água e compostos como o furano e o monóxido e dióxido de carbono — que aparecem na análise de gases dissolvidos. O fator de potência aumenta à medida que esse processo avança, refletindo o aumento das perdas dielétricas. Por isso, o fator de potência e a análise de gases se complementam: o primeiro mede o estado dielétrico, a segunda detecta os subprodutos da degradação.

Compreender esse sistema explica por que o fator de potência é tão informativo. Ele não mede um componente isolado, mas o estado integral da isolação papel-óleo entre dois pontos. Quando medimos a isolação da alta tensão para a terra, estamos medindo todo o caminho dielétrico entre o enrolamento de AT e a massa aterrada; quando medimos entre enrolamentos, todo o caminho entre AT e BT. Cada uma dessas medições integra o estado de uma parte do sistema, e a combinação delas, interpretada com método, desenha um retrato da saúde dielétrica do transformador inteiro.

### 3. O que é o fator de potência: $\tan \delta$ e PF

No coração do ensaio está um conceito eletromagnético simples, mas que costuma gerar confusão pela existência de duas definições próximas. Quando se aplica tensão alternada a uma isolação, circula uma corrente. Essa corrente tem duas componentes: uma capacitiva, adiantada 90 graus em relação à tensão, que representa o armazenamento de energia no dielétrico; e uma resistiva, ou de perdas, em fase com a tensão, que representa a energia dissipada na isolação. Em uma isolação perfeita, só existiria a componente capacitiva. Na isolação real, sempre há uma pequena componente de perdas, e quanto maior ela for, pior está a isolação. O ângulo entre a corrente total e a corrente capacitiva pura é o ângulo  $\delta$  (delta); o ângulo entre a corrente total e a tensão é  $\theta$  (theta), complementar de  $\delta$ .



Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 2** — O triângulo de correntes:  $\tan \delta$  é a razão entre a corrente de perdas e a corrente capacitiva; o fator de potência é  $\cos \theta$ , a razão entre as perdas e a corrente total.

### Duas definições

Fator de dissipação (IEC):  
 $\tan \delta = I_R / I_C$

Fator de potência (IEEE):  
 $PF = \cos \theta = I_R / I$

Para ângulos pequenos os dois quase coincidem; em valores altos divergem.

Ambos sobem com a degradação da isolação

Daí surgem as duas definições. O fator de dissipação, ou tangente delta ( $\tan \delta$ ), é a razão entre a corrente de perdas e a corrente capacitiva — a tangente do ângulo  $\delta$ . É a definição adotada pela tradição IEC. O fator de potência (power factor, PF) é o cosseno do ângulo  $\theta$  — a razão entre a corrente de perdas e a corrente total —, definição adotada pela tradição IEEE/norte-americana. Matematicamente,  $\tan \delta = \sin \delta / \cos \delta$  e  $PF = \cos \theta = \sin \delta$ . Para os ângulos muito pequenos típicos de isolações em boas condições (frações de grau), as duas grandezas são numericamente quase idênticas, e os termos são usados quase como sinônimos. Em valores elevados, porém, elas divergem, e é importante saber qual está sendo reportada para comparar com os limites corretos.

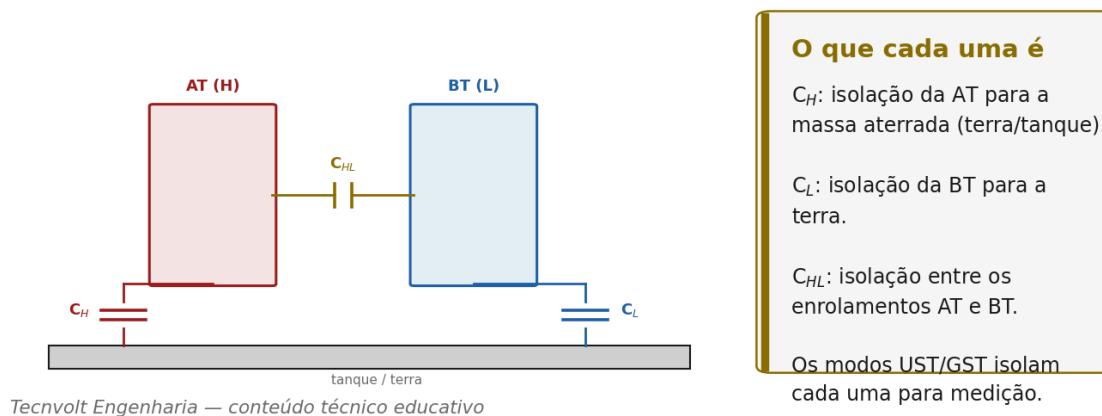
Na prática de campo, ambas crescem com a degradação da isolação e ambas são adimensionais, expressas em porcentagem (por exemplo, 0,3%) ou em valor por unidade. O CPC 100 com o CP TD1 mede as componentes da corrente e calcula tanto o  $\tan \delta$  quanto o fator de potência, além da capacitância. O profissional precisa apenas ter clareza de qual grandeza está reportando e comparar com referências consistentes — não misturar um valor de fator de potência IEEE com um limite expresso em  $\tan \delta$  IEC, embora, para isolações boas, a diferença seja desprezível. Essa clareza conceitual é a base de toda a interpretação que se segue.

Vale destacar por que a grandeza é tão sensível: ela isola justamente a componente de perdas, que é onde a degradação se manifesta primeiro. A capacitância total da isolação muda pouco com o envelhecimento inicial, mas a parcela de perdas pode dobrar ou triplicar diante de umidade ou contaminação, mesmo quando a isolação ainda suporta a tensão de operação. Por isso o fator de potência é um indicador precoce: ele acusa o problema enquanto ele ainda é incipiente e gerenciável, e não apenas quando a falha é iminente. Essa precocidade é o que dá valor preditivo ao ensaio.

## 4. As três isolações do transformador: CH, CL e CHL

Um transformador de dois enrolamentos tem, do ponto de vista dielétrico, três caminhos de isolação que interessam ao ensaio de fator de potência. O primeiro é a isolação entre o

enrolamento de alta tensão e a terra (massa aterrada, normalmente o tanque e o núcleo), representada pela capacitância  $C_H$ . O segundo é a isolação entre o enrolamento de baixa tensão e a terra, representada por  $C_L$ . O terceiro é a isolação entre os dois enrolamentos, alta e baixa tensão, representada por  $C_{HL}$ . Toda medição de fator de potência de um transformador é, no fundo, a medição de alguma combinação dessas três isolações, e a arte do ensaio está em isolar cada uma para avaliá-la separadamente.



**Figura 3** — As três isolações de um transformador de dois enrolamentos:  $C_H$  (AT–terra),  $C_L$  (BT–terra) e  $C_{HL}$  (entre enrolamentos). Toda medição combina estas três.

Pensar nessas três capacitâncias como uma rede é a chave para entender os modos de medição. Imagine três capacitores ligando três nós: o enrolamento de AT, o enrolamento de BT e a terra.  $C_H$  liga AT à terra;  $C_L$  liga BT à terra;  $C_{HL}$  liga AT a BT. Quando energizamos um enrolamento e medimos a corrente, o caminho que essa corrente segue depende de como conectamos e aterrmos os demais terminais. Se medirmos tudo que vai para a terra a partir da AT energizada, podemos estar somando  $C_H$  e  $C_{HL}$  (se a BT estiver aterrada). Se quisermos isolar apenas  $C_H$  ou apenas  $C_{HL}$ , precisamos usar técnicas que desviem ou separem as correntes — exatamente o que fazem os modos GST-guard e UST, tratados adiante.

Cada uma das três isolações conta uma parte da história.  $C_{HL}$ , a isolação entre enrolamentos, é frequentemente a mais sensível à umidade e ao estado da isolação principal entre AT e BT, e por isso recebe atenção especial.  $C_H$  e  $C_L$  avaliam a isolação de cada enrolamento para a massa. Medindo as três e comparando-as com o histórico e entre si, o profissional localiza onde está a degradação — se generalizada, se concentrada na isolação entre enrolamentos, ou se em um enrolamento específico. Essa capacidade de decompor o problema é uma das grandes vantagens do método e a razão pela qual entender a rede de capacitâncias é tão fundamental.

Em transformadores de três enrolamentos (por exemplo, AT, MT e BT) e em autotransformadores, a rede de capacitâncias é mais complexa, com mais caminhos a considerar, mas o princípio é o mesmo: identificar as isolações relevantes e isolá-las por meio das conexões e dos modos de medição. O ensaio se torna mais elaborado, com mais

combinações, mas a lógica de decomposição permanece. Por isso, dominar o caso de dois enrolamentos é o alicerce para enfrentar configurações mais complexas com segurança.

## 5. A capacitância como assinatura geométrica

Além do  $\tan \delta$ , o ensaio mede a capacitância de cada isolação, e esse dado é mais valioso do que muitos imaginam. A capacitância é determinada pela geometria da isolação — a área dos eletrodos (enrolamentos), a distância entre eles e a permissividade do dielétrico (papel e óleo). Em um transformador íntegro, essas capacitâncias são estáveis ao longo do tempo, porque a geometria não muda. Por isso, a capacitância funciona como uma assinatura geométrica: variações significativas na capacitância medida, em relação ao valor de fábrica ou ao histórico, indicam que algo na geometria ou na composição do dielétrico mudou.

O que faz a capacitância variar? Em buchas capacitivas, um aumento de capacitância pode indicar curto-circuito em uma ou mais camadas capacitivas — um defeito clássico e perigoso, porque reduz a isolação e pode evoluir para falha. Na isolação principal do transformador, mudanças de capacitância podem sinalizar ingresso de umidade (que altera a permissividade), deslocamento de enrolamentos após um esforço mecânico (como um curto-circuito passante), ou alterações no nível de óleo. Por isso, capacitância e  $\tan \delta$  são medidos juntos: o  $\tan \delta$  indica o estado dielétrico (perdas), e a capacitância indica a integridade geométrica. Os dois, combinados, dão um diagnóstico muito mais completo do que qualquer um isoladamente.

Um exemplo prático ilustra o poder da capacitância. Em uma bucha capacitiva saudável, a capacitância  $C1$  (entre o condutor central e o tap de teste) tem um valor de placa estável. Se uma camada capacitiva entra em curto, a capacitância  $C1$  aumenta em uma fração correspondente ao número de camadas afetadas, e o  $\tan \delta$  também sobe. Um acompanhamento periódico que detecte um aumento de poucos pontos percentuais na capacitância de uma bucha é um alerta precoce de degradação, permitindo programar a substituição antes da falha — que, em buchas, pode ser explosiva e causar incêndio. É por isso que o monitoramento de buchas por  $C1/C2$  e  $\tan \delta$  é tão enfatizado em programas de manutenção de transformadores.

A lição é que o profissional não deve olhar apenas para o  $\tan \delta$  e ignorar a capacitância. Ambos são entregues pelo CPC 100 com o CP TD1 em cada medição, e ambos devem ser registrados e acompanhados ao longo do tempo. Uma capacitância estável com  $\tan \delta$  subindo aponta para degradação dielétrica difusa (umidade, envelhecimento); uma capacitância que muda aponta para alteração geométrica (camadas em curto, deslocamento, nível de óleo). Ler os dois em conjunto é o que diferencia uma interpretação superficial de um diagnóstico de engenharia.

## 6. Modos de medição: GST, GST-guard e UST

Como medir separadamente cada uma das três isolações? A resposta está nos três modos de medição que o CPC 100, como qualquer conjunto de fator de potência, oferece: GST, GST-guard e UST. Entendê-los é, talvez, o ponto mais técnico e mais importante de todo o ensaio, porque é o que permite decompor a rede de capacitâncias e atribuir cada resultado à isolação correta.

<p><b>GST (aterrado)</b></p> <p>Mede TODAS as correntes que vão para a terra.</p> <p>Inclui <math>C_H + C_{HL}</math> (quando a BT está aterrada).</p> <p>Visão global da isolação do conjunto.</p>	<p><b>GST-guard</b></p> <p>Mede para a terra, mas DESVIA (guard) a corrente de um caminho específico.</p> <p>Permite isolar, por ex., só <math>C_H</math>, desviando <math>C_{HL}</math> para o guard.</p> <p>Separa as componentes.</p>	<p><b>UST (não aterrado)</b></p> <p>Mede só a corrente entre dois terminais energizados.</p> <p>Isola exatamente <math>C_{HL}</math> (AT-BT), sem a parcela para a terra.</p> <p>Essencial para buchas (tap) e para a isolação entre enrolamentos.</p>
---	--	--

*Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo*

**Figura 4** — Os três modos de medição: GST mede tudo que vai à terra; GST-guard desvia (guarda) um caminho específico; UST mede apenas entre dois terminais energizados.

O modo GST (Grounded Specimen Test, ensaio com espécime aterrado) mede toda a corrente que flui do terminal energizado para a terra. Se energizamos a AT e a BT está aterrada, a corrente medida em GST inclui tanto CH (AT para a terra) quanto CHL (AT para a BT, que está aterrada). É uma medição global, útil para uma visão de conjunto, mas que não separa as componentes. O GST responde à pergunta “qual o total de perdas da AT para tudo que está aterrado?”.

O modo GST-guard (GST com guarda) é a evolução elegante: ele mede a corrente que vai para a terra, mas desvia (através de um circuito de guarda, o “guard”) a corrente de um caminho específico, removendo-a da medição. Assim, energizando a AT e colocando a BT no guard (em vez de aterrada), a corrente de CHL é desviada para o guard e não entra na medição — sobra apenas CH. O GST-guard permite, portanto, isolar uma componente específica subtraindo a outra. É com ele que se mede CH sozinho ou CL sozinho.

O modo UST (Ungrounded Specimen Test, ensaio com espécime não aterrado) mede apenas a corrente que flui entre dois terminais energizados/de medição, ignorando tudo que vai para a terra. Energizando a AT e fazendo a leitura na BT (não aterrada), o UST mede exatamente CHL — a isolação entre enrolamentos — sem a parcela que vai para a terra. O UST é o modo essencial para medir a isolação entre enrolamentos e para medir a capacitância C1 de buchas a partir do tap de teste. É, em muitos aspectos, o modo mais “limpo”, porque mede uma única capacitância bem definida.

A combinação inteligente desses três modos permite decompor completamente a rede CH, CL, CHL. Por exemplo, mede-se CHL diretamente por UST; mede-se CH por GST-guard

(guardando a BT); e validam-se os resultados verificando que a soma das componentes corresponde à medição global em GST. Essa redundância é uma checagem de consistência valiosa: se os números não fecham, há um erro de conexão ou de modo. Dominar GST, GST-guard e UST é, portanto, dominar o ensaio de fator de potência de transformadores.

## 7. Conexões de ensaio do transformador de dois enrolamentos

Traduzir os modos de medição em conexões concretas é o que se faz na prática. Para um transformador de dois enrolamentos, há um conjunto padronizado de conexões que, combinando energização, aterramento/guarda e modo de leitura, mede cada isolação. Antes de tudo, curto-circuitam-se entre si os terminais de cada enrolamento (todos os terminais de AT juntos, todos os de BT juntos), de modo que cada enrolamento se comporte como um único eletrodo — pois o que interessa é a isolação, não a impedância interna do enrolamento. A partir daí, aplicam-se as combinações.

Isolação medida	Energiza	Modo / leitura
<b>C<sub>H</sub> (AT-terra)</b>	AT (BT aterrada/guarda)	GST-guard
<b>C<sub>L</sub> (BT-terra)</b>	BT (AT aterrada/guarda)	GST-guard
<b>C<sub>HL</sub> (AT-BT)</b>	AT, leitura na BT	UST
<b>Conjunto p/ terra</b>	AT (BT aterrada)	GST

A combinação de GST, GST-guard e UST permite decompor C<sub>H</sub>, C<sub>L</sub> e C<sub>HL</sub>. Confirme o procedimento na IEEE C57.152 / manual do equipamento.

Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 5** — Combinando energização, aterramento e modo (GST, GST-guard, UST), mede-se separadamente cada isolação do transformador.

Para medir CHL (entre enrolamentos), energiza-se a AT e faz-se a leitura na BT em modo UST: a corrente medida é apenas a que atravessa a isolação entre os dois enrolamentos. Para medir CH (AT–terra), energiza-se a AT em modo GST-guard, colocando a BT no guarda: a corrente de CHL é desviada e mede-se só a isolação da AT para a terra. Analogamente, para CL (BT–terra), energiza-se a BT em GST-guard com a AT no guarda. E uma medição em GST (energizando a AT com a BT aterrada) fornece a soma CH + CHL, útil como verificação de consistência: a soma das componentes medidas separadamente deve bater com a medição global.

Essa estrutura de conexões tem uma beleza lógica: cada isolação é medida por pelo menos um caminho direto, e as medições redundantes permitem verificar a coerência. Um conjunto moderno como o CPC 100 com o CP TD1 e, quando aplicável, a caixa de comutação, guia o operador por essas conexões e pode automatizar a sequência, reduzindo o risco de erro de ligação. Ainda assim, o profissional precisa entender o que cada conexão mede, porque é

esse entendimento que permite interpretar resultados inesperados e diagnosticar problemas de conexão quando os números não fecham.

Um cuidado prático recorrente é o tratamento dos terminais não envolvidos e o aterramento do núcleo e do tanque. Erros comuns incluem deixar um terminal flutuante quando deveria estar aterrado ou no guard, ou não curto-circuitar adequadamente os terminais de um enrolamento. Esses erros produzem resultados inconsistentes que, felizmente, são flagrados pela verificação de consistência entre GST e a soma das componentes. Por isso, fazer a medição completa — todas as combinações — e checar a coerência é mais seguro do que medir apenas uma isolação isoladamente.

## 8. Transformadores de três enrolamentos e autotransformadores

Embora o caso de dois enrolamentos seja o mais didático, muitos transformadores de potência têm três enrolamentos (por exemplo, AT, MT e BT, com o terciário frequentemente em delta) ou são autotransformadores, em que AT e MT compartilham parte do enrolamento. Nesses casos, a rede de capacitâncias tem mais nós e mais caminhos, e o número de combinações de ensaio aumenta. O princípio, porém, não muda: identificam-se as isolações relevantes entre os diversos enrolamentos e a terra, e usam-se os modos GST, GST-guard e UST para isolá-las.

Em um transformador de três enrolamentos, há isolações entre cada par de enrolamentos (AT-MT, AT-BT, MT-BT) e de cada enrolamento para a terra. O plano de ensaio precisa cobrir as combinações de interesse, e a quantidade de medições cresce, exigindo organização e registro cuidadoso para não confundir resultados. A caixa de comutação do CPC 100 ajuda a gerenciar essas múltiplas conexões com menos manipulação manual, reduzindo erros e tempo de ensaio.

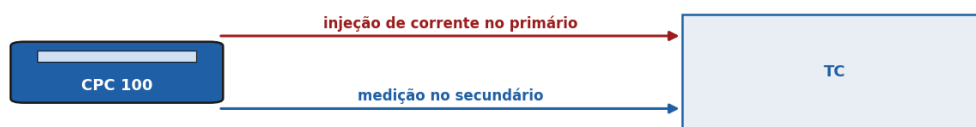
Os autotransformadores merecem atenção especial porque a ligação galvânica entre AT e MT altera a topologia: não há isolação plena entre esses dois enrolamentos como num transformador de enrolamentos separados. O plano de ensaio precisa considerar essa particularidade, e a interpretação dos resultados deve levar em conta a configuração real. Aqui, mais do que nunca, vale apoiar-se na documentação do fabricante e em normas e guias de ensaio, e registrar com clareza qual configuração foi ensaiada e como.

A mensagem prática é que configurações complexas não mudam a física nem os modos de medição — apenas exigem um plano de ensaio mais elaborado e um registro mais rigoroso. O profissional que domina o caso de dois enrolamentos e entende a lógica de decomposição da rede de capacitâncias está preparado para enfrentar três enrolamentos e autotransformadores, desde que dedique atenção ao planejamento e à documentação. E, como sempre, a verificação de consistência entre medições redundantes é a rede de segurança contra erros de conexão.

## 9. O CPC 100 e o CP TD1 como plataforma de ensaio

A medição de fator de potência exige aplicar tensão à isolação e medir, com altíssima precisão, as componentes capacitiva e de perdas da corrente resultante — uma corrente que, em isolações boas, tem uma componente de perdas minúscula. Para isso, o CPC 100 é complementado pelo acessório CP TD1, que adiciona a capacidade de aplicar tensão elevada (tipicamente até a faixa de 12 kV, a confirmar nas especificações) e a instrumentação de precisão para separar a corrente capacitiva da corrente de perdas. A combinação CPC 100 + CP TD1 forma um sistema completo de medição de  $\tan \delta$  e capacitância, capaz de avaliar a isolação de transformadores, buchas, TCs, TPs e outros equipamentos.

A precisão é o requisito central deste ensaio. Como a componente de perdas é uma fração muito pequena da corrente total, qualquer ruído ou interferência pode mascarar o resultado. O CP TD1 é projetado para essa medição delicada, e o sistema aplica técnicas de filtragem que rejeitam ruído. Aqui entra o grande diferencial do CPC 100: a frequência variável. Ao medir em uma frequência ligeiramente diferente da rede e analisar seletivamente o sinal por FFT, o sistema rejeita a interferência induzida pelos pátios energizados ao redor — interferência que, na frequência da rede, contaminaria a medição. Isso permite medir o fator de potência com qualidade mesmo em subestações vivas, sem precisar desenergizar todo o pátio.



A relação medida é comparada à de placa; o desvio revela espiras/derivação incorretas.

*Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo*

**Figura 6** — Montagem típica do ensaio de  $\tan \delta$  e capacitância: o CP TD1 aplica a tensão e mede com precisão as componentes capacitiva e de perdas da corrente.

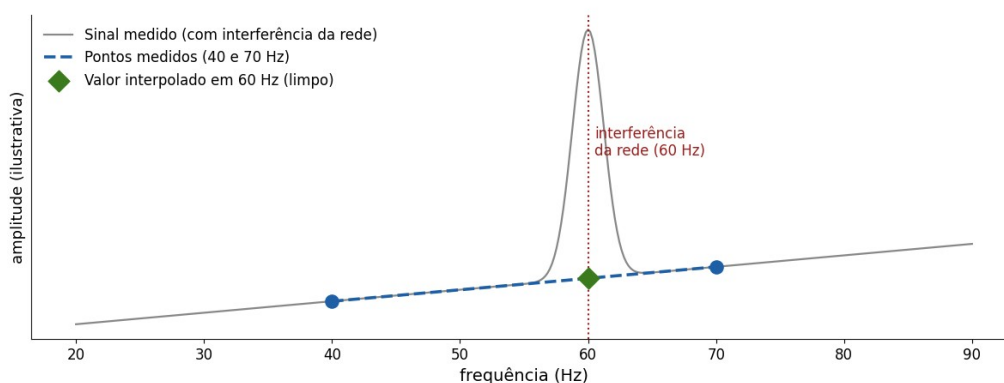
Além da rejeição de interferência, a frequência variável abre uma possibilidade diagnóstica poderosa: a resposta dielétrica em frequência (DFR ou FDS), que consiste em medir o  $\tan \delta$  em uma faixa ampla de frequências, não apenas em 50/60 Hz. Como veremos em seção própria, a forma da curva de  $\tan \delta$  versus frequência é sensível ao teor de umidade do papel, o que permite estimar a umidade da isolação — uma informação valiosíssima que uma medição em frequência única não fornece. Essa capacidade transforma o CPC 100 + CP TD1 de um simples medidor de  $\tan \delta$  em uma ferramenta de avaliação de umidade da isolação.

É importante registrar que os valores exatos de tensão de saída e a faixa de capacitância mensurável dependem da versão do acessório e devem ser confirmados nas especificações.

Ao planejar um ensaio, a equipe verifica se o sistema tem capacidade para o transformador específico — tensão de ensaio adequada, faixa de capacitância compatível com as isolações a medir. Esse planejamento, somado ao domínio dos modos de medição, é o que garante um ensaio eficiente e confiável em campo.

## 10. Frequência variável e rejeição de interferência

Vale aprofundar o mecanismo da frequência variável, porque é o que distingue o CPC 100 de medidores de fator de potência tradicionais de frequência fixa. Em uma subestação energizada, os condutores e barramentos vivos induzem, no equipamento sob ensaio e nos cabos de medição, tensões e correntes na frequência da rede (50 ou 60 Hz). Essa interferência se soma ao sinal de ensaio. Se o ensaio fosse feito exatamente na frequência da rede, separar o sinal injetado da interferência seria muito difícil, e o resultado de  $\tan \delta$  — que depende de medir uma componente de perdas minúscula — ficaria comprometido.



Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 7** — Medindo em uma frequência próxima — mas diferente — da rede e analisando seletivamente por FFT, a interferência em 50/60 Hz é rejeitada, limpando a medição.

A solução do CPC 100 é injetar e medir em uma frequência próxima, mas distinta, da rede — por exemplo, 45 Hz ou 55 Hz — e analisar o sinal seletivamente por transformada de Fourier (FFT) nessa frequência específica. A interferência da rede, que está em 60 Hz, cai fora da banda de medição e é rejeitada por filtragem. O resultado é uma medição limpa, obtida sem precisar desligar o pátio ao redor. Para confirmar e refinar, o sistema pode medir em algumas frequências em torno da nominal e interpolar ou reportar o valor à frequência de interesse. Essa abordagem é o que viabiliza ensaios de fator de potência confiáveis em ambientes eletricamente ruidosos.

O benefício operacional é enorme. Em subestações onde desenergizar todo o pátio para ensaiar um único transformador seria caro ou inviável, a frequência variável permite ensaiar com o entorno energizado, desde que o transformador sob ensaio esteja, ele próprio, desenergizado, isolado e aterrado conforme a segurança exige. Isso reduz janelas de manobra, aumenta a disponibilidade e torna viável um acompanhamento periódico mais frequente — o que, por sua vez, melhora a qualidade da análise de tendência. A frequência

variável não é, portanto, um detalhe técnico, mas um recurso que muda a economia e a logística do diagnóstico de transformadores.

Convém notar que a frequência variável também é a base da resposta dielétrica em frequência (DFR), tratada adiante. O mesmo recurso que rejeita interferência na medição pontual permite varrer um espectro amplo de frequências para caracterizar a isolação. Assim, a frequência variável serve a dois propósitos complementares: medir melhor em condições ruidosas e medir mais — extraíndo da isolação informações que a frequência única não revela. É a versatilidade da fonte que sustenta ambas as capacidades.

## 11. Procedimento do ensaio de $\tan \delta$ e capacitância

Com a teoria estabelecida, o procedimento de ensaio se organiza em etapas claras. Tudo começa pela preparação e segurança: o transformador deve estar desenergizado, desconectado da rede em todos os terminais (AT, BT e, quando houver, terciário), com os para-raios e o neutro tratados conforme o procedimento, e aterrado de forma controlada. O tanque e o núcleo são aterrados. Só então o sistema de ensaio é conectado, com a fonte desligada. A segurança segue a NR-10, e a área é delimitada, pois o CP TD1 aplicará tensão elevada.

A seguir vem a preparação dos terminais: curto-circuitam-se entre si os terminais de cada enrolamento, transformando cada um em um eletrodo único. Conecta-se o cabo de alta tensão do CP TD1 ao enrolamento a energizar e os cabos de medição/guarda conforme o modo escolhido. É boa prática medir a temperatura do óleo (e, se possível, estimar a do enrolamento), pois a correção de temperatura será necessária na interpretação. Registra-se também a umidade relativa e as condições ambientais, que podem afetar correntes superficiais.

A execução percorre as combinações de conexão e modo para medir cada isolação: CHL por UST, CH e CL por GST-guard, e a verificação global por GST. Para cada medição, o sistema aplica a tensão de ensaio (frequentemente em torno da tensão de referência adequada à isolação) e registra  $\tan \delta$ , capacitância e a corrente. Quando se deseja avaliar a dependência da tensão, faz-se o ensaio em vários níveis de tensão para obter o tip-up; quando se deseja avaliar a umidade, faz-se a varredura em frequência (DFR). Cada resultado é registrado com suas condições — tensão, frequência, temperatura, modo — para garantir rastreabilidade e comparabilidade.

Por fim, a verificação de consistência e o encerramento: confere-se se a soma das componentes (CH + CHL) corresponde à medição global em GST, o que valida as conexões. Removem-se os cabos de ensaio com a fonte desligada, descarrega-se a isolação e restabelece-se a configuração original do transformador, conferindo aterramentos e conexões. Os resultados seguem para a etapa de interpretação — correção de temperatura, comparação com histórico e entre fases, confronto com limites normativos — que culmina no

relatório técnico. Esse fluxo disciplinado é o que garante que o ensaio produza um diagnóstico confiável, e não apenas um conjunto de números.

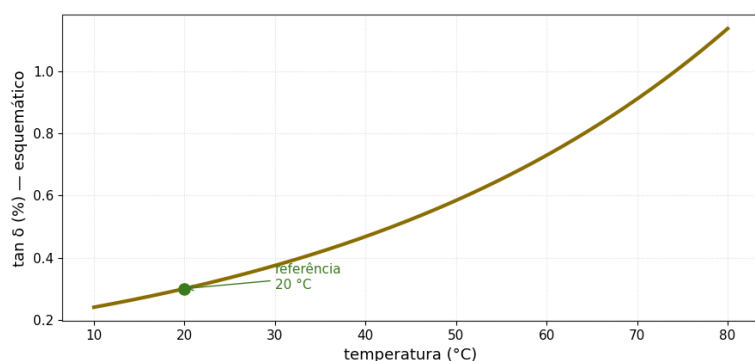


Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 8** — Sequência típica do ensaio: desenergizar e aterrar, conectar para CH/CL/CHL, medir  $\tan \delta$  e capacitância, DFR/tip-up, corrigir temperatura e elaborar o laudo.

## 12. Correção de temperatura

Um dos aspectos mais importantes — e mais negligenciados — da interpretação do fator de potência é a correção de temperatura. O  $\tan \delta$  da isolação papel-óleo varia com a temperatura, geralmente aumentando à medida que a temperatura sobe. Isso significa que uma mesma isolação, medida a 20 °C e a 50 °C, apresentará valores de  $\tan \delta$  diferentes — o valor mais alto na temperatura mais alta. Se ignorarmos a temperatura, uma medição feita com o transformador quente parecerá pior do que realmente é, e uma comparação com um histórico medido em temperatura diferente será enganosa.



### Por que corrigir

O  $\tan \delta$  tende a crescer com a temperatura.

Sem corrigir, uma leitura quente parece pior do que é.

Registre a temperatura e corrija para a referência antes de comparar com o histórico.

Evite fatores de correção

Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 9** — O  $\tan \delta$  cresce com a temperatura; comparações exigem corrigir as leituras para uma temperatura de referência (tipicamente 20 °C) antes de confrontar com o histórico.

Por isso, a prática correta é corrigir todas as leituras para uma temperatura de referência — tradicionalmente 20 °C — antes de compará-las entre si ou com limites. Historicamente, usavam-se tabelas de fatores de correção genéricos, fornecidos por normas e fabricantes. Esses fatores, porém, são aproximações, e a relação entre  $\tan \delta$  e temperatura depende do estado da isolação: uma isolação úmida tem uma dependência de temperatura diferente de uma seca. Por isso, abordagens modernas preferem, quando possível, determinar a correção

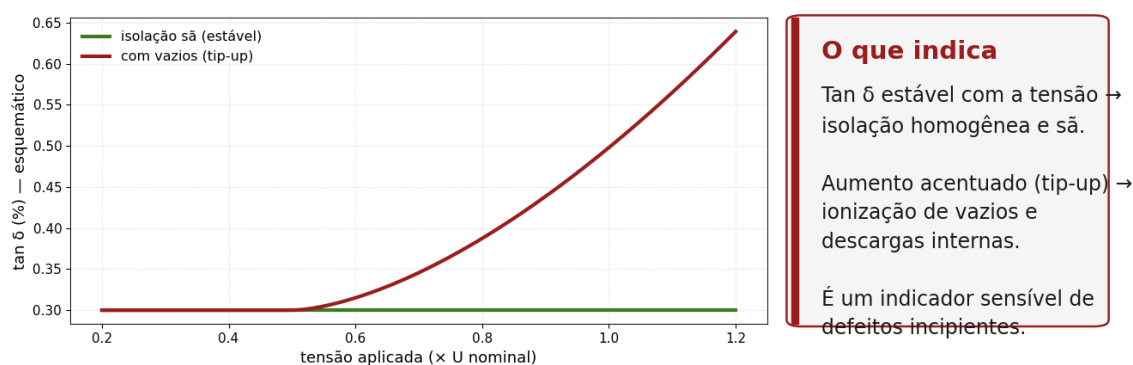
a partir da própria resposta dielétrica em frequência do transformador, que captura o comportamento real daquela isolação específica, em vez de aplicar um fator de tabela genérico.

A consequência prática é dupla. Primeiro, é indispensável registrar a temperatura em cada medição — sem ela, a correção é impossível e o dado perde valor para comparação. Segundo, deve-se evitar comparar leituras não corrigidas feitas em temperaturas diferentes, um erro que já levou a diagnósticos equivocados (um transformador “reprovado” apenas porque foi medido quente, ou “aprovado” porque foi medido frio). A correção de temperatura é, portanto, parte integrante da interpretação, e não um refinamento opcional. Um sistema como o CPC 100 com software adequado facilita essa correção, mas a responsabilidade de registrar a temperatura e aplicar a correção correta é do profissional.

Vale também lembrar que a temperatura do óleo medida no topo do tanque pode diferir da temperatura média da isolação, especialmente logo após o transformador sair de operação ou em climas com grande variação. O ideal é ensaiar com o transformador em equilíbrio térmico, ou ao menos registrar a melhor estimativa da temperatura da isolação. Em climas quentes como o do Nordeste brasileiro, onde a temperatura ambiente e a do óleo podem ser elevadas, esse cuidado é ainda mais relevante, pois leituras não corrigidas podem superestimar significativamente o  $\tan \delta$ .

### 13. Tip-up: a dependência do $\tan \delta$ com a tensão

Outra técnica diagnóstica valiosa é medir o  $\tan \delta$  em diferentes níveis de tensão e observar como ele varia — o chamado tip-up (ou voltage dependence). Em uma isolação homogênea e sã, o  $\tan \delta$  é praticamente constante com a tensão aplicada: dobrar a tensão não muda o fator de dissipação. Mas em uma isolação com vazios, bolhas ou cavidades, à medida que a tensão sobe, esses vazios começam a ionizar e a produzir descargas parciais, que dissipam energia adicional e fazem o  $\tan \delta$  subir com a tensão. Esse aumento — o tip-up — é uma assinatura sensível da presença de defeitos incipientes.



Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 10** — Em isolação sã, o  $\tan \delta$  é estável com a tensão; um aumento acentuado (tip-up) indica ionização de vazios e descargas internas.

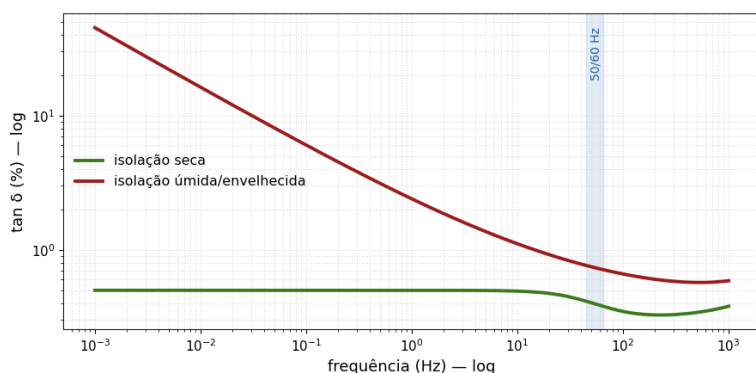
O procedimento consiste em medir o  $\tan \delta$  em uma série crescente de tensões — por exemplo, de uma fração da tensão nominal até a tensão de ensaio — e traçar a curva de  $\tan \delta$  versus tensão. Uma curva plana indica isolamento homogênea; uma curva que sobe acentuadamente a partir de certa tensão (a tensão de início de ionização) indica vazios ou descargas. A diferença entre o  $\tan \delta$  em alta tensão e em baixa tensão quantifica o tip-up. Esse ensaio é especialmente útil para detectar problemas que não aparecem em uma medição de tensão única, e complementa o  $\tan \delta$  pontual e a capacitância.

O tip-up é particularmente relevante para isolações que podem desenvolver descargas parciais internas, como certos tipos de buchas e isolações com defeitos de fabricação ou de envelhecimento. Em transformadores, ele ajuda a distinguir uma isolação simplesmente envelhecida (que pode ter  $\tan \delta$  elevado mas estável com a tensão) de uma isolação com defeitos ativos de descarga (que mostra tip-up). Essa distinção tem implicações de manutenção: a primeira pode ser acompanhada, a segunda demanda investigação mais urgente, possivelmente com medição de descargas parciais dedicada.

Como em todo o ensaio, o registro das condições é essencial. A curva de tip-up deve ser registrada com os níveis de tensão usados, a temperatura e a frequência, para que possa ser comparada em ensaios futuros. Um tip-up que surge ou aumenta entre uma campanha e a seguinte é um forte indicativo de degradação progressiva. O CPC 100 com o CP TD1 executa o ensaio em múltiplas tensões de forma controlada, e o software registra a curva, facilitando essa análise de tendência.

## 14. Resposta dielétrica em frequência (DFR) e umidade

Talvez o recurso mais sofisticado habilitado pela frequência variável seja a resposta dielétrica em frequência (DFR, também conhecida como FDS, Frequency Domain Spectroscopy). Em vez de medir o  $\tan \delta$  apenas em 50/60 Hz, a DFR mede o  $\tan \delta$  em uma faixa ampla de frequências — tipicamente de frações de milihertz a alguns quilohertz. A forma dessa curva de  $\tan \delta$  versus frequência carrega informação rica sobre o estado da isolação, em particular sobre o teor de umidade do papel e a condutividade do óleo.



### Como ler

A umidade eleva o  $\tan \delta$  principalmente em BAIXAS frequências.

Medir em várias frequências (DFR) revela teor de umidade do papel/óleo.

O CPC 100 + CP TD1 varrem a frequência além de 50/60 Hz.

Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 11** — A umidade eleva o  $\tan \delta$  principalmente em baixas frequências; medir em várias frequências (DFR) permite estimar o teor de umidade do papel.

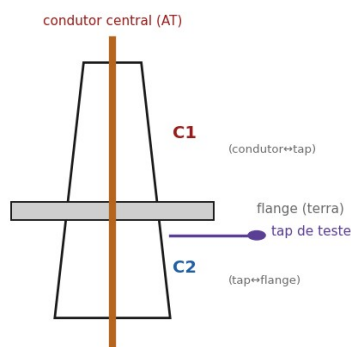
O princípio físico é que a umidade e a degradação afetam o tan  $\delta$  de forma dependente da frequência. Em baixas frequências, a isolação úmida apresenta tan  $\delta$  muito mais alto do que a seca, enquanto em altas frequências a diferença diminui. A curva de DFR de uma isolação seca tem uma forma característica, com um mínimo em uma certa faixa; à medida que a umidade aumenta, esse mínimo se desloca e o tan  $\delta$  em baixas frequências sobe. Comparando a curva medida com curvas-modelo de isolações com diferentes teores de umidade (a uma dada temperatura), softwares de análise estimam o teor de umidade do papel — um dado que a medição em frequência única simplesmente não fornece.

Essa capacidade é extremamente valiosa porque a umidade é a principal causa de degradação acelerada e uma das mais difíceis de avaliar. Medir água apenas no óleo subestima o problema, já que a maior parte da água fica no papel. A DFR, por ser sensível à umidade do papel, oferece uma estimativa mais representativa do estado real da isolação. Além disso, como já mencionado, a DFR fornece a base para uma correção de temperatura mais precisa do tan  $\delta$ , capturando o comportamento real daquela isolação em vez de aplicar um fator genérico.

O CPC 100 com o CP TD1 viabiliza a DFR justamente por sua fonte de frequência variável, que pode aplicar e medir em uma faixa ampla de frequências. Na prática, a DFR leva mais tempo que uma medição pontual (especialmente as frequências muito baixas, que exigem ciclos longos), mas entrega uma riqueza diagnóstica que justifica o investimento de tempo em ativos críticos ou em casos onde se suspeita de umidade. É uma das técnicas que elevam o ensaio de fator de potência de uma simples verificação para uma avaliação profunda do estado da isolação.

## 15. Fator de potência de buchas: C1 e C2

As buchas são um dos componentes mais críticos de um transformador e uma das principais causas de falhas catastróficas — frequentemente com incêndio. Por isso, o ensaio de fator de potência de buchas merece atenção especial. As buchas de alta tensão modernas são, em geral, buchas capacitivas, construídas com camadas condutoras intercaladas na isolação (papel impregnado de óleo ou resina) para controlar a distribuição do campo elétrico. Essa construção cria duas capacitâncias mensuráveis, acessíveis por um tap de teste (test tap) na flange da bucha.



### C1 e C2

C1: isolamento principal entre o condutor e o tap — medida por UST a partir do tap.

C2: do tap ao flange aterrado — medida por GST.

Desvios de C1/C2 e do  $\tan \delta$  apontam umidade e perda de camadas capacitivas.

Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 12** — Buchas capacitivas têm um tap de teste que separa a isolamento principal C1 (condutor ↔ tap) da secundária C2 (tap ↔ flange aterrada).

A capacitância C1 é a isolamento principal, entre o condutor central (alta tensão) e o tap de teste. É a isolamento mais importante da bucha, e seu  $\tan \delta$  e capacitância são os principais indicadores de saúde. C1 é medida tipicamente em modo UST, energizando o condutor central e fazendo a leitura no tap de teste. A capacitância C2 é a isolamento entre o tap de teste e a flange aterrada, uma capacitância menor, medida em modo GST a partir do tap. Acompanhar C1, C2 e seus  $\tan \delta$  ao longo do tempo é a forma mais eficaz de detectar degradação de buchas antes da falha.

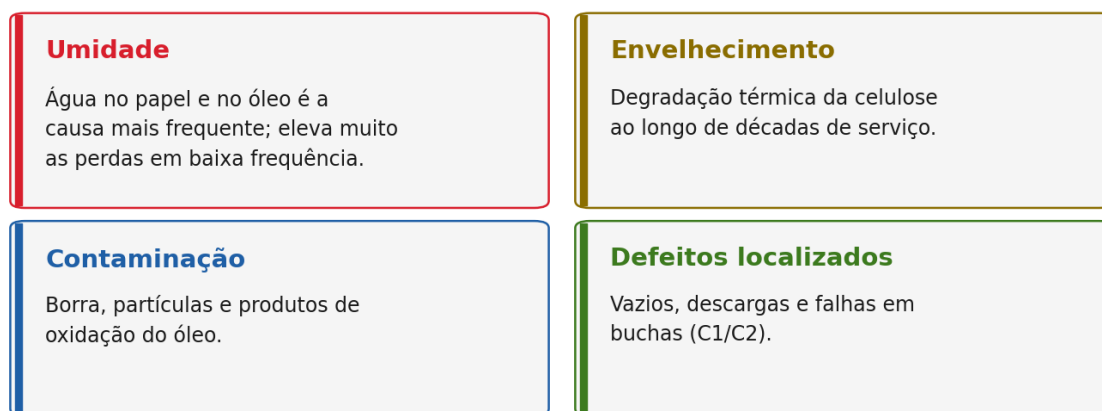
Os defeitos típicos de buchas têm assinaturas claras. O curto-circuito de camadas capacitivas em C1 aumenta a capacitância C1 (em uma fração correspondente às camadas afetadas) e eleva o  $\tan \delta$  — é um defeito perigoso e progressivo. O ingresso de umidade eleva o  $\tan \delta$ . A perda do óleo ou a deterioração da isolamento também se manifestam. Um aumento de capacitância C1 de poucos pontos percentuais, ou um  $\tan \delta$  que cresce ano a ano, são alertas que justificam a substituição programada da bucha — evitando uma falha que poderia danificar o transformador inteiro e causar incêndio. É difícil exagerar a importância do monitoramento de buchas.

Na prática, o ensaio de fator de potência das buchas é feito junto com o do transformador, aproveitando a mesma desenergização e o mesmo equipamento. Mede-se cada bucha de cada fase, registrando C1, C2 e os respectivos  $\tan \delta$ , e comparam-se as três fases entre si (que deveriam ser semelhantes) e com o histórico e os valores de placa. Buchas de fases diferentes do mesmo lote são excelentes referências mútuas: uma bucha destoante chama imediatamente a atenção. Esse acompanhamento sistemático das buchas é uma das aplicações de maior retorno do ensaio de fator de potência.

## 16. Causas de fator de potência elevado

Reunindo o que vimos, vale catalogar as causas de um fator de potência acima do esperado, porque o diagnóstico consiste justamente em identificar qual delas está em jogo. A primeira e mais frequente é a umidade. Água no papel e no óleo eleva acentuadamente as perdas dielétricas, especialmente em baixas frequências (o que a DFR detecta). A umidade pode vir

de respiração inadequada, vedações deficientes, ou ser produto da própria degradação do papel. É a causa que mais frequentemente está por trás de um tan  $\delta$  alto, e a DFR é a ferramenta de eleição para confirmá-la.



Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 13** — As quatro grandes famílias por trás de um tan  $\delta$  acima do esperado: umidade, envelhecimento térmico, contaminação e defeitos localizados.

A segunda causa é o envelhecimento térmico da celulose. Ao longo de décadas, o papel se degrada, e as perdas dielétricas aumentam gradualmente. Esse aumento é normalmente lento e difuso, refletindo o envelhecimento natural do ativo. A análise de gases dissolvidos (com furano e CO/CO<sub>2</sub>) complementa o fator de potência na avaliação desse envelhecimento. A terceira causa é a contaminação: borra (sludge), partículas, produtos de oxidação do óleo e contaminantes condutivos elevam as perdas. A regeneração ou troca do óleo pode, em alguns casos, reduzir o tan  $\delta$  quando a causa é contaminação do óleo, embora a umidade do papel persista.

A quarta família são os defeitos localizados: vazios que ionizam (detectáveis por tip-up), defeitos em buchas (camadas em curto, detectáveis por C1/C2), e problemas em isolações específicas que aparecem ao decompor as medições por modo (CH, CL, CHL). A vantagem do ensaio completo é justamente poder localizar o problema: um tan  $\delta$  alto generalizado aponta para umidade ou envelhecimento; um tan  $\delta$  alto em uma isolação específica ou em uma bucha aponta para um defeito localizado. Essa capacidade de localização orienta a ação corretiva.

O diagnóstico, portanto, raramente se baseia em um único número. Ele combina o tan  $\delta$  e a capacitância de cada isolação, a DFR (para umidade), o tip-up (para vazios), as buchas (C1/C2), a correção de temperatura, a comparação entre fases e o histórico, e o confronto com ensaios complementares (DGA, SFRA, resistência de isolamento). É a síntese de todas essas informações que permite afirmar não apenas “o tan  $\delta$  está alto”, mas “o tan  $\delta$  está alto por causa de umidade no papel, confirmada pela DFR, sem defeito localizado de bucha” — uma conclusão que orienta a decisão (por exemplo, secagem da isolação) com fundamento técnico.

## 17. Interpretação: histórico, fases e norma

Interpretar o fator de potência é onde o conhecimento de engenharia faz a maior diferença, porque um número absoluto, isolado, diz muito menos do que o mesmo número em contexto. Há três pilares de interpretação, e o profissional experiente usa os três em conjunto. O primeiro é a comparação com valores de referência normativos e do fabricante. Existem faixas indicativas para o que se considera uma isolação em boas condições, aceitável ou degradada, mas esses limites variam com a tecnologia (papel-óleo, resina), o tipo de equipamento, a tensão e a edição da norma. Por isso, devem ser tomados como referência e confirmados na norma vigente, nunca como um veredito absoluto e universal.

Faixa (referência)	Leitura típica	Ação sugerida
<b>Baixo / estável</b>	Isolação em boas condições	Manter rotina
<b>Moderado / subindo</b>	Envelhecimento/umidade inicial	Reduzir intervalo, investigar
<b>Alto</b>	Degradação significativa	Diagnóstico aprofundado / ação
<b>Tip-up acentuado</b>	Vazios e ionização	Investigar descargas

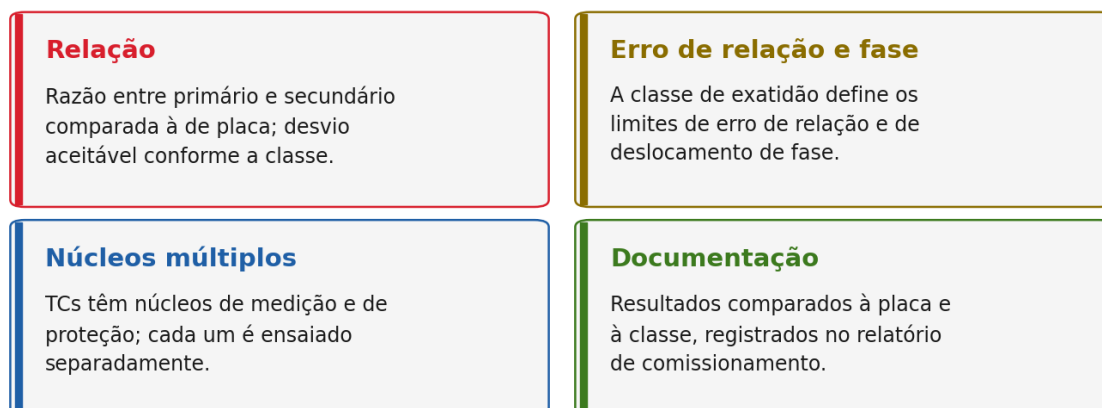
Não existe número universal: avalie contra o histórico do ativo, entre as três fases e na norma vigente, sempre com correção de temperatura.

*Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo*

**Figura 14** — A interpretação combina faixas de referência, comparação entre fases e análise de tendência — sempre com correção de temperatura.

O segundo pilar, e talvez o mais poderoso, é a análise de tendência histórica. Cada transformador é sua própria melhor referência. Comparar a medição atual com medições anteriores do mesmo ativo — todas corrigidas para a mesma temperatura — revela degradação em curso com sensibilidade muito maior do que qualquer limite absoluto. Um tan  $\delta$  que se mantém estável ao longo dos anos indica isolação estável; um tan  $\delta$  que cresce de forma consistente indica degradação progressiva, mesmo que o valor absoluto ainda esteja dentro de faixas “aceitáveis”. É a tendência, mais do que o valor pontual, que antecipa a falha.

O terceiro pilar é a comparação entre fases e entre equipamentos irmãos. As três fases de um transformador, ou três buchas do mesmo lote, deveriam apresentar tan  $\delta$  e capacitâncias semelhantes. Uma fase ou bucha destoante chama imediatamente a atenção e frequentemente aponta para um defeito localizado. Essa comparação é especialmente útil quando não há histórico disponível, pois fornece uma referência interna imediata. A combinação dos três pilares — norma, histórico e comparação — é o que transforma uma tabela de números em um diagnóstico fundamentado.



Tecnvolt Engenharia — conteúdo técnico educativo

**Figura 15** — A interpretação se apoia em critérios normativos, mas o histórico do próprio ativo e a comparação entre fases pesam tanto quanto os limites absolutos.

Há ainda uma armadilha de interpretação que merece destaque: aplicar limites sem correção de temperatura, ou comparar leituras em temperaturas diferentes. Como vimos, o  $\tan \delta$  varia com a temperatura, e qualquer comparação ou confronto com limites exige correção para a temperatura de referência. Outra armadilha é misturar grandezas (fator de potência IEEE versus  $\tan \delta$  IEC) ou aplicar limites de uma tecnologia a outra. O antídoto é o rigor: registrar todas as condições, corrigir a temperatura, usar referências consistentes e contextualizar cada número. Um laudo que apresenta o  $\tan \delta$  corrigido, comparado ao histórico e entre fases, com o critério normativo explícito, é infinitamente mais confiável do que um que apenas lista valores.

## 18. Umidade: o problema central e o que fazer

Dado que a umidade é a causa mais frequente e mais perigosa de degradação, vale dedicar atenção ao que fazer quando o diagnóstico a identifica. A umidade no sistema papel-óleo é especialmente insidiosa porque a maior parte da água fica retida no papel, não no óleo, e o equilíbrio entre os dois depende da temperatura. Em temperaturas mais altas, mais água migra do papel para o óleo; em temperaturas mais baixas, retorna ao papel. Isso significa que uma medição de água no óleo, sozinha, pode subestimar gravemente a umidade total do sistema — e é por isso que a DFR, sensível à umidade do papel, é tão valiosa.

Quando o diagnóstico confirma umidade elevada (por DFR e  $\tan \delta$ ), as opções de tratamento incluem a secagem da isolamento. Há diversos métodos, como a circulação de óleo quente sob vácuo, a secagem por baixa frequência, e processos em fábrica para casos severos. A escolha depende da severidade, da criticidade do ativo e da viabilidade operacional. O ponto importante é que a decisão de secar — uma intervenção de custo não desprezível — deve ser fundamentada em um diagnóstico sólido, e o fator de potência com DFR é justamente a base desse diagnóstico. Secar sem necessidade desperdiça recursos; não secar quando necessário acelera a falha.

Após uma intervenção de secagem, o fator de potência e a DFR servem também para verificar a eficácia: comparam-se as curvas antes e depois para confirmar a redução da umidade.

Esse uso “antes e depois” é uma aplicação elegante do ensaio, transformando-o de ferramenta de diagnóstico em ferramenta de validação de manutenção. O mesmo vale para a regeneração ou troca de óleo: o fator de potência ajuda a avaliar o impacto da intervenção, lembrando que tratar o óleo não remove a umidade do papel, que pode reequilibrar-se com o óleo novo.

A prevenção, naturalmente, é melhor que a correção. Manter as vedações íntegras, o sistema de respiração (sílica-gel ou desumidificadores) em boas condições, e monitorar periodicamente o fator de potência e a umidade evita que o problema chegue a estágios severos. Em ambientes úmidos e quentes, como boa parte do Nordeste, esse cuidado preventivo é ainda mais importante. O acompanhamento periódico do  $\tan \delta$  e da DFR é, nesse sentido, parte de uma estratégia de gestão de umidade que protege a vida útil do transformador.

## 19. O fator de potência no conjunto de ensaios do transformador

O fator de potência não atua sozinho; ele faz parte de um conjunto de ensaios de diagnóstico que, combinados, dão a visão completa do transformador. Entender como ele se relaciona com os demais é essencial para um diagnóstico robusto. A análise de gases dissolvidos (DGA) é o complemento mais importante: enquanto o fator de potência mede o estado dielétrico, a DGA detecta os subprodutos gasosos de falhas térmicas e elétricas (arcos, sobreaquecimento, descargas), além do furano, que indica degradação da celulose. Um  $\tan \delta$  elevado por envelhecimento térmico costuma vir acompanhado de assinaturas na DGA, e os dois ensaios se confirmam mutuamente.

A resposta em frequência por varredura (SFRA, Sweep Frequency Response Analysis) é outro complemento poderoso, voltado à integridade mecânica dos enrolamentos. Após um curto-circuito passante ou um transporte, os enrolamentos podem se deslocar, e o SFRA detecta essas alterações geométricas comparando a assinatura de frequência atual com uma de referência. Curiosamente, a capacitância medida no ensaio de fator de potência também é sensível a deslocamentos, de modo que os dois ensaios se complementam na avaliação mecânica. O CPC 100 cobre o fator de potência; o SFRA é feito por equipamento dedicado, e ambos integram um diagnóstico completo.

A resistência de isolamento e os índices derivados (índice de polarização, absorção dielétrica) dão uma visão grosseira e rápida do estado da isolação, útil como triagem, mas muito menos sensível e específica que o fator de potência. A resistência de enrolamento (por corrente contínua) e a relação de transformação avaliam a integridade elétrica dos enrolamentos e do comutador — e, notavelmente, o próprio CPC 100 executa esses ensaios, de modo que uma única plataforma cobre boa parte do comissionamento e do diagnóstico do transformador. Assim, em uma mesma intervenção, com o transformador desenergizado, a equipe pode levantar resistência de enrolamento, relação, fator de potência e capacitância, entregando um diagnóstico abrangente.

A lição é que o fator de potência deve ser interpretado dentro desse contexto mais amplo. Um  $\tan \delta$  elevado ganha significado quando confrontado com a DGA, a umidade do óleo, o histórico e os demais ensaios. Por exemplo:  $\tan \delta$  alto + DFR indicando umidade + água elevada no óleo + furano na DGA desenham um quadro coerente de isolamento úmido e envelhecida; já  $\tan \delta$  alto isolado em uma bucha, com as demais isolações normais, aponta para um defeito localizado de bucha. É a convergência das evidências que sustenta um diagnóstico confiável e a decisão de manutenção dele decorrente.

## 20. Procedimento de campo e segurança

A execução segura do ensaio em campo merece detalhamento, porque o CP TD1 aplica tensões elevadas e o transformador armazena energia capacitiva. Tudo começa com o planejamento: reúnem-se os dados de placa do transformador e das buchas, os valores de fábrica de capacitância e  $\tan \delta$  quando disponíveis, o histórico de ensaios e a configuração (dois ou três enrolamentos, autotransformador). Define-se o plano de ensaio — quais isolações medir, em quais modos — e verifica-se a capacidade do CPC 100 + CP TD1 para o equipamento. Planeja-se a janela, a desenergização e o acesso.

No local, a segurança é a prioridade absoluta. O transformador deve ser desenergizado, desconectado da rede em todos os terminais, bloqueado e etiquetado (LOTO), e aterrado de forma controlada. O tanque e o núcleo são aterrados conforme o procedimento. As conexões de ensaio são feitas com a fonte desligada. Durante a aplicação de tensão, a área é delimitada e sinalizada, e a equipe mantém distância segura, ciente de que o CP TD1 gera tensão perigosa. Entre etapas e ao final, a isolação é descarregada antes de qualquer manuseio — a energia capacitiva armazenada pode ser letal mesmo após desligar a fonte.

### Aviso de segurança

O CPC 100 e o CP TD1 geram tensões perigosas, e a isolação do transformador armazena energia capacitiva. Os ensaios devem ser executados por profissional treinado, com o transformador desenergizado, isolado, bloqueado e aterrado conforme a NR-10. Descarregue a isolação entre etapas e antes de qualquer manuseio. Os valores numéricos deste guia são de referência — confirme nas especificações do equipamento e na edição vigente das normas.

A execução segue o plano: medem-se as isolações nos modos adequados, registrando  $\tan \delta$ , capacitância, tensão, frequência e temperatura de cada medição; realiza-se o tip-up e a DFR quando previstos; ensaiam-se as buchas (C1/C2). Faz-se a verificação de consistência (soma das componentes versus GST). Ao final, descarrega-se a isolação, removem-se os cabos com a fonte desligada e restabelece-se a configuração original, conferindo aterramentos. Os dados seguem para a interpretação — correção de temperatura, comparação com histórico e entre fases, confronto com norma — e para o relatório técnico com ART, que documenta resultados, conclusões e recomendações. Esse rigor de procedimento é o que garante segurança e confiabilidade.

Vale reforçar um cuidado específico de transformadores: o tratamento do neutro, dos para-raios e de eventuais conexões de TC de bucha durante o ensaio. Esses elementos podem criar caminhos de corrente que alteram a medição se não forem adequadamente isolados ou aterrados conforme o procedimento. Seguir um procedimento documentado, específico para a configuração do transformador, e conferir cada conexão antes de aplicar tensão, evita tanto erros de medição quanto riscos de segurança. A disciplina de procedimento é, mais uma vez, o que separa um ensaio profissional de uma improvisação perigosa.

## 21. Erros comuns e como evitá-los

A experiência mostra que a maioria dos problemas no ensaio de fator de potência vem de descuidos evitáveis, não da complexidade do método. O primeiro grupo é o de temperatura: medir sem registrar a temperatura, ou comparar leituras em temperaturas diferentes sem correção, é o erro mais comum e o que mais leva a diagnósticos equivocados. A defesa é registrar sempre a temperatura e corrigir todas as leituras para a referência antes de qualquer comparação. Idealmente, ensaiar com o transformador em equilíbrio térmico.

O segundo grupo é o de conexões e modos: escolher o modo errado (GST quando se queria UST, por exemplo), deixar um terminal flutuante quando deveria estar aterrado ou no guard, ou não curto-circuitar os terminais de um enrolamento. Esses erros produzem resultados que não fazem sentido físico. A defesa é entender o que cada modo mede, seguir um procedimento documentado e fazer a verificação de consistência (soma das componentes versus GST), que flagra a maioria dos erros de conexão.

O terceiro grupo é o de interferência e ruído: medir em ambiente eletricamente ruidoso sem aproveitar a frequência variável, ou com cabos mal posicionados, contamina a medição da pequena componente de perdas. A defesa é usar o recurso de frequência variável do CPC 100, que rejeita a interferência da rede, e cuidar do arranjo dos cabos. O quarto grupo é o de interpretação: tomar um valor absoluto como veredito sem contexto de histórico, fases e norma; misturar fator de potência e  $\tan \delta$ ; ou aplicar limites de uma tecnologia a outra. A defesa é a interpretação em contexto, com os três pilares (norma, histórico, comparação) e a correção de temperatura.

O quinto grupo é o de segurança: manusear a isolação sem descarregá-la, trabalhar sem desenergização e aterramento adequados, ou negligenciar a delimitação da área. Esses erros não se corrigem — previnem-se com procedimento e disciplina. E o sexto é o de registro: não documentar as condições (tensão, frequência, temperatura, modo), o que torna o dado inútil para comparação futura. Um ensaio sem registro completo perde grande parte do seu valor preditivo. Catalogar e evitar esses erros é uma das formas mais eficazes de elevar a qualidade do trabalho.

## 22. Estudos de caso ilustrativos

Para conectar a teoria à prática, vale percorrer três situações típicas, descritas de forma genérica. O primeiro caso é o de umidade detectada por DFR. Um transformador apresentava  $\tan \delta$  em 60 Hz no limite superior do aceitável, sem conclusão clara. A medição de DFR mostrou  $\tan \delta$  acentuadamente elevado em baixas frequências, com a curva característica de isolamento úmida, e a análise estimou um teor de umidade do papel elevado. A água no óleo, isoladamente, não havia acusado a gravidade. Com o diagnóstico de umidade confirmado pela DFR, programou-se a secagem da isolação; medições posteriores confirmaram a redução do  $\tan \delta$  em baixas frequências. O caso ilustra como a DFR revela o que a medição pontual não mostra.

O segundo caso é o de bucha com camada capacitiva em curto. No acompanhamento periódico, a capacitância C1 de uma bucha de uma fase apresentou aumento de poucos pontos percentuais em relação ao valor de placa e ao histórico, com o  $\tan \delta$  também elevado, enquanto as buchas das outras duas fases permaneciam estáveis. A comparação entre fases tornou o desvio evidente. O diagnóstico apontou curto de camada(s) capacitiva(s) em C1, um defeito progressivo e perigoso. A bucha foi substituída de forma programada, evitando uma possível falha catastrófica. O caso mostra o valor do monitoramento de C1/C2 e da comparação entre fases.

O terceiro caso é o de tip-up revelando vazios. Um transformador com  $\tan \delta$  pontual aparentemente normal apresentou, no ensaio de tip-up, aumento acentuado do  $\tan \delta$  com a tensão, indicando ionização de vazios e descargas internas. A medição complementar de descargas parciais confirmou atividade. O defeito, que não aparecia em uma medição de tensão única, foi identificado pelo tip-up e levou a uma investigação mais aprofundada. O caso ilustra por que o tip-up complementa o  $\tan \delta$  pontual e detecta defeitos incipientes que de outra forma passariam despercebidos.

Os três casos compartilham uma lição: o diagnóstico robusto vem da combinação de técnicas e do contexto, não de um número isolado. DFR para umidade, comparação entre fases e capacitância para buchas, tip-up para vazios — cada técnica revela uma classe de problema, e o ensaio completo, interpretado com método, localiza e caracteriza a degradação. É essa abordagem abrangente que o CPC 100 com o CP TD1 viabiliza em campo, em tempo compatível com janelas reais de manutenção.

## 23. Normas e referências aplicáveis

O ensaio de fator de potência se ancora em um conjunto de normas e guias, e conhecê-los ajuda a especificar serviços e interpretar resultados. No universo norte-americano, amplamente adotado na indústria, a referência central para ensaios de campo de transformadores é a IEEE C57.152 (Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors), que cobre o fator de potência, a capacitância, os modos de medição e a interpretação. Para ensaios de fábrica e de rotina, a IEEE C57.12.90

traz métodos de ensaio, incluindo o fator de potência da isolação. Essas normas trazem as faixas de referência, os procedimentos e as definições — sempre a confirmar na edição vigente.

No universo IEC, a série IEC 60076 trata dos transformadores de potência, com partes dedicadas a ensaios. A tradição IEC usa o  $\tan \delta$  (fator de dissipação), enquanto a IEEE usa o fator de potência ( $\cos \theta$ ), uma diferença de definição que, como vimos, é numericamente desprezível para isolações boas mas precisa ser conhecida. No Brasil, a ABNT mantém normas correspondentes a transformadores e seus ensaios, frequentemente harmonizadas com a IEC. E a NR-10 (com a NR-10 SEP para o setor elétrico de potência) rege a segurança de toda a atividade de campo.

Para buchas, há normas específicas que tratam de capacitância e fator de potência de C1 e C2, com valores de referência e critérios de avaliação. Para o óleo isolante, normas de ensaios físico-químicos (incluindo a medição de água e do próprio fator de potência do óleo) complementam a avaliação. O conjunto — IEEE C57.152 e C57.12.90, IEC 60076, normas de buchas e de óleo, ABNT e NR-10 — forma a moldura dentro da qual o ensaio de fator de potência é especificado, executado e interpretado.

Uma recomendação ética e prática sobre normas: não memorize limites soltos. As faixas de  $\tan \delta$  consideradas boas, aceitáveis ou ruins variam com a tecnologia, o tipo de equipamento, a tensão e a edição da norma. O profissional confiável cita a norma pelo escopo e busca o valor exato na edição vigente, em vez de aplicar de memória um limite que pode estar desatualizado ou pertencer a outra tecnologia. Os valores deste guia são, por isso, sempre apresentados como referência, com o lembrete de confirmar na fonte normativa. Essa postura protege o cliente e a credibilidade técnica.

## 24. Periodicidade, manutenção preditiva e gestão de ativos

O fator de potência atinge seu maior valor quando aplicado de forma periódica, dentro de uma estratégia de manutenção preditiva. A periodicidade depende da criticidade do ativo, da idade, das condições ambientais e do histórico, e deve constar de um plano de manutenção. Transformadores críticos, antigos, em ambientes agressivos (litoral, alta umidade, contaminação industrial), ou com histórico de problemas, merecem acompanhamento mais frequente. O importante é a regularidade, que permite construir a série histórica.

A grande virtude do fator de potência para a preditiva é a análise de tendência. Como o ensaio é repetível e os resultados são registrados de forma rastreável (especialmente com um sistema guiado como o CPC 100), constrói-se, para cada transformador e cada bucha, uma série temporal de  $\tan \delta$  e capacitância — todas corrigidas para a mesma temperatura. A análise dessa série detecta degradação em curso antes da falha: um  $\tan \delta$  que sobe ano a ano, uma capacitância de bucha que deriva, uma curva de DFR que se desloca para o lado úmido. Essa antecipação é a essência da preditiva — intervir com base em evidência de degradação, não em falha consumada nem em calendário cego.

Do ponto de vista da gestão de ativos, esses dados alimentam decisões de investimento e de risco. Saber quais transformadores se aproximam do fim da vida da isolação, quais buchas mostram tendência de degradação, e quais precisam de secagem permite priorizar intervenções, programar paradas e dimensionar sobressalentes (buchas e até transformadores de reserva). Em uma frota grande, essa visão baseada em dados evita tanto a substituição prematura (desperdício de ativo ainda bom) quanto a tardia (risco de falha catastrófica). O ensaio, nesse contexto, deixa de ser um custo pontual e passa a ser uma fonte de informação estratégica.

Há ainda um valor de longo prazo na documentação. Cada ensaio bem documentado é um ponto que, ao longo dos anos, conta a história da isolação de cada transformador. Uma empresa que mantém esse histórico organizado tem, na prática, um sistema de inteligência sobre a saúde da sua frota — valor crescente à medida que os ativos envelhecem. O fator de potência com o CPC 100, por gerar resultados rastreáveis e padronizados, é base natural para essa inteligência, desde que acompanhado de uma disciplina de documentação à altura. Transformar medições pontuais em conhecimento acumulado é o que distingue uma gestão de ativos madura.

## 25. O acessório CP TD1 em detalhe

Vale aprofundar o papel do acessório que torna o ensaio possível. O CP TD1 é o módulo que adiciona ao CPC 100 a capacidade de medir tangente delta e capacitância em alta tensão. Ele combina uma fonte de tensão elevada (a confirmar nas especificações, tipicamente até a faixa de 12 kV) com instrumentação de altíssima precisão, capaz de separar a corrente capacitiva da diminuta corrente de perdas. Essa precisão é o requisito crítico: medir um tan  $\delta$  de frações de por cento exige resolver uma componente de perdas que é uma parcela ínfima da corrente total, o que demanda eletrônica de medição refinada e técnicas de rejeição de ruído.

A combinação CPC 100 + CP TD1 herda do CPC 100 a frequência variável, o que diferencia esse sistema dos medidores de fator de potência tradicionais de 50/60 Hz fixos. Essa herança habilita tanto a rejeição de interferência em pátios energizados quanto a resposta dielétrica em frequência (DFR) para avaliação de umidade. Assim, o CP TD1 não é apenas uma “fonte de alta tensão com medidor de tan  $\delta$ ”: é parte de um sistema que mede melhor (rejeitando ruído) e mede mais (varrendo frequências), agregando capacidades diagnósticas que vão além do tan  $\delta$  pontual.

O CP TD1 mede a isolação de uma ampla gama de equipamentos, não só transformadores: buchas, TCs, TPs, divisores capacitivos de TPCs, isoladores e capacitores. Isso o torna uma ferramenta versátil para o comissionamento e a manutenção de toda a subestação. Em uma mesma campanha, com o transformador e os equipamentos adjacentes desenergizados, a equipe pode avaliar a isolação de múltiplos ativos com o mesmo sistema, padronizando procedimentos e relatórios. Essa versatilidade amplia o retorno do investimento no equipamento e na competência da equipe.

É importante, ao planejar, confirmar que a tensão de ensaio e a faixa de capacitância do CP TD1 são adequadas ao equipamento específico. Para a maioria dos transformadores e buchas, a tensão típica do CP TD1 é suficiente, mas equipamentos de capacitância muito alta ou muito baixa, ou que exijam tensões de ensaio particulares, demandam verificação prévia. Esse planejamento, somado ao domínio dos modos de medição e da interpretação, é o que garante um ensaio eficiente e confiável. O CP TD1 é a peça que viabiliza tecnicamente o ensaio, mas é o conhecimento da equipe que o transforma em diagnóstico.

## 26. Método moderno x métodos tradicionais

Vale contrastar o ensaio com o CPC 100 + CP TD1 com os medidores de fator de potência tradicionais, para situar o ganho. Os equipamentos clássicos de fator de potência operam em frequência fixa (50/60 Hz) e fornecem  $\tan \delta$  e capacitância em 10 kV (ou tensão similar). São equipamentos consagrados e confiáveis, mas têm duas limitações que o sistema moderno supera. A primeira é a sensibilidade à interferência em pátios energizados: em frequência fixa igual à da rede, separar o sinal de ensaio da interferência induzida é difícil, e a medição pode ficar comprometida em ambientes ruidosos.

A segunda limitação é a incapacidade de fazer resposta dielétrica em frequência. Um equipamento de frequência fixa entrega o  $\tan \delta$  apenas em 50/60 Hz, perdendo toda a informação sobre umidade do papel que a varredura de frequência revela. O sistema moderno, com sua fonte de frequência variável, supera ambas as limitações: rejeita a interferência medindo fora da frequência da rede, e habilita a DFR. Some-se a isso a integração com software que guia o ensaio, automatiza sequências, registra resultados de forma rastreável e auxilia na correção de temperatura e na análise.

O ganho, portanto, não é só de conveniência, mas de qualidade e de profundidade diagnóstica. A rejeição de interferência melhora a confiabilidade em campo; a DFR adiciona a avaliação de umidade; a automação e o registro melhoram a consistência e potencializam a análise de tendência. Em ativos críticos, onde a decisão de intervir ou não tem grande impacto econômico, essa profundidade adicional justifica amplamente a escolha do método moderno. O equipamento tradicional ainda cumpre seu papel, mas o sistema de frequência variável representa um salto de capacidade.

Como sempre, vale a ressalva: o equipamento não substitui o conhecimento. Um sistema avançado nas mãos de quem não entende os modos de medição, a correção de temperatura ou a interpretação em contexto produzirá relatórios bonitos e conclusões frágeis. O valor está na combinação de uma ferramenta poderosa com um profissional que domina a física da isolação, conhece as normas e lê os números com rigor. É essa combinação que este guia procura fortalecer, e é ela que entrega diagnósticos que realmente protegem o ativo.

## 27. Armadilhas de interpretação

Mesmo profissionais experientes tropeçam em algumas armadilhas específicas do fator de potência. A primeira é ignorar a correção de temperatura, já tratada, mas que merece repetição por ser a mais frequente: comparar leituras quentes e frias sem corrigir leva a conclusões erradas. A segunda é confundir fator de potência (IEEE) e  $\tan \delta$  (IEC): embora numericamente próximos para isolações boas, são definições distintas, e os limites devem ser comparados com a grandeza correta.

A terceira armadilha é aplicar limites de uma tecnologia ou equipamento a outro: as faixas de referência para a isolação principal de um transformador, para uma bucha, para um TC ou para o óleo são diferentes, e usar o limite errado distorce o diagnóstico. A quarta é tomar um valor absoluto isolado como veredito, ignorando o histórico, a comparação entre fases e a tendência — que frequentemente dizem mais do que o número pontual. A quinta é olhar só o  $\tan \delta$  e ignorar a capacitância, perdendo a informação geométrica que detecta camadas em curto e deslocamentos.

A sexta armadilha é negligenciar a verificação de consistência entre os modos de medição: sem conferir que a soma das componentes bate com a medição global, erros de conexão passam despercebidos e contaminam o diagnóstico. A sétima é medir em ambiente ruidoso sem usar a frequência variável, aceitando uma medição contaminada por interferência. Em todas essas armadilhas, o antídoto é o mesmo: rigor metodológico, registro completo das condições, correção de temperatura, uso das referências corretas e interpretação em contexto. Esse rigor é o que separa um laudo confiável de um relatório que apenas parece confiável.

Há também uma armadilha mais sutil: a tentação de “explicar” um resultado ruim com causas externas (temperatura, umidade superficial, interferência) sem investigá-las de fato. Às vezes essas causas são reais e tornam a leitura artificialmente alta; outras vezes são desculpas que mascaram um problema real. O profissional rigoroso investiga: corrige a temperatura, repete em condições controladas, usa o anel de guarda contra correntes superficiais, aplica a frequência variável contra interferência — e só então conclui. Distinguir o efeito espúrio do problema real é a essência da boa interpretação.

## 28. O fator de potência no comissionamento da subestação

O ensaio de fator de potência do transformador não acontece isoladamente; ele integra o comissionamento e a manutenção da subestação, ao lado de outros ensaios que o próprio CPC 100 executa. No comissionamento de um transformador novo, o fator de potência cria a linha de base: a primeira medição de  $\tan \delta$  e capacitância de cada isolação e de cada bucha, com a qual todas as medições futuras serão comparadas. Sem essa linha de base, perde-se a referência mais valiosa — o próprio ativo no início da vida. Por isso, medir o fator de potência no comissionamento é um investimento que se paga ao longo de toda a vida do transformador.

No comissionamento, o fator de potência convive com outros ensaios do mesmo equipamento: a resistência dos enrolamentos (por corrente contínua), a relação de transformação em todos os taps do comutador, a desmagnetização do núcleo, e — nas buchas — a capacitância e o tan  $\delta$ . O CPC 100 cobre boa parte desses ensaios, e o CP TD1 cobre o fator de potência, de modo que uma única plataforma e uma única equipe realizam um comissionamento abrangente. Essa integração padroniza procedimentos, reduz o número de equipamentos transportados e produz um conjunto de dados coerente para o ativo.

Há sinergia também de cronograma. Como o comissionamento exige a desenergização do transformador, concentrar todos os ensaios (resistência, relação, fator de potência, buchas, e os ensaios de TCs e TPs associados) na mesma janela aproveita melhor a parada e reduz manobras. O planejamento que mencionamos se beneficia dessa visão de conjunto: em vez de pensar em “medir o fator de potência”, pensa-se em “comissionar o transformador e sua entrada”, do que o fator de potência é uma parte essencial. Essa perspectiva sistêmica distingue um serviço de engenharia de uma execução pontual de ensaios.

Na manutenção, o mesmo raciocínio se aplica: a janela de desenergização para o ensaio de fator de potência é oportunidade para os demais ensaios diagnósticos, montando um retrato completo da condição do transformador. E o resultado — o conjunto de dados rastreáveis, comparados ao histórico e às normas — alimenta tanto a decisão imediata (liberar, monitorar, intervir) quanto a estratégia de longo prazo (gestão de ativos). É essa visão integrada, do ensaio à decisão, que entrega o máximo valor ao cliente.

## 29. Glossário técnico essencial

Para consolidar a terminologia, reúno os principais termos. Fator de potência (PF): cosseno do ângulo entre a corrente total e a tensão ( $\cos \theta$ ); razão entre a corrente de perdas e a corrente total; definição IEEC. Fator de dissipação / tangente delta (tan  $\delta$ ): tangente do ângulo entre a corrente total e a capacitiva; razão entre a corrente de perdas e a capacitiva; definição IEC. Para isolações boas,  $PF \approx \tan \delta$ .

Capacitância: medida da isolamento determinada pela geometria e pelo dielétrico; assinatura geométrica estável em equipamento íntegro. CH: isolamento entre a AT e a terra. CL: isolamento entre a BT e a terra. CHL: isolamento entre os enrolamentos AT e BT. C1: isolamento principal de uma bucha capacitiva, entre o condutor central e o tap de teste. C2: isolamento entre o tap de teste e a flange aterrada da bucha.

GST (Grounded Specimen Test): modo que mede toda a corrente para a terra. GST-guard: modo que mede para a terra mas desvia (guarda) um caminho específico, isolando uma componente. UST (Ungrounded Specimen Test): modo que mede apenas a corrente entre dois terminais energizados, ignorando a terra. Guard: circuito que desvia uma corrente para fora da medição.

Tip-up: variação do tan  $\delta$  com a tensão aplicada; aumento indica ionização de vazios. DFR / FDS: resposta dielétrica em frequência; medição do tan  $\delta$  em uma faixa de frequências para

avaliar umidade do papel. Correção de temperatura: ajuste das leituras para uma temperatura de referência (tipicamente 20 °C) antes de comparar. DGA: análise de gases dissolvidos no óleo, complemento do fator de potência. SFRA: análise de resposta em frequência por varredura, para integridade mecânica dos enrolamentos. Grau de polimerização: indicador da degradação da celulose do papel.

### 30. Boas práticas avançadas de campo

Além do procedimento básico, algumas práticas elevam a qualidade do ensaio. A primeira é o uso do anel de guarda contra correntes superficiais: em buchas e isoladores, a corrente que flui pela superfície (especialmente com contaminação ou umidade superficial) pode se somar à corrente volumétrica e elevar artificialmente o  $\tan \delta$ . Um anel de guarda desvia a corrente superficial, isolando a medição da isolação volumétrica — a que realmente interessa. Limpar a superfície e usar o guarda quando apropriado melhora a fidelidade do resultado.

A segunda prática é o equilíbrio térmico e o registro rigoroso da temperatura: ensaiar com o transformador em equilíbrio, registrar a temperatura do óleo (e estimar a da isolação), e aplicar a correção correta. Em transformadores recém-saídos de operação, aguardar a estabilização ou registrar a melhor estimativa evita erros de correção. A terceira é a verificação de consistência entre os modos, já enfatizada: conferir que a soma das componentes bate com a medição global flagra erros de conexão.

A quarta prática é a documentação fotográfica e a rastreabilidade: registrar placas, conexões, número de série das buchas e condições com fotos e identificação clara transforma o relatório em documento auditável e útil para o futuro. A quinta é a calibração do instrumento: um CP TD1 fora de calibração produz números confiáveis apenas na aparência. Manter o equipamento calibrado dentro da validade é parte da qualidade metrológica do serviço — de nada adianta um procedimento impecável com um instrumento descalibrado.

A sexta prática avançada é o aproveitamento pleno da frequência variável e da DFR: não se limitar à medição pontual em 60 Hz quando o ativo é crítico ou quando há suspeita de umidade. Investir o tempo adicional da DFR em casos relevantes entrega uma avaliação de umidade que a medição pontual não fornece. Combinar todas essas práticas — guarda, temperatura, consistência, documentação, calibração e DFR — eleva o ensaio de uma verificação rotineira a um diagnóstico de engenharia de alto nível.

### 31. Checklist prático do ensaio de fator de potência

Para uso direto em campo, consolido um checklist em prosa. Antes de ir a campo, reúna os dados de placa do transformador e das buchas, os valores de fábrica de capacitância e  $\tan \delta$ , o histórico de ensaios e a configuração (dois/três enrolamentos, autotransformador). Defina o plano de ensaio (quais isolações, quais modos, se haverá tip-up e DFR), verifique a capacidade do CPC 100 + CP TD1 e a calibração do equipamento, e planeje a janela de desenergização e o acesso.

No local, priorize a segurança: desenergize e desconecte o transformador da rede em todos os terminais, bloqueie e etiquete (LOTO), aterre de forma controlada, e aterre o tanque e o núcleo. Curto-circuite os terminais de cada enrolamento. Conecte o sistema com a fonte desligada, registrando a temperatura do óleo e as condições ambientais. Delimite e sinalize a área antes de aplicar tensão.

Execute a sequência: meça CHL por UST, CH e CL por GST-guard, e a verificação global por GST; realize o tip-up e a DFR quando previstos; ensaie cada bucha (C1 por UST a partir do tap, C2 por GST). Registre, para cada medição,  $\tan \delta$ , capacitância, tensão, frequência, modo e temperatura. Faça a verificação de consistência (soma das componentes versus GST). Ao concluir, descarregue a isolação, remova os cabos com a fonte desligada e restabeleça a configuração original, conferindo aterramentos.

Na interpretação e no relatório, corrija todas as leituras para a temperatura de referência, compare com o histórico e entre as fases, confronte com os critérios normativos (explicitando a grandeza e o critério usados), e conclua sobre a condição de cada isolação e bucha, com recomendações. Acompanhe o relatório da ART. Cada item desse checklist corresponde a um risco real que ele previne — capacidade insuficiente, erro de conexão, leitura contaminada, comparação inválida por temperatura, conclusão sem contexto. Seguido com disciplina, o roteiro garante um ensaio seguro, confiável e útil para toda a vida do ativo.

## 32. Síntese: o que nunca esquecer

Se este guia precisasse caber em poucos princípios, seriam estes. Primeiro: o fator de potência mede as perdas dielétricas, e seu aumento sinaliza degradação da isolação — umidade, envelhecimento, contaminação ou defeitos. Segundo: meça as três isolações (CH, CL, CHL) e as buchas (C1, C2), usando os modos GST, GST-guard e UST, e verifique a consistência. Terceiro: corrija sempre a temperatura antes de comparar — é o erro mais comum e o mais consequente.

Quarto: interprete em contexto — histórico do ativo, comparação entre fases e critério normativo valem mais que um número absoluto. Quinto: aproveite a frequência variável para rejeitar interferência e para a DFR, que avalia a umidade do papel — a principal causa de degradação. Sexto: leia  $\tan \delta$  e capacitância juntos — o primeiro indica o estado dielétrico, a segunda a integridade geométrica. Sétimo: respeite a segurança — desenergize, aterre, descarregue a isolação e siga a NR-10. Oitavo: confirme limites na norma vigente, sem aplicar números de memória.

Esses princípios, somados ao domínio da física da isolação e ao uso competente do CPC 100 com o CP TD1, formam a base de um diagnóstico que realmente protege o transformador. A isolação envelhece silenciosamente; o fator de potência é uma das poucas formas de ouvir esse envelhecimento antes que ele se torne uma falha. Medir bem, interpretar com rigor e acompanhar ao longo do tempo é o que permite intervir no momento certo — nem

cedo demais, desperdiçando vida útil, nem tarde demais, arriscando a falha catastrófica do ativo mais valioso da subestação.

### 33. O fator de potência do óleo isolante

Além da isolação sólida (papel) e das isolações compostas medidas no transformador, o próprio óleo isolante tem um fator de potência que pode ser medido, e ele compõe a avaliação global. O óleo mineral novo e limpo tem fator de potência muito baixo; à medida que envelhece, oxida-se, absorve umidade e acumula contaminantes e produtos de degradação, seu fator de potência aumenta. Medir o  $\tan \delta$  do óleo (em laboratório, em célula padronizada, ou estimá-lo no conjunto) é um indicador da qualidade do óleo, complementar ao  $\tan \delta$  da isolação composta medido no transformador.

É importante distinguir o que cada medição capta. O fator de potência medido no transformador (CH, CL, CHL) integra o estado do papel e do óleo juntos, na geometria real. O fator de potência do óleo, medido em célula, capta apenas a qualidade do óleo. Quando o  $\tan \delta$  do transformador está alto, é útil saber quanto disso vem do óleo e quanto do papel: se o óleo está ruim, a regeneração ou troca do óleo pode reduzir o  $\tan \delta$ ; se o problema está no papel (umidade, envelhecimento), tratar só o óleo não resolve, pois o papel reequilibra a umidade com o óleo novo. Essa distinção orienta a intervenção correta.

A análise físico-química do óleo — rigidez dielétrica, teor de água, acidez, fator de potência, tensão interfacial, além da DGA — forma um conjunto que, somado ao fator de potência da isolação composta e à DFR, dá o quadro completo do sistema de isolação. Nenhum desses ensaios, sozinho, conta toda a história; é a convergência que permite o diagnóstico. O fator de potência da isolação composta, por integrar papel e óleo na geometria real e por ser medível em campo, ocupa um lugar central nesse conjunto, mas dialoga com os ensaios de óleo para localizar a causa.

Na prática, uma estratégia de diagnóstico de transformador combina o fator de potência da isolação (com tip-up e DFR), o ensaio de buchas, a análise físico-química e a DGA do óleo, e — quando indicado — o SFRA. Essa bateria, interpretada em conjunto e ao longo do tempo, é o estado da arte do diagnóstico de transformadores. O CPC 100 com o CP TD1 cobre a parte do fator de potência e da capacitância em campo, articulando-se com os ensaios de laboratório do óleo para um diagnóstico integral.

### 34. Extensão a TCs, TPs e capacitores

Embora este guia foque no transformador de potência, vale notar que a mesma técnica de fator de potência se estende a outros equipamentos da subestação, e o CPC 100 + CP TD1 os cobre. Os transformadores de corrente e de potencial de alta tensão têm isolação que envelhece e absorve umidade, e seu  $\tan \delta$  e capacitância são avaliados da mesma forma — uma ponte natural com o guia de ensaios de TCs e TPs. Os divisores capacitivos de TPCs

são, essencialmente, conjuntos de capacitores cuja capacitância e  $\tan \delta$  detectam degradação e camadas em curto.

Os capacitores de potência e os bancos de capacitores também têm sua capacitância e perdas avaliáveis, úteis para detectar elementos em curto ou em aberto. Os isoladores e cadeias de isoladores, em certas aplicações, e os cabos de alta tensão (embora estes tenham técnicas específicas como o VLF e a tangente delta a 0,1 Hz) compartilham o princípio de que a isolação degradada dissipa mais energia. Assim, dominar o fator de potência do transformador prepara o profissional para avaliar boa parte dos ativos isolantes de uma subestação.

Essa versatilidade tem valor operacional: a mesma equipe, com o mesmo sistema, avalia a isolação de múltiplos ativos em uma campanha, padronizando procedimentos e relatórios. Em um comissionamento ou em uma parada de manutenção, aproveitar a desenergização para avaliar transformador, buchas, TCs, TPs e capacitores com o fator de potência maximiza o retorno da janela de manobra. O conhecimento é, em grande medida, transferível: os modos GST, GST-guard e UST, a correção de temperatura e a interpretação em contexto valem para todos esses equipamentos, com as devidas adaptações de referência.

Reconhecer essa extensão ajuda a posicionar o fator de potência não como um ensaio isolado de transformador, mas como uma técnica geral de avaliação de isolação de alta tensão. O transformador é a aplicação mais rica e mais crítica, mas a competência adquirida nele se aplica amplamente. Por isso, um guia técnico de fator de potência de transformador é, na prática, uma porta de entrada para o diagnóstico de isolação de toda a subestação — e o CPC 100 com o CP TD1 é a plataforma que unifica essas avaliações.

### 35. Interpretando os números: amplitude e contexto

Vale consolidar a forma de ler os números, que distingue o profissional experiente. Para cada grandeza, três perguntas: qual é o valor, em que condição foi medido, e com o que se compara. No  $\tan \delta$ , o valor corrigido para a temperatura de referência é comparado ao histórico, entre fases e ao critério normativo; um valor “alto” só faz sentido com esse contexto. Na capacitância, compara-se ao valor de placa/fábrica e ao histórico; variações apontam alterações geométricas (camadas em curto, deslocamento, nível de óleo).

No tip-up, observa-se a forma da curva  $\tan \delta$  versus tensão; um aumento acentuado indica vazios e descargas. Na DFR, a forma da curva  $\tan \delta$  versus frequência, comparada a curvas-modelo, estima a umidade do papel. Em todos os casos, o número ganha significado pela condição (temperatura, tensão, frequência, modo) e pela referência (histórico, fases, norma). Um valor sem condição e sem referência é quase um valor sem significado — princípio que vale para todo o diagnóstico.

Há também a questão da magnitude relativa. Um  $\tan \delta$  que dobrou em relação ao histórico, ainda que dentro de faixas “aceitáveis” em valor absoluto, é mais preocupante do que um valor absoluto moderado e estável. A tendência é frequentemente mais informativa que o

valor pontual, porque captura a dinâmica da degradação. Por isso, a construção e a análise da série histórica — todas as leituras corrigidas para a mesma temperatura — é o coração da interpretação preditiva. Olhar só o último valor, ignorando a trajetória, desperdiça a informação mais valiosa.

Finalmente, a interpretação deve convergir com os demais ensaios. Um tan  $\delta$  alto coerente com a DGA, a umidade do óleo e o histórico desenha um quadro confiável; um tan  $\delta$  alto isolado, sem corroboração, pede investigação (repetir, verificar conexões, checar temperatura e interferência) antes de concluir. A boa interpretação é, no fundo, um exercício de convergência de evidências: nenhum ensaio é infalível sozinho, mas a concordância entre vários, lida com rigor e contexto, sustenta um diagnóstico em que se pode confiar para decidir sobre um ativo de alto valor.

### 36. Documentação, laudo e valor de longo prazo

O produto final do ensaio é o relatório, e um ensaio impecável cujo resultado é mal documentado perde grande parte do valor. Um bom laudo de fator de potência começa pela identificação inequívoca do transformador e das buchas — posição, dados de placa, número de série — e segue com os resultados de cada isolação e bucha, sempre com as condições de medição (tensão, frequência, modo, temperatura) e os valores corrigidos para a referência. Sem as condições e a correção de temperatura, os números não podem ser comparados no futuro, e o dado perde o seu maior valor: a comparabilidade.

O laudo deve trazer a comparação com referências: valores de fábrica, histórico do ativo, comparação entre fases e critérios normativos, com a grandeza e o critério explicitados. É essa contextualização que transforma uma tabela em diagnóstico. Para cada isolação e bucha, a conclusão deve ser explícita — conforme, atenção ou não conforme — com recomendações de ação quando necessário (monitorar com intervalo reduzido, investigar, secar, substituir bucha). Esse caráter prescritivo, e não apenas descritivo, distingue um laudo de engenharia de um mero registro de medições.

Há o valor de longo prazo. Cada laudo bem feito é um ponto na série histórica que conta a vida da isolação de cada transformador. Uma empresa que mantém esse histórico organizado dispõe de inteligência sobre a saúde da frota, valor que cresce com o tempo. A ART (Anotação de Responsabilidade Técnica), quando o serviço é prestado por engenharia responsável, dá respaldo legal e técnico ao trabalho. É esse conjunto — laudo claro, prescritivo, rastreável e com ART — que converte horas de campo em um ativo de informação para toda a vida da instalação.

### 37. Trabalho em equipe e comunicação técnica

O ensaio de fator de potência raramente é uma atividade solitária: envolve a equipe de campo que executa, a engenharia de manutenção que define requisitos e interpreta, e a operação que libera as manobras de desenergização. A comunicação entre essas frentes é parte da

qualidade. Quando a equipe de campo entende o propósito — por que a correção de temperatura importa, por que a DFR é decisiva para umidade, por que a comparação entre fases revela buchas defeituosas — ela ensaia com método e atenção, e não mecanicamente.

Quando a engenharia recebe um laudo que contextualiza cada resultado (corrigido, comparado ao histórico e entre fases, com o critério explícito), ela decide com segurança: liberar, monitorar, investigar ou intervir. E quando a operação compreende o valor do ensaio, prioriza as janelas necessárias. Esse diálogo técnico, sustentado por ensaios bem-feitos e bem documentados, é o que faz a manutenção de transformadores funcionar como um sistema, e não como uma série de atos isolados.

Vale ainda destacar o papel do ensaio na decisão de fim de vida de um transformador. Poucos ativos colocam a engenharia diante de decisões tão caras: reformar, manter sob monitoramento intensivo, ou substituir. O fator de potência, com a DFR e o histórico, é uma das evidências centrais nessa decisão, ao lado da DGA, do grau de polimerização e do SFRA. Uma decisão de substituição de um transformador de grande porte mobiliza recursos significativos; fundamentá-la em um diagnóstico sólido, do qual o fator de potência é parte, é uma responsabilidade de engenharia da maior relevância.

Em síntese, o fator de potência é, ao mesmo tempo, uma medição física delicada e uma peça de um processo humano e organizacional de gestão de ativos. Dominar a técnica — a física, os modos, a correção, a interpretação — é necessário; integrá-la a um fluxo de comunicação e decisão é o que entrega valor. O CPC 100 com o CP TD1 fornece a capacidade de medição; a competência técnica e a comunicação clara fornecem o resto. É a combinação que protege o ativo mais valioso da subestação.

## 38. Casos especiais: transformadores a seco, reatores e comutadores

Embora o transformador de potência imerso em óleo seja o caso central, há configurações especiais que merecem nota. Os transformadores a seco, com isolamento sólida (resina epóxi ou similar) em vez de papel-óleo, também têm fator de potência mensurável, mas com faixas de referência diferentes das do papel-óleo — a tecnologia da isolamento muda os valores esperados e os critérios. Aplicar a um transformador a seco um limite de  $\tan \delta$  pensado para papel-óleo é uma das armadilhas de interpretação já mencionadas. A técnica de medição (modos, correção de temperatura) é a mesma; as referências, não.

Os reatores, usados para compensação e limitação de corrente, têm isolamento que envelhece e pode ser avaliada por fator de potência de forma análoga à dos transformadores, com as adaptações de configuração. A norma IEEE C57.152, aliás, cobre explicitamente reatores ao lado de transformadores e reguladores. Os comutadores de tap sob carga (OLTC), embora avaliados principalmente por outros ensaios (resistência dinâmica, resistência de contato), interagem com a medição do transformador, e a posição do comutador durante o ensaio de relação e de outros parâmetros deve ser registrada.

Cada configuração especial exige adaptar o plano de ensaio e, sobretudo, as referências de interpretação, apoiando-se na documentação do fabricante e nas normas específicas. O princípio físico — isolamento degradado dissipa mais energia, e a capacitância é assinatura geométrica — permanece universal, mas os valores de referência e os procedimentos de detalhe variam. Por isso, o profissional rigoroso não generaliza limites entre tecnologias e configurações; ele busca a referência correta para cada caso. Essa disciplina é o que mantém a confiabilidade do diagnóstico diante da diversidade de equipamentos reais.

### 39. Capacitância anômala: o que ela revela

Já dissemos que a capacitância é uma assinatura geométrica estável; vale aprofundar o que sua alteração revela, porque é um diagnóstico frequentemente subutilizado. Um aumento de capacitância em uma bucha capacitiva indica curto-circuito de camadas capacitivas: como as camadas em série formam a capacitância total, o curto de uma ou mais reduz o número efetivo de camadas em série e aumenta a capacitância resultante, em uma fração correspondente. É um defeito progressivo e perigoso, e o monitoramento de C1 é a forma de detectá-lo precocemente.

Na isolação principal do transformador, uma variação de capacitância em relação ao histórico ou ao valor de fábrica pode indicar deslocamento dos enrolamentos após um esforço mecânico (curto-circuito passante, transporte), alteração do nível de óleo (que muda a permissividade efetiva do caminho dielétrico), ou ingresso de umidade. Como a capacitância depende da geometria e do dielétrico, qualquer mudança significativa aponta para uma dessas causas. Por isso, a capacitância complementa o SFRA na avaliação mecânica e o  $\tan \delta$  na avaliação dielétrica.

A lição prática é registrar e acompanhar a capacitância tão cuidadosamente quanto o  $\tan \delta$ . Uma capacitância estável com  $\tan \delta$  subindo aponta para degradação dielétrica difusa (umidade, envelhecimento); uma capacitância que muda aponta para alteração geométrica (camadas em curto, deslocamento, nível de óleo). Ler as duas grandezas em conjunto, ao longo do tempo e entre fases, é o que permite um diagnóstico que distingue causas — e, portanto, orienta ações diferentes. Ignorar a capacitância e olhar só o  $\tan \delta$  desperdiça metade da informação que o ensaio entrega.

Uma observação final reforça o conjunto deste guia: o fator de potência e a capacitância, medidos com método e interpretados em contexto, são uma janela rara para o interior de um transformador selado. Eles permitem “enxergar” o estado da isolação sem abrir o equipamento, antecipar a degradação e fundamentar decisões caras com evidência. Dominar essa técnica — a física, os modos, a correção de temperatura, a DFR, o tip-up, as buchas e a interpretação — é uma das competências mais valiosas para quem cuida de transformadores de potência, e o CPC 100 com o CP TD1 é a plataforma que a coloca ao alcance da equipe de campo.

## 40. O fator de potência ao longo da vida do transformador

Para amarrar tudo, vale percorrer o papel do fator de potência em cada fase da vida do transformador. No recebimento e comissionamento, a primeira medição estabelece a linha de base: tan  $\delta$  e capacitância de cada isolação e de cada bucha, no ativo novo e instalado. Essa linha de base é a referência mais valiosa que existirá, porque captura o transformador em seu melhor estado, nas condições reais de instalação. Medir bem nesse momento — com correção de temperatura e registro completo — é um investimento que renderá durante toda a vida do equipamento, pois todas as comparações futuras partirão daqui.

Durante a operação normal, o ensaio periódico acompanha a evolução. A cada campanha, comparam-se as leituras (corrigidas para a mesma temperatura) com a linha de base e com as campanhas anteriores, construindo a série histórica. Enquanto o tan  $\delta$  e a capacitância se mantêm estáveis, o transformador segue em operação com acompanhamento normal. Esse período, que pode durar décadas, é o regime em que a manutenção preditiva trabalha de forma silenciosa, confirmando a saúde do ativo e dando tranquilidade à operação.

Quando surgem os primeiros sinais de degradação — um tan  $\delta$  que começa a subir, uma DFR que indica umidade crescente, uma capacitância de bucha que deriva —, o fator de potência cumpre seu papel mais nobre: o alerta precoce. Reduz-se o intervalo entre ensaios, investiga-se a causa (umidade, envelhecimento, contaminação, defeito de bucha) com as técnicas complementares, e planeja-se a intervenção adequada (secagem, tratamento de óleo, substituição de bucha) com antecedência, evitando a falha. É nesse estágio que a antecipação se traduz em economia e em confiabilidade, transformando uma potencial falha catastrófica em uma manutenção programada.

Na fase final da vida, o fator de potência, junto com a DGA, o grau de polimerização e o SFRA, fundamenta a decisão mais cara: reformar, manter sob monitoramento intensivo, ou substituir o transformador. Uma isolação com tan  $\delta$  muito elevado, umidade alta confirmada por DFR e degradação avançada do papel sinaliza que o ativo se aproxima do fim da vida útil. Essa decisão mobiliza recursos significativos, e o fator de potência é uma das evidências centrais que a sustentam. Acompanhar o ativo do nascimento ao fim da vida, com um histórico coerente de fator de potência, é o que permite tomar essa decisão no momento certo, com fundamento técnico — nem cedo demais, desperdiçando vida útil, nem tarde demais, arriscando a falha do ativo mais valioso da subestação.

Essa visão de ciclo de vida reforça a tese central deste guia: o fator de potência não é um ensaio pontual, mas uma prática contínua de cuidado com o transformador. Cada medição é um ponto em uma trajetória; a trajetória é que conta a história e fundamenta as decisões. O CPC 100 com o CP TD1 fornece a capacidade de medir em campo, com qualidade e rastreabilidade; a disciplina de fazê-lo periodicamente, corrigindo a temperatura e documentando, é o que constrói a trajetória. E é essa trajetória — não um número isolado — que protege o ativo ao longo de toda a sua vida.

## 41. Por que a água prefere o papel — e o que isso muda

Um detalhe físico que vale fixar, por suas consequências práticas, é a distribuição da umidade no sistema papel-óleo. A celulose do papel tem afinidade por água muito maior que a do óleo: em equilíbrio, a esmagadora maioria da água do sistema fica retida no papel, e apenas uma pequena fração permanece dissolvida no óleo. Além disso, esse equilíbrio depende fortemente da temperatura — quanto mais quente, mais água migra do papel para o óleo, e vice-versa quando esfria. Essas duas características têm implicações diretas sobre como se mede e se interpreta a umidade.

A primeira implicação é que medir água apenas no óleo engana. Uma amostra de óleo com pouca água pode coexistir com um papel bastante úmido, especialmente se a amostra foi colhida com o transformador frio. Por isso, a estimativa de umidade do papel a partir da água no óleo exige conhecer a temperatura e usar curvas de equilíbrio — e ainda assim é indireta. A DFR, por ser sensível diretamente à umidade do papel, contorna essa limitação e dá uma estimativa mais representativa, razão pela qual é tão valorizada no diagnóstico moderno.

A segunda implicação diz respeito à secagem. Como a água está majoritariamente no papel, tratar ou trocar apenas o óleo não resolve um problema de umidade do papel: o papel úmido reequilibra-se com o óleo novo, reumidecendo-o ao longo do tempo. Uma secagem eficaz precisa remover a água do papel, o que exige métodos apropriados (circulação de óleo quente sob vácuo, secagem por baixa frequência, processos em fábrica). O fator de potência e a DFR, antes e depois, confirmam se a secagem atingiu o papel, e não apenas o óleo.

Entender essa física evita erros comuns de interpretação e de intervenção. Um diagnóstico de umidade fundamentado na DFR, e não apenas na água do óleo, e uma intervenção que de fato seque o papel, são o caminho correto — e ambos se apoiam no fator de potência medido com método. É mais um exemplo de como a compreensão do fenômeno físico, somada à medição competente com o CPC 100 e o CP TD1, transforma dados em decisões acertadas sobre o ativo.

## Como a Tecvolt Engenharia mede o fator de potência com o CPC 100

A Tecvolt Engenharia utiliza o CPC 100 e o CP TD1 para medir o fator de potência e a capacitância da isolação de transformadores de potência e de seus acessórios, em comissionamento e em manutenção:  $\tan \delta$  e capacitância das isolações CH, CL e CHL, ensaio de buchas por C1 e C2, tip-up e resposta dielétrica em frequência (DFR) para avaliação de umidade. Trabalhamos com procedimento definido, modos de medição corretos, correção de temperatura, comparação com histórico e entre fases, registro rastreável e relatório técnico com ART. Integramos o fator de potência ao diagnóstico completo do transformador (resistência de enrolamento, relação, e ensaios de TCs e TPs associados). Atuamos na região Nordeste, em subestações de indústrias, geração, concessionárias e grandes consumidores.

## Conclusão

O fator de potência da isolação é, ao lado da análise de gases, um dos ensaios mais reveladores que se pode fazer em um transformador de potência sem abri-lo. Ele traduz, em um número sensível e acompanhável, o estado de um sistema de isolação papel-óleo que determina a vida útil do ativo. Ao longo deste guia, percorremos o significado físico do tan  $\delta$  e do fator de potência, as três isolações do transformador, os modos de medição GST, GST-guard e UST, as conexões de ensaio, a correção de temperatura, o tip-up, a resposta dielétrica em frequência e o ensaio de buchas por C1 e C2 — sempre com o olhar voltado para a interpretação em contexto e para a transformação do dado em decisão.

O CPC 100 da OMICRON com o acessório CP TD1 aparece, nessa jornada, como a plataforma que torna tudo isso viável em campo: aplicação de tensão controlada, medição precisa das componentes da corrente, rejeição de interferência por frequência variável e a capacidade de DFR para avaliar umidade. Mas, como insistimos, a ferramenta é metade da equação. A outra metade é o profissional que entende a física da isolação, conhece os modos de medição e as normas, corrige a temperatura e lê os resultados com rigor e contexto. É na união das duas que está o diagnóstico de qualidade — aquele que protege o transformador, antecipa a falha e fundamenta as decisões de manutenção e de investimento que mantêm o sistema elétrico confiável.

## Perguntas frequentes

### O que é o fator de potência da isolação de um transformador?

É a medida das perdas dielétricas da isolação. Quando se aplica tensão, a isolação real tem uma pequena corrente de perdas em fase com a tensão; a relação dessa corrente com a capacitiva (tan  $\delta$ ) ou com a total (fator de potência) indica o estado da isolação. Quanto maior, mais degradada.

### Qual a diferença entre tan $\delta$ e fator de potência?

O tan  $\delta$  (fator de dissipação, tradição IEC) é a razão entre a corrente de perdas e a capacitiva; o fator de potência (tradição IEEE) é a razão entre a corrente de perdas e a total (cos  $\theta$ ). Para isolações em boas condições, os dois valores são quase idênticos; em valores altos, divergem.

### O que são CH, CL e CHL?

São as três isolações de um transformador de dois enrolamentos: CH entre a alta tensão e a terra, CL entre a baixa tensão e a terra, e CHL entre os dois enrolamentos. Os modos de medição GST, GST-guard e UST permitem medir cada uma separadamente.

### Para que servem os modos GST, GST-guard e UST?

GST mede toda a corrente para a terra; GST-guard desvia (guarda) um caminho específico para isolar uma componente; UST mede apenas entre dois terminais energizados, ignorando a terra. Combinados, decompõem a rede de capacitâncias e medem cada isolação.

### Por que corrigir a temperatura?

Porque o  $\tan \delta$  varia com a temperatura, geralmente aumentando com o calor. Comparar leituras em temperaturas diferentes, sem corrigir para uma referência (tipicamente 20 °C), leva a diagnósticos errados. Registrar a temperatura e corrigir é indispensável.

### O que é a DFR e por que é importante?

A resposta dielétrica em frequência (DFR) mede o  $\tan \delta$  em uma faixa ampla de frequências, não só em 50/60 Hz. A forma da curva é sensível ao teor de umidade do papel — a principal causa de degradação —, permitindo estimá-lo. O CPC 100 viabiliza a DFR por sua frequência variável.

### O que é o tip-up?

É a variação do  $\tan \delta$  com a tensão aplicada. Em isolação sã, o  $\tan \delta$  é estável com a tensão; um aumento acentuado (tip-up) indica ionização de vazios e descargas internas — defeitos incipientes que uma medição de tensão única não revela.

### Por que medir o fator de potência das buchas?

Porque buchas são causa frequente de falhas catastróficas. As buchas capacitivas têm C1 (condutor–tap) e C2 (tap–flange) mensuráveis pelo tap de teste. Acompanhar C1, C2 e seus  $\tan \delta$  detecta camadas em curto e umidade antes da falha, permitindo substituição programada.

### Posso ensaiar com a subestação energizada ao redor?

Em muitos casos sim, graças à frequência variável e à filtragem por FFT do CPC 100, que rejeitam a interferência da rede. O transformador sob ensaio precisa estar desenergizado, isolado e aterrado, e a NR-10 deve ser respeitada integralmente.

### Qual norma rege o ensaio de fator de potência de transformadores?

As principais referências são a IEEE C57.152 (ensaios de campo) e a IEEE C57.12.90, além da série IEC 60076 e das normas ABNT correspondentes, com a NR-10 para segurança. Confirme sempre a edição vigente, pois limites e definições são atualizados.

## Referências técnicas

1. IEEE C57.152 — Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors (fator de potência, capacitância, modos de medição e interpretação).
2. IEEE C57.12.90 — Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.

3. IEC 60076 (série) — Power transformers (requisitos e ensaios).
4. Normas de buchas (capacitância e fator de potência de C1/C2) e de óleo isolante — confirmar a edição vigente.
5. ABNT — normas brasileiras correspondentes a transformadores e ensaios (harmonizadas com a IEC).
6. NR-10 e NR-10 SEP — Segurança em instalações e serviços em eletricidade e no setor elétrico de potência.
7. OMICRON — documentação técnica pública do CPC 100 e do CP TD1 (confirmar especificações na fonte do fabricante).

*CPC 100, CP TD1 e OMICRON são marcas do respectivo fabricante, citadas para fins técnicos e educativos. Os valores numéricos deste guia são de referência; confirme sempre as especificações na documentação oficial e na edição vigente das normas.*