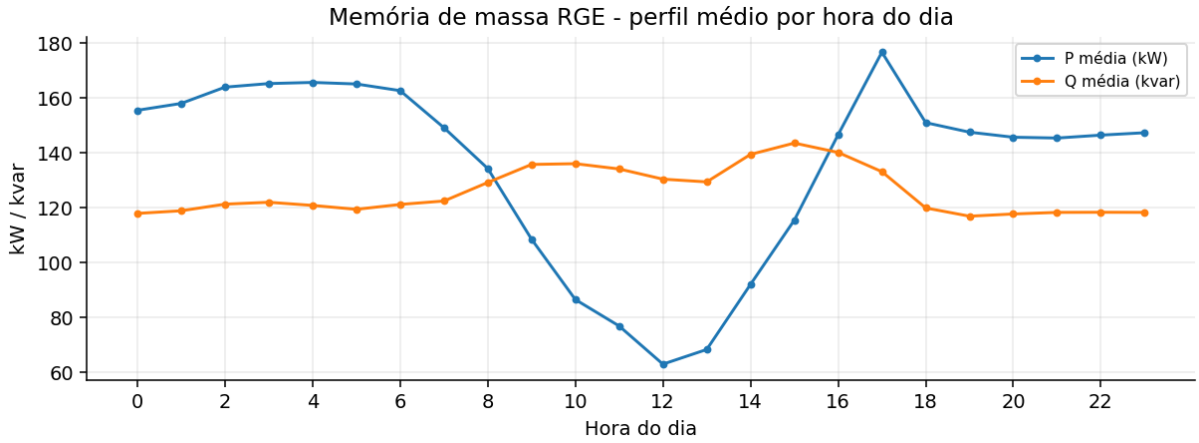
RELATÓRIO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA
Análise técnica da memória de massa da RGE e medições nos transformadores existentes
EMBRAPA TRIGO – Passo Fundo/RS

1. Memória de massa da distribuidora

A memória de massa analisada corresponde ao ponto de medição em média tensão da unidade consumidora. A leitura representa o comportamento elétrico observado pela distribuidora no ponto de entrega, ou seja, o somatório das cargas atendidas a partir da medição, incluindo os efeitos dos transformadores e das cargas conectadas na baixa tensão.

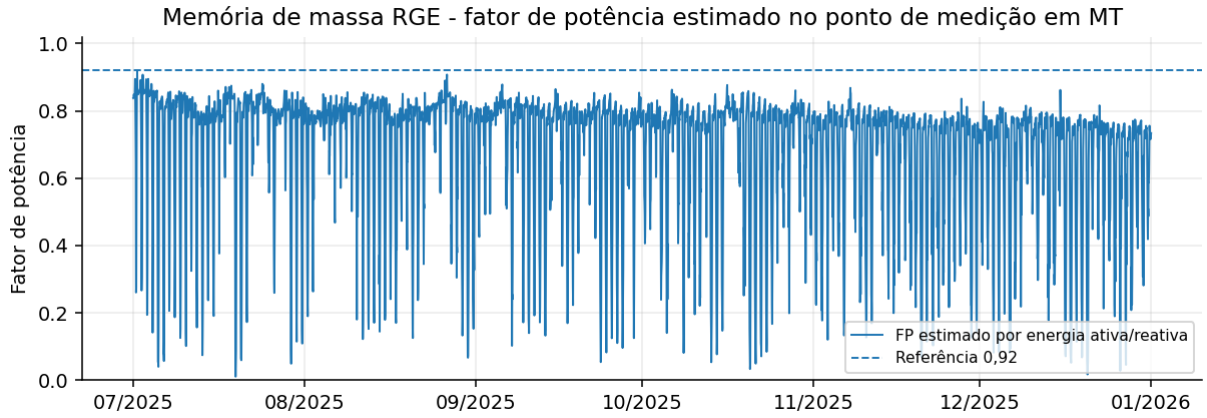
Para facilitar a leitura do relatório, o primeiro gráfico foi simplificado e mantido como perfil médio horário. Dessa forma, evita-se a sobreposição excessiva de pontos e fica mais claro o comportamento típico de carga e reativo ao longo do dia.

Figura 1 – Perfil médio horário de potência ativa, potência reativa e fator de potência estimado no ponto de medição em média tensão.



54 3254.0160
54 99602.3357
engtech.pf@gmail.com
Rua Morom, 3391 - Sala 01 - Boqueirão
CEP 99025-024 - Passo Fundo/RS

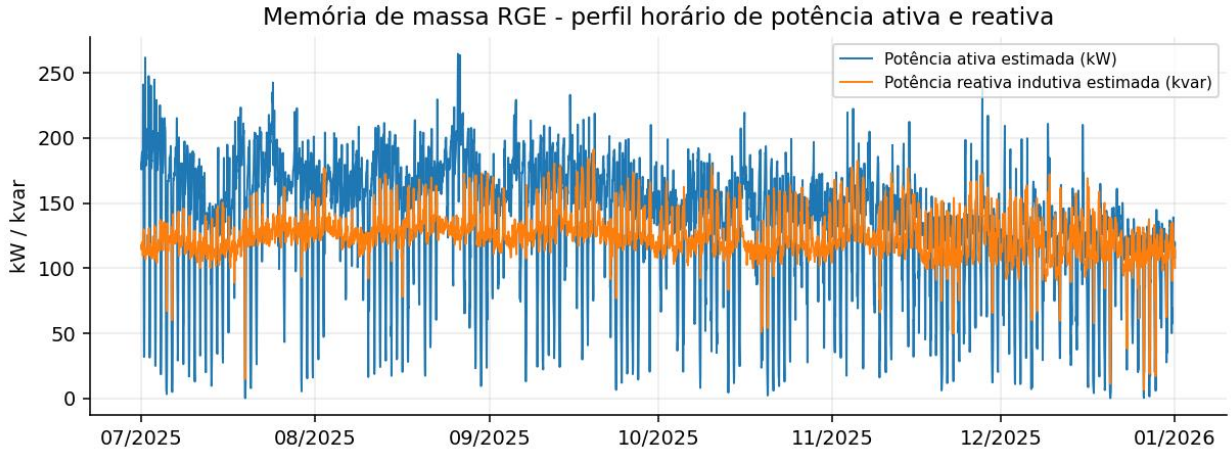
Figura 2 – Comportamento do fator de potência estimado ao longo do período analisado.



Observa-se que a condição de baixo fator de potência aparece principalmente nos períodos de carga reduzida. Nessa condição, a potência ativa medida fica baixa, enquanto a parcela reativa associada aos transformadores e às cargas indutivas remanescentes passa a ter maior peso no cálculo do fator de potência.

O gráfico detalhado de potência ativa e reativa foi mantido apenas como complemento técnico, pois concentra muitos pontos de medição e, visualmente, é menos adequado para uma apresentação executiva.

Figura 3 – Registro detalhado de potência ativa e reativa da memória de massa.



2. Medições nos transformadores existentes

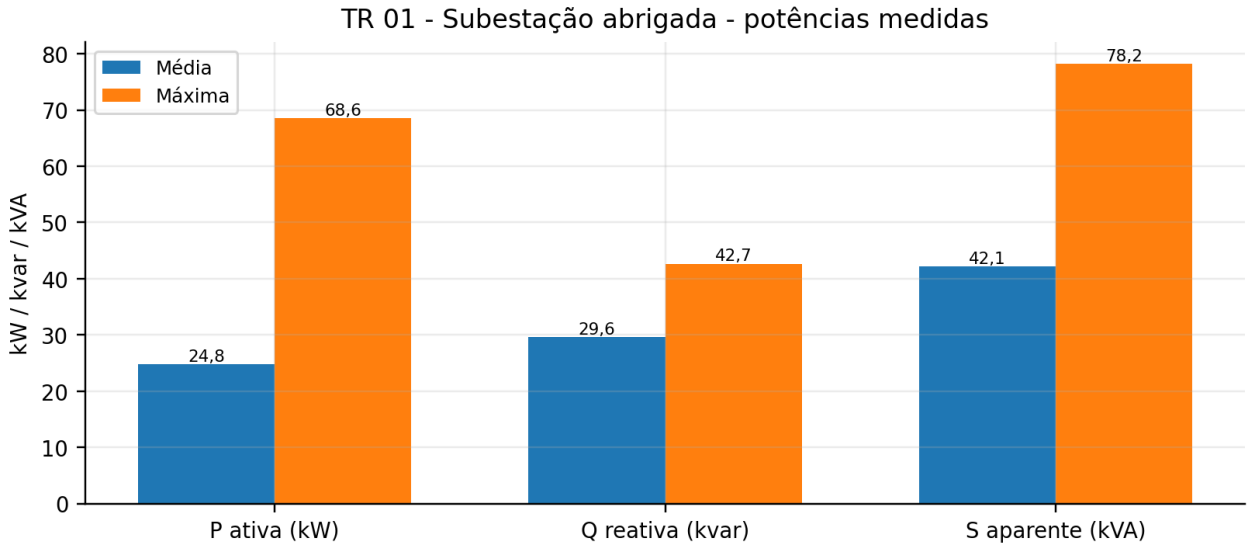
Os transformadores foram apresentados em um mesmo padrão de leitura, com tabela-resumo e gráficos padronizados para potência, corrente, tensão e fator de potência. Para os transformadores recebidos em formato PDF, foram utilizados os valores máximos, mínimos e médios constantes nos relatórios do analisador de energia.

2.1 TR 01 - Subestação abrigada

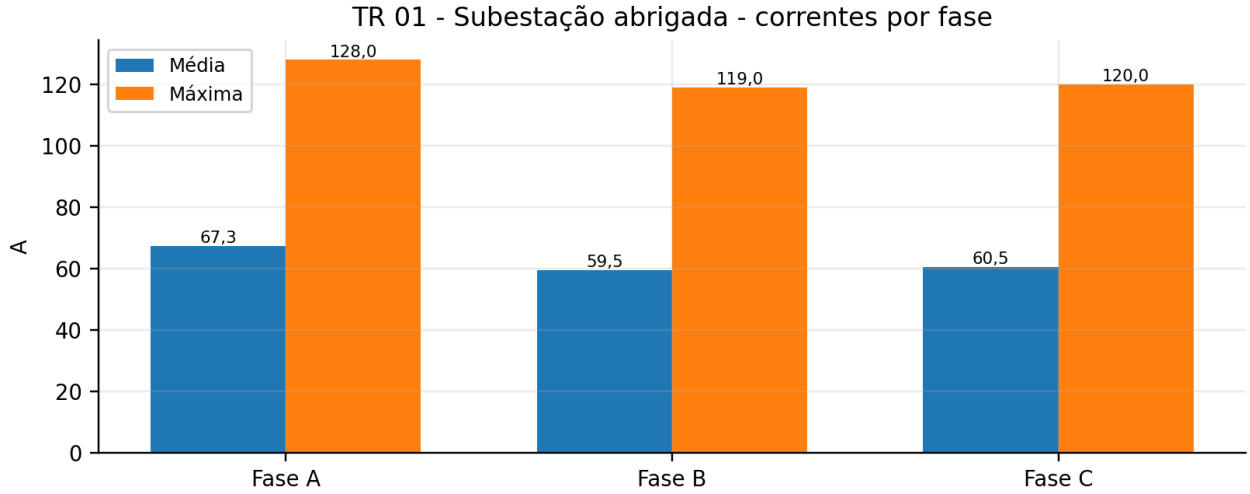
Grandeza	Valor apurado
Período analisado	21/02/2026 00:00 a 03/03/2026 02:00
Energia ativa direta registrada	6.833,15 kWh
Energia ativa reversa registrada	231,87 kWh
Potência ativa média |P|	26,06 kW
Potência ativa máxima |P|	68,58 kW
Potência reativa média |Q|	29,56 kvar
Potência reativa máxima |Q|	42,66 kvar
Potência aparente média	42,14 kVA
Potência aparente máxima	78,17 kVA
Fator de potência médio calculado	0,578
Fator de potência mínimo calculado	0,024
Registros com FP abaixo de 0,92	100,0%
Maior corrente medida por fase	127,96 A
Tensão fase-fase média	390,96 V

A seguir são apresentados os gráficos no mesmo padrão adotado para todos os transformadores, permitindo comparação direta entre as medições.

Potências medidas – TR 01 - Subestação abrigada.

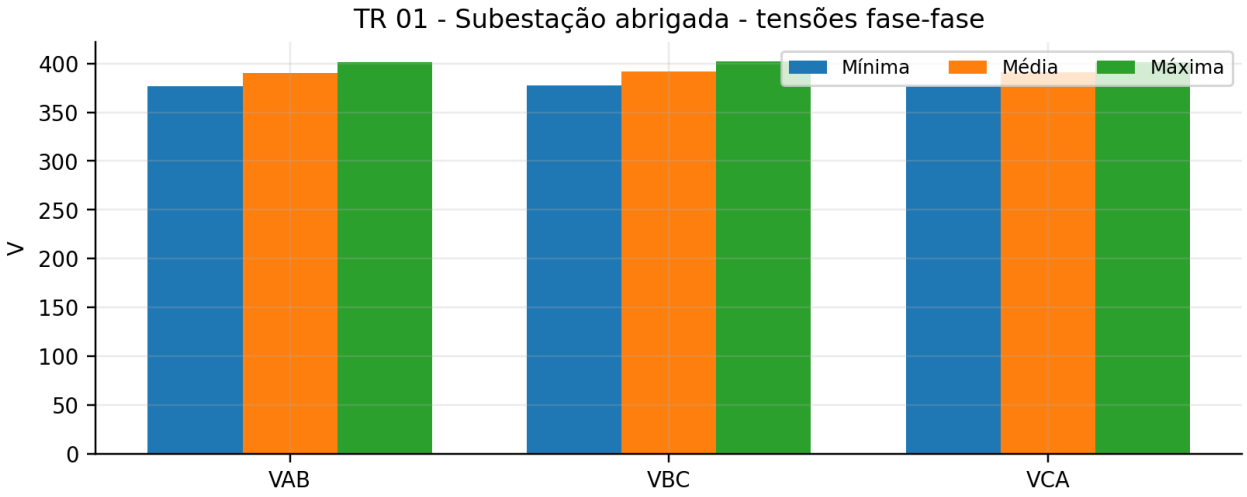


Correntes por fase – TR 01 - Subestação abrigada.

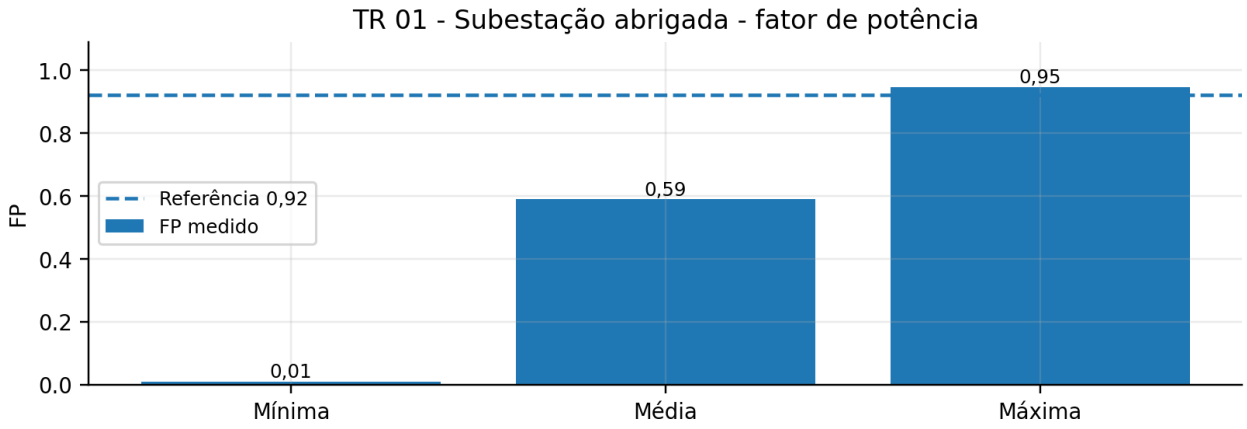


54 3254.0160
54 99602.3357
engtech.pf@gmail.com
Rua Morom, 3391 - Sala 01 - Boqueirão
CEP 99025-024 - Passo Fundo/RS

Tensões fase-fase – TR 01 - Subestação abrigada.



Fator de potência – TR 01 - Subestação abrigada.

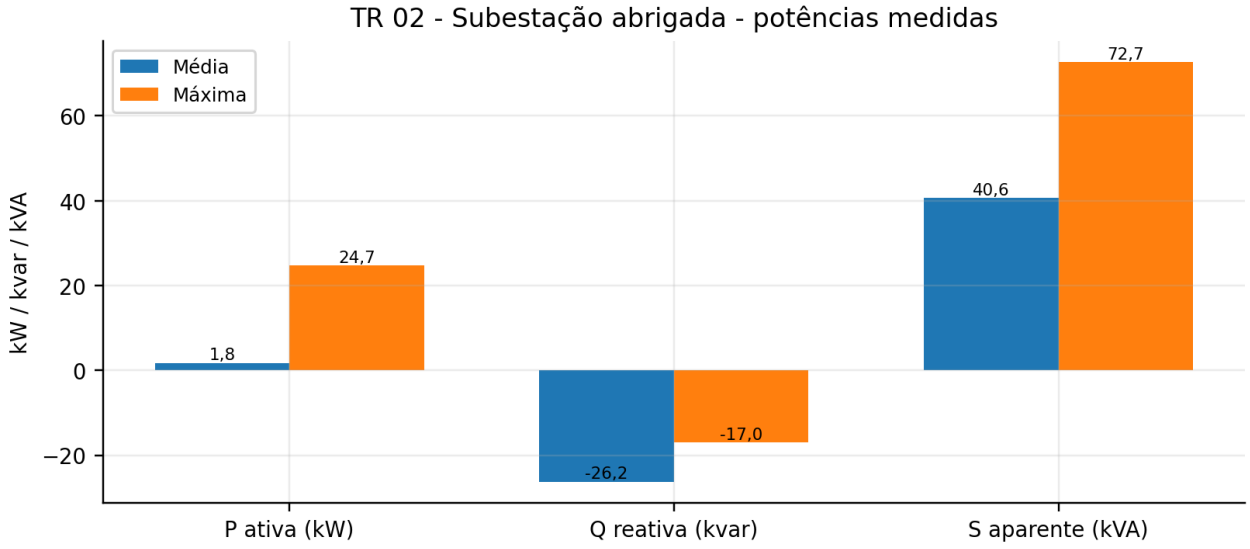


2.2 TR 02 - Subestação abrigada

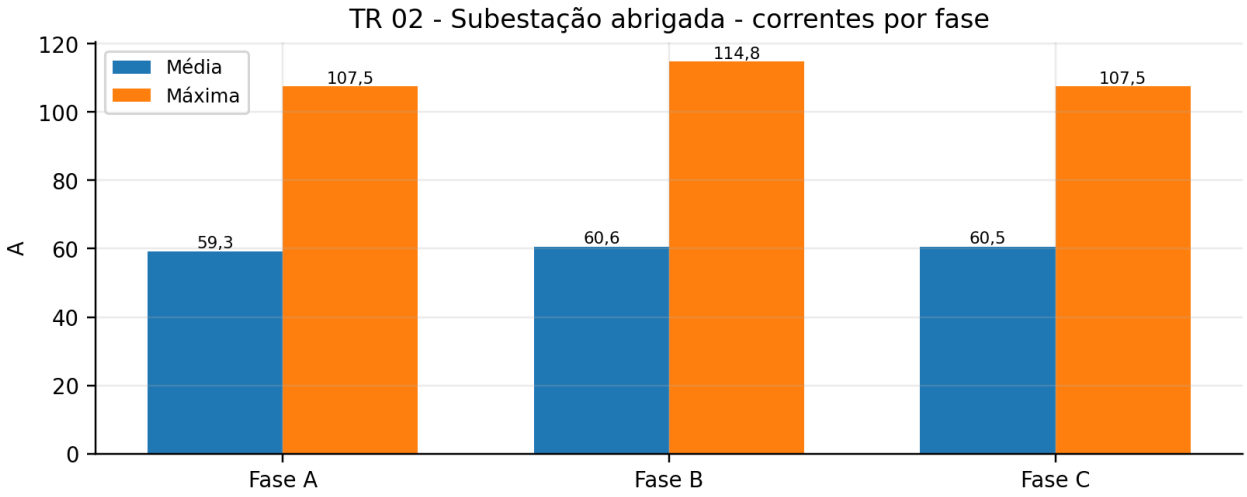
Grandeza	Valor apurado
Período analisado	26/02/2026 11:50 a 02/03/2026 01:56
Energia ativa direta registrada	159,77 kWh
Energia ativa reversa registrada	2.264,99 kWh
Potência ativa média |P|	27,76 kW
Potência ativa máxima |P|	65,70 kW
Potência reativa média |Q|	26,22 kvar
Potência reativa máxima |Q|	40,29 kvar
Potência aparente média	40,59 kVA
Potência aparente máxima	72,69 kVA
Fator de potência médio calculado	0,644
Fator de potência mínimo calculado	0,028
Registros com FP abaixo de 0,92	100,0%
Maior corrente medida por fase	114,79 A
Tensão fase-fase média	390,48 V

A seguir são apresentados os gráficos no mesmo padrão adotado para todos os transformadores, permitindo comparação direta entre as medições.

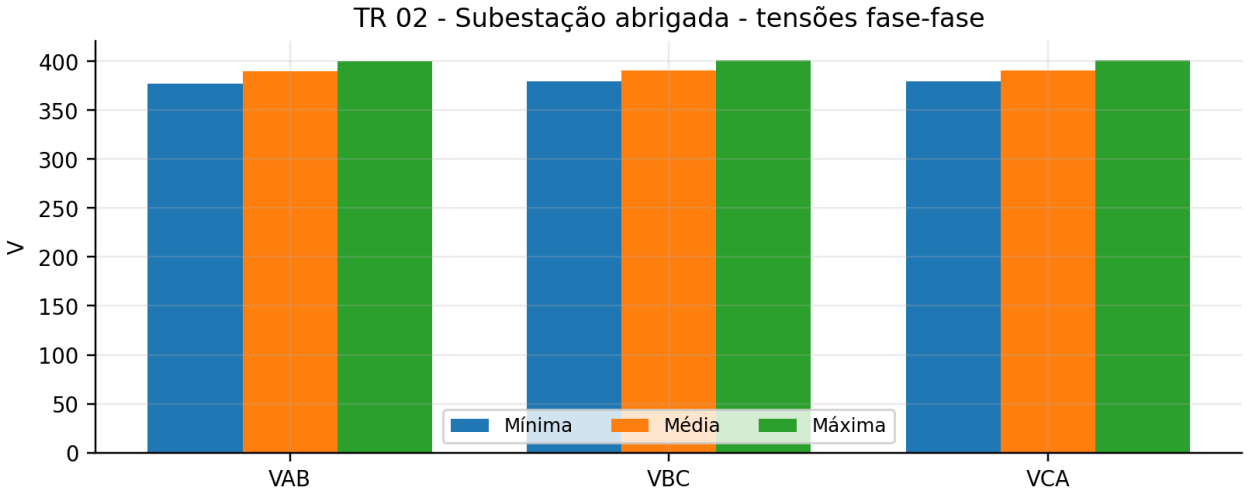
Potências medidas – TR 02 - Subestação abrigada.



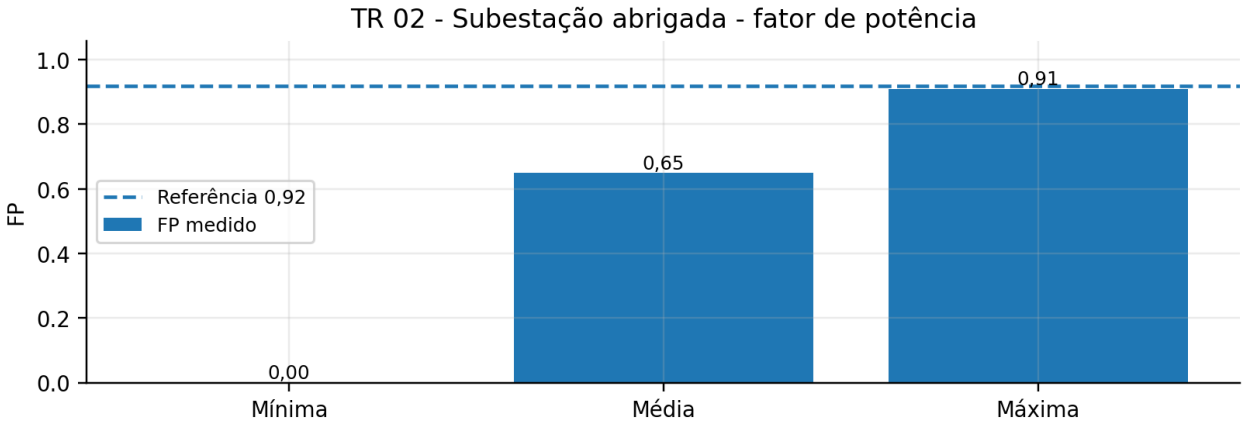
Correntes por fase – TR 02 - Subestação abrigada.



Tensões fase-fase – TR 02 - Subestação abrigada.



Fator de potência – TR 02 - Subestação abrigada.

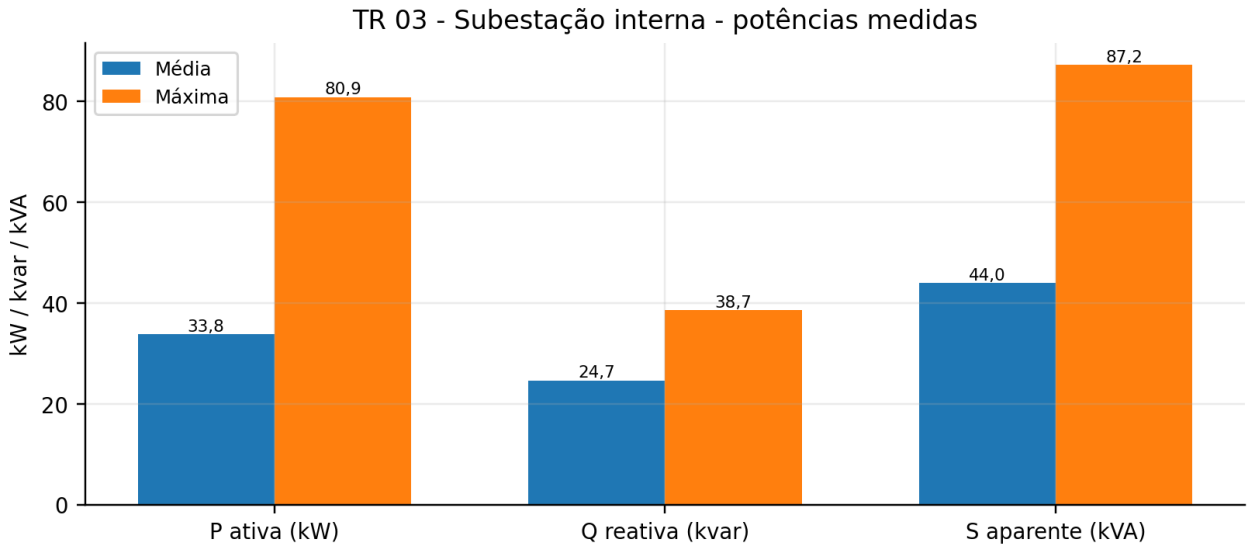


2.3 TR 03 - Subestação abrigada

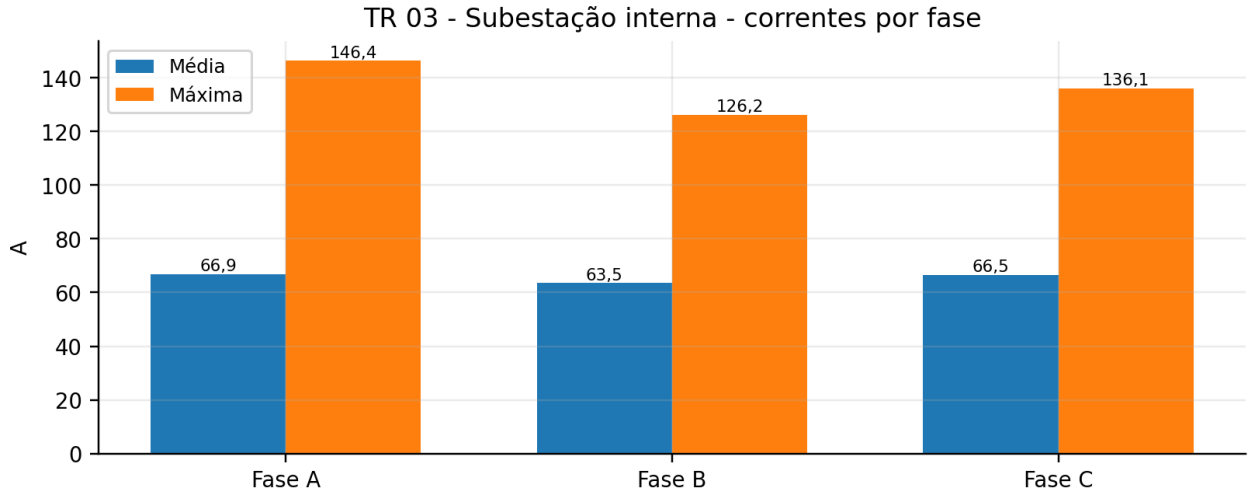
Grandeza	Valor apurado
Período analisado	10/03/2026 a 17/03/2026
Potência ativa média |P|	33,84 kW
Potência ativa máxima |P|	80,87 kW
Potência reativa média |Q|	24,66 kvar
Potência reativa máxima |Q|	38,65 kvar
Potência aparente média	43,96 kVA
Potência aparente máxima	87,24 kVA
Fator de potência médio calculado	0,740
Fator de potência mínimo calculado	0,000
Maior corrente medida por fase	146,39 A
Tensão fase-fase média	388,34 V

A seguir são apresentados os gráficos no mesmo padrão adotado para todos os transformadores, permitindo comparação direta entre as medições.

Potências medidas – TR 03 - Subestação abrigada.

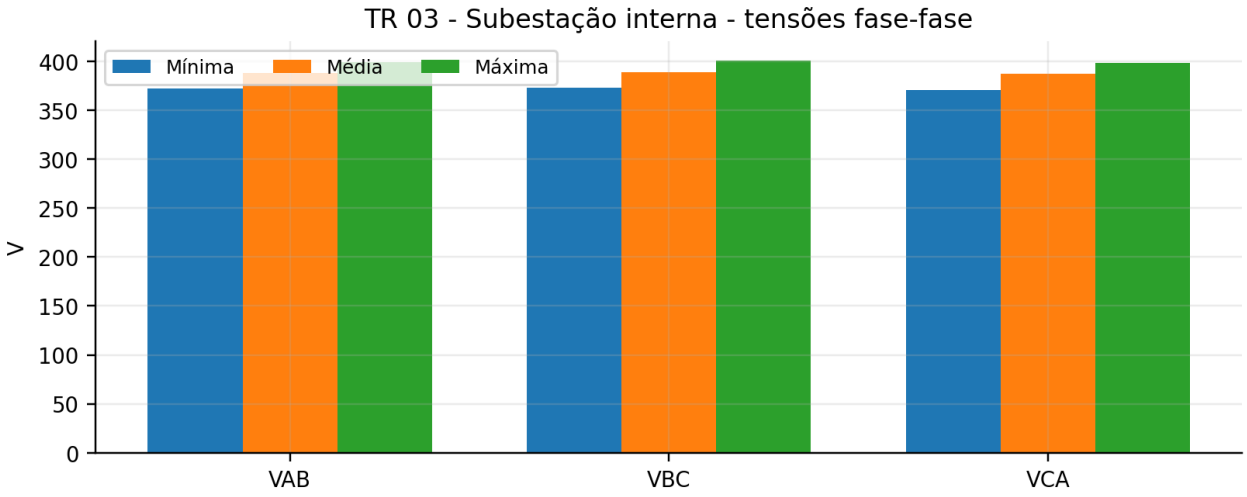


Correntes por fase – TR 03 - Subestação abrigada.

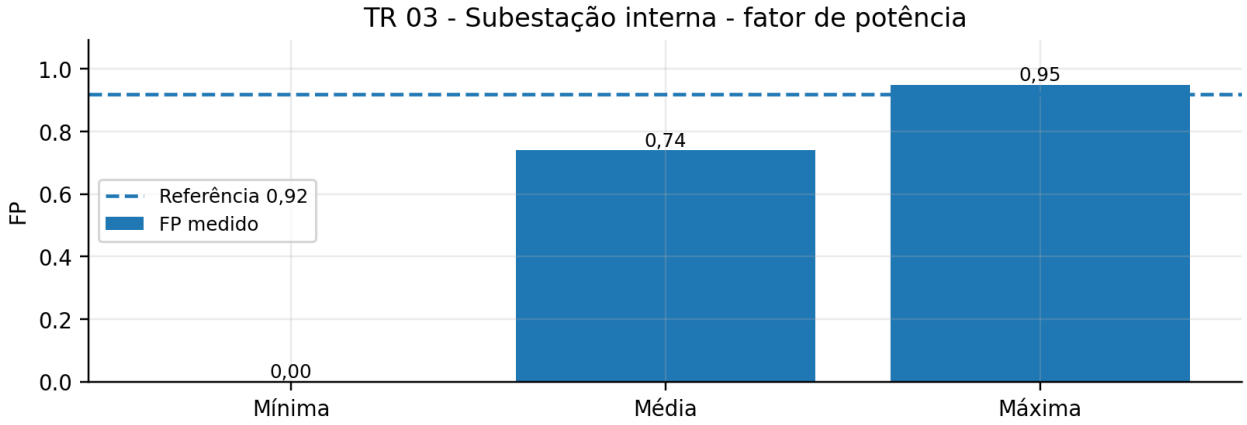


54 3254.0160
54 99602.3357
engtech.pf@gmail.com
Rua Morom, 3391 - Sala 01 - Boqueirão
CEP 99025-024 - Passo Fundo/RS

Tensões fase-fase – TR 03 - Subestação abrigada.



Fator de potência – TR 03 - Subestação interna.

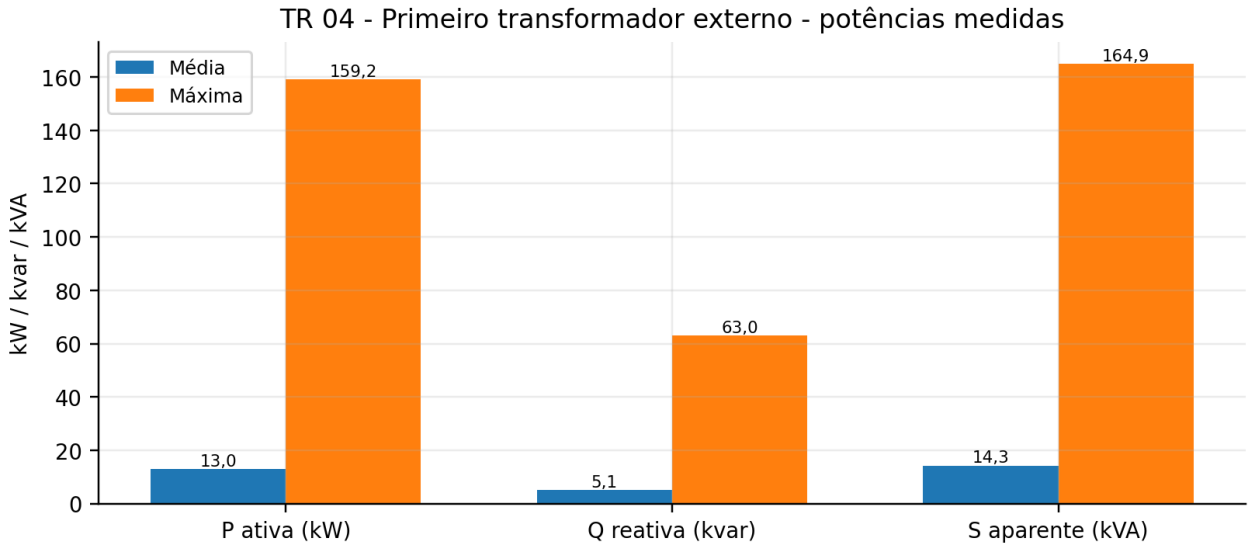


2.4 TR 04 - Primeiro transformador externo

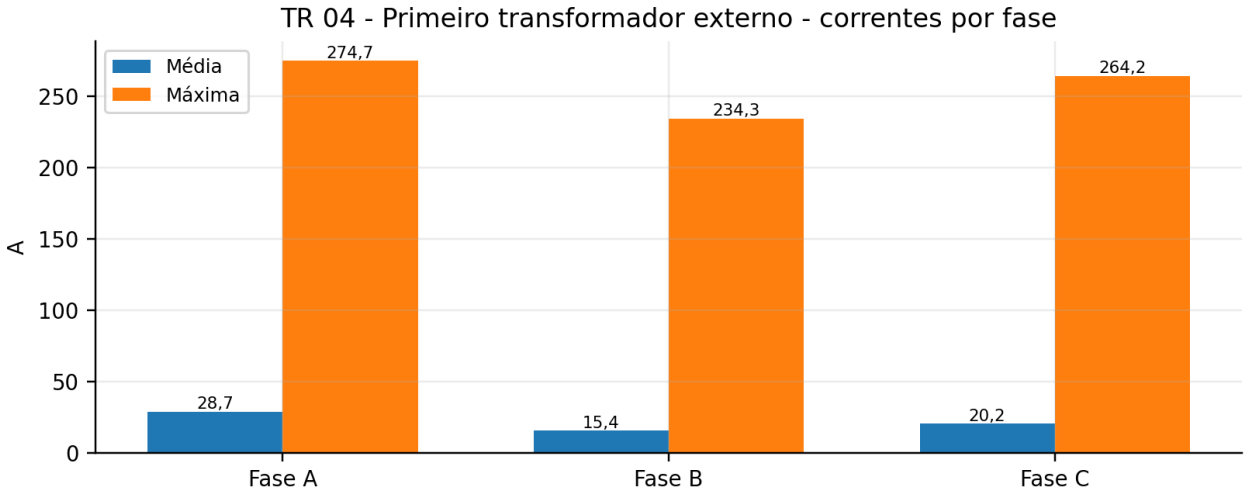
Grandeza	Valor apurado
Período analisado	10/04/2026 a 14/04/2026
Potência ativa média |P|	12,99 kW
Potência ativa máxima |P|	159,19 kW
Potência reativa média |Q|	5,14 kvar
Potência reativa máxima |Q|	63,05 kvar
Potência aparente média	14,28 kVA
Potência aparente máxima	164,86 kVA
Fator de potência médio calculado	0,900
Fator de potência mínimo calculado	0,000
Maior corrente medida por fase	274,74 A
Tensão fase-fase média	387,60 V

A seguir são apresentados os gráficos no mesmo padrão adotado para todos os transformadores, permitindo comparação direta entre as medições.

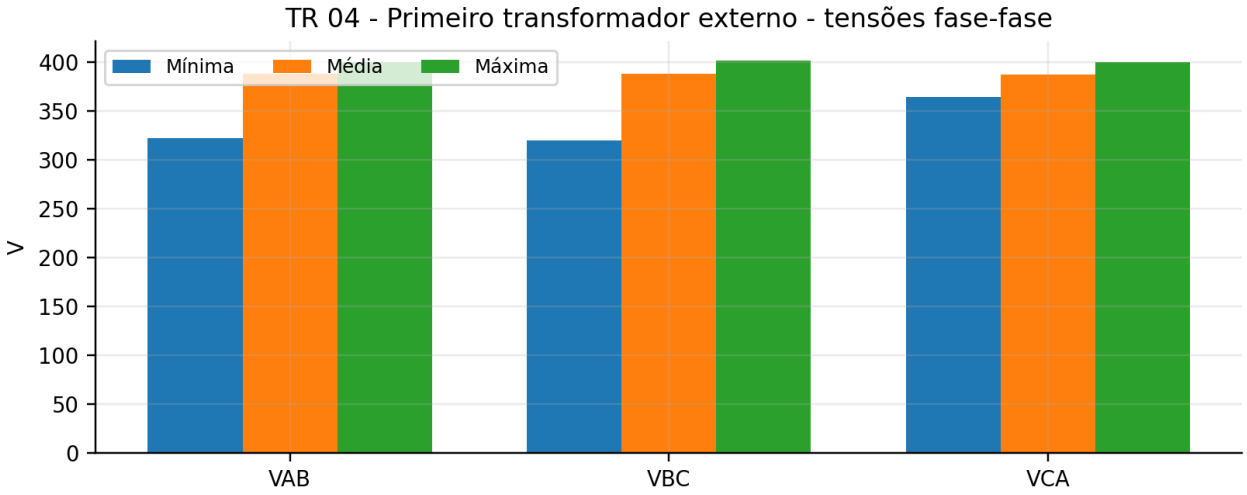
Potências medidas – TR 04 - Primeiro transformador externo.



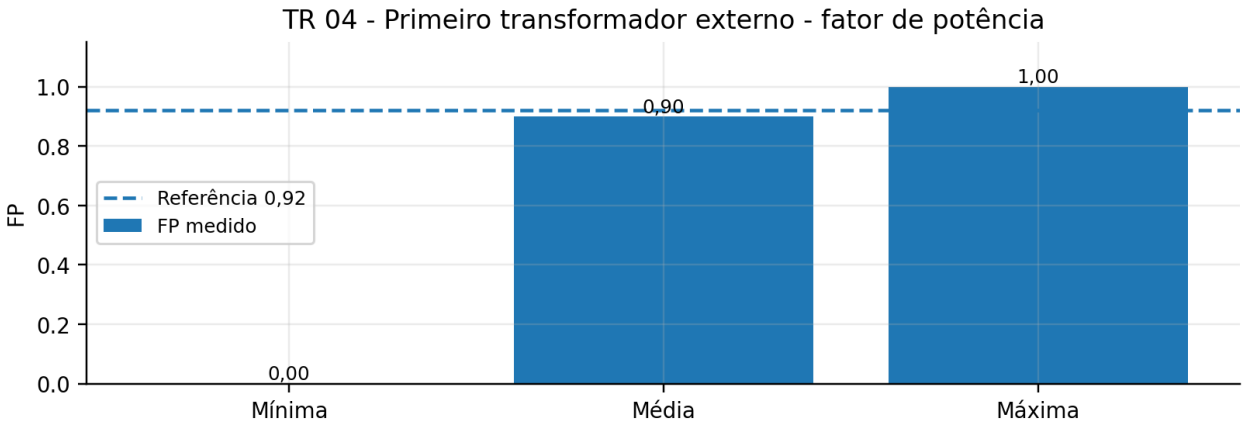
Correntes por fase – TR 04 - Primeiro transformador externo.



Tensões fase-fase – TR 04 - Primeiro transformador externo.



Fator de potência – TR 04 - Primeiro transformador externo.

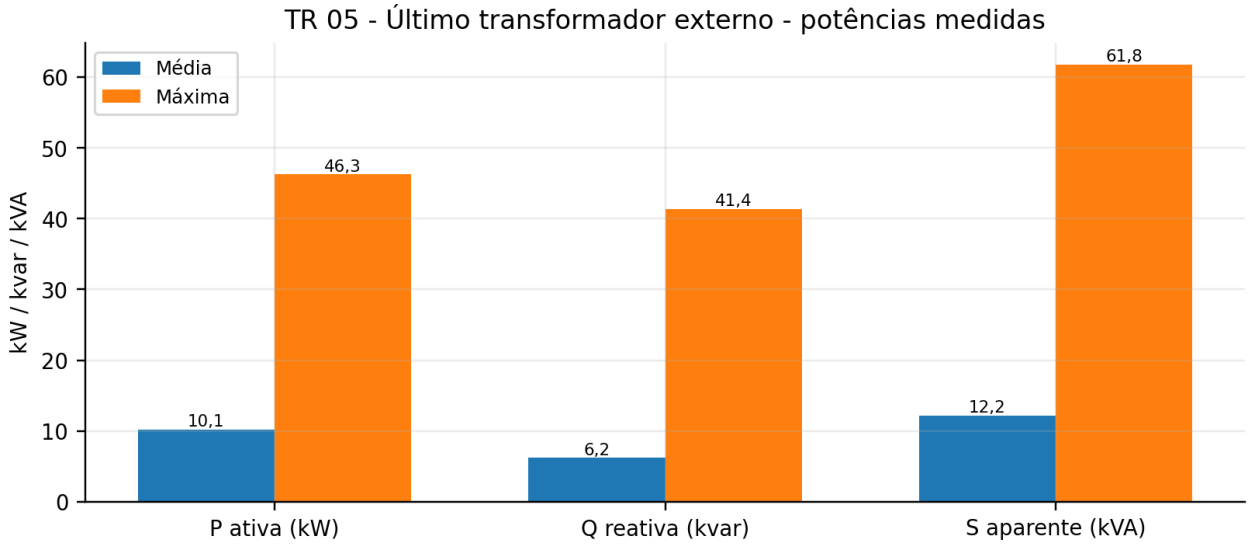


2.5 TR 05 - Último transformador externo

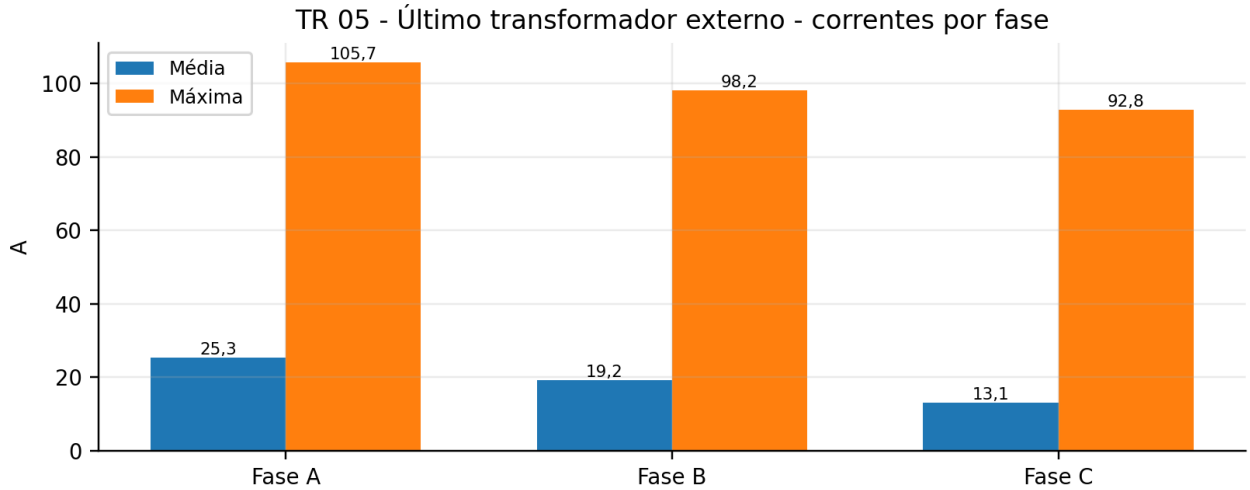
Grandeza	Valor apurado
Período analisado	06/04/2026 a 10/04/2026
Potência ativa média |P|	10,14 kW
Potência ativa máxima |P|	46,25 kW
Potência reativa média |Q|	6,17 kvar
Potência reativa máxima |Q|	41,38 kvar
Potência aparente média	12,17 kVA
Potência aparente máxima	61,76 kVA
Fator de potência médio calculado	0,860
Fator de potência mínimo calculado	0,000
Maior corrente medida por fase	105,71 A
Tensão fase-fase média	372,38 V

A seguir são apresentados os gráficos no mesmo padrão adotado para todos os transformadores, permitindo comparação direta entre as medições.

Potências medidas – TR 05 - Último transformador externo.

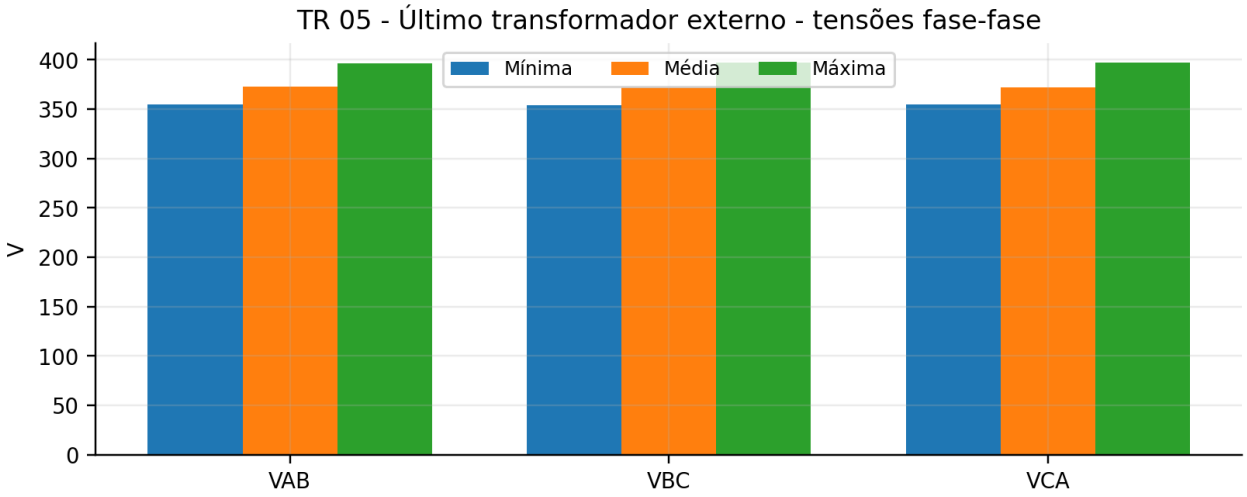


Correntes por fase – TR 05 - Último transformador externo.

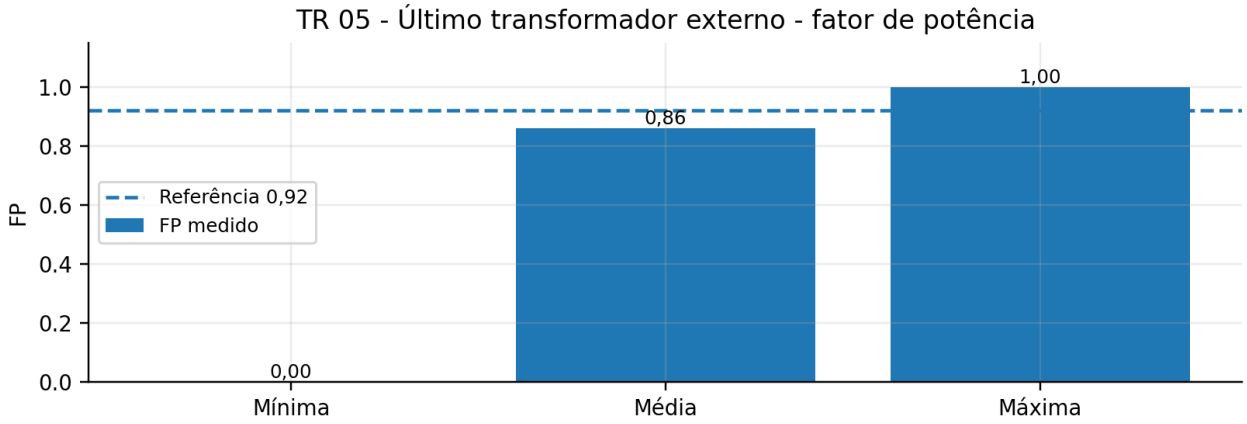


54 3254.0160
54 99602.3357
engtech.pf@gmail.com
Rua Morom, 3391 - Sala 01 - Boqueirão
CEP 99025-024 - Passo Fundo/RS

Tensões fase-fase – TR 05 - Último transformador externo.



Fator de potência – TR 05 - Último transformador externo.



3. Síntese técnica dos resultados

Com base nos dados já organizados, a avaliação indica que o fator de potência baixo observado na medição em média tensão não deve ser tratado apenas como uma leitura isolada da concessionária. Ele precisa ser comparado com as medições nos transformadores e com o regime de operação das cargas ao longo do dia.

O comportamento de baixo fator de potência em horários de baixa carga é compatível com a permanência de transformadores energizados com pouca carga, somada a cargas indutivas remanescentes. A recomendação de correção deve considerar a compensação localizada em baixa tensão, por transformador ou por setor de carga, com bancos automáticos dimensionados para atuar conforme a demanda reativa efetivamente medida.

4. Consolidação comparativa das medições

A consolidação a seguir foi incluída para facilitar a leitura do comportamento dos transformadores já medidos. O objetivo é consolidar os principais indicadores de cada transformador e identificar os pontos onde a correção do fator de potência tende a apresentar maior resultado técnico.

Transformador	Localização	P média (kW)	P máx. (kW)	Q média (kvar)	S média (kVA)	FP médio	I máx. fase (A)	Vff média (V)	Leitura técnica
TR 01	Subestação abrigada	26,06	68,58	29,56	42,14	0,578	127,96	390,96	FP médio baixo; carga reduzida com reativo relevante.
TR 02	Subestação abrigada	27,76	65,70	26,22	40,59	0,644	114,79	390,48	FP médio baixo; presença de energia reversa no período medido.
TR 03	Subestação interna	33,84	80,87	24,66	43,96	0,740	146,39	388,34	Melhor FP que TR 01 e TR 02, ainda abaixo do valor de referência.
TR 04	Primeiro externo	12,99	159,19	5,14	14,28	0,900	274,74	387,60	FP médio próximo do limite, com pico elevado de corrente/potência.
TR 05	Último externo	10,14	46,25	6,17	12,17	0,860	105,71	372,38	FP médio abaixo de 0,92 e tensão média inferior aos demais.

Figura 4 – Comparativo entre potência ativa média e potência reativa média dos transformadores durante o período de medição.

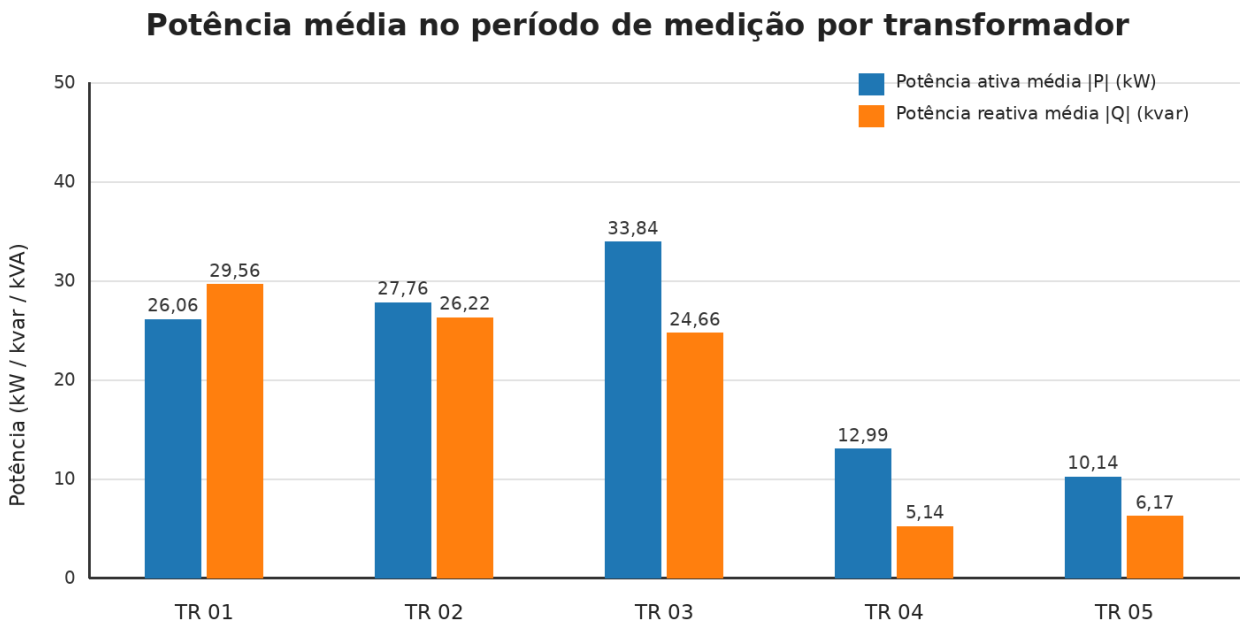
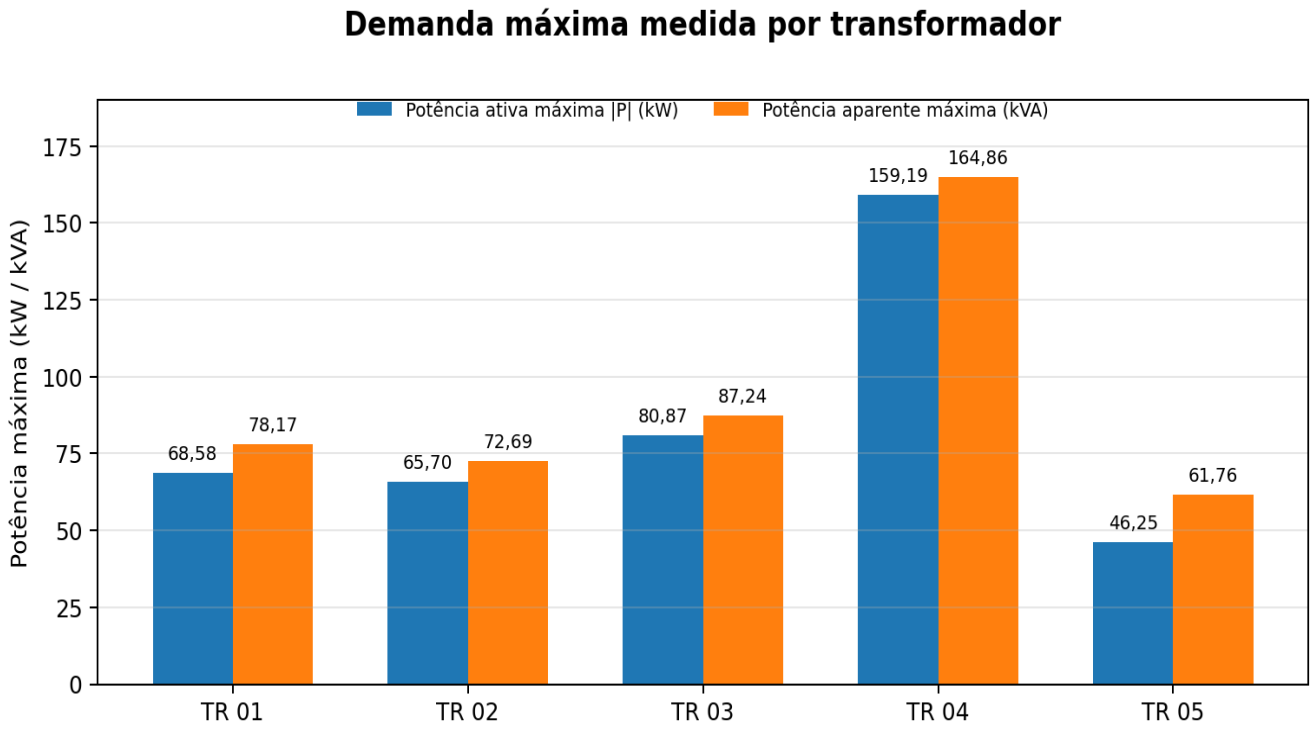
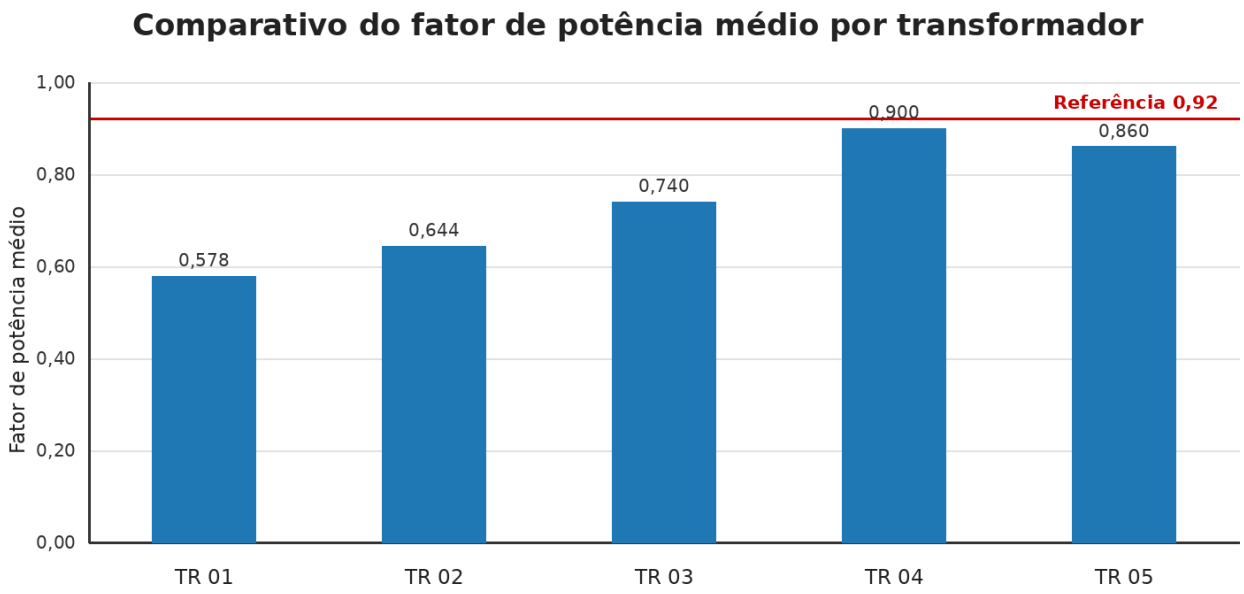


Figura 5 – Comparativo entre potência ativa máxima e potência aparente máxima registradas nos transformadores medidos.



O gráfico de demanda máxima foi mantido separado do gráfico de médias para evitar interpretação equivocada do carregamento dos transformadores. As médias indicam o comportamento global do intervalo medido, enquanto as máximas mostram os maiores valores instantâneos registrados durante a campanha de medição.

Figura 6 – Comparativo do fator de potência médio dos transformadores medidos, com referência de 0,92.



5. Leitura técnica dos resultados

Os resultados indicam que o problema de fator de potência não aparece de forma isolada em um único transformador. Os TR 01, TR 02 e TR 03 apresentam potência reativa média relevante em comparação com a potência ativa média, o que ajuda a explicar o comportamento observado na memória de massa da medição em média tensão.

O TR 04 apresentou fator de potência médio mais próximo do limite de referência, porém registrou pico elevado de potência e corrente. Esse ponto deve ser observado na análise final, principalmente para verificar se o pico corresponde a partida de carga, operação pontual de equipamento específico ou concentração de consumo em determinado intervalo.

O TR 05 apresentou menor potência ativa média e tensão fase-fase média inferior aos demais pontos medidos. Esse dado merece conferência em campo, pois pode estar associado à distância elétrica, queda de tensão no circuito, característica da carga local ou condição específica do período monitorado.

Na memória de massa da distribuidora, o baixo fator de potência aparece com maior evidência nos períodos de baixa carga. Essa característica é compatível com transformadores energizados e pouco carregados, nos quais a parcela de potência ativa é

pequena, mas permanece a demanda de magnetização dos equipamentos e demais cargas indutivas conectadas.

6. Síntese técnica dos resultados medidos nos transformadores

A comparação entre os transformadores avaliados indica perfis de carregamento distintos. O TR-04 apresentou a maior demanda máxima medida, alcançando aproximadamente 159,19 kW e 164,86 kVA, enquanto os transformadores TR-01, TR-02 e TR-03 apresentaram demandas máximas intermediárias. O TR-05 apresentou menor potência ativa máxima, porém também apresentou tensão média inferior aos demais transformadores externos.

Os dados de fator de potência indicam necessidade de atenção especial à energia reativa, principalmente nos pontos em que o fator de potência médio ficou abaixo da referência de 0,92. Essa condição pode indicar presença de cargas indutivas, operação de motores, transformadores e equipamentos em regime de baixo carregamento, ou ausência/insuficiência de compensação reativa localizada.

Como parte dos dados dos transformadores TR-03, TR-04 e TR-05 foi obtida a partir de relatórios em PDF, alguns campos energéticos que não estavam consolidados nos relatórios-base foram mantidos sem valor numérico na tabela. A formatação, porém, foi padronizada para manter a leitura comparativa entre todos os transformadores.

6.1 Justificativa técnica para previsão do banco de capacitores

A partir da avaliação do perfil de carga e de energia reativa da unidade consumidora, está prevista a instalação de um banco automático de capacitores com potência total de 240 kVAr, em 380 V / 60 Hz, com tensão de comando de 220 V, conforme projeto elétrico BC-FP-1.2. O equipamento será instalado junto à cabine abrigada de transformação, atuando diretamente sobre a energia reativa proveniente dos transformadores ali instalados e das cargas de baixa tensão por eles atendidas.

A definição desse ponto de instalação decorre dos resultados das medições. Os transformadores TR-01, TR-02 e TR-03, todos localizados na subestação abrigada, apresentaram potência reativa média de 29,56 kvar, 26,22 kvar e 24,66 kvar, respectivamente, totalizando aproximadamente 80,4 kvar de reativo médio concentrado

nesse mesmo ponto da instalação. Nos picos registrados, a soma das potências reativas máximas alcança cerca de 121,6 kvar. Os fatores de potência médios apurados nesses três pontos ficaram em 0,578, 0,644 e 0,740, todos abaixo da referência regulatória de 0,92, o que confirma a cabine abrigada como o ponto de maior retorno técnico para a compensação reativa.

Do total de 240 kVAr, 200 kVAr são destinados à compensação automática, distribuídos em dez estágios de acionamento independente, sendo três estágios de 10 kVAr, quatro estágios de 20 kVAr e três estágios de 30 kVAr. O controle é realizado por controlador automático de fator de potência, com leitura de corrente por transformadores de corrente instalados no QGBT, de forma que a inserção e a retirada dos estágios acompanhem a variação real da demanda reativa. O escalonamento adotado, com menor degrau de 10 kVAr, permite ajuste fino da compensação e reduz o risco de sobrecompensação nos períodos de carga reduzida, condição justamente identificada na memória de massa da distribuidora como aquela em que o baixo fator de potência se manifesta com maior evidência.

A potência de 200 kVAr em regime automático foi definida para atender não apenas a condição média de operação atualmente observada, mas também os cenários de carga plena ou carga máxima da unidade, quando há maior simultaneidade de motores, transformadores e demais cargas indutivas em operação. Nessa condição a demanda de reativo tende a se elevar de forma significativa, exigindo capacidade instalada superior à indicada pelos valores médios. A configuração adotada mantém ainda margem técnica para futuras ampliações da EMBRAPA, evitando que o sistema de correção fique subdimensionado diante de novos equipamentos ou setores que venham a operar também em carga plena.

Complementarmente, o painel contempla dois estágios fixos de 20 kVAr cada, totalizando 40 kVAr. Esses estágios têm finalidade específica de correção do fator de potência associado à média tensão existente na unidade, cuja parcela reativa é de natureza permanente, decorrente da magnetização dos transformadores e da própria rede interna de média tensão energizada, e que se mantém praticamente constante independentemente do carregamento das cargas de baixa tensão. Por se tratar de reativo de comportamento estável, a compensação fixa é a solução tecnicamente mais adequada, pois atende essa parcela de forma contínua sem consumir estágios do controlador automático, que fica integralmente disponível para acompanhar a variação das cargas. O acionamento dos estágios fixos é feito por temporizador digital, mantendo-os em operação no período de funcionamento da unidade e desligando-os no período de madrugada, o que evita a permanência de compensação capacitiva nos horários de carregamento mínimo.

O painel conta ainda com disjuntor geral de 500 A, proteção individual por estágio através de disjuntores e contatores próprios para manobra de capacitores, relé de falta de fase, botoeira de emergência e ventilação forçada com termostato, conforme detalhado no projeto elétrico anexo.

Portanto, a solução com banco automático de 240 kVAr instalado na cabine abrigada de transformação, sendo 200 kVAr em dez estágios automáticos e 40 kVAr em estágios fixos destinados à correção da média tensão existente, é tecnicamente justificável por atender à condição atual medida, à operação em carga máxima da EMBRAPA e à possibilidade de futuras ampliações, mantendo flexibilidade operacional, elevação do fator de potência, redução da circulação de reativos nos circuitos internos e melhor aproveitamento da infraestrutura elétrica existente.

6.2 Complementação – Estudo de qualidade de energia conforme PRODIST Módulo 8

Com o objetivo de atender à solicitação de complementação técnica da EMBRAPA, apresenta-se a seguir uma avaliação preliminar de qualidade de energia, baseada nos dados efetivamente disponíveis nas campanhas de medição realizadas nos transformadores e na memória de massa da concessionária. Esta complementação tem foco nos indicadores de tensão, desequilíbrio, harmônicos, distorção harmônica total e flutuação de tensão, em aderência conceitual ao PRODIST Módulo 8, sem atribuição de valores não medidos.

Quanto aos níveis de tensão, os registros analisados indicam comportamento geral compatível com a operação da instalação, sem evidência, nos dados disponíveis, de violação sistemática de tensão em regime permanente. Destaca-se, entretanto, que o TR-05 apresentou tensão fase-fase média inferior à observada nos demais pontos medidos, razão pela qual recomenda-se acompanhamento específico deste ponto após a implantação das correções, a fim de verificar a influência de distância elétrica, queda de tensão no circuito, carregamento local ou condição operacional específica.

Em relação ao desequilíbrio de tensão, os dados disponíveis permitem apenas leitura preliminar a partir das tensões fase-fase registradas por ponto. Não constam, no material-base analisado, relatórios consolidados com cálculo formal do percentual de desequilíbrio segundo metodologia específica de qualidade de energia. Assim, não foram lançados valores normativos de desequilíbrio sem suporte de medição dedicada, permanecendo a recomendação de verificação complementar em campanha específica.

Quanto aos harmônicos e à distorção harmônica total de tensão/corrente, não foram disponibilizados nos relatórios-base espectros harmônicos, componentes individuais, DTT, DHT ou indicadores equivalentes que permitam fechamento numérico completo

no formato típico de qualidade de energia. Dessa forma, o presente relatório registra expressamente essa limitação e não atribui valores estimados a parâmetros que não tenham sido diretamente medidos. Considerando a futura instalação de bancos automáticos de capacitores, recomenda-se que a validação posterior contemple também medição de harmônicos, a fim de verificar a inexistência de condição de ressonância ou amplificação harmônica.

Quanto à flutuação de tensão, também não foram identificados registros específicos de indicadores como Pst e Plt nos relatórios utilizados nesta análise. Assim, o tema é tratado como item de verificação complementar, especialmente em cenários com operação intermitente de cargas, partidas de motores ou variações bruscas de demanda.

Em relação ao período das campanhas, verifica-se que as medições realizadas variaram entre aproximadamente 4 e 7 dias, conforme o ponto analisado. Esses intervalos foram considerados suficientes para o diagnóstico técnico inicial do comportamento de carga, fator de potência, potência reativa, correntes e tensões da instalação, principalmente quando avaliados em conjunto com a memória de massa da concessionária. Ainda assim, reconhece-se que, para atendimento mais completo ao enfoque de qualidade de energia conforme o PRODIST Módulo 8, o período ideal é de no mínimo 7 dias contínuos por ponto representativo.

Dessa forma, justifica-se tecnicamente que as campanhas já realizadas sejam mantidas como base válida para diagnóstico preliminar e dimensionamento das medidas corretivas, enquanto a validação final da qualidade de energia seja prevista para etapa posterior à implantação dos bancos automáticos de capacitores. Nessa etapa complementar, recomenda-se campanha específica com duração mínima de 7 dias contínuos por ponto representativo, contemplando tensão, corrente, fator de potência, desequilíbrio, harmônicos/DTT e flutuação de tensão, com posterior confronto dos resultados com a memória de massa da concessionária.

Assim, a presente complementação atende ao objetivo de incorporar ao relatório a abordagem de qualidade de energia solicitada, utilizando estritamente os dados disponíveis no momento e preservando a consistência técnica do diagnóstico, sem extrapolar informações não registradas em campo.

7. Análise dos relatórios de desempenho da usina fotovoltaica existente

Com base nos relatórios de avaliação de desempenho fotovoltaico disponíveis para a usina existente da EMBRAPA Trigo, foi realizada análise técnica da geração anual e mensal relatada, com o objetivo de integrar a condição de consumo, fator de potência e desempenho da geração própria em uma mesma leitura técnica.

7.1 Dados gerais considerados

Grandeza	Valor / observação
Potência instalada informada nos relatórios de referência	251 kWp
Potência nominal dos inversores informada	200 kW
Período de referência do relatório de 12 meses	01/01/2025 a 31/12/2025
Geração anual prevista nos relatórios	344.092 kWh/ano
Geração anual medida/relatada	342.504,0 kWh/ano
Desempenho anual aproximado	99,5% do previsto

7.2 Geração mensal prevista e geração mensal relatada

Mês	Geração prevista (kWh)	Geração relatada (kWh)	Desempenho
Jan	32.290	35.396,0	109,6%
Fev	28.687	31.746,6	110,7%
Mar	29.986	34.497,2	115,0%
Abr	29.604	26.370,9	89,1%
Mai	27.978	21.712,5	77,6%
Jun	22.106	14.111,0	63,8%
Jul	25.465	25.217,5	99,0%
Ago	28.115	25.404,1	90,4%
Set	26.260	26.857,2	102,3%
Out	29.771	30.688,5	103,1%
Nov	29.983	35.935,0	119,9%
Dez	33.847	34.567,5	102,1%

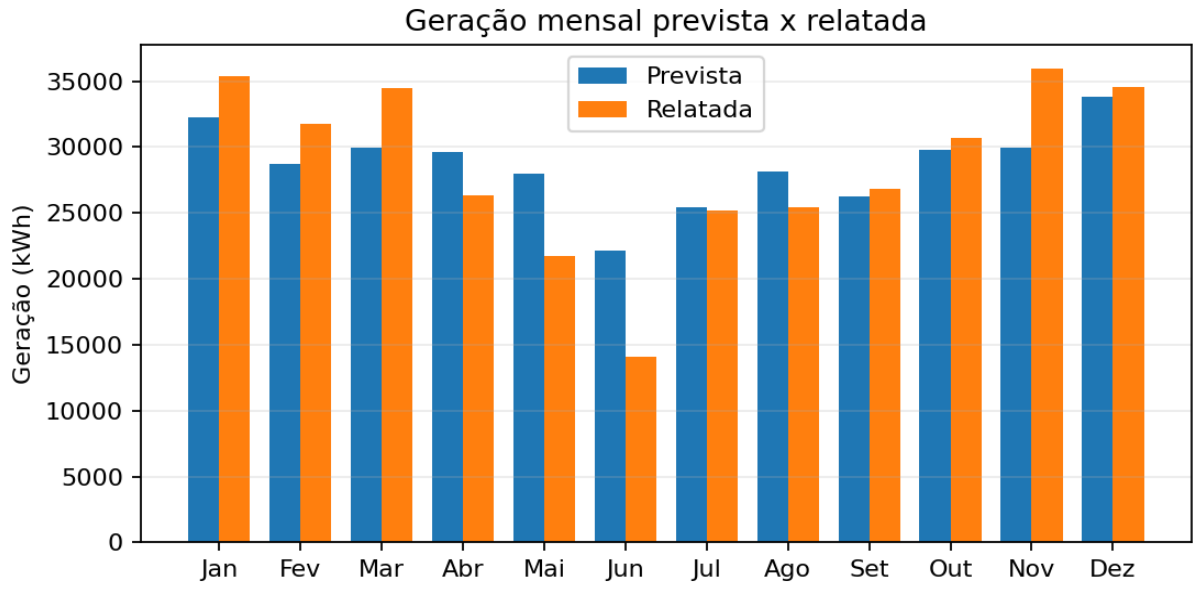


Figura 7 – Comparativo técnico entre geração prevista e geração relatada da usina fotovoltaica existente.

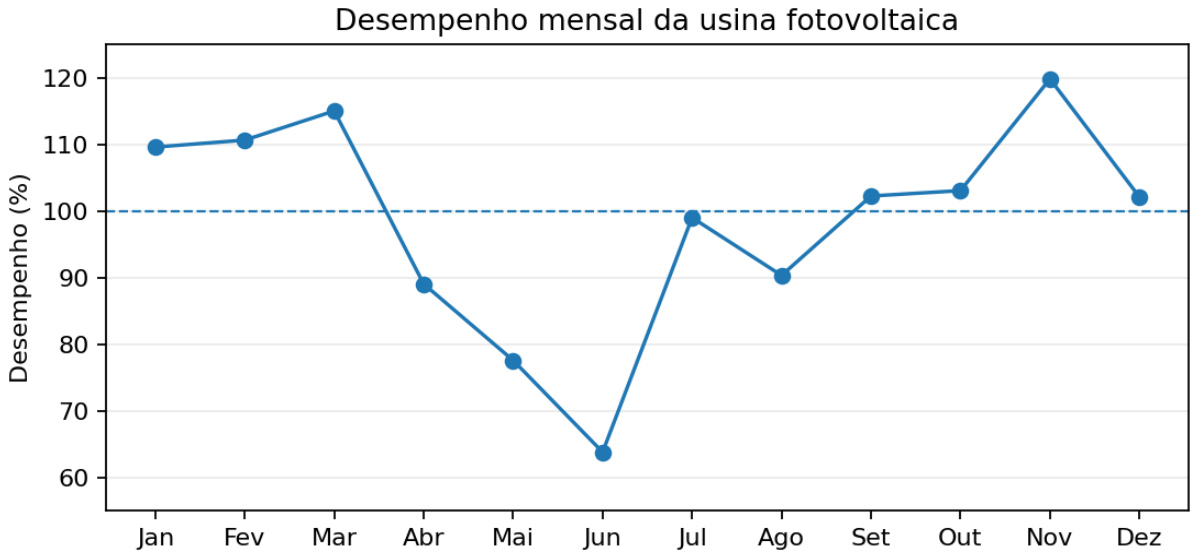


Figura 8 – Desempenho mensal aproximado da usina fotovoltaica existente, considerando os relatórios de desempenho.

7.3 Interpretação técnica

A geração anual medida/relatada no relatório de aferição de performance de 12 meses foi de 342.504,0 kWh, frente à geração anual prevista de 344.092 kWh para a usina fotovoltaica existente de 251 kWp. O desempenho anual resultante é de aproximadamente 99,5% do previsto, compatível com o parecer do relatório, que informa rendimento médio anual em torno de 100%.

Embora o resultado anual esteja praticamente aderente ao previsto, a análise mensal mostra oscilações relevantes ao longo do ano. Os meses de maio e junho apresentaram desempenho inferior ao esperado, compatível com o próprio relatório de performance, que menciona manutenção dentro do período avaliado. Já janeiro, fevereiro, março e novembro ficaram acima da projeção mensal.

Desta forma, a seção fotovoltaica foi estruturada a partir dos relatórios de aferição de performance encaminhados, utilizando os valores de geração prevista e geração registrada apresentados nesses documentos, sem extrapolação ou criação de dados adicionais.

8. Conclusão técnica consolidada

Com base na memória de massa da unidade consumidora, nas medições dos transformadores TR-01 a TR-05 e nos relatórios de desempenho da usina fotovoltaica existente, observa-se que a instalação apresenta cargas distribuídas em diferentes pontos, com maior destaque de demanda máxima no TR-04 e carregamentos médios mais reduzidos nos demais transformadores. As medições também indicam presença recorrente de energia reativa e fator de potência abaixo da referência de 0,92 em parte relevante dos registros, recomendando acompanhamento e avaliação de compensação reativa.

Do ponto de vista de eficiência energética, os principais pontos de atenção identificados até o momento são: correção e acompanhamento do fator de potência, avaliação do comportamento de cargas com baixo carregamento médio e picos elevados, acompanhamento das tensões nos transformadores externos, especialmente no TR-05, e integração dos dados da usina fotovoltaica existente com a análise de consumo da unidade.

A usina fotovoltaica existente apresentou desempenho anual praticamente igual ao previsto, com geração medida/relatada de 342.504,0 kWh frente a 344.092 kWh previstos. As variações mensais, especialmente nos meses de menor desempenho, devem ser consideradas na análise de fator de potência, pois a geração fotovoltaica altera a potência ativa vista pela concessionária e pode influenciar o fator de potência global da unidade.

9. Recomendações de correção e encaminhamentos por transformador

A correção do fator de potência deve ser tratada inicialmente nos quadros de baixa tensão de cada transformador, pois essa solução atua diretamente sobre as cargas que demandam energia reativa, reduz a circulação de corrente reativa nos circuitos internos e permite setorização da compensação. A compensação em média tensão deve ser considerada apenas como etapa complementar, principalmente para compensação de reativos residuais associados aos transformadores em vazio, períodos noturnos e condição geral observada no ponto de medição da concessionária.

Estimativa técnica de capacitores para correção de fator de potência por transformador

Adotando fator de potência alvo de 0,95, foi calculada a compensação reativa necessária com base nas potências ativas e reativas médias medidas em cada transformador. O cálculo considera a diferença entre a potência reativa média medida e a potência reativa admissível para o fator de potência alvo. Por se tratar de avaliação técnica, recomenda-se banco automático em baixa tensão, com estágios pequenos e bloqueio contra sobrecompensação.

Fórmula de referência: Qc = Qmedido - [Pmedido × tg(arccos(0,95))].

Transformador	P média aproximada	Q média aproximada	Compensação calculada para FP 0,95	Banco recomendado em BT
TR-01	26,06 kW	29,56 kvar	21,0 kvar	Banco automático de 25 kvar
TR-02	27,76 kW	26,22 kvar	17,1 kvar	Banco automático de 20 kvar
TR-03	33,84 kW	24,66 kvar	13,5 kvar	Banco automático de 15 kvar
TR-04	12,99 kW	5,14 kvar	0,9 kvar	Banco automático de 5 kvar
TR-05	10,14 kW	6,17 kvar	2,8 kvar	Banco automático de 5 kvar

A análise pelos valores médios indica necessidade mínima de compensação da ordem de 70 kVAr em baixa tensão. Para fins de projeto e operação, porém, será adotada solução distribuída com três bancos automáticos de 75 kVAr, totalizando 225 kVAr, pois essa configuração oferece margem técnica para picos de carga, simultaneidade de cargas indutivas e futuras ampliações, sem concentrar a compensação em um único ponto da instalação.

Transformador	Condição observada	Solução recomendada em BT	Observação complementar
TR-01	Baixo fator de potência médio e potência reativa média elevada em relação à potência ativa média.	Instalar banco de capacitores automático no QGBT/BT do transformador, com estágios fracionados, controlador de FP, proteção por disjuntores/fusíveis e contatores próprios para capacitores. Ajustar a meta de operação entre 0,95 e 0,98 indutivo.	Após a implantação na BT, acompanhar a memória de massa da RGE. Se permanecer reativo significativo fora do horário de carga, prever compensação geral em MT com controle automático e bloqueio contra sobrecompensação.
TR-02	Baixo fator de potência médio, com registro de FP abaixo da referência e presença relevante de energia reativa.	Aplicar banco automático de capacitores em BT, dimensionado com base na curva de carga do transformador e evitando banco fixo integral, pois há variação de carga ao longo do período medido.	A correção em MT deve ser considerada somente para reativo residual comum aos transformadores ou caso a medição da concessionária continue acusando excedente após a correção local.
TR-03	Transformador interno com maior potência ativa média entre os transformadores avaliados e fator de potência abaixo do ideal.	Priorizar compensação automática em BT, com estágios compatíveis com a potência média e máxima registrada. Por apresentar maior carga útil, tende a ser um dos pontos com melhor efetividade para correção local.	Acompanhar após a correção em BT. A etapa em MT pode ser utilizada como ajuste fino para o conjunto da unidade, não substituindo a correção local.
TR-04	Transformador externo com maior demanda máxima medida, indicando carga significativa em determinados períodos.	Verificar o perfil das cargas atendidas e prever banco automático em BT dimensionado para a demanda máxima e para a potência reativa observada, com atenção à variação de carga para evitar FP capacitivo em baixa carga.	Quando a demanda reativa ocorrer também em períodos de baixa carga ou no período noturno, considerar compensação central em MT com controle por FP e por tensão.
TR-05	Transformador externo com menor carregamento médio, porém ainda com fator de potência abaixo do recomendado.	Adotar correção em BT com banco de menor porte ou solução agrupada junto ao quadro que concentra as cargas principais, evitando excesso de capacitância para um transformador pouco carregado.	Para cargas muito baixas ou predominância de transformador em vazio, a correção em MT pode ser mais adequada para compensar perdas magnetizantes residuais do conjunto.

10. Complementação técnica do diagnóstico

Com o objetivo de tornar o relatório mais conclusivo e aplicável à tomada de decisão, a interpretação técnica foi consolidada em quatro frentes: correção localizada do fator de potência, priorização dos transformadores, validação posterior pela memória de massa da concessionária e integração da geração fotovoltaica à análise global da unidade consumidora.

10.1 Critério de correção do fator de potência

O critério adotado para a estimativa dos bancos de capacitores considera fator de potência alvo de 0,95 indutivo. Esse valor foi utilizado por proporcionar margem operacional acima da referência de 0,92, sem buscar compensação excessiva. A recomendação por bancos automáticos em baixa tensão permite que a compensação acompanhe a variação real das cargas, reduzindo o risco de operação capacitiva em horários de baixo carregamento.

A compensação deve ser feita preferencialmente junto aos quadros de baixa tensão de cada transformador, pois essa solução reduz a circulação de potência reativa nos circuitos internos da instalação e melhora a setorização do diagnóstico. A correção centralizada em média tensão deve ser tratada apenas como alternativa complementar, caso permaneça reativo residual relevante no ponto de medição da concessionária após a correção local.

10.2 Priorização técnica dos transformadores

Pelos resultados medidos, os transformadores TR-01, TR-02 e TR-03 devem ser priorizados na correção do fator de potência, pois apresentam maior relação entre potência reativa média e potência ativa média. O TR-05 também apresenta fator de potência abaixo do recomendado, porém com menor porte de compensação. O TR-04, apesar de apresentar fator de potência médio mais próximo da referência, deve ser acompanhado devido aos picos de potência e corrente registrados durante a campanha de medição.

Dessa forma, a implantação pode ser organizada por etapas, iniciando pelos pontos de maior contribuição reativa média e mantendo acompanhamento do comportamento global da unidade na memória de massa da concessionária.

10.3 Validação após implantação

Após a instalação dos bancos automáticos de capacitores, recomenda-se acompanhar a memória de massa da unidade por, no mínimo, um ciclo de faturamento completo, comparando o fator de potência antes e depois da intervenção. Essa validação permite ajustar os controladores, verificar eventual reativo residual e confirmar se a compensação localizada foi suficiente para estabilizar o fator de potência global no ponto de entrega.

Também é recomendável registrar os ajustes finais dos controladores de fator de potência, incluindo FP alvo, tempo de entrada e saída dos estágios, potência de cada estágio e condição de bloqueio em baixa carga, mantendo rastreabilidade técnica para operação e manutenção futuras.

10.4 Integração da geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica não foi tratada neste relatório como causa isolada do baixo fator de potência. A análise considera que a usina pode alterar a potência ativa líquida vista pela concessionária em determinados horários, enquanto parte da demanda reativa das cargas e dos transformadores permanece presente. Por esse motivo, a leitura do fator de potência deve considerar a simultaneidade entre consumo, geração e demanda reativa.

Passo Fundo/RS, 30 de abril de 2026.

36.579.184/0001-33
ENGTECH MATERIAIS E SERVIÇOS DE ENGENHARIA LTDA.
Rua Moron, nº 3391 - Loja 01
Boqueirão - CEP 99.025-024
Passo Fundo / RS
Fernando Lazzaretti
DPTO Engenharia