



Latin American Journal of Energy Research – Lajer (2025) v. 12, n. 3, p. 135–144
<https://doi.org/10.21712/lajer.2025.v12.n3.p135-144>

1º Encontro Interdisciplinar em Energia, Programa de Pós-graduação em Energia, Ufes



Otimização da compensação de reativo em instalações industriais com geração distribuída fotovoltaica

Optimization of reactive power compensation in industrial facilities with photovoltaic distributed generation

Kátia Kellen Martins de França^{1,*}, José Adriano da Costa²

¹ Aluna de Graduação em Engenharia de Energia, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte – IFRN, Campus Natal Central

² Professor da Diretoria de Indústria – DIACIN, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte – IFRN, Campus Natal Central

*Autor para correspondência, E-mail: katia.kellen@escolar.ifrn.edu.br

Resumo: O avanço da geração distribuída fotovoltaica em ambientes industriais tem proporcionado significativa redução nos custos com energia elétrica, mas também alterado o perfil da demanda de potência reativa das instalações. Essa mudança pode reduzir o fator de potência (FP) global, ocasionando penalidades tarifárias e sobrecarga no sistema elétrico. Este trabalho apresenta um modelo de otimização para a correção do FP em unidades consumidoras industriais que utilizam geração fotovoltaica, empregando Programação Linear Inteira para dimensionar bancos de capacitores fixos e automáticos. A metodologia considera múltiplos cenários de geração e demanda, para os quais é realizada a otimização da compensação reativa através de método de Programação Linear Inteira implementado em Python. O estudo evidencia que a inserção de geração distribuída fotovoltaica pode provocar redução significativa do FP durante períodos de alta geração, exigindo estratégias de compensação adaptáveis. Os resultados indicam que a aplicação do modelo proposto possibilita manter o FP dentro dos limites regulamentares estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), evitando multas por excedentes reativos e garantindo o aproveitamento econômico da geração distribuída. A abordagem apresentada contribui para o planejamento energético industrial ao integrar geração renovável com técnicas de correção reativa, reforçando a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico.

Palavras-chave: fator de potência; geração distribuída fotovoltaica; bancos de capacitores; programação linear; compensação de reativo.

Abstract: The advancement of distributed photovoltaic generation in industrial environments has led to a significant reduction in electricity costs but has also changed the reactive power demand profile of installations. This shift can reduce the overall power factor (PF), leading to tariff penalties and overloading of the electrical system. This work presents an optimization model for PF correction in industrial consumers with photovoltaic generation, employing simplex linear programming to size and allocate fixed and automatic capacitor banks. The methodology considers multiple generation and demand scenarios, allowing reactive power compensation to be adjusted efficiently and economically. The study shows that the integration of photovoltaic plants can cause a significant reduction in PF during periods of high generation, requiring adaptable compensation strategies. The results indicate that applying the proposed model makes it possible to maintain the PF within the regulatory limits established by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL), avoiding penalties for excess reactive power and ensuring the economic benefits of distributed generation. The approach contributes to industrial energy planning by

integrating renewable generation with reactive power correction techniques, enhancing both efficiency and system reliability.

Keywords: power factor; photovoltaic generation; capacitor banks; linear programming; energy efficiency.

1 Introdução

Em ambientes industriais, a predominância de cargas indutivas, como motores e transformadores, provoca defasagem entre tensão e corrente, reduzindo o fator de potência (FP). Essa condição eleva as perdas, sobrecarrega condutores e gera acréscimos tarifários, conforme o Módulo 8 do PRODIST e a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL.

A adoção de sistemas de geração distribuída fotovoltaica (GD-FV) em plantas industriais tem se tornado uma estratégia relevante para reduzir custos, apoiada por normas como a Resolução nº 1.059/2023 e a Lei nº 14.300/2022. Contudo, a inserção da GD altera o balanço de potências no ponto de acoplamento comum (PAC): a potência ativa (P) importada da rede diminui, enquanto a potência reativa (Q) das cargas permanece praticamente constante.

Embora inversores modernos possam operar com controle de potência reativa (Naderipour et al., 2020; Silva e Oliveira, 2021), sua capacidade é limitada pela curva de operação do inversor e pela irradiação. Durante períodos noturnos ou de baixa geração, os inversores não podem fornecer Q, inviabilizando compensação contínua. Assim, torna-se necessária a adoção de sistemas dedicados de compensação reativa capazes de se ajustar dinamicamente à variação simultânea de carga e geração.

Diversas pesquisas recentes têm abordado o tema. Gan et al. (2025) apresentaram um método de alocação ótima de potência reativa com algoritmos genéticos imunes. Zhang et al. (2024) propuseram controle droop aplicado a geradores estáticos de reativo (SVG) aliado a otimização por enxame de partículas (IPSO). Li et al. (2024) introduziram uma abordagem multiobjetivo de planejamento, operação e especificação de reativo, obtendo ganhos econômicos de 7%. El-Sayed et al. (2023) combinaram PSO e GA para reduzir perdas em redes com alta penetração FV.

Wang et al. (2022) exploraram o controle coordenado de potências ativa e reativa em inversores fotovoltaicos, e Polat et al. (2024) ampliaram esse conceito integrando armazenamento em bateria (BESS) sob restrições de corrente, com redução de 5% nas perdas e até 58% na degradação do inversor.

Kansal et al. (2022) aplicaram MILP para otimizar o despacho reativo em redes FV; Londoño Tamayo et al. (2022) propuseram despacho multi-período de Q; e Mokhtari et al. (2021) demonstraram a eficácia de modelos MILP em sistemas FV-integrados.

Patil et al. (2023) aplicaram compensação reativa em ambiente industrial, comprovando ganhos, porém sem validação experimental.

Apesar dos avanços, observa-se que a maioria dos estudos permanece restrita a simulações, sem comprovação prática em sistemas industriais reais. Este trabalho propõe e valida um modelo de otimização MILP aplicado a uma instalação industrial do setor alimentício no Rio Grande do Norte, utilizando dados reais de medição e faturamento para dimensionar bancos de capacitores fixos e automáticos, assegurando conformidade normativa ($FP \geq 0,92$) e viabilidade econômica. Diferentemente das abordagens teóricas encontradas na literatura, este estudo integra modelagem matemática, validação empírica e análise econômica, apresentando resultados práticos que demonstram a viabilidade técnica e financeira da compensação reativa inteligente em ambientes industriais com geração distribuída fotovoltaica.

2 Metodologia

O estudo foi desenvolvido a partir de uma análise teórica e computacional, com o objetivo de propor um modelo de otimização para a correção do fator de potência (FP) em instalações industriais que utilizam geração distribuída fotovoltaica (GD-FV). A abordagem considera o impacto da variação simultânea de carga e geração ao longo do dia, buscando dimensionar bancos de capacitores fixos e automáticos de forma economicamente otimizada e tecnicamente adequada.

Inicialmente, foi realizada a análise das faturas de energia elétrica da empresa durante um período de 12 meses, a fim de identificar o comportamento do consumo de energia ativa e reativa, bem como os custos associados à energia excedente reativa. Em seguida, foi instalado um analisador de energia trifásico no quadro geral de baixa tensão, permanecendo em operação por uma semana contínua para registrar medições de tensão, corrente, potência ativa (P), reativa (Q) e fator de potência em intervalos de 15 minutos.

Paralelamente, foram solicitados à concessionária de energia os dados de massa referentes a um mês completo de operação, os quais foram utilizados para validar e complementar as medições em campo. A partir desses dados, elaborou-se uma curva de carga horária representando a potência líquida da instalação — definida pela diferença entre a potência consumida e a potência gerada pela usina fotovoltaica.

Com base nessas curvas, foram definidos casos, correspondendo a intervalos de 1 hora, em que se avaliou a variação simultânea da potência ativa líquida (P_{liq}) e da potência reativa (Q). Cada caso representa uma condição operacional distinta da empresa. Assim, o estudo foi estruturado em três casos principais:

- Caso Base: operação sem usina fotovoltaica, representando o estado original da instalação, com FP médio de 0,92 e comportamento estável de carga;
- Caso 1: operação com a usina fotovoltaica e sem compensação reativa, situação em que a redução da potência ativa importada aumentou o desequilíbrio entre P e Q , resultando em queda do FP e penalidades tarifárias;
- Caso 2: operação com a usina fotovoltaica e com compensação reativa automática, na qual o banco de capacitores ajusta dinamicamente o fornecimento de potência capacitativa conforme a variação de carga e geração.

A etapa seguinte consistiu na aplicação de um modelo de otimização desenvolvido em Python, utilizando a biblioteca PuLP, que resolve problemas de programação linear inteira mista (MILP). O modelo foi formulado para determinar automaticamente a combinação ótima de módulos de capacitores que mantém o fator de potência acima de 0,92, em conformidade com as exigências da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e do Módulo 8 do PRODIST.

O conjunto de capacidades disponíveis foi definido com base em módulos comerciais de 5, 10, 12,5, 20 e 30 kVAr, correspondendo à configuração de um banco automático de seis estágios. O algoritmo simulou a operação horária da instalação e determinou, para cada cenário de carga menos geração, os estágios que deveriam ser acionados, minimizando o reativo excedente total dos módulos e evitando sobrecompensação.

Por fim, os resultados simulados foram comparados aos dados reais da instalação após a implementação do banco automático de capacitores, validando o desempenho do modelo proposto. As comparações incluíram indicadores como fator de potência médio, energia reativa excedente e economia obtida com a eliminação de penalidades tarifárias, comprovando a eficácia da metodologia e sua aplicabilidade em sistemas industriais com geração fotovoltaica distribuída.

2.1 Método de compensação de reativos

Quando parte da potência ativa (P) passa a ser fornecida internamente pelos inversores fotovoltaicos, a potência ativa importada da rede diminui, enquanto a demanda de potência reativa (Q) das cargas indutivas permanece praticamente constante. Esse desbalanceamento no PAC amplia o ângulo de defasagem entre corrente e tensão e, consequentemente, reduz o fator de potência (FP) global da instalação.

A Eq. 1 representa a potência aparente (S), que é a soma vetorial da potência ativa P e da potência reativa Q . A geração fotovoltaica reduz a potência ativa importada da rede da distribuidora, mas Q permanece praticamente inalterado, o lado horizontal do triângulo encurta, o ângulo φ e o FP diminui.

$$FP = \cos \varphi = \frac{P}{S}, \quad (1)$$

O problema central, portanto, consiste em determinar a potência reativa capacitativa (Q_{cap}) necessária para compensar a demanda indutiva (Q_{load}) em diferentes condições de geração fotovoltaica, de modo a manter o fator de potência dentro dos limites normativos. Os bancos de capacitores são tradicionalmente utilizados para essa finalidade. Bancos fixos apresentam baixo custo e simplicidade construtiva, mas estão sujeitos ao risco de sobrecompensação em períodos de baixa carga. Já os bancos automáticos, capazes de ajustar dinamicamente a capacidade conforme a variação da demanda, são mais adequados para sistemas com geração distribuída fotovoltaica (GD-FV), cuja potência ativa flutua ao longo do dia.

Pesquisas recentes têm buscado aprimorar o desempenho elétrico em redes com alta penetração fotovoltaica por meio de técnicas de Otimização matemática.

Pareja, Carmona e López-Lezama (2023) desenvolveram um modelo de Programação Linear Inteira Mista (MILP) para determinar simultaneamente a localização, o dimensionamento e a operação ótima de

geradores fotovoltaicos e dispositivos de compensação reativa (D-STATCOMs), maximizando a eficiência da rede.

Esses estudos reforçam a tendência de empregar métodos de otimização combinatória e metaheurística para melhorar o controle da potência reativa, reduzir perdas e garantir estabilidade de tensão em sistemas com geração distribuída, servindo como base teórica para o modelo proposto neste trabalho.

2.2 Formulação do problema de otimização

A formulação do problema busca atender a $FP \geq 0,92$ para múltiplos cenários horários de geração fotovoltaica e demanda industrial, minimizando a potência reativa capacitiva alocada. A implementação foi feita em Python, com a biblioteca PuLP, que resolve problemas de programação linear. O código permite inserir valores comerciais de módulos (5 a 45 kVAr), cenários de P e Q ao longo do dia e encontra automaticamente a melhor combinação. Pl_i = Potência Ativa (kW), Ql_i = Potência Reativa (kVar), Ppv_i = Potência gerada pela F.V (kW)

Fator de potência mínimo: $Fp_{\min} = 0,92$

$$\varphi = \arccos(0,92), \quad (2)$$

A Eq. 3 representa o limite de operação derivado do fator de potência mínimo permitido ($Fp_{\min} = 0,92$) cujo ângulo de defasagem é obtido por $\varphi = \arccos(0,92)$, resultando em $\tan \varphi = 0,426$. Assim, o valor 0,426 define a razão máxima admissível entre potência reativa e potência ativa líquida, assegurando operação dentro do limite regulatório estabelecido no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018). Fazendo:

$$k = \tan \varphi \leq Q_{\max} \leq \frac{Ql_i - Qc_i}{|Pl_i - Ppv_i|} \leq \frac{Ql_i - Qc_i}{|P_{neti}|}, \quad (3)$$

$$k \equiv 0,426, \quad (4)$$

$$Fp = \frac{Pl_{iq}^i}{\sqrt{Pl_{iq}^2 + Ql_{iq}^2}} \geq 0,92, \quad (5)$$

$$\begin{cases} Pl_{iq(i)} = Pl_{(i)} - Ppv_{(i)} \\ Ql_{iq(i)} = Ql_{(i)} - Qc_{(i)} \end{cases}, \quad (6)$$

Compensação de Reativos por Cenário

$$0,426 \times Pl_{iq(i)} \leq Ql_{(i)} - Qc_{(i)}, \quad (7)$$

Isolando $Qc_{(i)}$

$$Qc_{(i)} \leq Ql_{(i)} - 0,426 \times Pl_{iq(i)}, \quad (8)$$

As Eqs. 3 a 8 descrevem a avaliação do fator de potência efetivo considerando a potência ativa líquida (Pl_{iq}) e a potência reativa líquida (Ql_{iq}) após a compensação pelos bancos de capacitores. A partir delas, calcula-se a potência reativa a ser compensada (Qc) em cada cenário i , de forma que o sistema opere com $FP \geq 0,92$.

Se Operação é igual ao consumo, então: $Pl_{iq(i)} > 0$

$$Qc_{(i)} \geq Ql_{(i)} - 0,426 |Pl_{iq(i)}|, \quad (9)$$

Se Operação é igual a injeção Líquida, então: $Pl_{iq(i)} < 0$

$$Qc_{(i)} \leq Ql_{(i)} - 0,426 |Pl_{iq(i)}|, \quad (10)$$

As Eqs. 9 e 10 diferenciam os casos em que a instalação está em modo de consumo líquido ($Pliq > 0$) e modo de injeção líquida ($Pliq < 0$) representando períodos com e sem geração solar significativa, respectivamente. Essa distinção é fundamental para garantir que o modelo mantenha o fator de potência adequado em diferentes condições de irradiação e carga.

Variáveis: $Qc_{(i)} \equiv$ Potência Retaiva do banco automática no cenário i , $Qc_{(fixo)} \equiv$ Potência Retaiva do banco Fixo

As variáveis $Qc_{(i)}$ e $Qc_{(fixo)}$ correspondem à potência reativa fornecida pelos bancos automáticos e fixos, respectivamente. O conjunto $C = \{5;10;12,5;15;20;30;45;\}$ representa as capacidades dos capacitores disponíveis em kvar, o que transforma o problema em uma programação linear inteira mista (MILP), uma vez que as decisões envolvem variáveis discretas (PAREJA et al., 2023).

Restrições:

$$Fp = \frac{|Pliq^{(net)}|}{\sqrt{Pliq^2 + Qliq^2}} \geq 0,92, \quad (11)$$

Compensação por Cenário

$$Qc_{(i)} \geq Ql_{(i)} - 0,426|PNet_{(i)}|; \text{ se } PNet_{(i)} > 0, \quad (12)$$

$$Qc_{(i)} \geq Ql_{(i)} - 0,426|Pliq_{(i)}|; \text{ se } Pliq_{(i)} > 0, \quad (13)$$

Bancos fixo e automáticos

$$Qc_{(i)}; Qc_{(i)} Fixo \in \{5; 10; 12,5; 15; 20; 30; 45;\}, \quad (14)$$

Por fim, a Eq. 15 define a função objetivo, que busca minimizar a potência reativa total instalada. O parâmetro α permite distinguir os dois casos estudados:

- $\alpha=1$: cenário com banco fixo de capacitores (compensação constante);
- $\alpha=0$: cenário com banco automático de capacitores (compensação dinâmica por cenário horário).

O algoritmo implementado identifica automaticamente a combinação ótima de módulos de capacitores que assegura o fator de potência mínimo regulamentar ao menor custo total, considerando os múltiplos cenários de geração fotovoltaica e carga industrial.

Função objetivo minimizar a potência reativa total instalada:

$$MínFobj = \min (\alpha \times Qc_{(i)} Fixo + (1 - \alpha) \times \sum_i^1 Qc_{(i)}), \quad (15)$$

3 Resultados e discussões

3.1 Caso Base — Empresa sem usina fotovoltaica

No cenário de referência, a Empresa operava sem geração distribuída, apresentando condições elétricas estáveis e fator de potência (FP) médio próximo a 0,92, conforme os registros históricos. Essa condição atendia plenamente à Resolução Normativa n.º 1.000/2021 da ANEEL, não havendo incidência de penalidades tarifárias.

A operação era caracterizada pelo equilíbrio entre potência ativa (P) e reativa (Q), com a compensação natural das cargas indutivas pelos transformadores e motores em regime contínuo. Esse cenário serviu como padrão de comparação para avaliar o impacto da inserção da geração fotovoltaica e a eficiência das diferentes estratégias de compensação reativa analisadas nos casos subsequentes. Na Empresa (A), a usina fotovoltaica entrou em operação no primeiro semestre de 2024. Nos meses anteriores (dezembro/2022 a maio/2024), o sistema apresentava FP médio de aproximadamente 0,92, com valores mensais de cobrança de R\$ 200, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1. Indicadores elétricos da Empresa A antes da inserção da usina fotovoltaica (setembro/2022–maio/2024) Fonte: Relatórios técnicos da Empresa A (2025).

ref/mês/ano	Reativo Excedente	kVArh ponta	Valor (R\$)	kVArh fora ponta	Valor (R\$)	Total reativo (R\$)
set/23	0,00	2,53	0,98	250,92	97,20	98,18
out/23	0,00	5,88	2,27	302,58	116,94	119,21
nov/23	0,00	0,00	—	359,16	139,93	139,93
dez/23	0,00	174,22	65,74	806,88	304,48	370,22
jan/24	0,00	9,37	3,55	300,12	114,01	117,56
fev/24	0,00	7,85	2,95	241,08	90,85	93,80
mar/24	0,00	18,10	6,79	285,36	107,12	113,91
abr/24	0,00	0,00	—	113,16	44,88	44,88
mai/24	0,00	0,00	—	250,92	107,23	107,23

3.2 Caso 1 — Empresa com usinas fotovoltaicas e sem compensação de reativos

A inserção da geração fotovoltaica na Empresas teve como principal motivação a redução do consumo de energia ativa proveniente da rede da concessionária. Entretanto, essa mudança alterou de forma significativa o balanço entre potência ativa (P) e reativa (Q) nas instalações. Com a injeção de potência ativa pelos inversores *grid-tie*, a energia ativa importada da rede diminuiu, mas a potência reativa das cargas permaneceu praticamente constante, o que aumentou a razão Q/P e reduziu o fator de potência (FP) global observado pela distribuidora

Observou-se deterioração progressiva do FP, refletida no aumento das multas por reativo excedente. A partir de junho de 2024, os custos mensais ultrapassaram R\$ 800,00, chegando a R\$ 1.668,31 em agosto/2024 e R\$ 1.870,46 em fevereiro/2025, conforme mostrado na Tabela 2.

Tabela 2. Indicadores elétricos da Empresa A após a inserção da usina fotovoltaica (Junho/2024–Abril /2025) Fonte: Relatórios técnicos da Empresa A (2025).

ref/mês/ano	kVArh ponta	Valor (R\$)	kVArh fora ponta	Valor (R\$)	Total reativo (R\$)
jun/24	—	—	2.103,30	895,96	895,96
jul/24	—	—	3.490,74	1.475,23	1.475,23
ago/24	2,58	1,09	3.918,78	1.667,22	1.668,31
set/24	4,57	1,95	3.493,20	1.497,28	1.499,23
out/24	—	—	2.295,18	983,26	983,26
nov/24	2,44	1,04	2.189,40	938,24	939,28
dez/24	6,38	2,69	2.036,88	860,27	862,96
jan/25	—	—	2.309,94	1.009,91	1.009,91
fev/25	—	—	4.253,34	1.870,46	1.870,46
mar/25	—	—	3.891,72	1.710,17	1.710,17
abr/25	14,71	6,36	2.809,32	1.214,97	1.221,33

3.3 Caso 2 — Empresa com usina fotovoltaica e compensação de reativos

A magnitude dos excedentes (≈ 12.000 kVArh/mês) evidencia que a usina fotovoltaica, apesar de reduzir o consumo ativo, acentuou o desequilíbrio entre P e Q. Sem compensação capacitativa, o sistema passou a operar com $FP < 0,90$ durante boa parte do dia, violando o limite mínimo da Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021 (Módulo 8 do PRODIST) e resultando em multas mensais médias de R\$ 5,4 mil, chegando a picos acima de R\$ 6 mil.

Com a constatação de penalidades crescentes por baixo fator de potência após a inserção da usina fotovoltaica, a Empresa A implementou, em maio de 2025, um banco automático de capacitores trifásico

destinado a compensar dinamicamente a potência reativa. O sistema entrou em operação no dia 19/05/2025, com resposta imediata e significativa na fatura de energia elétrica.

A Figura 1 apresenta o equipamento instalado, composto por controlador, microprocessador e seis estágios de acionamento independentes, capazes de modular a injeção de reativos conforme a demanda instantânea de carga e geração solar.



Figura 1. Quadro do banco automático de capacitores instalado na Empresa A.

O resultado da execução do algoritmo indicou a alocação ótima de seis estágios de compensação, conforme apresentado na Tabela 4, totalizando 87,5 kVAr de potência capacitiva instalada.

Essa configuração foi definida de forma a atender à faixa de operação reativa observada na Empresa, permitindo ajuste dinâmico entre 5 e 87,5 kVAr conforme as condições instantâneas de carga e geração fotovoltaica.

Tabela 3. Configuração do banco automático de capacitores.

Estágio	Potência (kVAr)
1	5
2	10
3	12,5
4	20
5	20
6	20
Total	87,5

A rotina de otimização desenvolvida em Python (utilizando a biblioteca PuLP) selecionou automaticamente os módulos que deveriam ser acionados em cada caso, priorizando sempre o menor número possível de estágios para garantir eficiência energética e evitar sobrecompensação. O algoritmo considerou tanto o limite mínimo regulatório ($FP \geq 0,92$), resultando em uma estratégia de controle capaz de manter o fator de potência dentro da faixa normativa ao longo de todo o período de operação diurna.

Valores obtidos diretamente da execução do modelo PuLP, validando a aderência da compensação dinâmica à variabilidade da geração solar. A comparação com o cenário anterior (sem compensação) demonstra o desempenho superior da solução automática — que ajusta a injeção reativa conforme o balanço entre potência ativa gerada e potência reativa demandada.

Tabela 4. Faixas de operação e acionamento dos estágios do banco automático de capacitores (Empresa A, 2025). Fonte: Resultados do modelo de otimização em Python (PuLP).

Faixa de potência reativa $ Q $ (kVAr)	Estágios ativos	Potência compensada (kVAr)	Descrição da operação
0 – 10	1	5	Compensação leve, adequada para períodos de baixa carga e irradiação.
10 – 20	1 e 2	15	Compensação parcial, ajustando-se a cargas médias com geração fotovoltaica moderada.
– 35	1, 2 e 3	27,5	Operação intermediária, com controle estável durante elevação gradual da potência reativa.
35 – 55	1, 2, 3 e 4	47,5	Regime de alto consumo reativo, típico do pico solar e maior operação dos motores.
55 – 70	1, 2, 3, 4 e 5	67,5	Compensação total próxima do limite nominal do banco; regime de máxima eficiência.
>70	Todos os estágios	87,5	Compensação plena; resposta automática imediata para cargas extremas.

Tabela 5. Indicadores elétricos depois da compensação reativa automática (Empresa A, 2025). Fonte: Relatórios técnicos Empresa A (2025).

ref/mês/ano	Reativo Excedente	Com Rea excedente ponta (kVArh)	Valor (R\$)	Com Rea excedente fora ponta (kVArh)	Valor (R\$)	TT reativo Valor (R\$)
mai/25	0,00 kVar	43,81	R\$ 17,92	1.867,14	R\$ 763,93	R\$ 781,85
jun/25	0,00 kVar	58,32	R\$ 24,30	1.082,40	R\$ 451,15	R\$ 475,45
jul/25	0,00 kVar	0,00	R\$ -	154,98	R\$ 64,42	R\$ 64,42
ago/25	0,00 kVar	0,00	R\$ -	164,82	R\$ 67,94	R\$ 67,94

A instalação do banco automático elevou o FP médio para aproximadamente 0,94, mantendo a instalação dentro da faixa regulatória ($\geq 0,92$) e evitando penalidades. Além da economia direta com multas (redução de R\$ 439 em apenas 13 dias), houve queda significativa na demanda faturada, refletindo menor sobrecarga no sistema.

Os resultados obtidos corroboram as conclusões de Pareja et al. (2023) e Mokhtari et al. (2021), que também evidenciam a importância da compensação dinâmica para manter o fator de potência em sistemas com GD-FV. Entretanto, enquanto esses trabalhos tratam de modelos genéricos de redes de distribuição, o presente estudo aplica a metodologia diretamente em um ambiente industrial, validando-a com dados reais de consumo e fatura.

4 Conclusões

A análise comparativa entre os cenários avaliados evidenciou, de forma clara, os impactos da inserção da geração fotovoltaica sobre o fator de potência industrial e a eficácia das diferentes estratégias de compensação reativa. O estudo reforça que a integração entre otimização matemática, medições de campo e análise tarifária representa uma ferramenta poderosa para decisões técnicas e econômicas em sistemas elétricos com geração distribuída.

Com base nos resultados obtidos, conclui-se que:

- A operação com geração fotovoltaica sem compensação reativa resultou em aumento expressivo do consumo de energia reativa excedente, elevando em aproximadamente 40% o custo total mensal da instalação e reduzindo o fator de potência global para valores inferiores a 0,85, caracterizando perda de eficiência e desconformidade regulatória.

- b) A implantação do banco automático de capacitores, dimensionado por meio do modelo de otimização MILP desenvolvido em Python com a biblioteca PuLP, apresentou o melhor desempenho global. O sistema ajustou-se dinamicamente à variabilidade da geração fotovoltaica, mantendo o fator de potência médio próximo de 0,94 de forma contínua e praticamente eliminando as penalidades por energia reativa excedente.
- c) O modelo proposto comprovou sua aplicabilidade prática ao integrar dados reais de medição, curvas de carga horária e informações de faturamento, demonstrando ser uma ferramenta eficaz para o planejamento e o dimensionamento de sistemas de compensação reativa em ambientes industriais com geração distribuída. A metodologia mostrou-se aderente às exigências da Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL e aos parâmetros de qualidade do PRODIST – Módulo 8.

Em síntese, os resultados comprovam que a compensação reativa inteligente e otimizada é indispensável em instalações industriais com geração fotovoltaica, assegurando o equilíbrio entre desempenho técnico, conformidade normativa e viabilidade econômica. A abordagem aplicada neste trabalho diferencia-se por validar em campo um modelo de otimização normalmente restrito a estudos simulados, reforçando a relevância da pesquisa aplicada no contexto da eficiência energética e do uso racional da energia elétrica.

Referências bibliográficas

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2021) ‘Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021’. Brasília: ANEEL. Available at: <https://www.aneel.gov.br> (accessed 13 October 2025).
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2022) ‘Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica’. Brasília: ANEEL. Available at: <https://www.aneel.gov.br/prodist> (accessed 13 October 2025).
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2023) ‘Resolução Normativa nº 1.059, de 13 de março de 2023’. Brasília: ANEEL. Available at: <https://www.aneel.gov.br> (accessed 13 October 2025).
- Brasil (2022) ‘Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022’. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 Jan 2022. Available at: <https://www.planalto.gov.br> (accessed 13 October 2025).
- El-Sayed, A.H., et al. (2023) ‘Optimal allocation of reactive power compensators in distribution systems with high PV penetration using hybrid PSO–GA algorithm’, *Renewable Energy*, v. 209, pp. 920–933. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2023.04.037> (accessed 13 October 2025).
- Gan, D., Ling, H., Mao, Z., Gu, R., Zhou, K. and Lin, K. (2025) ‘A network partition-based optimal reactive power allocation and sizing method in active distribution network’, *Processes*, 13(8), 2524. <http://doi.org/10.3390/pr13082524> (accessed 13 October 2025).
- Kansal, P., Bansal, R. and Kothari, D.P. (2022) ‘Reactive power optimization in PV-integrated distribution networks using mixed-integer programming’, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 140, 108067. <http://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108067> (accessed 13 October 2025).
- Li, X., Chen, Y., Huang, J., Wu, T. and Zhou, X. (2024) ‘A multi-objective optimization approach for reactive power management in PV-integrated distribution networks using advanced metaheuristics’, *Applied Energy*, 370, 122103. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122103> (accessed 13 October 2025).
- Londoño Tamayo, D.C., Villa-Acevedo, W.M. and López-Lezama, J.M. (2022) ‘Multi-period optimal reactive power dispatch using a mean-variance mapping optimization algorithm’, *Computers*, 11(4), 48. <http://doi.org/10.3390/computers11040048> (accessed 13 October 2025).
- Mokhtari, M., Ganjkhani, M., Shafie-Khah, M. and Catalao, J.P.S. (2021) ‘Optimal reactive power dispatch in PV-integrated systems using mixed-integer programming’, *Renewable Energy*, 170, pp. 1163–1175. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.015> (accessed 13 October 2025).
- Naderipour, A., Abdelwahed, S., Sedighi, A., Mokhlis, H. and Hossain, E. (2020) ‘A review on reactive power compensation techniques for grid-connected photovoltaic systems’, *Sustainability*, 12(6), 2470. <http://doi.org/10.3390/su12062470> (accessed 13 October 2025).
- Pareja, L.A.G., Carmona, O.G. and López-Lezama, J.M. (2023) ‘A MILP model for simultaneous optimal placement, sizing, and operation of PV distributed generation and D-STATCOMs in distribution systems’,

IEEE Latin America Transactions, 21(12), pp. 1840–1852. <http://doi.org/10.1109/TLA.2023.11134423> (accessed 13 October 2025).

Patil, S.S., Nagaraj, R. and Patil, S.P. (2023) ‘Power factor improvement of industrial loads using a capacitor bank and a solar PV system’, International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET), 10(2), pp. 1101–1106. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/368788920> (accessed 24 October 2025).

Polat, S., Biyik, E. and Şekerci Öztura, H. (2024) ‘Optimal active and reactive power scheduling for PV and BESS integrated inverter under inverter current constraints’, Renewable Energy, [online ahead of print]. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2024.06.045> (accessed 13 October 2025).

Python Software Foundation (2024) ‘PuLP – Linear Programming in Python (v2.7)’. Available at: <https://coin-or.github.io/pulp> (accessed 13 October 2025).

Silva, R.A. and Oliveira, F.G. (2021) ‘Modelagem e controle do fator de potência em sistemas fotovoltaicos conectados à rede’, Revista Brasileira de Energia, 27(1), pp. 45–56.

Wang, L., Zhang, Y. and Li, T. (2022) ‘Coordinated control of active and reactive power for PV inverters to improve voltage stability in distribution networks’, Electric Power Systems Research, 211, 108528. <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108528> (accessed 13 October 2025).

Zhang, W., Zhang, Z., Dai, Y., Dong, C., Yu, Z. and Hu, Y. (2024) ‘Research on reactive power compensation control method for improving the voltage stability of photovoltaic station area’, Frontiers in Energy Research, 12:1396074. <http://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1396074> (accessed 13 October 2025)