



OTIMIZAÇÃO DE CUSTOS • ESTRUTURA TARIFÁRIA • MERCADO LIVRE • GESTÃO DA DEMANDA

GESTÃO DA FATURA DE ENERGIA DO GRUPO A

Prof. Tomaz Nunes C. Neto

GUIA COMPLETO DE GESTÃO DA FATURA DE ELÉTRICA — GRUPO A

Otimização de custos, estrutura tarifária, mercado livre e técnicas de gestão da demanda para grandes clientes de alta tensão

Prof. Tomaz Nunes Cavalcante Neto

Universidade Federal do Ceará — UFC
Universidade de Fortaleza — UNIFOR

2026

FICHA CATALOGráfica

Dados técnicos: e-book digital.

Número de registro: não informado nesta edição inicial.

Resumo: guia sobre otimização de custos, estrutura tarifária, mercado livre e técnicas de gestão da demanda para grandes clientes de alta tensão.

DIREITOS AUTORAIS

© 2026. Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução, distribuição ou transmissão desta publicação, total ou parcialmente, por qualquer meio, sem autorização prévia dos detentores dos direitos autorais.

Edição: 2026.

Tradução: esta edição foi elaborada em português brasileiro e não possui tradução informada.

DADOS DA EDITORA

Editora: não informada nesta edição inicial.

Endereço: não informado.

Contato: não informado.

SUMÁRIO

Apresentação	4
Capítulo 1 — Fundamentos da Gestão de Energia Elétrica	5
Capítulo 2 — Como se Forma o Preço da Energia Elétrica	6
Capítulo 3 — Estrutura Tarifária: Parcela A e Parcela B	8
Capítulo 4 — Bandeiras Tarifárias.....	9
Capítulo 5 — Mercado Livre x Mercado Cativo	10
Capítulo 6 — Checklist para uma Migração Segura	11
Capítulo 7 — Conceitos Fundamentais: Grupo A/B, Consumo e Demanda	12
Capítulo 8 — Demanda Contratada e Faturamento de Demanda	13
Capítulo 9 — Fator de Carga e Preço Médio	15
Capítulo 10 — Técnicas de Gestão da Demanda de Energia	17
Capítulo 11 — Armazenamento de Energia (BESS)	18
Capítulo 12 — Tarifas Horo-sazonais: Verde e Azul	19
Capítulo 13 — Excedentes Reativos e Correção do Fator de Potência	21
Considerações Finais	22

APRESENTAÇÃO

Este e-book reúne, de forma organizada e aprofundada, o conteúdo do curso “Gestão de Grandes Clientes — Otimização dos Custos da Fatura de Alta Tensão”, ministrado pelo professor Tomaz Nunes Cavalcante Neto, docente da Universidade Federal do Ceará (UFC) e da Universidade de Fortaleza (UNIFOR), e consultor em eficiência energética.

O material foi desenvolvido para gestores de energia, engenheiros, analistas de custos e profissionais responsáveis pela administração de contas de energia elétrica de unidades consumidoras enquadradas no Grupo A (alta tensão). O objetivo é oferecer uma compreensão sólida — teórica e prática — sobre como a fatura de energia é formada, quais variáveis podem ser gerenciadas e quais estratégias reduzem custos sem comprometer a operação da empresa.

Ao longo dos treze capítulos, o leitor encontrará os fundamentos da gestão de energia elétrica, a estrutura tarifária regulada pela ANEEL, o funcionamento das bandeiras tarifárias e do Preço Líquido das Diferenças (PLD), a comparação entre mercado cativo e mercado livre, os conceitos de demanda contratada e fator de carga, técnicas de gestão da curva de carga, o papel do armazenamento de energia (BESS), as modalidades tarifárias horo-sazonais e a correção de excedentes reativos.

O que você vai aprender

Como decifrar cada componente da fatura de energia elétrica, identificar oportunidades reais de economia e conduzir, com segurança técnica, a migração para o Mercado Livre de Energia.

CAPÍTULO 1

Fundamentos da Gestão de Energia Elétrica

A gestão de energia elétrica em uma unidade consumidora de grande porte não se resume a “pagar a conta todo mês”. Trata-se de um processo contínuo, técnico e estratégico, que envolve decisões sobre como a energia é adquirida, como a demanda é utilizada ao longo do tempo e como o consumo é otimizado nos processos produtivos e administrativos.

De forma didática, a Gestão de Energia Elétrica pode ser dividida em três grandes frentes, que se complementam e devem ser trabalhadas de forma integrada:

1. Gestão do Custo de Aquisição de Energia

Está relacionada à decisão sobre onde e como comprar energia: permanecer no mercado cativo (regulado) ou migrar para o mercado livre; investir em geração distribuída ou atuar como autoprodutor; e, em qualquer cenário, realizar uma gestão eficiente da fatura, entendendo cada componente tarifário cobrado.

2. Gestão da Demanda de Energia Elétrica

Consiste em administrar a potência elétrica solicitada da rede em cada instante, evitando a partida simultânea de grandes cargas e buscando linearizar a curva de demanda ao longo do dia — o que reduz picos desnecessários e evita ultrapassagens de demanda contratada.

3. Gestão do Consumo de Energia Elétrica

Envolve tanto a dimensão tecnológica — utilização de equipamentos mais eficientes — quanto a dimensão comportamental, evitando o uso desnecessário de equipamentos elétricos por parte das pessoas envolvidas na operação.

Conceito-chave

Consumo (kWh) mede a energia utilizada ao longo do tempo; Demanda (kW) mede a potência instantânea solicitada da rede. A fatura de um cliente do Grupo A cobra os dois — por isso a gestão eficiente precisa atuar sobre ambas as variáveis.

O Contexto da Eficiência Energética

Todo esse conjunto de práticas está inserido em um contexto mais amplo de eficiência energética, que busca extrair o máximo valor de cada unidade de energia adquirida — seja reduzindo desperdícios, seja aproveitando melhor as condições contratuais e regulatórias disponíveis no setor elétrico brasileiro. É esse olhar sistêmico — que combina engenharia, economia e regulação — que caracteriza o trabalho do gestor de conta de energia.

CAPÍTULO 2

Como se Forma o Preço da Energia Elétrica

Antes de discutir estratégias de redução de custos, é fundamental entender como o preço médio da energia elétrica é formado. Esse indicador resume, em uma única grandeza, o quanto a empresa está efetivamente pagando por cada quilowatt-hora consumido.

A fórmula do Preço Médio (PM)

$$PM = [Fatura Líquida (R\$)] / [Consumo Total (kWh)]$$

Esse valor é influenciado por três grandes forças:

- A tarifa de energia elétrica regulamentada pela ANEEL;
- O impostos estadual (ICMS) e federais (PIS e COFINS) incidentes sobre a fatura;
- O gerenciamento da demanda contratada, da modalidade tarifária escolhida e dos excedentes reativos.

É justamente sobre essa terceira força que o gestor de energia tem maior capacidade de atuação direta — escolhendo a modalidade tarifária mais adequada, dimensionando corretamente a demanda contratada e evitando penalidades por excedentes reativos.

Para Onde Vai Cada Real Pago na Conta de Energia

A Resolução nº 1.000/2021 da ANEEL organiza a cadeia do setor elétrico em quatro elos: geração, transmissão, distribuição e consumidor. É importante compreender que o fluxo elétrico (a energia fisicamente) percorre a cadeia da geração até o consumidor, enquanto o fluxo econômico (o dinheiro) se inicia na distribuidora, que fatura o consumidor e depois remunera toda a cadeia anterior.

Em termos proporcionais, a composição típica de uma fatura de energia se distribui aproximadamente da seguinte forma:

Componente	Participação aproximada
Geração	42,1%
Distribuição	31,7%
Impostos e Encargos	19,4%
Transmissão	6,9%

O consumidor final é, na prática, o provedor universal de todos os recursos financeiros que sustentam o sistema elétrico — o que reforça a importância de uma gestão criteriosa de cada componente da fatura.

CAPÍTULO 3

Estrutura Tarifária: Parcela A e Parcela B

A tarifa de energia elétrica cobrada pelas distribuidoras é composta, do ponto de vista regulatório, por duas grandes parcelas: a Parcela A e a Parcela B. Compreender essa divisão ajuda o gestor a entender por que a tarifa varia entre distribuidoras e o que, de fato, compõe o valor final.

Parcela A — Custos não gerenciáveis pela distribuidora

Reúne os custos que a distribuidora repassa integralmente, sem margem de gestão própria, formados essencialmente por:

- Compra de Energia (custos de geração);
- Transmissão;
- Encargos Setoriais — como CDE, PROINFA, TFSEE, P&D, ESS/EER, ONS, Luz para Todos, Baixa Renda/CCC, entre outros, destinados a políticas públicas do setor, universidades, institutos de pesquisa e à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Parcela B — Custos próprios da distribuidora

Refere-se aos custos de operação da própria distribuidora, remunerando sua atividade de prestação do serviço:

- Operação e Manutenção (O&M) da rede de distribuição;
- Remuneração de Investimentos realizados na infraestrutura;
- Depreciação dos ativos.

Por que isso importa para o gestor

Grande parte da Parcela A está atrelada ao mercado de energia (geração e encargos), e é justamente essa parcela que pode ser otimizada por meio da migração para o Mercado Livre — tema do Capítulo 5.

CAPÍTULO 4

Bandeiras Tarifárias

O Sistema de Bandeiras Tarifárias sinaliza aos consumidores, mês a mês, o custo real de geração de energia elétrica no país. Quando as condições de geração são desfavoráveis — por exemplo, baixos níveis dos reservatórios hídricos, que obrigam o acionamento de usinas termelétricas mais caras — o custo da energia se eleva, e esse acréscimo é repassado na fatura por meio das bandeiras.

O critério de acionamento das bandeiras considera o Custo Marginal de Operação somado ao custo da energia de reserva do subsistema Sudeste (CMO + ESS_SE), comparando-o a faixas de referência:

Bandeira	Critério de custo de geração	Acréscimo na fatura
Verde	$CMO + ESS_SE < 100 \text{ R\$/MWh}$	Sem custo adicional
Amarela	$100 \leq CMO + ESS_SE < 200 \text{ R\$/MWh}$	R\$ 1,874 a cada 100 kWh
Vermelha – Patamar 1	$CMO + ESS_SE \geq 200 \text{ R\$/MWh}$	R\$ 3,971 a cada 100 kWh
Vermelha – Patamar 2	Custos de geração muito altos	R\$ 9,492 a cada 100 kWh

O cálculo e a divulgação das bandeiras consideram, ainda, o subsistema brasileiro em que a unidade consumidora está localizada:

- SE/CO — Regiões Sudeste e Centro-Oeste;
- S — Região Sul;
- NE — Região Nordeste;
- N — Região Norte, exceto Roraima.

Impacto prático

Em meses de bandeira vermelha, o preço médio da energia pode saltar de forma expressiva — em um dos estudos de caso apresentados no curso, o preço médio sem bandeira era de R\$ 0,78/kWh, contra R\$ 0,88/kWh com bandeira vermelha acionada.

CAPÍTULO 5

Mercado Livre x Mercado Cativo

Uma das decisões estratégicas mais relevantes para um cliente do Grupo A é escolher entre permanecer no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) — o chamado mercado cativo — ou migrar para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), conhecido como Mercado Livre de Energia.

Ambiente Cativo

No mercado cativo, o consumidor recebe uma única fatura, emitida pela distribuidora local, que já inclui energia, transporte, encargos e tributos.

Ambiente Livre

No mercado livre, o consumidor passa a negociar diretamente sua energia com uma comercializadora, mas assume também a gestão de um conjunto maior de obrigações e faturas — normalmente seis, listadas a seguir:

Nº	Fatura no Mercado Livre
1	Energia (contrato com a comercializadora)
2	Distribuidora (TUSD / uso do fio)
3	Boleto de mensalidade da CCEE
4	Liquidação Financeira da CCEE
5	Energia de Reserva
6	Consultoria Técnica especializada

Essa multiplicação de faturas exige uma estrutura de gestão mais sofisticada — seja interna, seja terceirizada por meio de uma gestora ou comercializadora varejista —, mas costuma ser compensada pelo potencial de redução de custos e pela maior liberdade de negociação de preços e prazos contratuais.

O Preço Líquido das Diferenças (PLD)

O PLD é o preço de referência do mercado de curto prazo de energia, utilizado para liquidar as diferenças entre o que foi contratado e o que foi efetivamente gerado ou consumido. Uma mudança regulatória relevante alterou sua forma de apuração: antes, o PLD era calculado semanalmente, por “semana-patamar”; atualmente, sua apuração é horária, o que exige um acompanhamento muito mais próximo por parte do gestor de energia, especialmente para empresas expostas ao mercado de curto prazo.

CAPÍTULO 6

Checklist para uma Migração Segura ao Mercado Livre

A transição para o Mercado Livre de Energia exige planejamento técnico e rigor processual para que a economia projetada se concretize na prática. A seguir, os quatro pilares que compõem um checklist essencial de migração segura.

1. Validação de Enquadramento

Confirmar que a unidade consumidora está corretamente conectada ao Grupo A e analisar, com profundidade, o histórico real de consumo — base indispensável para simular o potencial de economia com precisão.

2. Gestão Especializada

Selecionar uma gestora de energia ou comercializador varejista com sólida reputação de mercado, capaz de acompanhar a operação, negociar contratos e monitorar a exposição da empresa ao mercado de curto prazo.

3. Adequação do SMF (Sistema de Medição para Faturamento)

Garantir a instalação e o comissionamento do medidor adequado dentro do prazo legal exigido, condição indispensável para o faturamento correto no ambiente livre.

4. “Timing” de Mercado

Monitorar continuamente o PLD e as janelas de oportunidade de mercado para a contratação de energia em condições vantajosas, especialmente em contratos de longo prazo.

Recomendação prática

Trate a migração ao mercado livre como um projeto, não como um evento único: defina responsáveis, prazos e indicadores de acompanhamento para cada um dos quatro pilares antes de assinar qualquer contrato.

CAPÍTULO 7

Conceitos Fundamentais: Grupo A e Grupo B, Consumo e Demanda

Grupo A e Grupo B

As unidades consumidoras atendidas pelas distribuidoras de energia elétrica são classificadas, para fins tarifários, em dois grandes grupos:

- Grupo A — Alta tensão: unidades atendidas em 2,3 kV a 25 kV (subgrupo A4) ou 69 kV (subgrupo A3), com tarifa binômia — ou seja, cobrança tanto de demanda (kW) quanto de consumo de energia (kWh);
- Grupo B — Baixa tensão: unidades atendidas em 127 V (monofásico) ou 220 V (trifásico), com tarifa monômia, na qual se paga apenas pelo consumo de energia (kWh).

Período de Faturamento

É o intervalo de medição de energia considerado para a emissão de uma fatura, que normalmente varia entre 27 e 33 dias — variação que deve ser levada em conta ao comparar faturas de meses diferentes.

Consumo de Energia Elétrica

Definido como a energia medida ao longo de um período de faturamento, expressa em quilowatt-hora (kWh).

Demanda de Energia Elétrica

Definida como a média das potências elétricas instantâneas, integralizadas e solicitadas pelo consumidor, em um intervalo de tempo padronizado de 15 minutos, expressa em quilowatt (kW).

$$\Delta t = (t_2 - t_1) = 15 \text{ minutos} \text{ — intervalo padrão de integralização da demanda}$$

Essa janela de 15 minutos é crucial: mesmo picos momentâneos de potência, se diluídos dentro desse intervalo, podem não configurar um novo valor de demanda registrada — mas picos sustentados ao longo do intervalo, sim. Compreender essa lógica é o primeiro passo para gerenciar a demanda de forma eficaz, tema aprofundado no Capítulo 10.

CAPÍTULO 8

Demanda Contratada e Faturamento de Demanda

A Demanda Contratada (DC) é o valor de potência, em kW, que a unidade consumidora contrata junto à distribuidora como parte do contrato de fornecimento. Trata-se de um dos parâmetros mais sensíveis da gestão de energia, pois um valor mal dimensionado gera custos evitáveis — seja por contratação excessiva, seja por ultrapassagens.

Como a demanda faturada é definida

A demanda faturada corresponde sempre ao maior valor entre:

- Demanda Registrada (DR) — o maior valor de potência efetivamente medido no período;
- Demanda Contratada (DC) — o valor previsto em contrato de fornecimento.

Isso gera dois cenários possíveis:

- $DF = DC$ — quando a demanda contratada é a maior, o cliente paga pela demanda contratada mesmo sem tê-la utilizado integralmente;
- $DF > DC + \text{tolerância}$ — configura ultrapassagem de demanda, situação penalizada financeiramente.

Tolerância regulatória

Para as unidades dos subgrupos A3 e A4, a tolerância de ultrapassagem é de 5% sobre a demanda contratada, calculada pela relação: $DC = \text{maior valor de DR} \div 1,05$.

Estudo de Caso: Cliente do Grupo A com Geração Distribuída

Um exemplo prático ajuda a ilustrar a complexidade do faturamento de demanda quando há geração distribuída (GD) envolvida. Considere um cliente enquadrado na bandeira horo-sazonal verde, com os seguintes dados:

Parâmetro	Valor
DC Fora Ponta (DCFP)	109 kW
DC Geração (DCG)	160 kW
DR Fora Ponta	102,50 kW
DR Geração	156 kW

A regra de faturamento, nesse caso, segue a seguinte lógica:

Se $DCFP \geq DCG$: Valor da Demanda = $DFC \times TUSD\ FP$

Se $DCG > DCFP$: Valor da Demanda = $(DFC \times TUSD\ FP) + ((DFG - DC) \times TUSD\ G)$

Aplicando a regra ao exemplo, o faturamento de demanda resulta em: Demanda de Consumo (DFC) de 109 kW multiplicada pela tarifa TUSD Fora Ponta, e Demanda de Geração (DFG) correspondente à diferença de 51 kW (160 – 109) multiplicada pela tarifa TUSD de Geração. Esse tipo de cálculo evidencia por que a leitura atenta da fatura — e não apenas o valor final — é indispensável para identificar oportunidades de ajuste na demanda contratada.

CAPÍTULO 9

Fator de Carga e Preço Médio

O Fator de Carga (FC) é um dos indicadores mais importantes para o gestor de energia, pois relaciona diretamente a eficiência do uso da instalação elétrica ao preço médio pago pela energia.

Definição

O Fator de Carga é a relação entre a demanda média e a demanda máxima registrada em um determinado período:

$$\text{Fator de Carga} = \text{Demanda Média} \div \text{Demanda Máxima}$$

Quanto mais próximo de 1 (ou 100%), mais “achatada” é a curva de carga da instalação — ou seja, a energia contratada está sendo utilizada de forma constante e eficiente. Fatores de carga baixos indicam ociosidade: a empresa contrata (e paga por) uma capacidade de potência que utiliza apenas esporadicamente.

A Relação entre Fator de Carga e Preço Médio

Combinando a fórmula do preço médio com a do fator de carga, chega-se a uma relação matemática que demonstra, de forma direta, por que melhorar o fator de carga reduz o preço médio pago pela energia:

$$\text{PM} = [\text{Fatura Líquida (R\$)}] / [t(h) \times \text{Demanda Contratada} \times \text{Fator de Carga}]$$

Em outras palavras: para uma mesma fatura líquida, quanto maior o fator de carga, menor o preço médio por kWh consumido. Um exemplo numérico do curso ilustra bem esse cálculo:

$$\text{PM} = \text{R\$ } 569.469,29 \div (900.647,16 + 83.884,09) \text{ kWh} = \text{R\$ } 0,578 / \text{kWh}$$

Estudo de Caso: Impacto do Fator de Carga

Um estudo citado no curso (Caneppele, Gabriel Filho e Cremasco) analisa a influência da variação do fator de carga sobre o preço médio da energia em uma instalação classificada como A4, com tarifa convencional, considerando um valor de demanda de R\$ 26,99/kW e um valor de consumo de R\$ 0,14879/kWh. As companhias de distribuição costumam recomendar, como referência, fatores de carga em torno de 0,31 para instalações ligadas em média tensão — patamar abaixo do qual a ociosidade da instalação tende a penalizar fortemente o preço médio pago.

Na prática

Melhorar o fator de carga significa distribuir melhor o uso de equipamentos ao longo do dia, evitando concentração de cargas em poucos horários — o que reduz a demanda máxima sem necessariamente reduzir o consumo total.

CAPÍTULO 10

Técnicas de Gestão da Demanda de Energia Elétrica

Uma vez compreendida a relação entre demanda, fator de carga e preço médio, o passo seguinte é conhecer as técnicas práticas para gerenciar a curva de carga da instalação. O curso apresenta dois processos técnicos complementares:

1. “Corte” na Curva de Carga

Consiste em limitar os picos de demanda por meio de um controlador de demanda, equipamento que monitora a potência instantânea e atua — desligando ou postergando cargas não prioritárias — antes que a demanda ultrapasse o limite contratado.

2. Transferência de Carga de “Picos” para “Vales”

Consiste em deslocar, no tempo, o funcionamento de determinados equipamentos ou processos, tirando-os dos horários de pico de demanda e direcionando-os para os horários de menor utilização (vales). Essa técnica exige, como pré-requisito, o mapeamento detalhado da curva de carga da instalação.

Lendo a Curva de Carga de um Mês Típico de Operação

Ao analisar a curva de carga de um mês típico, é possível visualizar claramente três elementos:

- A Demanda Contratada, representada como uma linha de referência constante;
- A Energia Paga e Utilizada, área sob a curva de demanda real;
- A Energia Paga e Não Utilizada, correspondente à diferença entre a demanda contratada e a demanda efetivamente registrada nos períodos de menor utilização.

Essa terceira área é exatamente o que a gestão da demanda busca minimizar: energia que a empresa paga (por estar contratada) mas não usa. Quanto maior essa área, menor o fator de carga e maior o preço médio pago pela energia — fechando o ciclo com os conceitos apresentados no capítulo anterior.

Objetivo prático

O ideal é aproximar a curva de demanda real de uma linha reta e constante, o mais próxima possível da demanda contratada — reduzindo tanto o risco de ultrapassagem quanto a ociosidade contratual.

CAPÍTULO 11

Armazenamento de Energia: BESS (Battery Energy Storage System)

Entre as soluções mais relevantes que vêm ganhando espaço na gestão da demanda de energia elétrica está o BESS — Battery Energy Storage System, ou Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias. Trata-se de uma tecnologia que permite armazenar energia em períodos de menor custo ou menor demanda e utilizá-la estrategicamente em momentos de pico, reduzindo tanto a demanda registrada quanto a exposição a tarifas ou bandeiras mais caras.

Do ponto de vista da gestão da demanda, o BESS atua como uma ferramenta complementar às técnicas tradicionais de corte e deslocamento de carga, oferecendo maior flexibilidade operacional: em vez de depender exclusivamente do desligamento de equipamentos, a empresa pode suprir parte da demanda de pico diretamente das baterias, mantendo a continuidade operacional.

Aplicações típicas do BESS na gestão de contas de energia

- Redução de picos de demanda (peak shaving), evitando ultrapassagens da demanda contratada;
- Arbitragem de preços, armazenando energia em horários ou bandeiras mais baratas para uso em horários mais caros;
- Suporte à geração distribuída, armazenando excedentes de geração solar ou eólica para uso posterior;
- Aumento da confiabilidade energética, servindo como reserva em caso de interrupções no fornecimento.

Visão de mercado

O BESS representa uma tendência estrutural no setor elétrico, associando a gestão da demanda a uma camada tecnológica que amplia o controle do consumidor sobre seus próprios custos de energia — especialmente relevante para clientes de alta tensão com curvas de carga irregulares.

CAPÍTULO 12

Tarifas Horo-sazonais: Verde e Azul

Horário de Ponta e Fora de Ponta

Um conceito central para compreender as modalidades tarifárias horo-sazonais é a distinção entre horário de ponta e horário fora de ponta:

- Ponta: das 18h às 21h, exceto aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- Fora Ponta: todas as demais horas do dia.

Essa distinção sustenta o conceito de horo-sazonalidade tarifária: um incentivo financeiro concedido ao consumidor para induzir a migração do uso do sistema elétrico dos horários de maior demanda para os de menor demanda, equilibrando a carga do sistema como um todo.

Tarifa Horo-sazonal Verde

Caracteriza-se por possuir sazonalidade apenas para o consumo — ou seja, o preço da energia (kWh) varia conforme o horário (ponta/fora ponta), mas a demanda (kW) é cobrada com um único valor, sem distinção horária.

Tarifa Horo-sazonal Azul

Caracteriza-se por possuir sazonalidade tanto para o consumo quanto para a demanda — ambos os componentes têm valores diferenciados entre os horários de ponta e fora ponta.

Critério	Tarifa Verde	Tarifa Azul
Sazonalidade do Consumo	Sim (ponta / fora ponta)	Sim (ponta / fora ponta)
Sazonalidade da Demanda	Não (valor único)	Sim (ponta / fora ponta)
Tarifa de Consumo Ponta (TCp)	Mais alta	Mais baixa

Como Escolher a Melhor Tarifa

A escolha entre as modalidades depende, em primeiro lugar, do nível de tensão de fornecimento (VF):

- Se $VF \geq 69$ kV: aplica-se obrigatoriamente a Tarifa Azul;
- Se $VF < 69$ kV: o consumidor pode optar entre Tarifa Azul ou Tarifa Verde.

Nesse segundo caso, a decisão é orientada pelo Fator de Carga na Ponta (FCponta), calculado da seguinte forma:

$$\text{FCponta} = (\text{Consumo Ponta}) / (66\text{h} \times \text{DR Ponta})$$

A regra de decisão é objetiva: se o FCponta for maior ou igual a 0,70, a Tarifa Azul tende a ser mais vantajosa; se for inferior a 0,70, a Tarifa Verde costuma ser mais econômica. Em um exemplo do curso, um cliente com consumo de ponta de **83.884,06 kWh** e DR Ponta de **1.548,96 kW** apresentou:

$$\text{FCponta} = (83.884,06) / (66\text{h} \times 1.548,96) = 0,82 \rightarrow \text{Tarifa Azul recomendada}$$

CAPÍTULO 13

Excedentes Reativos e Correção do Fator de Potência

Além da energia ativa (P), responsável pelo trabalho útil realizado pelos equipamentos, o sistema elétrico também transporta energia reativa (Q), necessária para a formação de campos eletromagnéticos em motores, transformadores e outras cargas indutivas. Quando o consumo de energia reativa ultrapassa os limites regulatórios, a distribuidora cobra os chamados excedentes reativos — um custo adicional na fatura que pode ser evitado com correção adequada.

Correção dos Excedentes Reativos

A forma mais comum de corrigir o fator de potência e eliminar cobranças por excedentes reativos é a instalação de bancos de capacitores, que compensam a energia reativa consumida pela instalação. Contudo, essa correção exige cuidados técnicos específicos para ser eficaz e segura ao longo do tempo.

Considerações técnicas importantes

- Instalar células capacitivas com tensão nominal de 440 V;
- Garantir que o controle de entrada e saída dos capacitores seja realizado por um Controlador Automático, e não por um simples “timer”, assegurando resposta adequada às variações reais de carga;
- Realizar manutenção preventiva periódica dos bancos de capacitores, incluindo a limpeza das células;
- Medir periodicamente as correntes dos bancos e compará-las com as correntes nominais especificadas pelo fabricante.

Um procedimento simples de verificação consiste em medir as correntes das três fases (I_a, I_b, I_c) e calcular a corrente média medida, comparando-a à corrente nominal do banco de capacitores:

$$I_{\text{medida}} = (I_a + I_b + I_c) \div 3 \rightarrow I_{\text{medida deve ser}} \approx I_{\text{nominal}}$$

Sinal de alerta

Divergências relevantes entre a corrente medida e a corrente nominal indicam degradação dos capacitores ou falha no controlador automático — situação que deve ser investigada antes que volte a gerar cobrança por excedentes reativos na fatura.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A gestão da fatura de energia elétrica de clientes do Grupo A é uma disciplina que combina conhecimento regulatório, análise de dados e decisões estratégicas de mercado. Como este e-book procurou demonstrar, cada linha de uma fatura de alta tensão — da demanda contratada às bandeiras tarifárias, passando pela escolha entre tarifa Verde ou Azul e pela decisão de migrar ou não para o Mercado Livre — representa uma oportunidade concreta de otimização de custos.

Mais do que decorar fórmulas, o gestor de energia eficiente é aquele capaz de enxergar a fatura como um sistema integrado: a demanda contratada afeta o fator de carga, o fator de carga afeta o preço médio, a modalidade tarifária escolhida afeta a exposição às bandeiras e ao PLD, e todas essas variáveis, juntas, determinam o quanto a empresa efetivamente paga por cada quilowatt-hora utilizado.

Este material não substitui o acompanhamento de uma consultoria técnica especializada, mas oferece a base conceitual necessária para que gestores, engenheiros e analistas conduzam esse acompanhamento com autonomia, senso crítico e foco em resultados sustentáveis de redução de custos.

Próximos passos sugeridos

Levante o histórico de consumo e demanda dos últimos 12 meses da sua unidade consumidora, calcule o fator de carga atual e compare a modalidade tarifária vigente com as alternativas disponíveis — esse é o ponto de partida prático para aplicar tudo o que foi visto neste e-book.